



Universidad de San Carlos de Guatemala
Facultad de Ingeniería
Escuela de Ingeniería Mecánica Eléctrica

**MANTENIMIENTO Y ESTUDIO DE LOS NIVELES DE
CONCENTRACIÓN DE POTENCIA DE CORTO CIRCUITO DE LAS
SUBESTACIONES ELÉCTRICAS, DE LA EMPRESA ELÉCTRICA
DE GUATEMALA, S.A.**

Edwin Daniel Folgar Estrada

Asesorado por el Ing. Mario Ramón Figueroa López

Guatemala, abril de 2008

UNIVERSIDAD DE SAN CARLOS DE GUATEMALA



FACULTAD DE INGENIERÍA

**MANTENIMIENTO Y ESTUDIO DE LOS NIVELES DE
CONCENTRACIÓN DE POTENCIA DE CORTO CIRCUITO DE LAS
SUBESTACIONES ELÉCTRICAS, DE LA EMPRESA ELÉCTRICA
DE GUATEMALA, S.A.**

TRABAJO DE GRADUACIÓN

PRESENTADO A LA JUNTA DIRECTIVA DE LA
FACULTAD DE INGENIERÍA

POR:

EDWIN DANIEL FOLGAR ESTRADA

ASESORADO POR EL ING. MARIO RAMON FIGUEROA LOPEZ

AL CONFERÍRSELE EL TÍTULO DE

INGENIERO ELECTRICISTA

GUATEMALA, ABRIL DE 2008

UNIVERSIDAD DE SAN CARLOS DE GUATEMALA
FACULTAD DE INGENIERÍA



NÓMINA DE JUNTA DIRECTIVA

DECANO	Ing. Murphy Olympto Paiz Recinos
VOCAL I	Inga. Glenda Patricia García Soria
VOCAL II	Inga. Alba Maritza Guerrero de López
VOCAL III	Ing. Miguel Ángel Dávila Calderón
VOCAL IV	Br. Kenneth Issur Estrada Ruiz
VOCAL V	
SECRETARIA	Inga. Marcia Ivonne Véliz Vargas

TRIBUNAL QUE PRACTICÓ EL EXAMEN GENERAL PRIVADO

DECANO	Ing. Murphy Olympto Paiz Recinos
EXAMINADOR	Ing. Kenneth Issur Estrada Ruiz
EXAMINADOR	Ing. Fernando Alfredo Moscoso Lira
EXAMINADOR	Ing. Carlos Fernando Rodas
SECRETARIA	Inga. Marcia Ivonne Véliz Vargas

HONORABLE TRIBUNAL EXAMINADOR

Cumpliendo con los preceptos que establece la ley de la Universidad de San Carlos de Guatemala, presento a su consideración mi trabajo de graduación titulado:

MANTENIMIENTO Y ESTUDIO DE LOS NIVELES DE CONCENTRACIÓN DE POTENCIA DE CORTO CIRCUITO DE LAS SUBESTACIONES ELÉCTRICAS, DE LA EMPRESA ELÉCTRICA DE GUATEMALA, S.A.,

tema que me fuera asignado por la Dirección de la Escuela de Ingeniería Mecánica Eléctrica , el 27 de marzo de 2006.

Edwin Daniel Folgar Estrada

Guatemala, 27 de marzo de 2007

Ing. Ángel Roberto Sic García
Coordinador Unidad de EPS
Facultad de Ingeniería
Presente

Estimado Ingeniero Sic:


Por este medio atentamente le informo que como Asesor de la Practica del Ejercicio Profesional Supervisado (E.P.S.) del estudiante de la Carrera de Ingeniería Eléctrica **EDWIN DANIEL FOLGAR ESTRADA**, Procedí a revisar el informe final de la practica de EPS, titulado: **MANTENIMIENTO Y ESTUDIO DE LOS NIVELES DE CONCENTRACION DE POTENCIA DE CORTO CIRCUITO DE LAS SUBESTACIONES ELECTRICAS DE LA EMPRESA ELECTRICA DE GUATEMALA, S.A.**

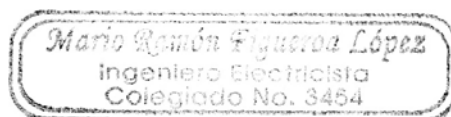
Cabe mencionar que las soluciones planteadas en este trabajo, constituyen un valioso aporte a nuestra Universidad.

En virtud, lo doy por **APROBADO**, solicitándole darle el tramite respectivo.

Sin otro particular me es grato suscribirme

Atentamente,


Ing. Mario Ramón Figueroa
Asesor
Colegiado No. 3454





Guatemala, 11 de octubre de 2007
Ref. EPS. C. 644.10.07

Inga. Norma Ileana Sarmiento Zeceña
Directora Unidad de EPS
Facultad de Ingeniería
Presente

Estimada Ingeniera Sarmiento Zeceña.

Por este medio atentamente le informo que como Supervisor de la Práctica del Ejercicio Profesional Supervisado, (E.P.S) del estudiante universitario de la Escuela de Ingeniería Mecánica Eléctrica, **EDWIN DANIEL FOLGAR ESTRADA**, procedí a revisar el informe final de la práctica de EPS, titulado **"MANTENIMIENTO Y ESTUDIO DE LOS NIVELES DE CONCENTRACIÓN DE POTENCIA DE CORTO CIRCUITO DE LAS SUBESTACIONES ELÉCTRICAS DE LA EMPRESA ELÉCTRICA DE GUATEMALA, S.A."**.


Cabe mencionar que las soluciones planteadas en este trabajo, constituyen un valioso aporte de nuestra Universidad.

En tal virtud, **LO DOY POR APROBADO**, solicitándole darle el trámite respectivo.

Sin otro particular, me es grato suscribirme.

Atentamente,

"*Id y Enseñad a Todos*"


Ing. Kenneth Issur Estrada Ruiz
Supervisor de EPS
Area de Ingeniería Mecánica – Eléctrica



KIER/jm



Guatemala, 11 de octubre de 2007
Ref. EPS. C. 644.10.07

Ing. Renato Escobedo
Director Escuela de Ingeniería Mecánica Eléctrica
Facultad de Ingeniería
Presente

Estimado Ingeniero Escobedo.

Por este medio atentamente le envío el informe final correspondiente a la práctica del Ejercicio Profesional Supervisado, (E.P.S) titulado **“MANTENIMIENTO Y ESTUDIO DE LOS NIVELES DE CONCENTRACIÓN DE POTENCIA DE CORTO CIRCUITO DE LAS SUBESTACIONES ELÉCTRICAS DE LA EMPRESA ELÉCTRICA DE GUATEMALA, S.A.”**.

Este trabajo lo desarrolló el estudiante universitario, **EDWIN DANIEL FOLGAR ESTRADA**, quien fue asesorado por el Ing. Mario Ramón Figueroa López y supervisado por el Ing. Kenneth Issur Estrada Ruiz.

Por lo que habiendo cumplido con los objetivos y requisitos de ley del referido trabajo y existiendo la aprobación del mismo por parte del Asesor y Supervisor, en mi calidad de Directora apruebo su contenido; solicitándole darle el trámite respectivo.

Sin otro particular, me es grato suscribirme.

Atentamente,

“*Id y Enseñad a Todos*”

Inga. Norma Ileana Sarmiento Zeceña
Directora Unidad de EPS



NISZ/jm



Guatemala, 31 de MARZO 2008.

FACULTAD DE INGENIERIA

Señor Director

Ing. Mario Renato Escobedo Martínez
Escuela de Ingeniería Mecánica Eléctrica
Facultad de Ingeniería USAC.

Señor Director,

Me permito dar aprobación al trabajo de Graduación titulado:
MANTENIMIENTO Y ESTUDIO DE LOS NIVELES DE
CONCENTRACIÓN DE POTENCIA DE CORTO CIRCUITO DE
LAS SUBESTACIONES ELÉCTRICAS DE LA EMPRESA
ELÉCTRICA DE GUATEMALA, S.A., del estudiante: EDWIN
DANIEL FOLGAR ESTRADA, por considerar que cumple con los
requisitos establecidos para tal fin.

Sin otro particular, aprovecho la oportunidad para saludarle.

Atentamente,


¡D Y ENSEÑAR A TODOS

Ing. José Guillermo Bedoya Barrios
Coordinador Área de Potencia

JGBB/sro



El Director de la Escuela de Ingeniería Mecánica Eléctrica, después de conocer el dictamen del Asesor, con el Visto Bueno del Coordinador de Área, al trabajo de Graduación del estudiante: EDWIN DANIEL FOLGAR ESTRADA, titulado: MANTENIMIENTO Y ESTUDIO DE LOS NIVELES DE CONCENTRACION DE POTENCIA DE CORRIENTE DE LAS SUBESTACIONES ELÉCTRICAS DE LA EMPRESA ELÉCTRICA DE GUATEMALA, S.A. procede a la autorización del mismo


Ing. María Renata Escobedo Martínez



GUATEMALA, 01 DE ABRIL 2008.

Universidad de San Carlos
de Guatemala



Facultad de Ingeniería
Decanato

Ref. DTG.119.08

El Decano de la Facultad de Ingeniería de la Universidad de San Carlos de Guatemala, luego de conocer la aprobación por parte del Director de la Escuela de Ingeniería Mecánica Eléctrica, al trabajo de graduación titulado: **MANTENIMIENTO Y ESTUDIO DE LOS NIVELES DE CONCENTRACIÓN DE POTENCIA DE CORTO CIRCUITO DE LAS SUBESTACIONES ELÉCTRICAS, DE LA EMPRESA ELÉCTRICA DE GUATEMALA, S.A.**, presentado por el estudiante universitario **Edwin Daniel Folgar Estrada**, autoriza la impresión del mismo.

IMPRÍMASE.


Ing. Murphy Olimpo Paiz Ríos
DECANO



UNIVERSIDAD DE SAN CARLOS DE GUATEMALA
DECANO
FACULTAD DE INGENIERIA
★

Guatemala, abril de 2008

/cc

c.c.

archivo.

AGRADECIMIENTOS A

- Dios:** Por darme: sabiduría, entendimiento, capacidad, fuerza, fortaleza, pasión y sobre todo, su bendición en todos los aspectos y fases de mi vida.
- Mis madres:** Gabriela y Angélica, por su apoyo económico y moral, pero sobre todo por sus oraciones y fe en mí. Las amo.
- Mi hermana:** Angélica, por tu apoyo en la realización de este trabajo. Te quiero.
- Lesvia:** Por tu apoyo total e incondicional y constantes oraciones. Que Dios te bendiga siempre.
- Carlos Acevedo:** Por tu apoyo. Que Dios te colme de bendiciones.
- Ingrid Flores:** Por tu incondicional apoyo y confianza en mí. Dios te bendiga.
- Ing. Álvaro Paz:** Por tu Constante apoyo. Gracias por todo.
- Ing. Mario Figueroa:** Por su constante apoyo y asesoramiento en la elaboración de este trabajo, muchas gracias. Dios le bendiga.
- Saúl Cardona:** Por tu constante apoyo y por tu disponibilidad total en la resolución de dudas. Muchas Gracias y que Dios te bendiga.

- Ing. Fernando Morales:** Por su constante apoyo y confianza en mí y en la elaboración de este trabajo. Dios le bendiga.
- Ing. Carlos Rodas:** Por su apoyo. Dios le bendiga.
- Ing. Eduardo Arita:** Por su apoyo en la elaboración de este trabajo de graduación. Dios le bendiga.
- Ing. Guillermo Bedoya:** Por su constante apoyo y disponibilidad completa en la resolución de dudas y asesoramiento en este trabajo. Muchas Gracias y que Dios le bendiga.
- Trabajadores de ENÉRGICA:** Lic. Mario Riveiro, Herman Moir, Jorge Godoy, Sergio Alfaro, Mynor Ramos, Gerardo Castellanos, Carlos Méndez, Sergio Sica y Christopher Trujillo. Por su total apoyo que Dios les bendiga.
- Trabajadores de TRELEC:** Danilo Sical y Cesar Jiménez, por su apoyo constante. Dios les bendiga.
- USAC:** Por las enseñanzas y sabiduría que regirán el resto de mi vida.
- ENÉRGICA Y E.E.G.S.A.:** Por la oportunidad de la realización de este trabajo.
- Mis amigos** Por su amistad y las interminables horas de estudio.

DEDICATORIA

- Mis bellas madres:** Que Dios las bendiga y les dé muchísimos años de vida, salud y gloria.
- Mi Padre:** Máximiliano. Que Dios te bendiga y te dé muchísimos años de vida, salud y gloria.
- Mis Hermanas:** Angélica y Molly, Las cuales amo y deseo que todos sus sueños se hagan realidad. Dios las bendiga y les muestre el camino de éxito y bendición.
- Una de mis Pasiones más grandes:** Mi hija Marjorie. Te amo mi princesita y que tu vida sea siempre bendecida.
- Lesvia:** Por tu escencia. Dios te colme de bendiciones siempre.
- Mi tío Chito:** Que Dios te Bendiga mi Sowa.
- Mi tío Chetos:** Que Dios te bendiga y te muestre el camino de éxito y de bendición.
- Mi tía Idania:** Que Dios te colme de bendiciones y a tu familia.
- Y a mi demás familia:** Miguel, mis tíos: Axel, Sol, Eliza y cada uno con su raza. Que Dios les bendiga y les colme de bendiciones.

INDICE GENERAL

ÍNDICE DE ILUSTRACIONES.....	XVII
GLOSARIO.....	XXIII
LISTA DE SIMBOLOS.....	XXIX
RESUMEN.....	XXXI
OBJETIVOS.....	XXXIII
INTRODUCCION.....	XXXV
1. SUBESTACIONES ELÉCTRICAS.....	1
1.1. Definiciones generales.....	1
1.1.1. Subestación eléctrica.....	1
1.1.2. Tipos de subestaciones.....	1
1.1.3. Esquema de conexión.....	2
1.2. Equipo utilizado en subestaciones de distribución.....	6
1.2.1. Interruptor de potencia 69 KV.....	6
1.2.1.1 interruptores en aceite.....	8
1.2.1.2 interruptor neumático:.....	10
1.2.1.3 Interruptor en hexafluoruro de azufre.....	10
1.2.2. Fusibles.....	11
1.2.3. Transformador de potencia.....	14
1.2.3.1 Accesorios del transformador de potencia.....	15
1.2.3.1.1 Rele Buchholz.....	20
1.2.3.2 Métodos de enfriamiento de trafos, según normas.....	22
1.2.4 Recloser (reconectador o restaurador).....	23
1.2.4.1 Falla transitoria.....	26
1.2.4.2 Falla semipermanente.....	26
1.2.4.3 Falla permanente.....	26

1.2.5	Regulador de voltaje.....	27
1.2.6	Transformadores de instrumento.....	29
1.2.6.1	Transformadores de corriente.....	29
1.2.6.2	Transformadores de potencial.....	30
1.2.7	Pararrayos.....	31
1.2.8	Cuchillas seccionadoras.....	33
1.2.8.1	Seccionadores horizontales.....	35
1.2.8.2	Seccionador apertura vertical.....	35
1.2.9	Baterías.....	35
1.2.10	Cargador de baterías.....	37
1.2.11	Tableros eléctricos.....	37
1.2.11.1	Tipos de tableros.....	37
1.2.11.1.1	Tableros de un solo frente.....	37
1.2.11.1.2	Tableros de doble frente.....	38
1.2.11.1.3	Tableros separados para mando y protección.....	38
1.2.11.1.4	Tableros tipo mosaico.....	39
1.2.12	Cables de control.....	39
1.2.12.1	Rutas de cables de control.....	39
1.2.13	Estructuras de soporte.....	40
1.2.13.1	Tipos de estructura.....	41
1.2.13.2	Galvanizado de estructura.....	41
1.2.14	Barras.....	41
1.2.14.1	Barras o conductores.....	41
1.2.14.2	Aisladores en barras.....	43
1.2.14.3	Accesorios en barras.....	44

2. PROCEDIMIENTOS DE INSPECCIÓN PREVIO AL MANTENIMIENTO.....	47
2.1. Inspecciones visuales	47
2.2. Puntos de inspección que se visualizaran.....	48
2.2.1. Los procedimientos de ejecución.....	48
2.2.1.1. Clasificación de anomalías encontradas.....	48
2.2.1.2. Orden de reparación	49
2.2.1.3. Plazos para la correspondiente reparación.....	49
2.3. Puntos de inspección que se analizaran.....	49
2.3.1. Interruptor de gas 69 KV.....	49
2.3.1.1. Inspección del interruptor de 69 KV.....	49
2.3.1.2. Verificación de existencia de puntos calientes en interruptor de 69KV.....	50
2.3.1.3. Verificación de fugas en interruptor de 69 KV.....	50
2.3.1.4. Verificación de resistencia de panel de relevadores y mecanismo de interruptor de gas.....	50
2.3.1.5. Verificación del mecanismo de interruptor de 69 KV.....	51
2.3.1.6. Corroboración de la presión de gas sf6 en interruptor de 69KV.....	51
2.3.1.7. Medición de voltajes AC Y DC.....	52
2.3.1.8. Verificación de cargador de baterías.....	52
2.3.1.9. Verificación de baterías.....	52
2.3.1.10. Verificación de fusibles AC y DC del IG.....	52
2.3.1.11. Verificación de conexión a tierra de interruptor de gas 69KV.....	53
2.3.1.12. Verificación de fusibles de 69 KV.....	53
2.3.2. Verificación del transformador de potencia 69/13.8 KV.....	53
2.3.2.1. Inspección en aisladores de entrada y salida del transformador	

De Potencia.....	53
2.3.2.2. Inspección en pararrayos de entrada y salida del transformador de potencia.....	54
2.3.2.3. Inspección de silica en el transformador de potencia.....	54
2.3.2.4 Verificación de conectores y puentes del transformador de potencia.....	54
2.3.2.5. Verificación de existencia de puntos calientes en el transformador de potencia.....	55
2.3.2.6. Verificación de conexión a tierra del transformador de Potencia.....	55
2.3.2.7. Verificaciones de fugas de aceite en el transformador de Potencia.....	55
2.3.2.8 Verificaciones de los ventiladores del transformador de Potencia.....	56
2.3.2.9. Verificación de la resistencia del panel de control del transformador de potencia.....	56
2.3.2.10. Verificación de presión de nitrógeno.....	56
2.3.2.11. Verificación del nivel de aceite del transformador de potencia.....	57
2.3.2.12. Verificación de termómetros de aceite y devanado.....	57
2.3.2.13. Verificación de TC'S de protección diferencial	57
2.3.3. Recloser (reconectador) 13.8 KV y control electrónico.....	57
2.3.3.1. Verificación de fugas en recloser.....	57
2.3.3.2. Verificación de puntos calientes en recloser.....	58
2.3.3.3. Verificación de aisladores de entrada y salida del recloser.....	58
2.3.3.4. Verificación de TC'S de medición de circuito.....	58
2.3.3.5. Verificación de tapadera de interruptor auxiliar	58
2.3.3.6. Verificación de amperímetros de circuitos.....	59
2.3.3.7. Verificación de voltímetros de circuitos.....	59
2.3.3.8. Verificación de la dirección de giro del contador.....	59

2.3.3.9. Verificación de la batería del control electrónico.....	59
2.3.3.10. Verificación de voltaje AC en control electrónico.....	59
2.3.3.11. Inspección del empaque de puerta de control electrónico.....	60
2.3.3.12. Verificación de conexión a tierra de control electrónico.....	60
2.3.3.13. Verificación de conexión a tierra del recloser.....	60
2.3.3.14. Verificación de puentes de entrada y salida del recloser.....	60
2.3.3.15. Verificación de las cuchillas de entrada y salida del recloser.....	61
2.3.3.16. Verificación de las cuchillas de bypass entre circuitos.....	61
2.3.3.17. Verificación de caja de contador demandometro.....	61
2.3.3.18. Inspección de espiga de 5 y 12 pines de caja de control y Demandometro.....	61
2.3.3.19. Inspecciones de pintura de recloser.....	62
2.3.4. Regulador de voltaje 7,620 KV y control electrónico.....	62
2.3.4.1. Verificación de fuga de aceite en regulador de voltaje.....	62
2.3.4.2. Verificación de puntos calientes en reguladores de voltaje.....	62
2.3.4.3. Verificación de pararrayos de bobina de regulador de voltaje.....	62
2.3.4.4. Verificación del funcionamiento del control del regulador de Voltaje.....	63
2.3.4.5. Verificación de conectores de los reguladores de voltaje.....	63
2.3.4.6. Verificación de aisladores de reguladores de voltaje.....	63
2.3.4.7. Verificación del indicador de pasos de reguladores de Voltaje.....	63
2.3.4.8. Verificación del nivel de aceite de los reguladores de Voltaje.....	64
2.3.4.9. Verificación de las cuchillas de bypass de los reguladores De voltaje.....	64
2.3.4.10. Verificación de puentes de los reguladores de voltaje.....	64
2.3.4.11. Verificación de la conexión a tierra de los reguladores de voltaje.....	64
2.3.4.12. Inspección del estado de pintura de los reguladores de voltaje.....	64

2.3.4.13. Verificación del nivel de aceite de los reguladores de voltaje.....	65
2.3.5. Inmueble.....	65
2.3.5.1. Inspección del estado de acceso a la subestación.....	65
2.3.5.2. Verificación del portón de acceso a la subestación.....	65
2.3.5.3. Verificaron de la alarma de la subestación.....	66
2.3.5.4. Verificación del candado del portón de acceso.....	66
2.3.5.5. Inspección del muro perimetral.....	66
2.3.5.6. Inspección de las mallas perimetrales instaladas en las Subestaciones.....	67
2.3.5.7. Verificación de la conexión a tierra de las mallas instaladas en las Subestaciones.....	67
2.3.5.8. Inspección del terreno de la subestación.....	67
2.3.5.9. Inspección de la cantidad de grama o maleza dentro de la Subestación.....	67
2.3.5.10. Inspección de piedrin en el área del equipo de la subestación.....	68
2.3.5.11. Inspección de suciedad en la subestación.....	68
2.3.5.12. Verificación de advertencias de riesgo eléctrico a lo largo del Muro perimetral de la subestación.....	68
2.3.5.13. Inspección del estado de fosas o cajas de registro.....	68
2.3.5.14. Inspección de tapaderas de fosas o cajas de registro	69
2.3.6. Caseta de la subestación.....	69
2.3.6.1. Verificación del estado de lámparas de la caseta.....	69
2.3.6.2. Verificación del piso de la caseta.....	69
2.3.6.3. Verificación de la puerta de la caseta.....	69
2.3.7. Pórtico estructura.....	70
2.3.7.1. Verificación del transformador de servicio.....	70
2.3.7.2. Verificación de estado de herrajes.....	70

2.3.7.3. Verificación del alumbrado general de la subestación.....	70
2.3.7.4. Verificación de flipones y caja de flipones de pórtico.....	70
2.3.7.5. Verificación del interruptor de control de alumbrado.....	71
2.3.7.6. Verificación de tomacorrientes de 120/240 voltios.....	71
2.3.7.7. Verificación de tubería sobrepuesta.....	71
2.3.7.8. Verificación de TP'S.....	71
2.3.7.9. Verificación de la estructura metálica de la subestación.....	71
2.3.7.10. Verificación de conexión a tierra de estructura metálica.....	72
2.3.8. Aislamiento de pórtico.....	72
2.3.8.1. Verificación de aisladores de 69 KV.....	72
2.3.8.2. Verificación de aisladores de soporte de barra de 69 KV.....	72
2.3.8.3. Verificación física de las barras de 69 KV.....	72
2.3.8.4. Verificación de aisladores tipo cadena de 69KV.....	73
2.3.8.5. Verificación de pararrayos de 69 KV.....	73
2.3.8.6. Verificación de conexión a tierra de pararrayos de 69 KV.....	73
2.3.8.7. Verificación de seccionadores de 69 KV.....	73
2.3.8.8. Verificación de los portafusibles de 69 KV.....	74
2.3.8.9. Verificación de aisladores de 13.8 KV.....	74
2.3.8.10. Verificación de soporte de barra 13.8 KV.....	74
2.3.8.11. Verificación de barras de 13.8KV.....	75
2.3.8.12. Verificación de pararrayos de 13.8 KV.....	75
2.3.8.13. Verificación de conexiones a tierra de pararrayos de 13.8 KV.....	75
2.3.8.14. Verificación de las puntas franklin y conexiones a tierra.....	75
2.3.8.15. Verificación del hilo de guarda y conexiones a tierra.....	76
2.3.8.16. Verificación de red de tierras de la subestación.....	76
2.3.8.17. Verificación de puntos calientes en seccionadores de aire de 69 KV.....	76
2.3.9. Puntos de toma de lectura.....	76
2.3.9.1. Interruptor de potencia 69 KV.....	77

2.3.9.2. Transformador de potencia 69/13.8KV	78
2.3.9.3. Recloser y control electrónico.....	79
2.3.9.4. Regulador de voltaje y control electrónico.....	80
2.4. Inspecciones visuales y recopilación de información.....	80
2.4.1. Formularios utilizados para las pruebas, inspección y recopilación de Información.....	82
2.4.1.1 Prueba de Resistencia de Aislamiento, Índice de polarización para Transformadores de Potencia.....	83
2.4.1.2 Prueba de relación de vueltas, resistencia de devanados y Pruebas al aceite para transformadores de potencia	84
2.4.1.3 Prueba de capacitancia, Factor de potencia y Factor de Disipación.....	85
2.4.1.4. Prueba de alarmas y disparos del transformador de potencia.....	86
2.4.1.5 Medición de la red de tierras a la subestación.....	87
2.4.2 Inspecciones.....	87
2.4.2.1 Inspección al Interruptor de Potencia 69KV.....	87
2.4.2.2 Inspección al transformador de potencia 69 / 13.8 KV.....	88
2.4.2.3 Inspección al Recloser 13.8 KV.....	89
2.4.2.4 Inspección a los reguladores de voltaje 7,620 KV.....	90
2.4.2.5 Inspección de Estructura.....	91
2.5 Inspección termográfica.....	92
2.5.1 Evaluación de imágenes térmicas.....	92
2.5.2 Evaluación cualitativa.....	93
2.5.3 Evaluación cuantitativa.....	93
2.5.4 Tipos de cámaras.....	94
2.5.4.1 Cámaras de onda corta.....	95
2.5.4.2 Cámaras de onda media.....	96
2.5.4.3 Cámaras de onda larga.....	96
2.5.5 Temperatura ambiente.....	97

2.5.6 Distancia al objeto.....	97
2.5.7 Humedad relativa.....	98
3. MANTENIMIENTO A SUBESTACIONES ELÉCTRICAS DE DISTRIBUCIÓN.....	99
3.1. Tipos de mantenimiento.....	99
3.1.1. Criterio para el tipo de mantenimiento.....	99
3.1.2. Mantenimiento preventivo.....	100
3.1.3. Mantenimiento correctivo.....	100
3.1.4. Mantenimiento predictivo.....	101
3.2. Actividades de mantenimiento.....	102
3.2.1. Interruptores de potencia 69 KV.....	102
3.2.1.1. Interruptores de gran volumen de aceite.....	102
3.2.1.2. Interruptores de pequeño volumen de aceite.....	103
3.2.1.3. Interruptores en vacío.....	104
3.2.1.4. Interruptores en SF ₆	104
3.2.1.5. Comparación de las características de cuatro medios de extinción.....	104
3.2.1.6. Criterios de mantenimiento al interruptor de potencia 69kV.....	105
3.2.1.6.1. Limpieza general.....	105
3.2.1.6.2. Lubricación.....	106
3.2.1.6.3. Limpieza de aisladores.....	106
3.2.1.6.4. Medición de resistencia de polo.....	106
3.2.1.6.5. Medición de humedad del gas SF ₆	107

3.2.1.6.6.	Pruebas al aceite dieléctrico.....	107
3.2.1.6.7.	Pruebas de operación y de tiempo.....	107
3.2.1.7.	Cargador y banco de baterías de 120 y 48 V dc.....	108
3.2.1.8.	Frecuencia de mantenimiento.....	109
3.2.1.8.1.	Mantenimiento bimensual.....	111
3.2.1.8.2.	Mantenimiento anual.....	111
3.2.2.	Transformador de potencia 69/13.8 KV.....	112
3.2.2.1.	Criterios de mantenimiento de transformadores de potencia.....	112
3.2.2.1.1.	Aceite aislante.....	112
3.2.2.1.2.	Frascos de muestreo.....	113
3.2.2.1.3.	Limpieza de los frascos de muestreo.....	113
3.2.2.1.4.	Muestras para ensayos.....	114
3.2.2.1.5.	Procedimiento de muestreo.....	114
3.2.2.1.6.	Indicación de nivel de aceite y tanque conservador de aceite.....	115
3.2.2.1.7.	Silica gel.....	115
3.2.2.1.8.	Radiadores.....	116
3.2.2.1.9.	Cambiador de tap de transformador.....	117
3.2.2.1.10.	Frecuencia de mantenimiento.....	118
3.2.2.1.10.1.	Mantenimiento anual.....	118
3.2.2.1.10.2.	Mantenimiento eventual.....	121
3.2.3.	Sistema de tierras de la subestación.....	121
3.2.3.1.	Frecuencia de mantenimiento.....	125
3.2.3.1.1.	Mantenimiento anual.....	125

3.2.4.	Reconectador de distribución 13.8 KV de aceite.....	125
3.2.4.1.	Criterios de mantenimiento al reconectador 13.8 KV.....	126
3.2.4.1.1.	Cambio de aceite.....	126
3.2.4.2.	Frecuencia de mantenimiento.....	127
3.2.4.2.1.	Mantenimiento anual.....	127
3.2.8.	Recloser de distribución de gas SF6 13.8 KV.....	127
3.2.8.1.	Frecuencia de mantenimiento.....	128
3.2.8.1.1.	Mantenimiento bimensual.....	128
3.2.8.1.2.	Mantenimiento eventual.....	128
3.2.6.	Controles electrónicos de reconectador.....	128
3.2.6.1.	Funciones básicas del control electrónico.....	129
3.2.6.1.1.	Curvas de disparo	129
3.2.6.1.2.	Intervalos de recierre.....	129
3.2.6.1.3.	Disparos mínimos.....	130
3.2.6.1.4.	Control remoto o manual.....	130
3.2.6.1.5.	Prueba de funcionamiento del recloser en línea.....	130
3.2.6.2.	Frecuencia de mantenimiento.....	131
3.2.6.2.1.	Mantenimiento semestral.....	131
3.2.7.	Reguladores de voltaje 7.620 KV.....	131
3.2.7.1.	Criterios de mantenimiento.....	131
3.2.7.1.1.	Muestra de aceite dieléctrico.....	131
3.2.7.1.2.	Prueba de relación de vueltas a reguladores de voltaje.....	132
3.2.7.2.	Frecuencias de mantenimiento.....	132

3.2.7.2.1. Mantenimiento bimensual.....	132
3.2.7.2.2. Mantenimiento anual.....	133
3.2.7.2.3. Mantenimiento eventual.....	133

4. INSPECCIONES Y PRUEBAS ELÉCTRICAS REALIZADAS A LAS SUBESTACIONES DE DISTRIBUCIÓN.....135

4.1 Bases teóricas.....	135
4.1.1 Factor de Disipación (FD) o Tangente de Delta ($Tg\delta$).....	135
4.1.1.1 Que es la $Tg\delta$?.....	135
4.1.1.2 Para que se usa la $Tg\delta$?.....	136
4.1.1.3 Por qué medir la $Tg\delta$? Que ventajas presenta?.....	136
4.1.2 La corriente, la capacitancia & la relación de factor de Disipación.....	137
4.1.3 Relación entre el factor de potencia y el factor de disipación.....	141
4.1.4 Factor de Potencia.....	145
4.1.4.1 Procedimiento para la prueba de Factor de Potencia.....	146
4.1.5 Resistencia de Aislamiento.....	149
4.1.5.1 Bases teóricas:.....	149
4.1.5.1.1 Corriente de aislamiento:.....	149
4.1.6 Absorción Dieléctrica.....	150
4.1.7 Índices de absorción y Polarización.....	151
4.1.8 Efecto de la condición de la superficie de aislamiento.....	151
4.1.9 Efecto de la Humedad.....	152
4.1.10 Efecto de la Temperatura.....	152
4.1.11 Potencial de Prueba.....	155

4.1.11.1 Efecto de la duración de aplicación del voltaje de prueba.....	155
4.1.11.2 Efecto de la carga Residual.....	155
4.1.11.3 Método de medición.....	158
4.1.12 Relación de espiras de transformador (TTR).....	158
4.1.13 Pruebas al Transformador de Potencia.....	159
4.1.13.1 Relación de vueltas	159
4.1.13.2 Mediciones de resistencia de devanado primario.....	159
4.1.13.3 Mediciones de resistencia de devanado secundario.....	159
4.1.13.4 Prueba de Capacitancia, factor de disipación y factor de potencia.....	160
4.1.13.5 Prueba de corriente de excitación.....	160
4.1.13.6 Resistencia de aislamiento.....	161
4.1.13.7 Índice de polarización.....	161
4.1.13.8 Prueba al termómetro de aceite.....	161
4.1.13.9 Prueba al termómetro de devanado.....	162
4.1.13.10 Prueba de disparos del transformador.....	162
4.1.13.11 Prueba de señales del transformador.....	162
4.1.14 Resumen de pruebas y diagnóstico efectuados, a los transformadores de Potencia.....	163
4.1.14.1 Factor de Potencia.....	163
4.1.14.2 Capacitancia.....	163
4.1.14.3 Corriente de Excitación.....	163
4.1.14.4 Perdidas dieléctricas, relación de transformación.....	163
4.1.15 Redes de Tierra.....	164
4.1.15.1 Aspectos Técnicos.....	164
4.1.15.2 Generalidades sistemas de tierras.....	167
4.1.15.3 Requisitos básicos de un sistema de tierra.....	167
4.1.15.4 Naturaleza de un electrodo de tierra.....	168

4.1.15.5 Resistividad del suelo.....	170
4.1.15.6 Valores recomendados de resistencia de puesta a Tierra.....	170
4.1.15.7 Método usado para la medición de la resistencia de tierra.....	171
4.1.15.7.1 Método de caída de potencial.....	171
4.1.15.8 Gradientes de potencial.....	174
4.1.15.9 Medición de Sistemas de RPT de Subestaciones.....	175
4.1.15.9.1 Consideraciones de orden práctico.....	176
4.1.15.9.2 Espaciamiento y dirección de las medidas.....	176
4.1.15.9.3 Dispositivos, equipos y materiales.....	177
4.1.15.10 Localización de los puntos C2 y P2.....	178
4.2 Subestaciones Eléctricas Estudiadas	179
4.2.1 Subestación eléctrica: Cerritos.....	181
4.2.2 Subestación eléctrica: Monte Maria.....	190
4.2.3 Subestación eléctrica: Héctor Flores.....	199
4.2.4 Subestación eléctrica: Aurora.....	208
4.2.5 Subestación eléctrica: Castellana.....	217
4.2.6 Subestación eléctrica: Santa Lucia.....	226
4.2.7 Subestación eléctrica: Barcenás.....	235
4.2.8 Subestación eléctrica: San Isidro.....	244
4.2.9 Subestación eléctrica: Ciudad Vieja.....	253
4.2.10 Subestación eléctrica: Tinco.....	262
4.2.11 Subestación eléctrica: Luis Nimatuj.....	271
4.2.12 Subestación eléctrica: Próceres.....	280
4.2.13 Subestación eléctrica: Norte.....	289
4.2.14 Subestación eléctrica: Gerona.....	298
4.2.15 Subestación eléctrica: San Juan Sacatepequez.....	307
4.2.16 Subestación eléctrica: San Cristóbal.....	316
4.2.17 Subestación eléctrica: Montserrat.....	325
4.2.18 Subestación eléctrica: San Miguel Petapa.....	334

4.2.19 Subestación eléctrica: Ernesto Rodríguez Briones.....	343
4.2.20 Subestación eléctrica: Portuaria.....	352
4.2.21 Subestación eléctrica: monte cristo.....	361
5 NIVELES DE CONCENTRACIÓN DE POTENCIA.....	371
5.1 Flujo de carga.....	371
5.1.1 Conceptos de flujo de carga.....	373
5.1.1.1 Modelo de la admitancia e impedancia de red.....	374
5.1.1.2 Modelo del flujo de potencia.....	375
5.1.1.3 Modelo matemático, ecuaciones de flujo de carga.....	377
5.1.1.3.1 Características de las ecuaciones del modelo de flujo de carga.....	380
5.1.1.3.2 Clasificación de las variables del sistema.....	382
5.2. Algoritmo para la solución de las ecuaciones del modelo de flujo de carga.....	384
5.2.1. Especificaciones modificadas para la solución del problema de flujo de carga	385
5.2.2. Método de Newton Raspón.....	388
5.3 Capacidad.....	393
5.4. Estabilidad de voltaje.....	395
5.4.1. Estabilidad de tensión.....	396

6. ESTUDIO DE CORTO CIRCUITO EN SUBESTACIONES DE LA EMPRESA ELÉCTRICA DE GUATEMALA, S.A.....399

6.1 Protección: Análisis interno de la Subestación.....	399
6.1.1 Interruptor de aire.....	401
6.1.1.1 Faseo.....	401
6.1.2 Interruptor de Potencia SF6	401
6.1.3 Recloser.....	402
6.1.4 Regulador de Voltaje.....	403
6.1.5 Red de tierras.....	403
6.2 Corrientes máximas y mínimas de corto circuito.....	403
6.3 Análisis externo.....	407
6.3.1 Análisis de Corto circuito.....	407
6.3.2 Valoración del nivel de falla con precisión.....	407
6.3.3 Técnicas de análisis en corto circuito.....	409
6.3.4 Aplicación de ER G74 en programa de corto circuito.....	409
6.3.5 Estimación de las fallas que ocurren naturalmente en el sistema.....	410
6.3.6 Recomendación del desarrollo de la ingeniería para G74.....	412
6.3.7 Evaluación de nivel de falla: Experiencia en sistemas de distribución.....	413
6.3.8 Transformadores:.....	414
6.3.9 Generadores:.....	415
6.3.10 Grandes motores.....	416
6.3.11 Motores asincrónicos, formando parte de la carga en general.....	416
6.3.12 ¿Por qué Son importantes Los Cálculos?	417
6.3.13 Cálculos a mano versus computadora.....	419
6.3.14 Tipos de avería y de su representación.....	423
6.3.15 Datos de organización para los estudios del sistema.....	427
6.3.16 Transitorios de corrientes de falla.....	431

6.3.17 Comentarios finales.....	434
7. RESULTADOS RELEVANTES DE LAS REVISIONES.....	437
7.1 Acciones inmediatas.....	439
CONCLUSIONES.....	441
RECOMENDACIONES.....	443
BIBLIOGRAFÍA.....	445
ANEXOS.....	447

ÍNDICE DE ILUSTRACIONES

FIGURAS

1. Unifilar de Subestación Eléctrica de Distribución de 69/13.8KV con Protección de fusibles.....	3
2. Unifilar de Subestación Eléctrica de Distribución de un cuerpo con Interruptor de potencia SF6 de dos circuitos.....	4
3. Interruptor de potencia a gas SF6.....	7
4. Interruptor de Potencia a gas: IG No. 44 Subestación Monte Cristo.....	7
5. Interruptor en pequeño Volumen de Aceite.....	8
6. Interruptor en gran volumen de aceite.....	9
7. Interruptor en Hexafluoruro de azufre.....	10
8. Curvas de fusibles para protección de transformadores de potencia de 69 KV.....	13
9. Transformador típico de potencia Trifásico.....	17
10. Transformador trifásico de potencia S-152 Subestación Ciudad Vieja.....	17
11. Transformador de potencia trifásico S-152 Subestación Ciudad Vieja.....	18
12. Transformador de potencia, vista frontal.....	18
13. Transformador de potencia, vista lateral.....	18
14. Reconector 13.8 KV, sumergido en aceite.....	24
15. Recloser en aceite No. 271 del circuito No. 166 de la subestación Tinco.....	25
16. Recloser a gas No. 331 del circuito No. 141 de la subestación Luís Fernando Nimatuj.....	25
17. Regulador de Voltaje 7,620 kV.....	27
18. Reguladores de voltajes Números 417;416 y 415 del circuito No. 151 de la subestación Monte Cristo.....	28

19. Bancos de reguladores de voltaje de los circuitos 126;127;128 y 129 de la Subestación Aurora.....	28
20. Pararrayo tipo subestación 120 KV.....	32
21. Pararrayo tipo subestación 13.8 KV.....	32
22. Cuchilla seccionadora tipo Subestación 15.5 KV, 600 A.....	34
23. Bypass de regulador tipo subestación 8.3 KV, 600 A.....	34
24. Tipos de seccionadores o cuchillas.....	34
25. Tablero de un solo Frente.....	38
26. Sección transversal de canaleta con ménsulas.....	40
27. Espectro Electromagnético.....	95
28. Relación de vectores de la Tangente Delta ($\text{tg}\delta$).....	135
29. Diagrama vectorial del sistema de aislamiento.....	137
30. Diagrama vectorial mostrando la resistencia y la Reactancia.....	139
31. Circuito equivalente para las pérdidas del condensador.....	140
32. Circuito equivalente a la impedancia serie-paralelo.....	141
33. Factor de Potencia Vrs. Factor de Disipación.....	144
34. Diferentes conexiones para trafos de potencia de 3 terminales.....	148
35. Resistencia de aislamiento y factor de corrección contra temperatura.....	156
36. Factor de corrección de temperatura para resistencia de Aislamiento.....	157
37. Variación de resistividad del suelo con humedad.....	165
38. Variación de la resistividad del suelo con la temperatura.....	166
39. Variación de la resistividad del suelo con la sal.....	166
40. Elementos que constituyen una puesta a tierra.....	169
41. Método de la caída de potencial para medir la RPT.....	172
42. Resistencia de puesta a tierra versus distancia de (P).....	173
43. Solapamiento de los gradientes de potencial.....	174
44. Curva de resistencia versus distancia sin solapamiento de Gradientes de Potencial.....	175

45. Puntos C2 y P2 para las Mediciones de Redes de tierra.....	179
46. Sistema de potencia de dos barras simplificado.....	375
47. Sistema de potencia de dos barras con modelo de línea.....	376
48. Sistema de potencia de dos barras con modelo de potencia neta.....	377
49. Grafica de la Capacidad e Impedancia de los transformadores de Potencia.....	395
50. Unifilar de controles de una subestación con interruptor de gas SF6 a Dos cuerpos.....	400
51. Organigrama simplificado para un programa de corto circuito.....	422
52. Relación entre el voltaje y la corriente para fallas comunes.....	425
53. Impedancias de falla visto desde el punto de relevación.....	429
54. Formulas equivalentes del transformador.....	430
55. Circuito equivalente de la secuencia positiva de una máquina síncrona.....	430
56. Representación de los trasientes primarios para una falla de corto Circuito.....	433

TABLAS

I. Precisión de transformadores de instrumento para medición.....	29
II. Burdens para transformadores de corriente con 5 secundarios.....	30
III. Burdens para transformadores de potencial.....	31
IV. Ventajas y desventajas entre baterías de tipo acidas y alcalinas.....	36
V. Eficiencia en baterías.....	36
VI. Especificaciones de libranzas para dimensionamiento de subestaciones.....	44
VII. Presión de gas en interruptores de potencia SF6 marca ABB.....	51

VIII.	Rigidez dieléctrica de distintos medios de extinción a presión atmosférica.....	105
IX.	Pruebas de tiempo para interruptor de potencia SF6 69KV.....	108
X.	Periodos de mantenimiento para interruptores de potencia 69 KV.....	110
XI.	Características del aceite para trafos de potencia.....	113
XII.	Cambiador de tap sin tensión devanado de alta tensión.....	118
XIII.	Índice de polarización para la evaluación de la condición de transformadores.....	120
XIV.	Calibre de conductores de tierra por corto circuito.....	123
XV.	Valores mínimos permitidos de resistencia de red de tierras de una subestación en función de su capacidad.....	124
XVI.	Características del aceite dieléctrico para recloser.....	126
XVII.	Características del aceite para reguladores de voltaje.....	132
XVIII.	Valores recomendados de resistencia de puesta a tierra.....	170
XIX.	Potencia máxima e impedancia de los transformadores de potencia de las subestaciones estudiadas.....	394
XX.	Corriente de corto circuito en los nodos de Guate Sur, Guate Norte y Guate Este en 69KV.....	405
XXI.	Niveles máximo y mínimo de corrientes de corto circuito en las Subestaciones Eléctricas.....	406
XXII.	La interconexión de las redes	426
XXIII.	Corrientes y voltajes de falla.....	427

GLOSARIO

ANSI	<i>American National Standards Institute</i> (El Instituto Nacional Estadounidense de Estándares).
Atabekov, Gt	Autor del Libro: <i>The relay protection of high voltage networks</i> (La Protección de relevación en redes de alto voltaje).
Bifurcación	Punto crítico de un sistema eléctrico de potencia en el cual se analizan estabildades de tensión y límites operativos.
Burden	Se refiere a la potencia nominal de un transformador de corriente.
Clark, Edith	Autora del libro: <i>Circuit Análisis of AC Power Systems; volumen 1</i> (Análisis de circuitos de sistemas de potencia en AC).
CHG	Prueba realizada al transformador de potencia, la cual mide la capacitancia entre el devanado de alto voltaje y tierra.
CHL	Prueba realizada al transformador de

potencia, la cual mide la capacitancia entre el devanado de alto y el devanado de bajo voltaje.

CLG

Prueba realizada al transformador de Potencia, la cual mide la capacitancia entre el devanado de bajo voltaje y tierra.

COI

Centro de Operación e Información.

CNEE

Comisión Nacional de Energía Eléctrica.

Coefficientes de contribución

Coefficientes que indican la contribución de cada generador en una red para Compensar la pérdida de uno de ellos.

Compensación Shunt

Utilización de compensadores reactivos en paralelo para compensar los niveles de tensión en una barra.

Contingencia

Suceso imprevisible en una red eléctrica que afecta su funcionamiento.

Corto Circuito

Una conexión entre dos puntos de un Circuito a través de una fuente de energía Eléctrica, mediante un camino de baja Resistencia.

Descargo	En este trabajo se refiere específicamente a Mantenimiento a Subestaciones Eléctricas.
Dieléctrico	Elemento o material eléctrico que no deja Pasar la corriente a través de su Masa, por lo que se llama también, Aisladores o aislantes eléctricos.
EEGSA	Empresa Eléctrica de Guatemala, S.A.
Espécimen	Dispositivo Eléctrico que puede ser un Pararrayo, un bushing, interruptor, etc. en este trabajo se refiere al transformador de potencia de la subestación eléctrica.
Factor de distribución	Factor que indica el incremento en el flujo de potencia de una rama de la red en función de una inyección de potencia en determinado punto de la red.
Factor de pérdidas	Relación entre la resistencia y la reactancia inductiva de una línea de transmisión típicamente mucho menor a uno.
Flujo de potencia	Transporte de potencia eléctrica en las Líneas de transmisión de una red.
Fortescue CL:	Autor de: <i>Method of symmetrical coordinates applied to the solution of</i>

polyphase networks (Método aplicado a la solución de redes polifásicas de componentes simétricas).

GST

GST Power Service Group (Grupo de servicio de potencia) en este trabajo se refiere a las Pruebas de muestra o espécimen con conexión a Tierra.

IEEE

The Institute of Electrical and Electronics Engineers, El instituto de Ingenieros Eléctricos y Electrónicos.

IEC

Internacional Electrotechnical Commission (Comisión Electrotécnica Internacional).

IEC 909

Internacional Electrotechnical Commission (Comisión Electrotécnica Internacional)
Norma 909 para el estudio y/o análisis de corto circuito.

EMTP

Electro Magnetic Transients Programa (Programa de transientes electromagnético)
Es un Software especializado para la Simulación y análisis de transitorios en Sistemas de potencia.

ER G74

Engineering Recommendation (ER)
Recomendación de Ingeniería Norma G74

y/o método Internacional para el estudio y/o análisis de corto circuito. La cual es una norma mejorada de la norma IEC 909.

FLIP

Nombre de un Programa para análisis de Corto Circuito.

Matriz de admitancias

Arreglo matricial de los componentes de una red eléctrica que es función de los parámetros de sus líneas de transmisión.

Matriz jacobiana

Arreglo matricial propio de los métodos Numéricos empleado en modelos de sistemas eléctricos no lineales.

PRAG

Protective Relays Application Guide (book)
Guías para la aplicación de reles o relevadores de protección.

PSA

Power System Analysis (Análisis de sistema de potencia).

SCADA

Supervisory Control and Data Acquisition
(Sistema de supervisión para control y adquisición de datos).

SILICA

Silica Gel: Componente formado por Gránulos, lo cual su función principal en

transformadores de potencia del tipo respiradero libre es el de evitar la entrada de aire húmedo que pueda estar en contacto directo con el aceite del transformador.

SPT

Sistema de Puesta a Tierra.

SC

Short Circuit, (corto circuito).

STAGG, Glen & EL-ABIAD

Autores de un libro: *Computer Methods in Power System Analysis* (métodos por computadora sobre análisis de sistemas de potencia).

Shackshaft

Apellido de un investigador, autor de “*General-purpose model of power system loads*” (Modelo general para propósitos de cargas de sistemas de potencia).

Tierra Remota

En este trabajo se le llama así, a la tierra Física (red de tierra) de la propia Subestación Eléctrica, la cual se toma como referencia.

UST

Utility Systems Technologies (Tecnología de sistemas de utilidad) en este trabajo se refiere a Pruebas de muestras o espécimen sin conexión a tierra.

LISTA DE SÍMBOLOS

Símbolo	Significado
A	Ampere
Kv	Kilovolt
Km	Kilometro
MW	Megawatt
MVA	Megavoltampere
MVAR	Megavoltampere reactivo
kcmil	Kilocircular mil
P	Potencia activa
P_{ij}	Flujo de carga del nodo i al nodo j
Q	Potencia reactiva
Q^{\min}	Límite menor de regulación de Potencia reactiva
Q^{\max}	Límite mayor de regulación de Potencia reactiva
$V_{\text{especificado}}$	Voltaje fijado
Z_{SER}	Impedancia serie
Y_{SH}	Admitancia paralelo
B	Susceptancia
G	Conductancia
I	Corriente eléctrica
V	Voltaje

R	Resistencia
X_L	Reactancia inductiva
S	Potencia aparente
M	Constante de inercia
D_G	Factor de amortiguamiento
α	Coefficiente de pérdidas en líneas
λ	Factor de cargabilidad
λ_{\max}	Factor de cargabilidad máximo
δ	Ángulo de desfase
Δ	Cambio incremental
e	Número de Euler
∂	Derivada parcial
f'	Primera derivada de f
f_{xy}	Derivada parcial de x respecto de y
$\frac{\partial}{\partial x} f _0$	Derivada parcial de f en x
S^*	Potencia aparente conjugada
Σ	Sumatoria de Riemann
A^T	Transpuesta de la matriz A
γ	Coefficiente de contribución
\Re	Número real
$\ \vec{A}\ $	Valor absoluto del vector A

RESUMEN

Este trabajo se enfoca al estudio de 21 Subestaciones Eléctricas de La Empresa Eléctrica de Guatemala, S.A., en donde se recopila información completa y actualizada de cada una de las subestaciones con el fin de poder obtener una base de datos reciente del estado físico y funcional de los dispositivos que conforman cada una de las subestaciones eléctricas.

Con una metodología detallada, respecto al análisis, estudio de corto circuito y mantenimiento en cada subestación eléctrica se va recabando información para poder tener la información actualizada y poder formar de esta manera la base de datos de cada subestación eléctrica y por ende determinar el estado actual de cada una.

Se detalla el mantenimiento realizado a cada subestación, Haciendo énfasis respecto a su mantenimiento individual, así como también los problemas presentados en cada visita técnica de cada subestación eléctrica.

Se da una explicación detallada de la funcionalidad de cada dispositivo eléctrico así como también de los dispositivos que entran en juego en el momento de alguna contingencia.

En el análisis de corto circuito, se hace un estudio interno y externo a las subestaciones eléctricas. En el estudio interno, se muestran los componentes importantes los cuales entran a ser de vital importancia en el momento de alguna falla o contingencia.

Se estudia la capacidad de cada subestación, así como también la impedancia de cada transformador de potencia. Teniendo las capacidades nominales y con los voltajes de

operación en 69 KV o 13.8 KV (de alta y baja respectivamente) se calcula la corriente nominal para poder calcular la corriente de corto circuito en cada subestación, luego se tabulan los datos de corriente de corto circuito máximo y mínimo en cada subestación eléctrica.

En el estudio externo se menciona todos los factores que entran en juego y que aportan carga en el momento de una falla en el sistema nacional interconectado. Aunque se presentan las bases teóricas, normas y la logística a implementar para cualquier software de corto circuito, en este trabajo no se analiza el corto circuito a través de un software específico, dejando este trabajo para futuras líneas de investigación.

El sistema se considera conectado a una fuente de barra infinita. Los valores de corto circuito calculados en el lado de baja (13.8 KV) dentro de cada Subestación Eléctrica de la Empresa Eléctrica de Guatemala, S.A. son mayores a los esperados.

OBJETIVOS

General

Realizar el mantenimiento a 21 subestaciones de la Empresa Eléctrica de Guatemala, S.A. así como también un estudio de los niveles de potencia de cada subestación eléctrica y su respectivo estudio de corto circuito a cada una de las subestaciones. Con la finalidad de proponer mejoras conforme se vaya desarrollando cada visita técnica y al final de la información recabada a través de este trabajo.

Específicos

- 1) Reconocimiento o identificación de las Subestaciones Eléctricas a ser estudiadas.
- 2) Determinar su condición actual y luego trabajar inmediatamente en aquellos aspectos que presenten premura.
- 3) Realizar las pruebas Eléctricas al transformador de potencia de cada subestación Eléctrica
- 4) Medición de resistencia al sistema de redes de tierra de cada subestación eléctrica
- 5) Realizar los cálculos teóricos a través de la carga nominal e impedancia de cada transformador de potencia en donde se calculara la corriente de corto circuito en cada subestación.

INTRODUCCIÓN

Actualmente no se cuenta con un registro actualizado de la información que proporciona y genera una subestación eléctrica. El mantenimiento en si es muy importante debido a las contingencias que se pueden evitar y a la vez del cuidado que se debe de tener con cada dispositivo que conforma cada subestación eléctrica.

Cada dispositivo tiene su historial que debiera ser almacenado ordenadamente para poder llevar el control de cada uno de ellos. Con esto se logra tener una mejor y mayor eficiencia en el momento de saber la vida útil, reparaciones o sustituciones que se hayan realizado, etc. de cada uno de los dispositivos eléctricos o electrónicos que conforman las subestaciones eléctricas.

En la realización de este trabajo se contara con información detallada y actualizada que servirá como punto de partida en el análisis y control que debiese llevar o tener cada subestación eléctrica y cada uno de sus dispositivos o componentes de control, comunicación o potencia.

En el análisis de corto circuito se estudiara los componentes eléctricos que entran en juego en alguna contingencia, esto es por el lado del análisis interno de corto circuito en donde se detalla cada componente y su funcionalidad, también se realiza un análisis externo de corto circuito en donde se muestran las bases teóricas, normas y la logística a implementar para cualquier software de corto circuito.

1. SUBESTACIONES ELÉCTRICAS

1.1. Definiciones generales

1.1.1. Subestación eléctrica

Es un conjunto de dispositivos eléctricos y electrónicos que forman parte de un sistema eléctrico de potencia; sus funciones principales son: transformar tensiones y corrientes así como derivar circuitos de potencia.

1.1.2. Tipos de subestaciones

Las subestaciones se pueden clasificar de acuerdo con el tipo de función que desarrollan:

- a) Subestaciones transformadoras de tensión.
- b) Subestaciones de maniobra o seccionadoras de circuito.
- c) Subestaciones mixtas (mezcla de las dos anteriores).

De acuerdo con la potencia y tensión que manejan las subestaciones, éstas se pueden agrupar en:

- a) Subestaciones de transmisión. Entre 230 y 138 kV o mayores.
- b) Subestaciones de subtransmisión. Entre 138 y 69 kV.
- c) Subestaciones de distribución. Entre 69 y 13.8 kV.

Según el reglamento de la Ley General de Electricidad, en el Artículo 1 se definen los niveles de tensión utilizados en Guatemala, como:

Alta tensión: nivel de tensión superior a sesenta mil (60,000) voltios.

Media tensión: nivel de tensión superior a mil (1,000) voltios y menor o igual a sesenta mil (60,000) voltios.

Baja tensión: nivel de tensión igual o inferior a mil (1,000) voltios.

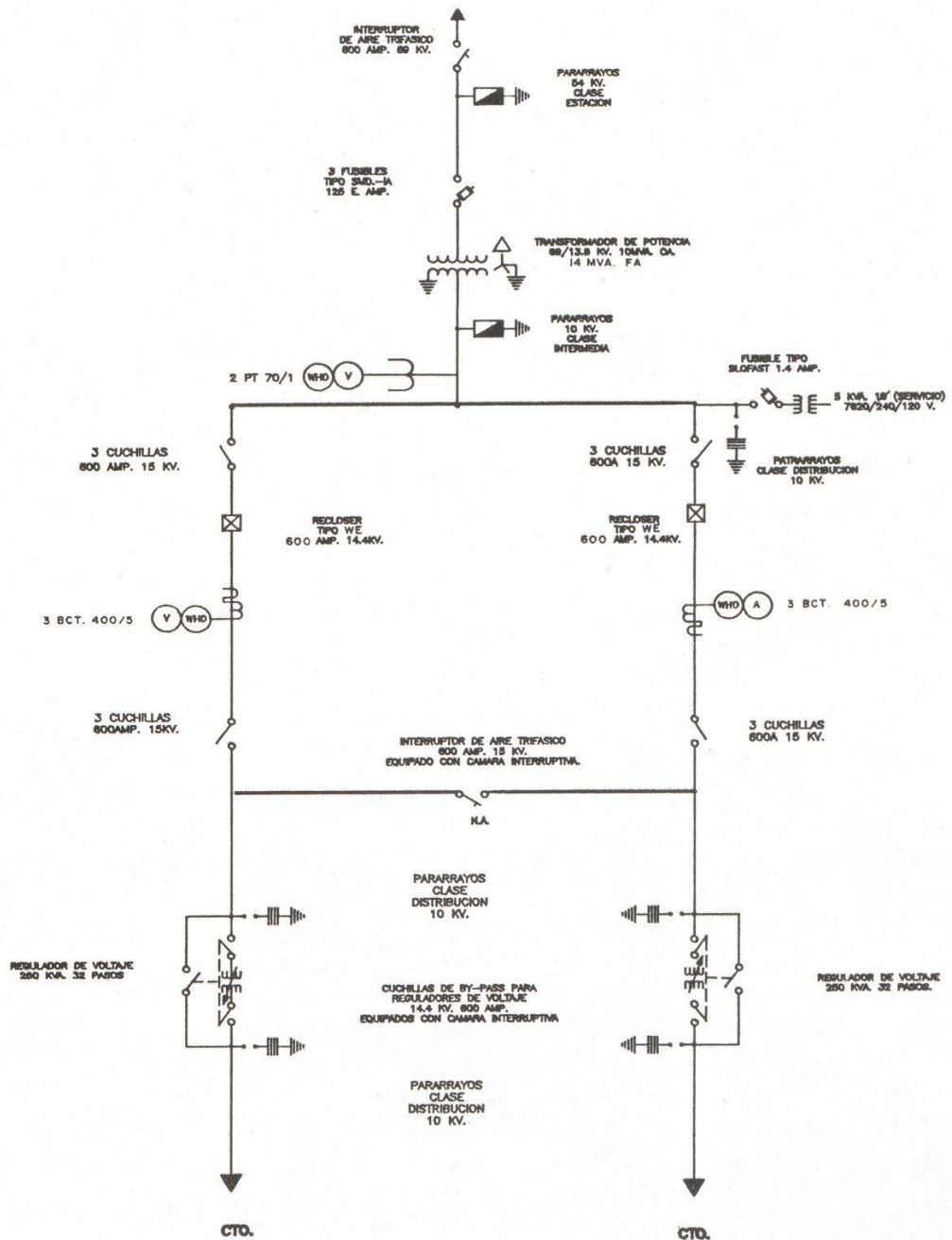
Las subestaciones en los sistemas de distribución en Guatemala operan en clases de voltaje de 13.8KV a 69KV.

Las subestaciones de transmisión, que dan servicio a fuentes de energía eléctrica en masa, operan de 69KV a 230KV. Las clases de voltaje utilizadas en Guatemala para subestaciones de potencias grandes incluyen las de 69KV, 138KV y 230KV, consideradas como clase de alto voltaje.

1.1.3. Esquema de conexión

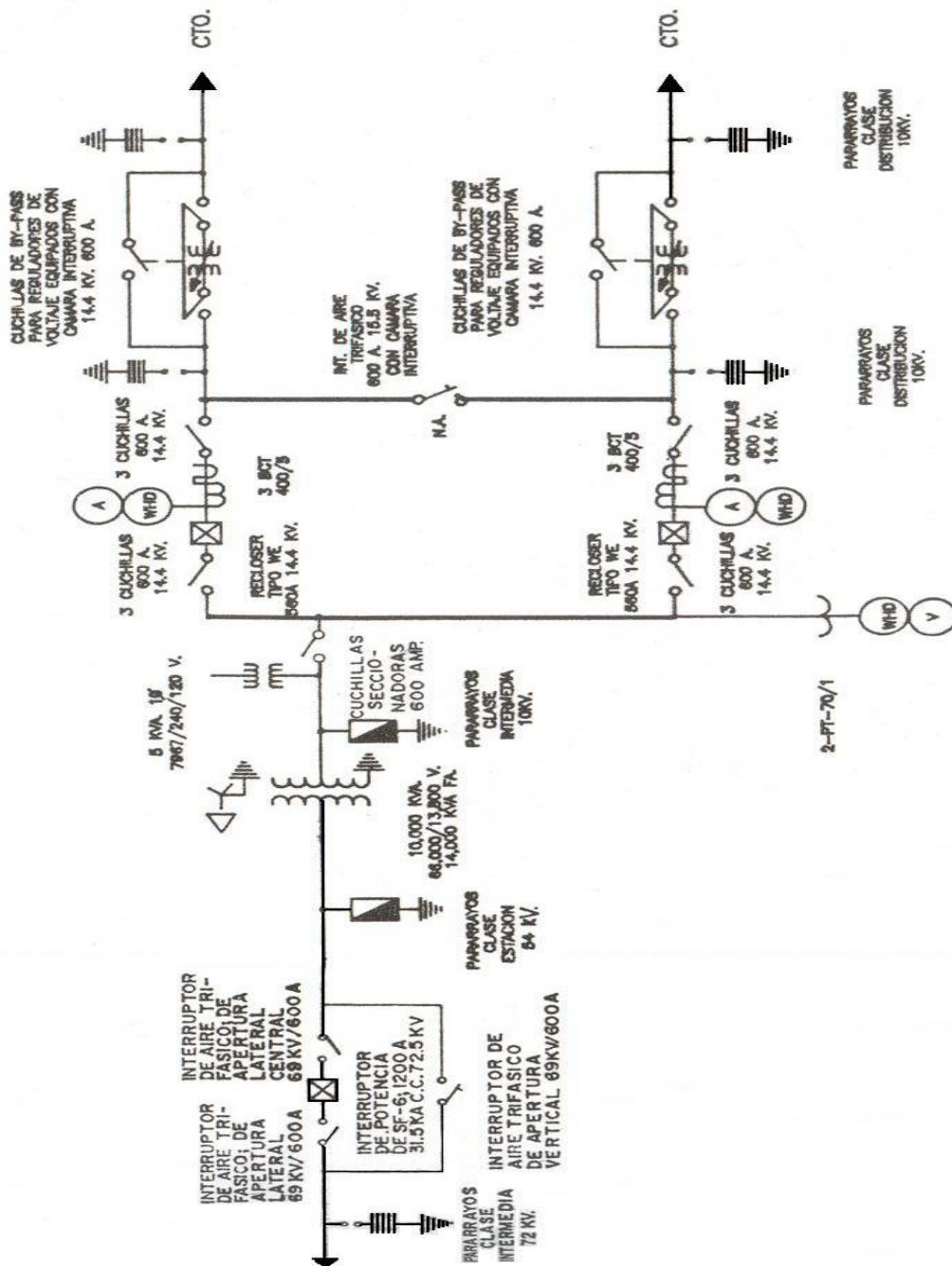
El esquema de subestación seleccionado determina el arreglo eléctrico y físico del equipo de conmutación. Existen diferentes esquemas de barra cuando la importancia cambia entre los factores de confiabilidad, economía, seguridad y sencillez, como lo justifican la función e importancia de la subestación. En este trabajo la conexión determinada a las subestaciones de la empresa eléctrica de Guatemala, S. A. De 69 / 13.8 KV es de un cuerpo con protección de fusibles y con interruptor de potencia de SF6, figuras 1 y 2 respectivamente. A Continuación se muestran estos unifilares:

Figura 1. Unifilar de Subestación Eléctrica de Distribución de 69/13.8KV Con protección de fusibles.



Fuente: Ing. F. Gressi. Tesis Subestaciones de Distribución. pp11

Figura 2. Unifilar de Subestación Electrica de Distribución de un Cuerpo Con interruptor de potencia SF6 de dos circuitos.



Fuente: Ing. F. Gressi. Tesis Subestaciones de Distribución. Pp 12

Dentro de las diferentes Subestaciones Eléctricas de Guatemala, S. A. estudiadas, existe un máximo de 4 circuitos dentro de dichas subestaciones.

A continuación se muestran las Subestaciones Eléctricas, las cuales poseen Fusibles o Interruptor de potencia como medio de protección:

No.	NOMBRE	SUBESTACION CON IG DE PROTECCION	SUBESTACION CON FUSIBLES DE PROTECCION
1	Cerritos		XXXX
2	Monte Maria		XXXX
3	Héctor Flores	XXXX	
4	Aurora	XXXX	
5	Castellana	XXXX	
6	Santa Lucia		XXXX
7	Barcenas	XXXX	
8	San Isidro		XXXX
9	Ciudad Vieja	XXXX	
10	Tinco		XXXX
11	Luis Nimatuj	XXXX	
12	Próceres	XXXX	
13	Norte		XXXX
14	Gerona	XXXX	
15	San Juan Sacatepequez	XXXX	
16	San Cristóbal	XXXX	
17	Montserrat	XXXX	
18	San Miguel Petapa	XXXX	
19	Rodríguez Briones	XXXX	
20	Portuaria	XXXX	
21	Monte Cristo	XXXX	

En el análisis realizado a la Subestación Eléctrica Cerritos se hizo mediante fusibles de protección. Actualmente, la subestación Cerritos cuenta con protección a través de Interruptor de potencia, debido a que cuando se realizo el estudio y análisis a esta subestación, se determino que era conveniente el cambio de protección debido a la protección más eficaz para

proteger el trafo de sobrecargas, fallas de corto cto., desvalances, alarmas y disparos propiamente en el transformador de potencia.

1.2. Equipo utilizado en subestaciones de distribución

1.2.1. Interruptor de potencia 69 KV

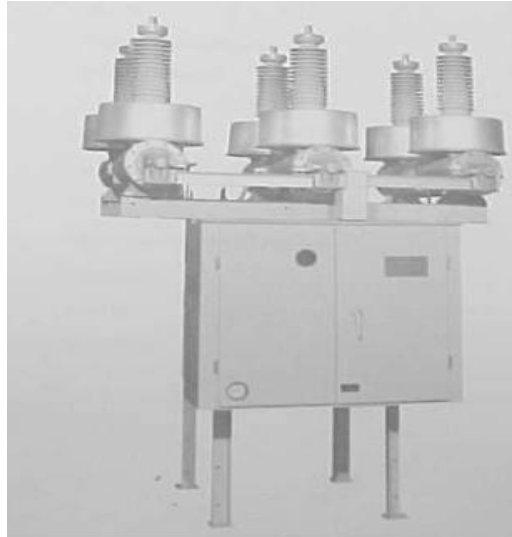
El interruptor de potencia es un dispositivo que esta destinado al cierre y apertura de la continuidad de un circuito eléctrico bajo carga, en condiciones normales, así como en condiciones de cortocircuito, siendo esta su función principal. El interruptor es, junto al transformador de potencia, el dispositivo más importante de una subestación. Su comportamiento determina el nivel de confiabilidad que se puede tener en un sistema eléctrico de potencia.

La parte activa está constituida por las cámaras de extinción que soportan los contactos fijos y el mecanismo de operación que soporta los contactos móviles. La parte pasiva está formada por una estructura que soporta uno o tres depósitos de aceite, gas, etc., en los que se aloja la parte activa, la cual protege eléctrica y mecánicamente el interruptor, ofrece puntos para el levantamiento y transporte del interruptor y soporta los gabinetes de mecanismo y relevadores.

Los accesorios son: boquillas terminales que incluyen los transformadores de corriente, válvulas de llenado, descarga y muestreo del fluido aislante, conectores de tierra, placa de datos, gabinete de relevadores y mecanismo, etc.

En las figuras 3 y 4 se pueden apreciar el interruptor de potencia de 69 kV con cámaras de interrupción de gas SF6.

Figura 3. Interruptor de potencia a gas SF6



Fuente: Installation Maintenance Instruccions SF6 Power Circuit Braker. S.P.

Figura 4. Interruptor de Potencia a gas: IG No. 44 Subestación Monte Cristo.



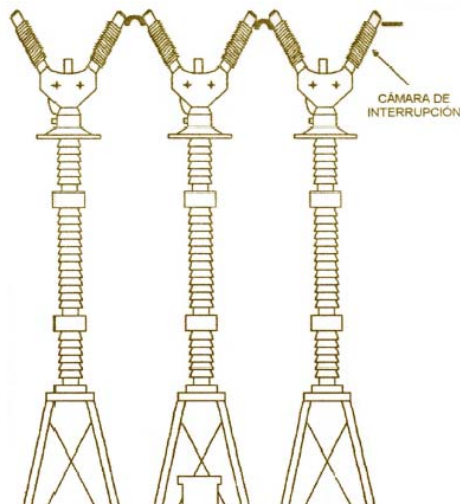
A medida de conocimiento se muestran los tipos de interruptores que se pueden encontrar en el mercado:

- a) Pequeño volumen de aceite
- b) Gran volumen de aceite
- c) Neumático
- d) Hexafluoruro de azufre
- e) Vacío

1.2.1.1 Interruptores en aceite

Según la cantidad de aceite que contienen en sus cámaras, se clasifican en gran volumen de aceite y en pequeño volumen de aceite. Los de pequeño volumen contienen aproximadamente un 2.5% del aceite que contienen los de gran volumen. Generalmente se utilizan en tensiones y potencias medianas.

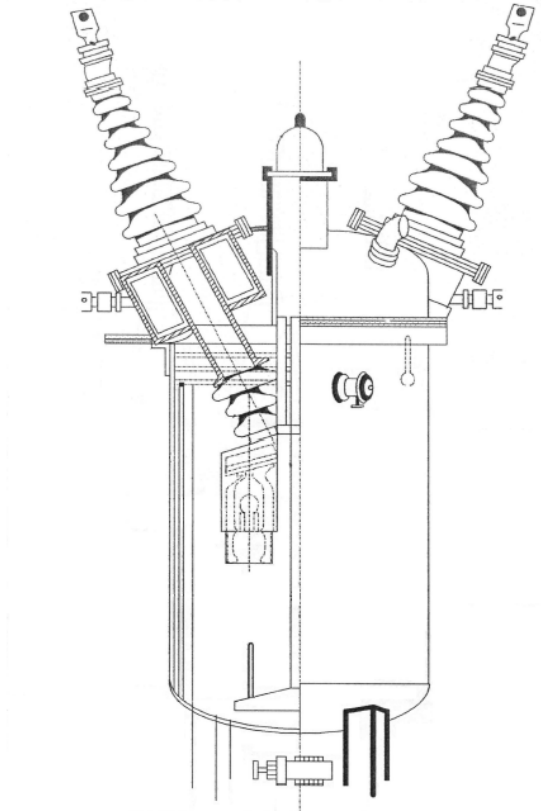
Figura 5. Interruptor en pequeño Volumen de Aceite



Fuente: Gilberto Enríquez. **Fundamentos de instalaciones eléctricas de media y alta tensión.** p. 67.

Los interruptores en gran volumen de aceite pueden ser monofásicos o trifásicos, estos últimos se utilizan para operar a tensiones bajas y sus contactos están contenidos en un mismo recipiente pero separados por medio de aislantes. Para tensiones y capacidades de rupturas altas, se utilizan interruptores monofásicos, en los cuales cada polo va dentro de un tanque separado, pero los tres polos accionan simultáneamente.

Figura 6. Interruptor en gran volumen de aceite



Fuente: Gilberto Enríquez. **Fundamentos de instalaciones eléctricas de media y alta tensión.** p. 61.

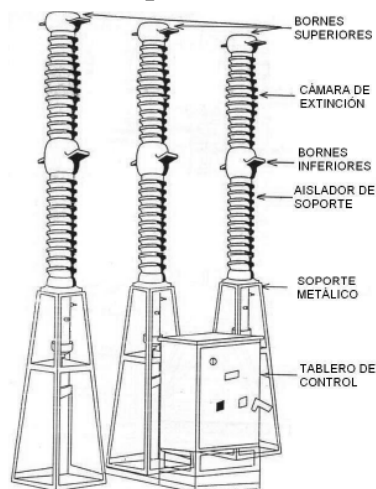
1.2.1.2 Interruptor neumático

Es un dispositivo que realiza la extinción del arco por medio de un chorro de aire. El aire a presión se obtiene por un sistema de aire comprimido que consiste en uno o más compresores, un tanque principal, un tanque de reserva y un sistema de distribución. Se utilizan debido al peligro de explosión e incendio que representan los interruptores en aceite.

1.2.1.3 Interruptor en hexafluoruro de azufre

Es un dispositivo que dentro de sus cámaras de extinción contiene el gas hexafluoruro de azufre, para apagar el arco eléctrico. Estos interruptores se fabrican con polos separados, cada fase en su tanque y trifásicos. Su tensión de operación puede ser de 115 hasta 800 kV.

Figura 7. Interruptor en Hexafluoruro de azufre



Fuente: Gilberto Enriquez. **Fundamentos de instalaciones eléctricas de media y alta tensión.** p. 77.

1.2.2. Fusibles

Son dispositivos de protección eléctrica de una red o en una subestación. En subestaciones se emplean para proteger transformadores de potencia en aquellas partes en que los relevadores y los interruptores de potencia no se justifican económicamente.

Su función es la de interrumpir el circuito cuando se produce en ellos una sobrecorriente y soportar la tensión transitoria de recuperación que se produce posteriormente.

Un juego de fusibles de alta tensión está formado por 3 polos. Cada uno de ellos está formado por una base metálica, dos aisladores de porcelana o sintéticos cuya altura determina el nivel básico de impulso que trabaja el sistema.

De acuerdo con su capacidad de ruptura, lugar de instalación y costo, se pueden utilizar diferentes tipos de fusibles, los más conocidos son los siguientes:

- a) Expulsión.
- b) Limitador de corriente.
- c) Vacío.

El interruptor idóneo para la seguridad y protección, tanto para el personal como para el transformador de potencia en las Subestaciones de la Empresa Eléctrica de Guatemala, S. A. es el interruptor a gas SF6 como se muestran en las figuras 3 y 4, sin embargo en aquellas partes en que los relevadores y los interruptores de potencia no se justifican económicamente se

deben de utilizar fusibles, seleccionados conforme a normas ANSI, los cuales proveen de protección eficaz, no solo al transformador sino también al circuito, y funcionan como protección de respaldo para los reclosers.

En la figura 8 se muestran las curvas tiempo vrs corriente, indican el tiempo que tarda el fusible en operar, que depende de la magnitud de la corriente.

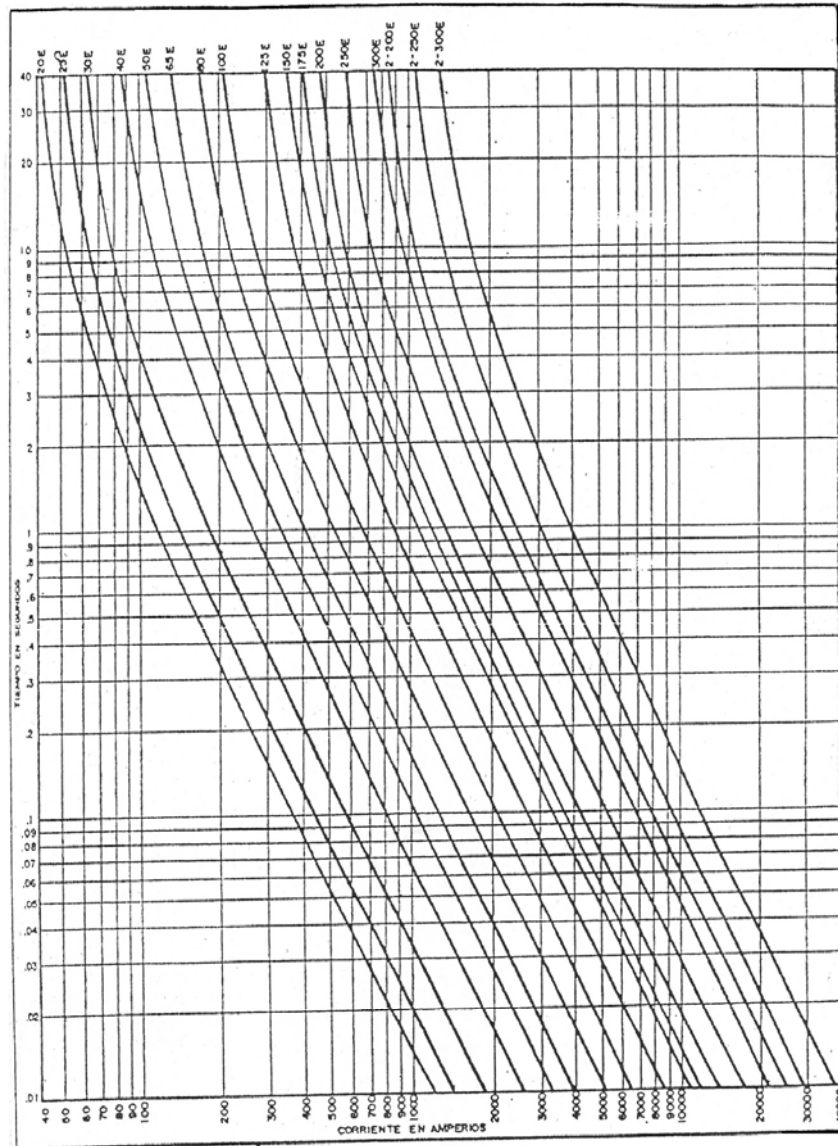
Las formas de las curvas de fusibles son de tipo E con características de “*Slow Speed*” (baja Velocidad), fabricados por la compañía S & C.

Las condiciones que deben cumplir los fusibles para seleccionarlos como medio de protección son:

a) Las curvas de tiempo mínimo de fusión (MMT) y tiempo máximo de limpieza (MCT) del fusible deben quedar debajo de la curva de daño del transformador.

b) El fusible debe soportar la corriente de magnetización “inrush”.

Figura 8. Curvas de fusibles para protección de transformadores de Potencia de 69KV



Fuente: S & C Corporation

Un transformador de potencia es una máquina electromagnética, cuya función principal es cambiar la magnitud de las tensiones eléctricas.

La parte activa de un transformador de potencia está formada por:

- a) Núcleo
- b) Bobina
- c) Cambiador de derivaciones y
- d) Bastidor

A continuación se describen estos elementos. El núcleo constituye el circuito magnético, está formado por un conjunto de chapas o láminas de acero al silicio con un espesor de 0.28 mm. Puede ir unido a la tapa y levantarse con ella o ir unido a la pared del tanque, lo cual produce mayor resistencia durante las maniobras mecánicas de transporte.

Las bobinas constituyen el circuito eléctrico, se fabrican utilizando alambre o solera de cobre o de aluminio. Los conductores se forran de material aislante de ciertas características, de acuerdo con la tensión de servicio de la bobina, la temperatura y el medio en que va a estar sumergida.

El cambiador de derivaciones es el mecanismo que permite regular la tensión de la energía que fluye de un transformador. Su operación puede ser automática o manual, generalmente está instalado en el lado de alta tensión debido a que su costo disminuye ya que la corriente es menor.

El bastidor está formado por un conjunto de elementos estructurales que rodean el núcleo y las bobinas, su función es soportar los esfuerzos mecánicos y electromagnéticos que se desarrollan durante la operación del transformador.

La parte pasiva consiste en el tanque donde se aloja la parte activa. El tanque debe ser hermético, soportar el vacío absoluto sin presentar deformación permanente, proteger eléctrica y mecánicamente el transformador, ofrecer puntos de apoyo para el transporte y la carga del mismo, soportar los enfriadores, bombas de aceite, ventiladores y los accesorios especiales.

1.2.3.1 Accesorios del transformador de potencia

Son un conjunto de elementos y dispositivos que auxilian en la operación y facilitan el mantenimiento del transformador. Entre los más importantes tenemos el tanque conservador, los relevadores de gas, de flujo, de sobrepresión, y de presión súbita, las boquillas, el tablero, las válvulas, los conectores para tierra y la placa de características.

El tanque conservador está colocado sobre el tanque principal, su función es absorber la expansión del aceite debido a los cambios de temperatura, provocados por los incrementos de carga. Este tanque se mantiene con el nivel del aceite aproximadamente hasta la mitad, ya que cuando ocurre una elevación de temperatura, el nivel del aceite se eleva comprimiendo el gas contenido en la mitad superior si el tanque es sellado, de lo contrario, el gas es expulsado hacia la atmósfera.

El relevador de gas también se conoce como relevador Bucholz. Su función es detectar los gases producidos en el interior del transformador, para luego desconectarlo de la red eléctrica, ya que dichos gases son el resultado de fallas severas dentro del transformador. El relevador de flujo opera por el movimiento brusco del aceite aislante, como resultado de arqueos por conmutaciones en el cambiador de derivaciones bajo carga.

El relevador de sobrepresión protege a los elementos del transformador contra esfuerzos mecánicos por la elevación de presión en el aceite, debido a fallas internas en el transformador. El relevador de presión súbita actúa al ocurrir un incremento de presión repentino y agudo debido a fallas internas.

Las boquillas son aisladores terminales de las bobinas de alta y baja tensión, utilizados para atravesar el tanque o la tapa de transformador. El tamaño de las boquillas depende de la tensión de operación de las bobinas, siendo de mayor tamaño las correspondientes al lado de alta tensión.

El tablero es el gabinete en donde se encuentran los controles y protecciones de los ventiladores, del cambiador de derivaciones bajo carga, entre otros.

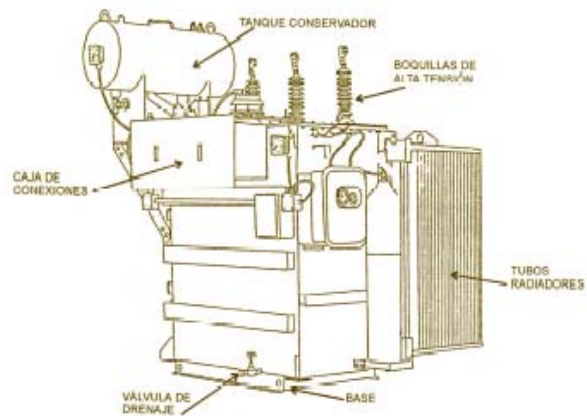
Las válvulas son el conjunto de elementos utilizados para el llenado, vaciado, mantenimiento y muestreo del aceite del transformador. Generalmente, se encuentra una válvula en el tanque conservador y dos en la parte inferior del tanque principal.

Los conectores para tierra son elementos de cobre soldados al tanque, en los cuales se conecta el transformador al sistema de puesta a tierra. Estos conectores se encuentran en la parte inferior del tanque principal en los lados de alta y baja tensión.

La placa de características indica los datos más importantes del transformador, tales como la potencia, tensión, porcentaje de impedancia, diagramas vectorial y de conexiones, número de fases, frecuencia, altura de operación sobre el nivel del mar, tipo de enfriamiento, número de serie,

porcentaje de variación de tensión en los pasos del cambiador de derivaciones, peso, año de fabricación, entre otros.

Figura 9. Transformador típico de potencia Trifásico



Fuente: Gilberto Enriquez. **Fundamentos de instalaciones eléctricas de media y alta tensión.** p. 29.

Figura 10. Transformador trifásico de potencia S-152 Subestación Ciudad Vieja



Figura 11. Transformador de potencia trifásico S-152 Subestación Ciudad Vieja



Los accesorios de un transformador de potencia son un conjunto de partes y dispositivos que auxilian en la operación y facilitan las labores de mantenimiento. Algunos de estos elementos se observan en las figuras 12 y 13.

Figura 12. Transformador de potencia, vista frontal

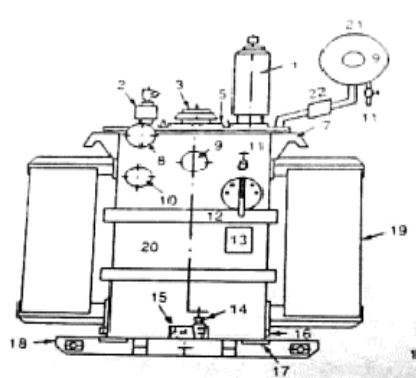
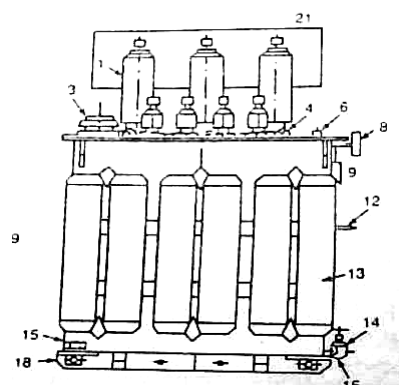


Figura 13. Transformador de potencia, vista lateral



Fuente: José Raúl Martín. Diseño de subestaciones eléctricas. Pág. 45.

1. Boquillas para alta tensión
2. Boquillas de baja tensión
3. Relevador mecánico de sobrepresión
4. Orejas con ojo para levantar la tapa
5. Registro
6. Cople con tapón para llenado al vacío
7. Orejas de gancho para izaje del conjunto
8. Manómetro-vacuómetro
9. Indicador magnético de nivel con o sin contactos P. alarma
10. Indicador de temperatura del aceite con o sin contactos P. alarma
11. Válvula superior para conexión a filtro prensa
12. Maneral para operación sin excitación del cambiador de derivaciones, con seguro para candado e indicador de posiciones
13. Placa de características
14. Válvula para drenaje
15. Válvula para muestreo
16. Placas para conexión a tierra
17. Refuerzos para palanqueo o soportes para gato
18. Base deslizable
19. Radiadores fijos o desmontables. Con o sin válvulas
20. Caja
21. Tanque conservador
22. Relevador de gas (Bucholz)

1.2.3.1.1 Rele Buchholz

Hablaremos específicamente del Rele Buchholz, debido a su importancia.

Las irregularidades en el funcionamiento de los transformadores dan origen a calentamientos. Si dichos calentamientos son del orden de 150°C o mayores producirán gases, cuya cantidad y rapidez de su desarrollo dependen de la magnitud de la falla.

Las fallas que se producen en el interior de los transformadores siempre dan origen a la producción de gases. A continuación se mencionan diferentes tipos de fallas que dan lugar a la formación de gases en los transformadores.

En el caso de ruptura de una conexión se producirá un arco que se alarga a medida que los conductores se funden. Aun cuando la conexión fallada no produzca un corto circuito adicional se producirán gases en gran cantidad al producirse el arco eléctrico en presencia de aceite aislante.

Cuando exista una falla de aislamiento contra tierra (tanque, núcleo, etc.) provocará serias quemaduras en el aislamiento sólido y además originará la formación de gases en gran cantidad.

Al producirse un corto circuito brusco entre espiras o entre devanados se producirán también grandes cantidades de gases.

La modificación de las propiedades físicas y químicas del aceite reducen su rigidez dieléctrica, de tal forma, que ciertas partes de los devanados quedan sujetos a sobretensiones. Esto dará origen a descargas repetitivas de baja energía que inicialmente producirán volúmenes pequeños de gas. Sin embargo, la presencia de pequeños volúmenes de gas en contacto con los

devanados originara efluvios que producirán a su vez mayores volúmenes de gas.

Si las juntas entre los núcleos y culatas no están bien establecidos (apretados), o si el aislamiento de las chapas que comprimen los paquetes de lamina es defectuoso, pueden producirse corrientes (focault) de tal magnitud que produzcan un calentamiento excesivo ($150^{\circ}\text{C} - 200^{\circ}\text{C}$), lo que ocasionara la vaporización (gasificación) del aceite dieléctrico.

La mirilla que contiene la caja del relé permite observar la cantidad y color de los gases. Se puede decir sin lugar a equivocarse que de la cantidad de gas atrapada en el relé Buchholz depende la magnitud de la falla. Del color de los gases se puede deducir el lugar del defecto. Así, los gases blancos se producen por la destrucción del papel, los amarillos por deterioro de la madera y los negros o grises son provocados por la descomposición del aceite. Sin embargo, en campo es difícil precisar el color de los gases, ya que por lo general, estos son una combinación de los tres colores mencionados.

Por otra parte, sí podemos afirmar que todos los gases producto de una falla severa en el interior de un transformador producirán gases combustibles. Por lo tanto, siempre que se detecte gas en la caja del relé Buchholz deberá probarse su combustibilidad.

La prueba de combustibilidad es la práctica más sencilla y consiste en abrir la purga de gas y acercar al mismo la flama de un cerillo. Resulta obvio que si los gases son combustibles se producirá una flama intensa la que dependerá de la cantidad de gas existente.

1.2.3.2 Métodos de enfriamiento de trafos, según normas

Según las normas ANSI C.57.12.80-1978, inciso 6.1, los métodos de enfriamiento de los transformadores se clasifican de la siguiente manera:

- a) Transformador inmerso en aceite auto enfriado. Clase OA. En estos transformadores la bobina y el núcleo están inmersos en aceite y el enfriamiento se da por circulación natural del aire en la superficie.
- b) Transformadores inmersos en aceite auto enfriados / Con aire forzado. Clase OA/FA. El enfriamiento se da por circulación natural y forzada del aire en la superficie del transformador.
- c) Transformadores inmersos en aceite auto enfriados / con aire forzado / aire forzado. Clase OA/FA/FA.
- d) Transformadores inmersos en aceite auto enfriados / con aire forzado / aceite forzado. Clase OA/FA/FOA. En estos transformadores el enfriamiento se da por circulación natural del aire, por circulación forzada de aire, y circulación forzada del aceite.
- e) Transformadores inmersos autoenfriados / con aire forzado, enfriamiento de aceite forzado / aire forzado, Enfriamiento con aire forzado. Clase OA/FOA/FOA.
- f) Transformadores inmersos en aceite, con enfriamiento con aceite forzado con aire forzado. Clase FOA. En estos transformadores se da la circulación forzada del aceite en la parte exterior del transformador y enfriamiento por aire forzado en esta superficie.
- g) Transformadores inmersos en aceite enfriados por agua. Clase OW. En estos transformadores la bobina está inmersa en aceite y el enfriamiento se da por circulación natural del aceite sobre la superficie enfriada por el agua.

- h) Transformadores inmersos en aceite, enfriados con agua / autoenfriados. Clase OW/A. En estos transformadores se da el enfriamiento por la circulación natural del aceite en una superficie enfriada por el agua y por la circulación natural del aire.
- i) Transformadores inmersos en aceite con aceite forzado y enfriamiento con aire forzado. Clase FOW. En estos transformadores el enfriamiento se da por la circulación forzada del aceite y del agua.

1.2.4 Recloser (reconectador o restaurador)

Este es un equipo capaz de realizar cierres automáticos, los cuales efectúa por la orden de un relevador de protección.

Es un interruptor de operación automática con una programación predeterminada de cierres y aperturas. Generalmente se construyen para funcionar con tres operaciones de cierre y cuatro aperturas.

Cuando ocurre una falla, el restaurador abre sus contactos y después de un tiempo predeterminado los cierra, si la falla es transitoria el restaurador queda conectado, pero si la falla continúa, repite el proceso anterior hasta que realice las operaciones de cierre y apertura programadas y finalmente queda desconectado. Se utiliza en los sistemas de distribución en donde además de protección se necesita continuidad de servicio.

Este equipo tiene como fin mejorar la continuidad del servicio de la subestación, debido a que las fallas en la red pueden ser de tres tipos:

- a) Transitoria
- b) Semipermanente

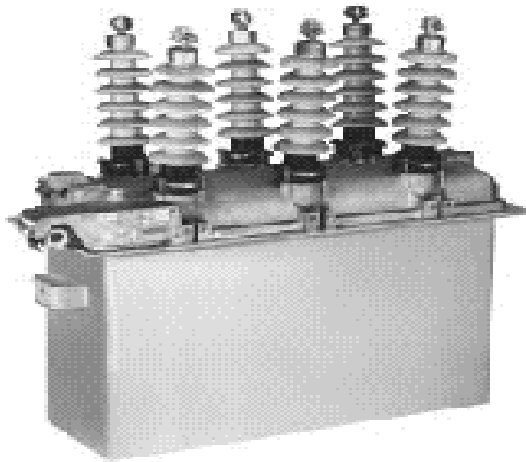
c) Permanente

Entre los tipos de reconectadores existen:

- a) Aceite
- b) Gas SF6
- c) Vacío

En la figura 14 y 15 se puede apreciar un recloser de 13.8 kV de interrupción en aceite dieléctrico y en la figura 16 un recloser (desenergizado) a gas, en esta figura se encuentra el técnico Sergio Alfaro, indicando los CT'S y PT'S tanto de entrada como de salida.

Figura 14. Reconectador 13.8 KV



Fuente: Type WE, Three Phase Maintenance Instructions. S.P.

Figura 15. Recloser en aceite No. 271 del circuito No. 166 de la subestación Tinco



Figura 16. Recloser a gas No. 331 del circuito No. 141 de la subestación Luis Fernando Nimatuj



1.2.4.1. Falla transitoria

Una falla transitoria es una falla de corta duración.

Un ejemplo de este tipo de falla puede ser la descarga de un rayo, que flamea un aislador sin perforarlo. En líneas de tensión media representa un 60% del total de las fallas que afectan las líneas aéreas.

1.2.4.2 Falla semipermanente

Una falla semipermanente es un cortocircuito que tiene una duración considerable, pero que no dura lo suficiente como para llegar más allá de las operaciones programadas en el reconectador.

Un ejemplo de este tipo de falla puede ser el contacto de una rama de árbol con un conductor de alta tensión, en que la rama se consume progresivamente en fracciones de segundo. Esta falla es de mayor duración que el caso anterior, y se elimina con un recierre automático lento de varios segundos o medios. La experiencia muestra que en tensiones medias, el número de fallas que se eliminan con el primer recierre lento llega a ser del orden de 20%. En el segundo recierre, el promedio de fallas eliminadas es ya muy bajo, y en el tercer recierre el promedio es prácticamente nulo.

1.2.4.3 Falla permanente

Una falla permanente es un cortocircuito que se prolonga definitivamente. Un ejemplo de este tipo de falla puede ser un cortocircuito en las bobinas de un transformador o dentro de un cable de potencia. En este caso, el cortocircuito,

una vez iniciado, se establece en forma franca y sólo desaparece después de la apertura del interruptor correspondiente.

1.2.5 Regulador de voltaje

Los reguladores de voltaje son autotransformadores reguladores que operan normalmente a 7.62 kV. Regulan el voltaje desde 10% sobre el voltaje nominal, a 10% bajo dicho valor en 32 pasos. Un regulador típico puede observarse en la figura 17 y en las figuras 18 y 19 se muestran bancos de reguladores de voltaje correspondientes a las subestaciones Monte Cristo y Aurora respectivamente.

Figura 17. Regulador de Voltaje 7,620 kV



Fuente: JFR Distribution Step Voltage Regulator. S.P.

Figura 18. Reguladores de voltajes Números 417; 416 y 415 del circuito No. 151 de la subestación Monte Cristo.



Figura 19. Bancos de reguladores de voltaje de los circuitos 126;127;128 y 129 de la subestación Aurora.



1.2.6 Transformadores de instrumento

Son dispositivos electromagnéticos cuya función principal es reducir a escala, las magnitudes de tensión y corriente que se utilizan para la protección y medición de los diferentes circuitos de una subestación, o sistema eléctrico en general. Normalmente, estos transformadores se construyen con sus secundarios, para corrientes de 5 amperios y/o tensiones de 120 voltios.

Según la norma ANSI/IEEE C57.13-1978, las clases de precisión para transformadores de instrumento son:

Tabla I. Precisión de transformadores de instrumento para medición

Clase de precisión de medición	Transformadores de voltaje (entre 90 y 110 % del voltaje nominal)		Transformadores de corriente			
			Al 100 % de la corriente nominal		Al 10 % de la corriente nominal	
	Mínimo	Máximo	Mínimo	Máximo	Mínimo	Máximo
0.3	0.997	1.003	0.997	1.003	0.994	1.006
0.6	0.994	1.006	0.994	1.006	0.988	1.012
1.2	0.988	1.012	0.988	1.012	0.976	1.024

Fuente: Normas ANSI/IEEE C.57.13-1978

1.2.6.1 Transformadores de corriente

Son aparatos en que la corriente secundaria, dentro de las condiciones normales de operación, es prácticamente proporcional a la corriente primaria, aunque ligeramente desfasada. El primario del transformador se conecta en serie con el circuito por controlar y el secundario se conecta en serie con las

bobinas de corriente de los aparatos de medición y de protección que requieran ser energizados. En la tabla II se muestran los burdens para transformadores de corriente con 5 secundarios, según la Norma ANSI/IEEE C.57.13-1978.

Tabla II. Burdens para transformadores de corriente con 5 secundarios

Burden de diseño	Resistencia (ohm)	Inductancia (mH)	Impedancia (ohm)	Volt-amperios (a 5 A)	Factor de potencia
<i>Burdens de medición</i>					
B-0.1	0.09	0.116	0.1	2.5	0.9
B-0.2	0.18	0.232	0.2	5.0	0.9
B-0.5	0.45	0.58	0.5	12.5	0.9
B-0.9	0.81	1.04	0.9	22.5	0.9
B-1.8	1.62	2.08	1.8	45.0	0.9
<i>Burdens de relés</i>					
B-1	0.5	2.3	1.0	25	0.5
B-2	1.0	4.6	2.0	50	0.5
B-4	2.0	9.2	4.0	100	0.5
B-8	4.0	18.4	8.0	200	0.5

Fuente: Normas ANSI/IEEE C.57.13-1978

1.2.6.2 Transformadores de potencial

Son aparatos en que la tensión secundaria, dentro de las condiciones normales de operación es prácticamente proporcional a la tensión primaria, aunque ligeramente desfasada. Desarrollan funciones tales como transformar la tensión, y aislar los instrumentos de protección y medición conectados a los circuitos de alta tensión. El primario se conecta en paralelo con el circuito por controlar y el secundario se conecta en paralelo con las bobinas de tensión de los diferentes aparatos de medición y de protección que se requiere energizar.

Tabla III. Burdens para transformadores de potencial

Características de <i>Burden</i> estándar			Características en 120 voltios base			Características en 69.3 voltios base		
Diseño	Volt. amperios	Factor de potencia	Resistencia (ohm)	Inductancia (H)	Impedancia (ohm)	Resistencia (ohm)	Inductancia (H)	Impedancia (ohm)
W	12.5	0.1	115.2	3.04	1152	38.4	1.01	384
X	25	0.7	403.2	1.09	576	134.4	0.364	192
Y	75	0.85	163.2	0.268	192	54.4	0.0894	64
Z	200	0.85	61.2	0.101	72	20.4	0.0335	24
ZZ	400	0.85	30.6	0.0503	36	10.2	0.0168	12
M	35	0.2	82.3	1.07	411	27.4	0.356	137

Fuente: Normas ANSI/IEEE C.57.13-1978

1.2.7 Pararrayos

Son dispositivos eléctricos formados por una serie de elementos resistivos no lineales y explosores que limitan la amplitud de las sobretensiones originadas por descargas atmosféricas, operación de interruptores o desbalance de sistemas. Este debe comportarse como un aislador mientras la tensión aplicada no exceda de cierto valor predeterminado, y convertirse en conductor al alcanzar la tensión ese valor y conducir a tierra la onda de corriente producida por la onda de sobre tensión.

En las figuras 20 y 21 se muestra una comparación de algunos tipos de pararrayos.

Figura 20. Pararrayo tipo subestación 120 kV

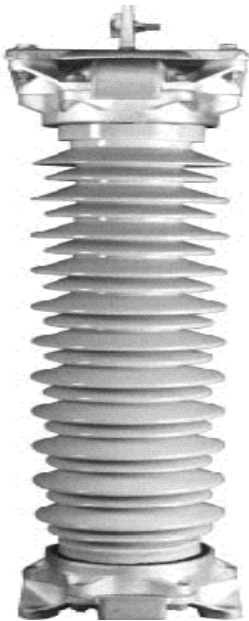
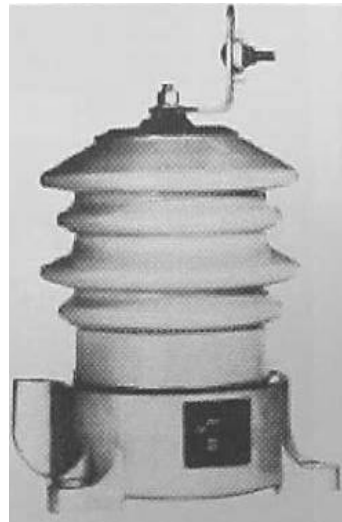


Figura 21. Pararrayo tipo subestación 13.8 kV



Fuente: Station Arresters Tipe G. Catálogo 235-40. Pág. 3

Los pararrayos cumplen con las siguientes funciones:

- a) Descargar sobretensiones cuando su magnitud llega al valor de la tensión disruptiva de diseño.
- b) Conducir a tierra las corrientes de descarga producidas por las sobretensiones.
- c) Debe desaparecer la corriente de descarga producidas por las sobretensiones.
- d) No deben operar con sobretensiones temporales, de baja frecuencia.
- e) La tensión residual debe ser menor que la tensión que resisten los aparatos que protegen.

1.2.8 Cuchillas seccionadoras

Son dispositivos que sirven para conectar y desconectar diversas partes de una instalación eléctrica, para efectuar maniobras de operación o bien para darles mantenimiento. Las cuchillas pueden abrir circuitos bajo la tensión nominal pero nunca cuando esté fluyendo corriente a través de ellas. Antes de abrir un juego de cuchillas siempre debe abrirse primero el interruptor correspondiente.

Las cuchillas, de acuerdo con la posición que guarda la base y la forma que tiene el elemento móvil, pueden ser:

- a) Apertura horizontal
- b) Apertura vertical
- c) Apertura central

En las figuras 22, 23 y 24 se pueden apreciar varios tipos.

En la figura número 23 se muestra una cuchilla de bypass de regulador tipo subestación, la cual algunos fabricantes le añaden a la cuchilla una pequeña cámara de arqueo de SF₆ que le permite abrir solamente los valores nominales de la corriente del circuito.

Figura 22. Cuchilla seccionadora tipo
Subestación 15.5 kV, 600 A

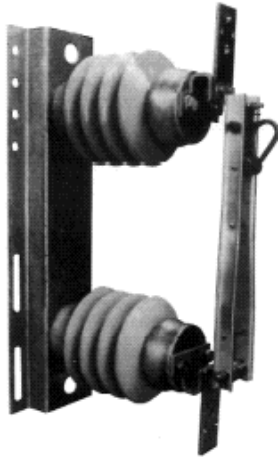
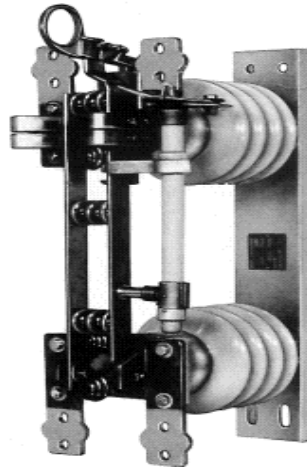
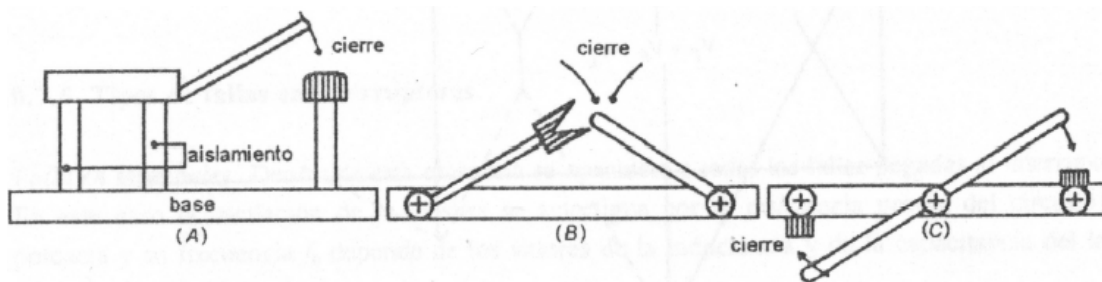


Figura 23. Bypass de regulador tipo
subestación 8.3 kV, 600 A



Fuente: Air Break Switches Bypass Combination. Pag. 2

Figura 24. Tipos de seccionadores o cuchillas



Fuente: José Martín. Diseño de subestaciones eléctricas. p. 113.

1.2.8.1 Seccionadores horizontales

Pueden ser de tres postes. El mecanismo hace girar el poste central, que origina el levantamiento de la parte móvil de la cuchilla, véase la figura 24A para compensar el peso de la cuchilla, la hoja móvil tiene un resorte que ayuda a la apertura. Otro tipo de cuchilla horizontal es aquel en donde la parte móvil de la cuchilla gira en un plano horizontal. Este giro se puede hacer de dos formas:

Cuchilla con dos columnas de aisladores que giran simultáneamente y arrastran las dos hojas, una que contiene la mordaza y la otra el contacto macho, según se muestra en la figura 24B.

La otra forma es una cuchilla horizontal con tres columnas de aisladores. La columna gira y en su parte superior soporta el elemento móvil. Las dos columnas externas son fijas y en su parte superior sostienen las mordazas fijas, según se muestra en la figura 24C.

1.2.8.2 Seccionador apertura vertical

Es igual a la cuchilla de la figura 24A, pero los tres aisladores se encuentran en forma horizontal y la base está en forma vertical. Para compensar el peso de la hoja de la cuchilla también tienen un resorte que, en este caso, ayuda a cerrar la cuchilla.

1.2.9 Baterías

Se denomina batería a un conjunto de celdas conectadas en serie. La tensión nominal de la batería viene dada por la suma de las tensiones de cada

una de las celdas. Las baterías, según el tipo de electrolito pueden ser ácidas o alcalinas.

Tabla IV. Ventajas y desventajas entre baterías de tipo ácido y alcalinas

Tipo de batería	Ventajas	Desventaja (s)	Precio
Tipo ácida	1. Están fabricadas de poliestireno transparente o vidrio, lo cual permite la inspección visual.	1. Es necesario sustituir o nivelar el ácido ya que éste se evapora con el uso.	Las baterías dependen del modelo y marca, regularmente las de tipo ácida son siempre más baratas en cuanto a mantenimiento y precio
	2. Duran alrededor de 20 años.		
	3. Producen mayor energía por unidad de peso.		
Tipo alcalina	1. No necesita mantenimiento.	1. Son de plástico opaco y tienen el inconveniente de no permitir la inspección visual.	
	2. Dura alrededor de 25 años en promedio.	2. Debe estar bien ventilada, ya que una concentración del 4% de hidrógeno se hace altamente explosiva.	
	3. Cuando se opera a temperaturas inferiores a 0 grados centígrados, esta batería es la más adecuada.		

Tabla V. Eficiencia en baterías

Eficiencia en %	Ácida	Alcalina
Eficiencia en A-H	91	71
Eficiencia en voltios	85	80
Eficiencia en vatios-hora	77	57

Fuente: José Raúl Martín. Diseño de subestaciones eléctricas. Pág. 129

1.2.10 Cargador de baterías

Es el dispositivo eléctrico (generador de cd) o electrónico que se utiliza para cargar y mantener en flotación, con carga permanente, la batería de que se trate. El cargador se conecta en paralelo con la batería.

La capacidad del cargador que se va utilizar depende de la eficiencia de la batería, o del tipo de batería que se adquiera.

1.2.11 Tableros eléctricos

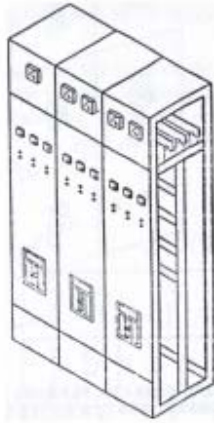
Los tableros de una subestación son estructuras que soportan los instrumentos de control, medición y protección, el bus mímico, los indicadores luminosos y alarmas. Generalmente se fabrican con lámina de acero y están anclados a la base de concreto de las casetas de tableros.

1.2.11.1 Tipos de tableros

1.2.11.1.1 Tableros de un solo frente

Tienen instalados en la parte frontal los equipos de protección, medición y control. Normalmente, en la parte superior del tablero están instalados los equipos de medición y la señalización; en la parte media, los relevadores de protección; en la parte inferior, las borneras de conexión. Estos tableros se utilizan en subestaciones pequeñas.

Figura 25. Tablero de un solo Frente



Fuente: Gilberto Enríquez. **Fundamentos de instalaciones eléctricas de media y alta tensión.** p. 413.

1.2.11.1.2 Tableros de doble frente

Son tableros provistos de dos partes frontales opuestas, con un pasillo al centro y puertas en los extremos de dicho pasillo. Normalmente, se instalan en el frente principal los equipos de control y medición, la señalización y el bus mímico (representación de los diagramas unifilares de la subestación que utilizan tensiones diferentes); en la parte posterior se instalan los relevadores de protección. Se utilizan en subestaciones de tamaño mediano.

1.2.11.1.3 Tableros separados para mando y protección

En un tablero accesible al operador de la subestación, se instalan los equipos de control y medición, la señalización de maniobras y el bus mímico; mientras que en tableros separados se instalan los relevadores de protección. Estos últimos tableros pueden estar ubicados en casetas cercanas al equipo de alta tensión, transmitiendo las señales al tablero principal por medio de

transductores de corriente y tensión. Este sistema se utiliza en subestaciones grandes.

1.2.11.1.4 Tableros tipo mosaico

Es un tablero muy compacto, formado por módulos de transductores para medición. Se utilizan en subestaciones operadas a control remoto, donde los relevadores están instalados en tableros separados dentro de la sala principal de tableros o en casetas.

1.2.12 Cables de control

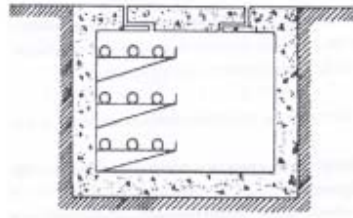
Son los conductores que alimentan los circuitos de medición, control y protección que conforman los circuitos auxiliares de baja tensión de las subestaciones. Estos cables son, generalmente, de cobre con un forro de polietileno o de PVC. Si el cable tiene varios conductores, el conjunto se protege con una chaqueta de PVC o neopreno.

1.2.12.1 Rutas de cables de control

Los cables de control y potencia de baja tensión se introducen en canalizaciones subterráneas a través de las subestaciones, las rutas más utilizadas son: canaletas, charolas y tubería conduit.

Las canaletas son zanjas repelladas con cemento, cubiertas con tapas de concreto armado o de placas metálicas. Los cables de control van colocados sobre ménsulas que están fijadas a la pared de la canaleta, o bien, dependiendo de la cantidad de cables, pueden ir tirados en el fondo.

Figura 26. Sección transversal de canaleta con ménsulas.



Fuente: José Martín. *Diseño de subestaciones eléctricas*. p. 361.

Las charolas son bandejas metálicas que se instalan en la pared de las canaletas. Tiene un costo mayor que el de las ménsulas, pero produce una instalación más ordenada y con mejor protección mecánica y eléctrica.

Las rutas de tubería conduit se utilizan para alojar los cables de control de los diversos circuitos, hasta la canaleta más cercana, por donde se dirigen hasta las casetas de tableros. En algunas subestaciones pequeñas se utilizan rutas de tuberías con cajas de registro intercaladas.

1.2.13 Estructuras de soporte

Para soportar, montar e instalar debidamente el equipo eléctrico, se requieren estructuras hechas de acero o aluminio, que requieren cimientos de concreto. Una subestación típica requiere estructuras de anclaje para soportar conductores de línea de transmisión; soportar estructuras para seccionadores, transformadores de corriente y potencial, pararrayos, soportes para barras rígidas, tirantes de estación, etc. También se requiere trabajo adicional para diseñar cimientos de concreto para soportar interruptores automáticos, transformadores de potencia y cualquier otro equipo eléctrico pesado.

1.2.13.1 Tipos de estructura

Las estructuras de soporte del equipo de subestaciones pueden fabricarse de acero o aluminio, y puede constar de columnas simples tipo tubular, o de patín ancho, estructuras reticulares hechas de ángulo.

1.2.13.2 Galvanizado de estructura

Las estructuras normales de acero, deben tener un galvanizado o pintado. Para el galvanizado existen del tipo en frío y en caliente.

1.2.14 Barras

Las barras colectoras son el conjunto formado por conductores, aisladores y accesorios utilizados para interconectar los circuitos de las subestaciones eléctricas. Tales circuitos pueden ser generadores, bancos de transformadores, líneas de transmisión, entre otros.

1.2.14.1 Barras o conductores

La barra o conductor eléctrico es el componente principal de una barra colectora, ya que es el medio de transporte de la energía eléctrica, hacia los diferentes circuitos de la subestación. Los tipos de barras más utilizados son los cables, tubos y soleras.

El cable está formado por un haz de alambres trenzados en forma helicoidal. Es el tipo de barra más utilizado por ser el más económico, pero presenta las mayores pérdidas por efecto corona y efecto superficial.

La barra tubular se utiliza para transportar grandes cantidades de corriente, también en subestaciones de muy alta tensión, ya que reduce el área para su instalación y requiere estructuras más ligeras. Algunas de sus ventajas son el número reducido de soportes necesarios debido a su rigidez, la facilidad para unir los tramos de tubo, la reducción de pérdidas por efecto corona y efecto superficial y su capacidad para conducir grandes corrientes por unidad de área. Su principal desventaja es el alto costo.

La solera es la barra más utilizada para transportar altas corrientes, sobretodo en interiores. Es más económica que el tubo y tiene una excelente ventilación debido a la mayor superficie de radiación, pero tiene una baja resistencia mecánica, mayores pérdidas por efecto superficial y de proximidad, además requiere un gran número de aisladores de soporte.

Los materiales más utilizados para la construcción de conductores eléctricos son el cobre y el aluminio. El cobre tiene una mejor conductividad eléctrica, tiene buena resistencia mecánica y no se oxida fácilmente. El aluminio es muy utilizado para exteriores, en líneas de transmisión y distribución, así como en subestaciones, ya que es muy ligero y resistente a la corrosión atmosférica, pero debido a sus características electronegativas, al estar en contacto directo con el cobre causa corrosión galvánica, para evitarlo debe usarse juntas bimetálicas o pastas anticorrosivas.

1.2.14.2 Aisladores en barras

Son elementos que sujetan las barras a la estructura y proporcionan el nivel de aislamiento necesario. Los aisladores más utilizados son: los rígidos, cadenas de aisladores y de tipo especial.

Los aisladores rígidos se utilizan para soportar las barras tubulares y las soleras. Estos pueden ser de tipo alfiler, utilizándose uno sobre otro hasta alcanzar el nivel de aislamiento deseado, o bien de tipo columna, el cual está formado por una sola pieza de mayor longitud que el anterior.

Las cadenas de aisladores se utilizan para soportar barras de cable, se coloca un aislador sobre otro formando una cadena hasta obtener el nivel de aislamiento deseado.

Los aisladores especiales tienen un diseño específico según las condiciones del lugar donde se instalarán, por ejemplo, pueden tener un aislamiento reforzado para su uso en zonas con alto nivel de contaminación.

Tabla VI. Especificaciones de libranzas para dimensionamiento de Subestaciones

Voltaje máximo de diseño KV	Voltaje nominal KV	BIL kV Cresta	A		B		Libranza entre conduct. aéreos y vehículos		Libranza entre partes vivas, fases dif. cruce en un punto PULG	C
			Libranza a tierra de partes rígidas	Libranza de seguridad entre cond. aéreos y nivel de suelo	Rec. PIES	Mín. PIES	Rec. PIES	Mín. PIES		
8.25	7.2	95	7.5	6	10	8	21	20	7	18
15.5	14.4	110	10	7	10	9	21	20	12	24
25.8	23	150	12	10	10	10	21	20	15	30
38	34.5	200	15	13	11	10	22	22	18	36
48.3	46	250	18	17	11	10	22	22	21	48
72.5	69	350	29	25	12	11	23	23	31	60
121	115	550	47	42	13	12	24	24	53	84
145	138	650	52.5	50	14	13	25	25	63	96
169	161	750	61.5	58	14	14	25	25	72	108
242	230	900	76	71	15	15	26	26	89	132
242	230	1050	90.5	83	16	16	28	28	105	156
362	345	1050	90.5	83	16	16	28	28	105	156
362	345	1300	105	104	18	18	30	30	119	174

Fuente: Ing. Eduardo Arita, Tesis: Protocolo para mantenimiento de Subestaciones de Distribución.

1.2.14.3 Accesorios en barras

Son todos los elementos utilizados para unir los conductores, fijarlos a los aisladores y absorber los esfuerzos mecánicos que sufren las barras colectoras. Los principales accesorios de las barras colectoras son: los conectores, las juntas de expansión y los herrajes.

Los conectores se utilizan para unir los tramos de tubos, cables o soleras entre sí, entre los juegos de barras y las derivaciones hacia los equipos de la subestación. Se fabrican diversos tipos de conectores, entre estos tenemos los

rectos, tipo T, reducción y codos. Además, pueden ser soldados, atornillados o de compresión.

Las juntas de expansión se forman de conductores flexibles cuya función es absorber las expansiones térmicas de las barras. Se instalan a la llegada de las barras al equipo, para evitar esfuerzos en sus boquillas de entrada. Finalmente, los herrajes se utilizan para fijar las barras sobre los aisladores.

2. PROCEDIMIENTOS DE INSPECCIÓN PREVIO AL MANTENIMIENTO

Es necesario tomar en cuenta que un adecuado procedimiento para la verificación de cada una de las partes, elementos, dispositivos o artefactos, que conforman cada una de las subestaciones eléctricas; resulta eficaz previo a realizar el mantenimiento correspondiente debido a que se sabe de antemano el equipo, o parte de la subestación que más necesite de atención, optimizando con esto el mantenimiento.

2.1. Inspecciones visuales

La operación normal de los equipos produce desgaste en partes vitales de los mismos; además, estos equipos están expuestos a condiciones ambientales tales como efectos electro-atmosféricos, fallas de cortocircuito severas, polvo, humo, lluvia salina, etc., que producen deterioro en los mismos. Las inspecciones visuales son muy importantes, ya que permiten encontrar las fallas potenciales tanto en los equipos como en toda la subestación. Estas inspecciones permiten encontrar las anomalías y ordenar el trabajo, planificar el mantenimiento preventivo posterior, llevar un historial de inspección de equipos. Esto ayuda a la reducción del mantenimiento correctivo, lo cual se refleja en menos costos globales de mantenimiento, reducción de multas y mejor calidad de servicio. En una subestación también es necesario revisar los inmuebles tales como la caseta donde se encuentra la unidad terminal remota (UTR), los cargadores de baterías de los bancos de baterías. En las subestaciones tipo intemperie, en el piso o suelo, se coloca pedrín para mantener la humedad del

mismo, lo cual ayuda a mejorar la resistencia de la red de tierras. Sin embargo, en medio del piedrín y alrededor de los equipos, puede crecer maleza, la cual puede causar daños al equipo eléctrico, e incluso algunas personas pueden lanzar desde afuera basura u objetos grandes que pueden causar cualquier anomalía o falla.

Por tanto, es necesario ejecutar inspecciones visuales a la subestación en general, es decir, no dejar de inspeccionar ni un solo componente de la misma, y así eliminar cualquier falla potencial que pudiera amenazar el buen funcionamiento de los equipos y, por tanto, de la subestación completa.

2.2. Puntos de inspección que se visualizaran

2.2.1. Los procedimientos de ejecución

De acuerdo con la investigación en las subestaciones, se logró definir los criterios para realizar las revisiones y/o establecer los puntos de revisión. Estos puntos de revisión son componentes de la subestación que se deben inspeccionar para determinar si existe una anomalía, o una potencial anomalía que en el futuro ocasione una falla, la cual se quiere evitar. La descripción de cada punto de revisión expresa los criterios mínimos de funcionamiento que servirán de referencia para inspeccionar los dispositivos.

2.2.1.1. Clasificación de anomalías encontradas

Se clasifican los desperfectos o anomalías como leves (L) o graves (G) en función de la menor o mayor gravedad, su plazo de reparación y el tipo de actividad necesaria para su corrección.

2.2.1.2. Orden de reparación

Se califica el orden de reparación de las anomalías encontradas si amerita reparar el componente dañado (R), sustituirlo (S), de tal manera que el reporte dé información de lo que se debe hacer para solucionar el problema.

2.2.1.3 Plazos para la correspondiente reparación

El plazo de reparación se refiere a cuánto tiempo se considera para realizar el mantenimiento o la reparación; en el caso de haberse encontrado alguna falla, para ello se utilizan los siguientes criterios:

- a) Inmediato (I): en el caso que sea necesario actuar en el mismo día o a más tardar el día siguiente.
- b) Corto plazo (CP): en el caso que sea necesario actuar en un plazo entre una y dos semanas.
- c) Mediano plazo (MP): en el caso que sea necesario actuar en un plazo entre dos semanas y un mes o antes de la siguiente inspección.

2.3. Puntos de inspección que se analizaran

2.3.1. Interruptor de gas 69 KV

2.3.1.1. Inspección del interruptor de 69 KV

En la inspección se observará mediante larga vista u otros medios visuales, los aisladores de entrada y salida del interruptor de gas SF6 de 69 kV, para determinar si presentan fisuras, astilladuras, si están flameados o si están muy

contaminados de humo o polvo, que en condiciones de humedad reduzcan sus características aislantes.

2.3.1.2. Verificación de existencia de puntos calientes en interruptor de 69KV

Mediante una cámara termográfica para medir puntos calientes, se determinará la temperatura de los conectores y puentes de entrada y salida del interruptor potencia, comprobando si esta temperatura no supera los 60°C se considera normal, si se encuentra entre 60 y 75°C tiene una valoración leve; y si es mayor a 75°C, se califica como grave. Según Artículo 17 inciso 17.3 de la norma NTDOID de la Comisión Nacional de Energía Eléctrica (CNEE), la temperatura máxima que debe operar un conductor de cobre o aluminio desnudo que opere a un régimen de carga constante es de 75 °C.

2.3.1.3. Verificación de fugas en interruptor de 69 KV

Se verificará mediante un detector de gas cada cámara de gas, así como la tubería que conduce gas SF₆, y para interruptores de aceite se debe hacer una inspección visual para determinar si tiene fugas en válvulas, carcasa, empaques, etc.

2.3.1.4. Verificación de resistencia de panel de relevadores y mecanismo de interruptor de gas

Se observará el estado físico y el funcionamiento de la resistencia del calentador del panel de relevadores y mecanismo, verificando que esté funcionando correctamente, debido a que se necesita mantener una

temperatura constante para que los componentes eléctricos y electrónicos no sufran daños por excesiva humedad.

2.3.1.5. Verificación del mecanismo de interruptor de 69 KV

Se observará el estado físico del mecanismo de apertura y cierre del interruptor de gas, verificando si presenta corrosión, desgaste, roturas, piezas sueltas, falta de grasa en las partes móviles y engranajes, etc.

2.3.1.6. Corroboración de la presión de gas SF6 en interruptor de 69KV

Se observará el valor que indica el manómetro de presión que está ubicado en el panel de mecanismos, el valor de la presión de gas que éste indica. Tal valor debe estar en el rango indicado en la siguiente tabla.

Tabla VII. Presión de gas en interruptores de potencia SF6 marca ABB

Presión (psi)	Estado
65	Presión normal
Menor de 53	Actúa alarma de baja presión
Menor de 50	Interruptor bloqueado

Fuente: Manual Installation/Maintenance Instructions, SF6 Power Circuit Breaker. s.p.

Los interruptores de 69 kV de gas SF6, marca S&C, no poseen manómetro para la inspección visual de la presión, ya que las cámaras son selladas.

Sin embargo, en caso de la pérdida de gas o de presión, el interruptor queda bloqueado y la cámara interruptiva debe ser reemplazada por una nueva.

2.3.1.7. Medición de voltajes AC Y DC

Se harán mediciones con un voltímetro para verificar si existe voltaje AC y DC en el panel de mecanismos, ya que estas tensiones vienen desde la caseta y algún cable puede romperse.

2.3.1.8. Verificación de cargador de baterías

Se observará el estado físico y el funcionamiento del cargador de baterías del interruptor de gas; éste carga el banco de 60 baterías de 2.2 voltios ubicado en la caseta, también se observará el estado físico y el funcionamiento del cargador de baterías de 48 voltios, en los lugares en donde exista de este tipo de cargador.

2.3.1.9. Verificación de baterías

Se tomarán mediciones de voltaje de cada batería del banco de baterías del interruptor de potencia, verificando si alguna carece de voltaje. Además, se debe verificar el nivel de ácido de cada batería, las baterías en mal estado deben sustituirse por otras en buen estado.

2.3.1.10. Verificación de fusibles AC y DC del IG

Se observará y medirá continuidad de los fusibles ubicados en el panel de mecanismos del interruptor de gas de 69KV, verificando si éstos están

explotados, también se corroborará que por lo menos existan dos fusibles de repuesto.

2.3.1.11. Verificación de conexión a tierra de interruptor de gas 69 KV

Se observará el estado físico de la conexión a tierra de los paneles de mecanismos y relevadores, también del interruptor de gas de 69 kV, verificando si presentan conectores flojos, oxidados, soldaduras en mal estado, cables rotos o deshilados, que reduzcan sus características de protección.

2.3.1.12. Verificación de fusibles de 69 KV

Se observará el estado físico de los fusibles de 69 kV, si presentan recibidores derretidos, fusibles flojos a punto de caer, o cualquier anomalía que ponga en riesgo la operación normal del transformador de potencia.

2.3.2. Verificación del transformador de potencia 69/13.8 KV

2.3.2.1 Inspección en aisladores de entrada y salida del transformador de potencia

Se observará mediante largavista u otros medios visuales, los aisladores de entrada de 69 kV y salida de 13.8 kV del transformador de potencia, para determinar si existen fisuras, astilladuras, flameo o están muy contaminados de polvo, humo etc., que en condiciones de humedad reduzcan sus características aislantes.

2.3.2.2. Inspección en pararrayos de entrada y salida del transformador de potencia

Se observará mediante largavista u otros medios visuales, los pararrayos de entrada de 69 kV y de lado de salida de 13.8 kV del transformador de potencia, para determinar si existen fisuras, astilladuras, flameo o están muy contaminados de polvo, humo etc., que en condiciones de humedad reduzcan sus características aislantes y de protección.

2.3.2.3. Inspección de silica en el transformador de potencia

Se observará el estado de la silica del transformador de potencia, según el manual IG 06-04 de transformadores marca TRAF0. La silica es responsable de la deshumidificación del aire que entra en el transformador, y cuando queda saturado, hay que sustituirlo. El indicativo de esta humedad es dado por el color que pasa de azul o blanco cuando está en buenas condiciones, a rosado cuando está saturado, en cuyo caso deberá programarse la sustitución de la misma por silica seca.

2.3.2.3. Verificación de conectores y puentes del transformador de potencia

Se observará el estado físico de los conectores y puentes del transformador de potencia, verificando si presentan corrosión u oxidación, conectores flojos, puentes deshilados, etc.

2.3.2.5. Verificación de existencia de puntos calientes en el transformador de potencia

Mediante una cámara termográfica para medir puntos calientes, se determinará la temperatura de los conectores y puentes de entrada y salida del transformador de potencia, comprobando si esta temperatura no supera los 60°C se considera normal, si se encuentra entre 60 y 75°C, tiene una valoración leve; y si es mayor a 75°C, se califica como grave. Según artículo 17 inciso 17.3 de la norma NTDOID de la Comisión Nacional de Energía Eléctrica (CNEE), la temperatura máxima que debe operar un conductor de cobre o aluminio desnudo que opere a un régimen de carga constante es de 75°C.

2.3.2.6. Verificación de conexión a tierra del transformador de potencia

Se observará el estado físico de la conexión a tierra tanto en el bushing X0 como todas las tierras conectadas a la carcasa del transformador de potencia, verificando si presentan conectores flojos, oxidados, soldaduras en mal estado, cables rotos o deshilados, que reduzcan sus características de protección.

2.3.2.7. Verificaciones de fugas de aceite en el transformador de potencia

Se observará el estado de la válvula de drenaje, el cambiador de tap específicamente, en el tanque conservador, los radiadores y en toda la carcasa si el transformador de potencia presenta fugas de aceite.

2.3.2.8 Verificaciones de los ventiladores del transformador de potencia

Se observará el estado físico y el funcionamiento de los ventiladores ubicados en los radiadores del transformador de potencia, verificando si presentan oxidación o rotura del ventilador. También deben encenderse en manual y todos deben funcionar correctamente, se debe verificar que la primera etapa de ventiladores entre a funcionar cuando la temperatura del devanado sea de 60 °C y la segunda, de 75 °C.

2.3.2.9. Verificación de la resistencia del panel de control del transformador de potencia

Se observará el estado físico y el funcionamiento de la resistencia del calentador del panel de control del transformador de potencia, verificando que esté funcionando correctamente.

Lo que sucede es que, en estos tipos de paneles de control se hace necesario mantener una resistencia a una cierta temperatura par producir calor y así de esta manera reducir al mínimo la humedad que pudiera producirse por el clima.

2.3.2.10. Verificación de presión de nitrógeno

Se observará el valor de la presión de nitrógeno que marca el manómetro ubicado en el transformador de potencia, en el caso de los transformadores que utilicen nitrógeno como medio de protección contra la humedad, este valor debe estar entre 0.5 y 5 psi; según manual de instalación y mantenimiento GEI-564008 para transformadores General Electric, no debe marcar cero o presión negativa.

2.3.2.11. Verificación del nivel de aceite del transformador de potencia

Se observará el medidor de nivel de aceite del transformador de potencia, verificando que esté en el rango adecuado.

2.3.2.12. Verificación de termómetros de aceite y devanado

Se observará el estado físico y el funcionamiento correcto de los termómetros que miden la temperatura del aceite y el devanado del transformador de potencia, verificando que estén en óptimas condiciones.

2.3.2.13. Verificación de TC'S de protección diferencial

Se observará el estado físico de los transformadores de corriente de protección diferencial del transformador de potencia, en relación con la oxidación de la carcasa, perforaciones, etc., que puedan poner en peligro el correcto funcionamiento de éstos. Un juego está ubicado en el interruptor de potencia y el otro en el transformador de potencia.

2.3.3. Recloser (reconectador) 13.8 KV y control electrónico

2.3.3.1. Verificación de fugas en recloser

Se observará la válvula y toda la carcasa del reconectador de 13.8 kV, verificando si presenta fugas de aceite o fugas de gas SF6; éstas deben ser reparadas de inmediato.

2.3.3.2. Verificación de puntos calientes en recloser

Mediante una cámara termográfica para medir puntos calientes, se determinará la temperatura de los conectores y puentes de entrada y salida del reconectador, comprobando si esta temperatura no supera los 60°C se considera normal, si se encuentra entre 60 y 75°C, tiene una valoración leve; y si es mayor a 75 °C, se califica como grave.

2.3.3.3. Verificación de aisladores de entrada y salida del recloser

Se observará mediante largavista u otros medios visuales, los aisladores de entrada y salida del reconectador de 13.8 kV para determinar si existen fisuras, astilladuras, mucha contaminación, o flameo que en condiciones de humedad reduzcan sus características aislantes y de protección.

2.3.3.4. Verificación de TC'S de medición de circuito

Se observará el estado físico de los TC'S de medición de cada circuito, si presentan tapaderas rotas o destapadas, conexiones rotas, corrosión en el tc, o cualquier anomalía que provoque que éste opere en condiciones de inseguridad tanto para los operadores como para el mismo equipo.

2.3.3.5. Verificación de tapadera de interruptor auxiliar

Se observará el estado de la tapadera del interruptor auxiliar ubicado en la parte superior del reconectador que sirve para indicar la posición de abierto o cerrado, verificando si presenta alguna anomalía, rotura, etc.

2.3.3.6. Verificación de amperímetros de circuitos

Se verificará el estado físico y el funcionamiento de los amperímetros que miden la corriente del circuito de 13.8 kV, verificando que exista medición de corriente en cada fase.

2.3.3.7. Verificación de voltímetros de circuitos

Se observará el estado físico y el funcionamiento de los voltímetros que se encargan de la medición de voltaje de fase de cada circuito de 7.620KV/120V, verificando que exista medición de voltaje y en un rango adecuado.

2.3.3.8. Verificación de la dirección de giro del contador

Se observará la dirección de giro del contador de cada circuito en cada subestación, verificando que éste gire siempre hacia la derecha, en el caso de contadores electrónicos, sólo se inspeccionará el estado físico del mismo.

2.3.3.9. Verificación de la batería del control electrónico

Se medirá el voltaje de la batería del control electrónico con un voltímetro exacto, verificando que esté entre 23 y 29 voltios en condiciones normales de operación, de lo contrario, debe sustituirse por una en buen estado inmediatamente.

2.3.3.10. Verificación de voltaje AC en control electrónico

Se observará el led indicador de voltaje AC de entrada en los controles electrónicos donde sea posible, o se medirá con un voltímetro donde no exista

dicho indicador, verificando si existe voltaje de alimentación AC del control electrónico; de no ser así, el voltaje debe ser restablecido inmediatamente.

2.3.3.11. Inspección del empaque de puerta de control electrónico

Se observará el estado físico del empaque de la puerta del control electrónico, verificando si presenta roturas, dobladuras o deterioro que pueda permitir el ingreso de agua o humedad al interior de control, ya que ésta daña los circuitos electrónicos.

2.3.3.12. Verificación de conexión a tierra de control electrónico

Se observará el estado físico de la conexión a tierra del control electrónico, verificando si presentan conectores flojos, oxidados, cables rotos o deshilados, que reduzcan sus características de protección.

2.3.3.13. Verificación de conexión a tierra del recloser

Se observará, el estado de las conexiones del reconectador a tierra, para verificar si están rotas, soldadura en mal estado, sueltas o no existen.

2.3.3.14. Verificación de puentes de entrada y salida del recloser

Se observará mediante largavista u otros medios visuales la condición de los puentes de entrada y salida del reconectador, para determinar su condición en relación con hilos rotos, corrosión u oxidación, etc.

2.3.3.15. Verificación de las cuchillas de entrada y salida del recloser

Se observará mediante largavista u otros métodos visuales el estado físico de las cuchillas de entrada y salida del reconectador para determinar su calibración, engrasado, recibidores en mal estado, oxidación o tornillos flojos, que puedan reducir sus características mecánicas y conductoras.

2.3.3.16. Verificación de las cuchillas de bypass entre circuitos

Se observará mediante largavista u otros métodos visuales el estado físico de las cuchillas de bypass de circuitos de 13.8 kV, verificando si presentan oxidación, dobleces, rompe arco en mal estado, tornillos flojos, etc., o cualquier anomalía que reduzca sus características eléctricas y mecánicas.

2.3.3.17. Verificación de caja de contador demandometro

Se observará el estado físico de la caja de demandómetro, verificando si presenta oxidación, bisagras en mal estado, empaque de puerta en mal estado, o cualquier otra anomalía que evite que realice su función de protección.

2.3.3.18. Inspección de espiga de 5 y 12 pines de caja de control y demandometro

Se observarán las espigas de 5 y 12 pines que están colocadas en la parte inferior de las cajas de control y demandómetro, verificando si presentan dobleces, oxidación, o cualquier anomalía que pueda interrumpir el correcto envío de señales de status y control.

2.3.3.19. Inspecciones de pintura de recloser

Se observará la carcasa del reconectador, verificando si existe pintura en mal estado, ya sea corrosión, descascarada o cualquier otra anomalía.

2.3.4. Regulador de voltaje 7,620 KV y control electrónico

2.3.4.1. Verificación de fuga de aceite en regulador de voltaje

Se observará el estado de la válvula de drenaje, los radiadores y en toda la carcasa de cada regulador de voltaje, verificando si presenta fugas de aceite.

2.3.4.2. Verificación de puntos calientes en reguladores de voltaje

Mediante una cámara termográfica para medir puntos calientes, se determinará la temperatura de los conectores y puentes de entrada y salida del regulador de voltaje. Si esta temperatura no supera los 60°C, se considera normal; si se encuentra entre 60 y 75°C, tiene una valoración leve, y si es mayor a 75 °C, se califica como grave. Según Artículo 17 inciso 17.3 de la norma NTDOID de la Comisión Nacional de Energía Eléctrica (CNEE), la temperatura máxima que debe operar un conductor de cobre o aluminio desnudo que opere a un régimen de carga constante es de 75°C.

2.3.4.3. Verificación de pararrayos de bobina de regulador de voltaje

Se observará el estado de los pararrayos de bobina de cada regulador de voltaje, para determinar si existen rotos, flameados o explotados.

2.3.4.4. Verificación del funcionamiento del control del regulador de voltaje

Se harán pruebas de funcionamiento del control electrónico del regulador de voltaje para determinar que esté funcionando correctamente, dichas pruebas consisten en hacer funcionar el regulador cambiando de taps hacia arriba y hacia abajo.

2.3.4.5. Verificación de conectores de los reguladores de voltaje

Se observará el estado de los conectores de los reguladores de voltaje instalados en la subestación, para determinar si presentan corrosión, oxidación, flojedad, etc., que le reduzca sus características eléctricas y mecánicas.

2.3.4.6. Verificación de aisladores de reguladores de voltaje

Se observará mediante largavista u otros medios visuales, los aisladores de todos los reguladores de voltaje, para determinar si existen fisuras, astilladuras, mucha contaminación o flameo que en condiciones de humedad reduzcan sus características aislantes y de protección.

2.3.4.7. Verificación del indicador de pasos de reguladores de voltaje

Se observará y comprobará el estado físico y funcionamiento del indicador de pasos del regulador de voltaje si presenta, vidrio roto, empaque de vidrio en mal estado, penetración de humedad, o mal funcionamiento del mismo.

2.3.4.8. Verificación del nivel de aceite de los reguladores de voltaje

Se observará el visor de nivel de aceite de cada regulador de voltaje, verificando que esté en el rango adecuado.

2.3.4.9. Verificación de las cuchillas de bypass de los reguladores de voltaje

Se observará mediante largavista u otros métodos visuales el estado físico de la cuchilla de bypass de cada regulador de voltaje, para determinar su calibración, engrasado, recibidores en mal estado, oxidación, dobladuras o tornillos flojos, que puedan reducir sus características eléctricas y mecánicas.

2.3.4.10. Verificación de puentes de los reguladores de voltaje

Se observará mediante largavistas u otros medios visuales la condición de los puentes de cada regulador de voltaje, para determinar su condición en relación con hilos rotos, corrosión u oxidación, etc.

2.3.4.11. Verificación de la conexión a tierra de los reguladores de voltaje

Se observará el estado de las conexiones a tierra de cada regulador de voltaje y control electrónico, para verificar si están rotas, si hay soldaduras en mal estado, tierras sueltas o no existen.

2.3.4.12. Inspección del estado de pintura de los reguladores de voltaje

Se observará la carcasa y la estructura que soporta al regulador de voltaje, verificando el estado de la pintura, si presenta deterioro, corrosión o cualquier otra anomalía.

2.3.4.13. Verificación del nivel de aceite de los reguladores de voltaje

Se observará, a través del visor de nivel, el color del aceite, para comprobar el estado del mismo. Si el color es muy negro, es necesario practicar una prueba al aceite.

2.3.5. Inmueble

2.3.5.1. Inspección del estado de acceso a la subestación

En la inspección se observará el acceso a la subestación, verificando si existe tierra, piedras, maleza o cualquier objeto extraño que obstruya el acceso a la subestación, lo cual pone en peligro el ingreso del personal para trabajar en el interior de la instalación.

2.3.5.2. Verificación del portón de acceso a la subestación

Se observará si el portón de acceso a la subestación presenta dobleces, desajustes, corrosiones en estado avanzado, bisagras oxidadas, puertas desniveladas, rodos o cojinetes oxidados, guía para apertura de puerta en mal estado, falta de lubricación, impidiendo realizar una apertura o cierre efectivo

de las mismas o dificultad para abrirlas o cerrarlas. Asimismo, se observará si las puertas de acceso tienen placa de advertencia de riesgo eléctrico, si se encuentra rota desprendida o si es ilegible.

2.3.5.3. Verificación de la alarma de la subestación

Se verificará el estado de la alarma de intruso en las subestaciones de 69/13.8 kV para determinar si se encuentra en buen estado y si responde a las señales que le manda al operador del centro de control.

2.3.5.4. Verificación del candado del portón de acceso

Se observará el estado físico de los candados del portón de acceso, si presentan oxidación, corrosión, funcionamiento defectuoso, o si los registros son distintos a los utilizados por la empresa.

2.3.5.5. Inspección del muro perimetral

Se comprobará con cinta métrica u otros medios que la altura del muro perimetral desde el suelo hasta la parte superior sea como mínimo de 2,20 metros; medida que deberá tomarse en la parte exterior de la subestación, según norma de la Comisión Nacional de Energía Eléctrica (CNEE). Además, se determinará si el muro presenta algún tipo de anomalía, como aberturas, roturas o rajaduras que le impidan cumplir con su misión de resguardar las instalaciones.

2.3.5.6. Inspección de las mallas perimetrales instaladas en las Subestaciones

Se observará el estado físico de las mallas perimetrales instaladas en la subestación, comprobando si existe algún tipo de anomalía como, dobleces, roturas, contaminación o corrosión que puedan reducir sus características mecánicas, y de resguardar las instalaciones.

2.3.5.7. Verificación de la conexión a tierra de las mallas instaladas en las subestaciones

Se observará el estado de las conexiones a tierra de todas las mallas instaladas en la subestación para determinar si presentan, corrosión, rotura de hilos, soldaduras en mal estado, flojedad, etc., que le reduzca su función de protección.

2.3.5.8. Inspección del terreno de la subestación

Se observará el estado físico del terreno de la subestación, verificando si existen agujeros en la parte de la subestación donde hay instalado equipo eléctrico, y que éste ponga en riesgo el normal funcionamiento de los mismos.

2.3.5.9. Inspección de la cantidad de grama o maleza dentro de la subestación

Se inspeccionará visualmente si existe maleza dentro del área donde se encuentra instalado el equipo de la subestación, la cantidad y altura de la maleza; esta no debe existir en esta área.

2.3.5.10. Inspección de piedrin en el área del equipo de la subestación

Se observará cuidadosamente la existencia de piedrín, revisando todas las áreas, verificando que no existan áreas con escasez de piedrín, lo cual puede permitir crecimiento de maleza o grama. En caso contrario, debe rellenarse con piedrín de una pulgada, según norma de seguridad industrial de EEGSA.

2.3.5.11. Inspección de suciedad en la subestación

Se observará cuidadosamente la existencia de basura o suciedad en el interior de la subestación, lo cual puede ser contaminante para el equipo instalado y nocivo para su correcto funcionamiento.

2.3.5.12. Verificación de advertencias de riesgo eléctrico a lo largo del muro perimetral de la subestación

Deberá comprobarse que a lo largo del muro perimetral de la subestación existan advertencias de riesgo eléctrico, por lo menos uno en cada lado de la subestación y si son legibles, conforme a la norma de la Comisión Nacional de Energía Eléctrica.

2.3.5.13. Inspección del estado de fosas o cajas de registro

Se observará el estado físico de las fosas por donde pasan los cableados de todos los equipos de la subestación, verificando también que no tenga agua retenida que cause daño al cableado.

2.3.5.14. Inspección de tapaderas de fosas o cajas de registro

Se observará el estado físico de las tapaderas de las fosas, si presentan roturas, dobleces u oxidación, de tal manera que pierdan sus características de protección contra el ingreso de agua, basura o cualquier objeto extraño al interior de la fosa.

2.3.6. Caseta de la subestación

2.3.6.1. Verificación del estado de lámparas de la caseta

Se observará el estado de las lámparas de la caseta. Si están quemadas, deberá programarse la sustitución de las mismas.

2.3.6.2. Verificación del piso de la caseta

Se observará el estado del piso de la caseta, verificando que no existan hoyos o cualquier tipo de anomalía.

2.3.6.3. Verificación de la puerta de la caseta

Se observará el estado físico de la puerta de la caseta, verificando si presenta corrosión, hoyos, dobleces u otra anomalía, que afecten su función de resguardar el equipo.

2.3.7 Pórtico estructura

2.3.7.1. Verificación del transformador de servicio

Se observará con largavista u otros medios el estado físico del transformador de servicio, si presenta corrosión, fugas de aceite, flipón disparado o quemado, o cualquier otra anomalía.

2.3.7.2. Verificación de estado de herrajes

Se observará el estado físico de todos los herrajes de las columnas y vigas de los pórticos, verificando si presentan corrosión, tuercas flojas o cualquier anomalía que pueda presentar riesgo para el equipo que sujetan.

2.3.7.3. Verificación del alumbrado general de la subestación

Se observará el estado físico de las lámparas del alumbrado de la subestación, tanto del pórtico de 69 kV como el de 13.8 kV, verificando la existencia de lámparas quemadas o con daños físicos o corrosión.

2.3.7.4. Verificación de flipones y caja de flipones de pórtico

Se observará la posición de los flipones del pórtico, para verificar si éstos están disparados, debiendo programar la inspección necesaria, a fin de solucionar el problema, ya sea que exista un cortocircuito o que alguien accidentalmente los haya dejado en ese estado, así como también la caja de flipones si presentan corrosión u oxidación, bisagras rotas, penetración de agua, etc.

2.3.7.5. Verificación del interruptor de control de alumbrado

Se realizará una inspección visual del estado físico del interruptor de control del alumbrado de la subestación, si presenta oxidación o mal funcionamiento.

2.3.7.6. Verificación de tomacorrientes de 120/240 voltios

Se inspeccionará el estado físico de los tomacorrientes 120/240 V, si presentan oxidación o roturas, así como el funcionamiento de los mismos.

2.3.7.7. Verificación de tubería sobrepuesta

Se observará el estado físico de la tubería sobrepuesta en la estructura en ambos pórticos 69 y 13.8 kV, verificando si presenta corrosión, dobladuras o cualquier anomalía que reduzca sus características mecánicas y de protección del cableado.

2.3.7.8. Verificación de TP'S

Se observara el estado físico de los TP'S, verificando si presentan corrosión o no existen, tapaderas oxidadas que reduzcan sus características de protección contra agua, polvo, etc.

2.3.7.9. Verificación de la estructura metálica de la subestación

Se observará mediante largavista u otros medios visuales el estado físico de la estructura metálica para comprobar si existe algún tipo de anomalía, como roturas, contaminación o corrosión, pintura en mal estado, que puedan reducir sus características mecánicas y de soporte del equipo.

2.3.7.10. Verificación de conexión a tierra de estructura metálica

Se observará el estado de todas las conexiones a tierra de las columnas de las estructuras metálicas instaladas en la subestación para determinar si presentan corrosión, rotura de hilos, soldaduras en mal estado, flojedad, etc., que le reduzca su función de protección.

2.3.8. Aislamiento de pórtico

2.3.8.1. Verificación de aisladores de 69 KV

Se observará con largavista u otros medios visuales el estado físico de los aisladores de 69 kV, verificando si tienen flameo, roturas, fisuras o mucha contaminación, las cuales reducen su capacidad de aislamiento.

2.3.8.2. Verificación de aisladores de soporte de barra de 69 KV

Se observará mediante largavista u otros medios visuales, los aisladores de soporte de barras de 69 kV para determinar si presentan grietas, quebraduras o si están flameados, que en condiciones de humedad reduzcan sus características aislantes.

2.3.8.3. Verificación física de las barras de 69 KV

Se observará mediante largavista u otro medio visual, el estado de las barras en lo referente a corrosión, deformación, contaminación, flojedad de conexiones, o cualquier anomalía que reduzca sus características eléctricas y mecánicas.

2.3.8.4. Verificación de aisladores tipo cadena de 69KV

Se observará mediante largavista u otros medios visuales, si las cadenas de aisladores presentan desgaste, rajaduras, flameado parcial o totalmente destruido, que les impida cumplir su función aislante con seguridad. También se debe tomar en cuenta si el espesor del material contaminante depositado, tal como polvo, humo etc., reduce en condiciones de humedad sus características aislantes.

2.3.8.5. Verificación de pararrayos de 69 KV

Se observará mediante largavista u otros medios visuales, todos los pararrayos de 69 kV para determinar si presentan grietas, quebraduras o si están flameados, también determinar el grado de contaminación de polvo o humo, que en condiciones de humedad reduzcan sus características aislantes y de protección.

2.3.8.6. Verificación de conexión a tierra de pararrayos de 69 KV

Se observará el estado de las conexiones a tierra de todos los pararrayos de 69 kV instalados en la subestación para determinar si presentan corrosión, rotura de hilos, soldaduras en mal estado, flojedad, etc., que les reduzcan su función de protección.

2.3.8.7. Verificación de seccionadores de 69 KV

Se observará mediante largavista u otros medios visuales el estado físico de los seccionadores y bypass de 69 kV si presentan aisladores rotos, grietas, flameo, mucha contaminación, que en condiciones de humedad reduzcan sus

características aislantes. También deben revisarse recibidores y espada en mal estado, rompe arcos en mal estado, cuernos de arqueo en mal estado, etc.

2.3.8.8. Verificación de los portafusibles de 69 KV

Se observará con largavista u otros medios visuales, si es necesario, el estado del porta fusible de 69 kV, para determinar si presenta quebradura en argolla de maniobra, afloramiento de la fibra de vidrio, quemaduras en partes metálicas que reduzcan sus características conductoras y que impidan realizar maniobras con seguridad.

2.3.8.9. Verificación de aisladores de 13.8 KV

Se observará con largavista u otros medios visuales el estado físico de los aisladores de 13.8 kV, verificando si existen flameo, roturas o fisuras, o si están altamente contaminados con polvo, humo u otro agente contaminante, lo cual reduce su capacidad de aislamiento.

2.3.8.10. Verificación de soporte de barra 13.8 KV

Se observará mediante largavista u otros medios visuales, el aislamiento de soporte de las barras de 13.8 kV para determinar si presentan grietas, quebraduras, si están flameados o si presentan mucha contaminación con polvo o humo, que en condiciones de humedad reduzcan sus características aislantes.

2.3.8.11. Verificación de barras de 13.8KV

Se observará mediante largavistas u otro medio visual, el estado de las barras de 13.8 kV en lo referente a corrosión, deformación, contaminación, flojedad de conexiones, o cualquier anomalía que reduzca sus características eléctricas y mecánicas.

2.3.8.12. Verificación de pararrayos de 13.8 KV

Se observará mediante largavista u otros medios visuales, todos los pararrayos de 13.8 kV para determinar si presentan grietas, quebraduras, si están flameados, o presentan mucha contaminación por polvo y humo, que en condiciones de humedad reduzcan sus características aislantes y de protección.

2.3.8.13. Verificación de conexiones a tierra de pararrayos de 13.8 KV

Se observará el estado de las conexiones a tierra de todos los pararrayos de 13.8 kV instalados en la subestación para determinar si presentan corrosión, rotura de hilos, soldaduras en mal estado, flojedad, etc., que les reduzcan su función de protección.

2.3.8.14. Verificación de las puntas franklin y conexiones a tierra

Se observará mediante largavista u otros métodos visuales el estado físico de las puntas Franklin ubicadas en la parte superior de la subestación en relación con deformaciones, herrajes en mal estado, corrosión etc., que puedan reducir sus características mecánicas y protectoras. A la vez que debe verificarse el estado de conexión a tierra de la misma.

2.3.8.15. Verificación del hilo de guarda y conexiones a tierra

Se observará con largavista u otros medios visuales, el estado del cable de hilo de guarda, en toda la subestación, en relación con deformaciones en el trenzado, rotura de los hilos con énfasis especialmente en las zonas cercanas a empalmes. También se observará el estado de la conexión a tierra del hilo de guarda.

2.3.8.16. Verificación de red de tierras de la subestación

Se observarán las conexiones flojas del equipo y estructura que van a dar a la red de tierras, las cuales deben de estar debidamente aterrizadas ya que pueden reducir sus características conductoras y de protección. Se realizará también mediciones de red de tierras, las cuales, deben de estar dentro de los límites aceptables de operación.

2.3.8.17. Verificación de puntos calientes en seccionadores de aire de 69 KV

Mediante una cámara termográfica para medir puntos calientes, se determinará la temperatura de los conectores, recibidores, puentes, barras, de 69 y 13.8 kV. Si esta temperatura no supera los 60 °C se considera normal; si se encuentra entre 60 y 75 °C, tiene una valoración leve, y si es mayor a 75 °C, se califica como grave.

2.3.9. Puntos de toma de lectura

Los puntos de toma de lectura son datos muy importantes, ya que sirven para evaluar el funcionamiento de los equipos y determinar si necesitan

mantenimiento de cualquier tipo. Para ello, en la inspección visual, se adjunta en el mismo documento un área dedicada a la recopilación de datos de lectura. Dichos puntos se describen a continuación.

2.3.9.1. Interruptor de potencia 69 KV

- a) Aisladores entrada y salida fisurados, astillados.
- b) Posición del switch de mando: remoto, local.
- c) Estado de relevadores de protección diferencial: conectado, desconectado.
- d) Estado de relevadores de protección de sobrecorriente (50/51), indicación de bandera de alguna fase.
- e) Estado de relevadores de protección de sobrecorriente (87), indicación de bandera de alguna fase.
- f) Estado del relevador de protección de sobrecorriente a tierra (50N/51N), indicación de bandera.
- g) Estado del relevador de protección de neutral del transformador 51G, indicación de bandera.
- h) Voltaje AC
- i) Voltaje DC
- j) Voltaje del banco de baterías con cargador conectado y sin cargador.
- k) Existencia de fusibles de repuesto y cantidad.
- l) Estado del switch del interruptor de gas: CLOSE DC, TRIP DC, MOTOR Y CALENTADORES.
- m) Observaciones.

2.3.9.2. Transformador de potencia 69/13.8 KV

Para inspección visual, el formato de anomalías en transformadores de potencia contiene una guía de los elementos más importantes que se deben revisar.

- a) Nivel de aceite aislante.
- b) Temperatura del aceite: instantánea y máxima.
- c) Temperatura del devanado: instantánea y máxima.
- d) Estado del nivel de aceite. Bueno o malo.
- e) Estado de silica. Húmeda o seca.
- f) Valor de presión de nitrógeno en PSI.
- g) Puntos calientes: valor en grados Celsius.
- h) Contador de operaciones de pararrayos. Fases A, B y C.
- i) Funcionamiento de ventiladores: manual o automático.
- j) Bushing, rajaduras, contaminación o anomalía.
- k) Estanque y radiadores. (Vibración de tanque, escapes, pintura, conexión de tierras, bases, posición de válvulas de radiadores.)
- l) Tanque conservador. (Escapes, válvulas entre conservador y tanque, fijación de conservador, nivel de aceite aislante.)
- m) Control de calentamiento. (Indicador de temperatura, valores de temperatura encontrados, estado del tubo capilar del termómetro.)
- n) Sistema de ventilación. (Ventiladores, calentamiento, cojinetes, ruidos, empaques para intemperie, fijación y protección a la corrosión, operación manual, vibraciones anormales en el ventilador en funcionamiento, controlar los circuitos de alimentación, incluyendo fusibles.)
- o) Dispositivo purificador y secador de aire. (Estado de conservación del secador, condiciones de la silica-gel, limpieza y el nivel del aceite del secador, estado de las juntas y empaques.)

- p) Dispositivo de alivio de presión. (Condiciones de la válvula.)
- q) Conmutador de derivaciones. (a. Manual: lubricaciones de las articulaciones, oxidación de las varillas, etc., anotar la derivación encontrada, si está con llave y el estado del candado.)
- r) Caja de terminales del cableado del control y protección. (Limpieza, estado del cableado, bloques terminales, juntas de empaques, rajaduras y manijas, resistencia de calentamiento e iluminación interna, fijación, corrosión y orificios para operación, contactores y fusibles, apriete de los tornillos de los bloques terminales.)
- s) Conexiones externas. (Conexiones principales en cuanto a: oxidación, falta de tornillos, rajaduras en conectores, etc., conexiones de aterrizaje, circuitos de alimentación auxiliar en cuanto a: estado del cableado, roscas, fusibles o contactores.)
- t) Verificar la presión del gas de nitrógeno de manera que éste se mantenga entre 1 y 3 psi.

2.3.9.3. Recloser y control electrónico

Como se verá más adelante en los formularios de inspección se notará que entre los puntos a ver se encuentra entre otros los siguientes:

- a) Fugas en recloser.
- b) Puntos calientes.
- c) Contador de operaciones del control electrónico.
- d) Estado del disparo de tierra: conectado o desconectado.
- e) Estado del recierre: conectado o desconectado.
- f) Estado de mando del control: remoto o local.
- g) Voltios de batería con cargador conectado y sin cargador.
- h) Estado de cuchilla de bypass entre circuitos: abierta o cerrada.

- i) Fusibles de repuesto de control electrónico: amperaje y cantidad.
- j) Observaciones.

2.3.9.4. Regulador de voltaje y control electrónico

Como se verá más adelante, se podrá dar cuenta que entre los puntos a observar se encuentran entre otros los siguientes:

- a) Fugas de aceite
- b) Estado de mando del control: manual o automático.
- c) Pararrayos de bobina flameados o explotados.
- d) Aisladores fisurados, sucios o alta contaminación.
- e) Suciedad en el control.
- f) Fusibles de repuesto: cantidad.
- g) Puntos calientes
- h) Estado de pintura.
- i) Observaciones.

2.4. Inspecciones visuales y recopilación de información

En un sistema grande, con un gran número de subestaciones, se justifica la realización de inspecciones visuales dentro de un rango de tiempo relativamente corto, sin embargo, el administrador puede decidir el rango de tiempo adecuado para la realización de la inspección. Las inspecciones también dependen del área en que se encuentren las subestaciones, ya que existen áreas con mucha contaminación, tal es el caso de subestaciones que están cerca de carreteras de terracería en donde hay mucha proliferación de

polvo, o subestaciones que están cerca de industrias, ciudades o calles muy pobladas, que generan mucho humo, lo cual contamina el aislamiento de los equipos y líneas. En un sistema grande, la sugerencia es de hacer una inspección por cada subestación como mínimo una vez al mes, esto da la oportunidad de tener todo el mes siguiente para reparar las anomalías encontradas.

En sistemas donde se ha tenido por mucho tiempo la política de inspecciones, se puede considerar que éste está limpio, y es posible espaciar las inspecciones a dos meses, ya que los equipos se encuentran en mejores condiciones que en un sistema en donde dicha política ha tenido menos aplicación. En un sistema pequeño, las inspecciones pueden separarse más, por ejemplo, cada tres meses; sin embargo, es recomendable no abandonar el área de la subestación más de este tiempo, ya que cualquier anomalía potencial puede generar una falla, lo cual causa problemas no sólo de interrupciones del servicio, sino también mayores gastos de reparación, y en el mercado nacional, según la ley general de electricidad, hay multa por el tiempo y las veces de interrupción del servicio, si estos valores sobrepasan ciertos estándares preestablecidos.

Para la recopilación de información se recomienda hacer rutas por subestación, donde se hace la inspección de cada equipo. Esta información sirve para ordenar el trabajo y poder reparar las anomalías encontradas. También la información sirve para poder llevar un historial del equipo instalado en subestaciones, tanto de su comportamiento técnico, como de la ubicación del mismo al correr del tiempo. Estos datos técnicos históricos, pueden servir en determinado momento para hacer un diagnóstico del estado de los equipos y su funcionamiento.

2.4.1 Formularios utilizados para las pruebas, inspección y recopilación de información

A continuación se muestran los formularios, los cuales se utilizaron para las pruebas de Resistencia de aislamiento, índice de polarización ; Resistencia de devanados ; Prueba de capacitancia, Factor de potencia y Factor de Disipación; Pruebas de alarmas y disparos del transformador de potencia ; Mediciones de red de Tierras; Inspecciones a: Interruptor de 69 KV, Transformador de Potencia 69/13.8 KV , Reclorser 13.8 KV, Regulador de Voltaje 7,620 KV y Estructura de las Subestaciones Eléctricas de la Empresa Electrica de Guatemala, S.A.

2.4.1.1 Prueba de resistencia de aislamiento, índice de polarización para transformadores de Potencia

RESISTENCIA DE AISLAMIENTO, INDICE DE POLARIZACION PARA TRANSFORMADORES DE POTENCIA

SUBESTACIÓN: _____ FECHA: _____

VOLTAJE APL MEGGER: _____ TEMP. ACEITE EN °C _____

CODIGO DEL TRAF0: _____ TEMP. BOBINA °C _____

Factor de corrección de temperatura: _____
 Valor mínimo resistencia permitido para 69 KV: _____
 Valor mínimo resistencia permitido para 13.8 KV: _____

RESISTENCIA DE AISLAMIENTO EN G OHMS

MINUTOS	PRIM/SEC - TIERRA		PRI / SEC		SEC / PRI - TIERRA	
	Valor Medido	Con Factor	Valor Medido	Con Factor	Valor Medido	Con Factor
0.25						
0.5						
0.75						
1						
2						
3						
4						
5						
6						
7						
8						
9						
10						
INDICE DE POLARIZACION						

RESISTENCIA DE AISLAMIENTOS

OBSERVACIONES: _____

2.4.1.2 Prueba de relación de vueltas, resistencia de devanados y pruebas al aceite para transformadores de potencia

UNIDAD DE SUBESTACIONES							
RELACION DE VUELTAS, RESISTENCIA DE DEVANADOS Y PRUEBAS AL ACEITE PARA TRANSFORMADORES DE POTENCIA							
SUBESTACION: _____				NUMERO DE TRAF0: _____			
CIRCUITOS: _____				CAPACIDAD: _____			
FECHA DE PRUEBA: _____				NO. DE SERIE: _____			
MARCA: _____				IMPEDANCIA: _____			
VOLTAJE PRIMARIO: _____				TAP NO.: _____			
VOLTAJE SECUNDARIO: _____				VOLTAJE: <u>67650</u>			
				RELACION TEO: <u>8.491</u>			
LA PRUEBA SE REALIZA EN EL TAP DE TRABAJO							
RELACION DE VUELTAS CON TTR:							
BOBINAS	RELACION TAP 1	RELACION TAP 2	RELACION TAP 3	RELACION TAP 4	RELACION TAP 5	DIF. TAP ACTUAL (%)	TAP DE TRABAJO
H1-H3 / X0-X1							
H1-H2 / X0-X2							
H2-H3 / X0-X3							
MEDICION DE RESISTENCIA DE DEVANADO PRIMARIO							
BOBINAS	RESIST. TAP 1	RESIST. TAP 2	RESIST. TAP 3	RESIST. TAP 4	RESIST. TAP 5	TAP DE TRABAJO	TEMP. DEVAN.:
H1-H3							
H1-H2							Fact. Corr. Temp:
H2-H3							
MEDICION DE RESISTENCIA DE DEVANADO SECUNDARIO							
BOBINAS	RESIST. TAP 1	RESIST. TAP 2	RESIST. TAP 3	RESIST. TAP 4	RESIST. TAP 5	TAP DE TRABAJO	TEMP. DEVAN.:
X1-X0							
X2-X0							Fact. Corr. Temp:
X3-X0							
OBSERVACIONES: _____							

2.4.1.3 Prueba de capacitancia, factor de potencia y factor de disipación

SECCIÓN DE TRANSFORMADORES Y SUBESTACIONES

PRUEBA DE CAPACITANCIA Y FACTOR DE DISIPACIÓN

FECHA: _____

SUBSTAC. _____

VOLTAJE _____

MULT. CAP: _____

MARCA: _____

SERIE: _____

TEMP. ACEITE: _____

KVA: _____

NUMERO: _____

FACTOR CORR. TEMP. _____

VOLTAJE APLICADO KV	TIPO DE PRUEBA	POSICIÓN	NEGRO	ROJO	Corr. (mA)		% F. D.		% F. P.		Watts		Capacitancia (PF)	
					APARATO	LECTURA	CORREGIDO	CALCULADO	PERDIDAS	LECTURA				
8	UST	3	H	L										
10	CHL	3	H	L										
8	GST L-GND	4	H	L										
10	CHL + CHG	4	H	L										
8	GST L-GUARD	5	H	L										
10	CHG	5	H	L										
7	UST	3	L	H										
10	CLH	3	L	H										
7	GST L-GND	4	L	H										
10	CLH + CLG	4	L	H										
7	GST L-GUARD	5	L	H										
10	CLG	5	L	H										
10	GST L-GND	4	H & L	Masa										

PRUEBA DE CORRIENTE DE EXCITACIÓN

UST-3

Medición	Negro	Rojo	Tierra	Lectura (mA)
H1-H2	H1	H2	H3	
H2-H3	H2	H3	H1	
H3-H1	H3	H1	H2	

Voltaje Aplicado = 5 kv

OBSERVACIONES:

2.4.1.4. Prueba de alarmas y disparos del transformador de potencia

UNIDAD DE MANTENIMIENTO DE SUBESTACIONES
 CALIBRACIÓN DE TERMÓMETROS DE ACEITE Y DEVANADO
 PRUEBA DE ALARMAS Y DISPAROS DEL TRANSFORMADOR DE POTENCIA

SUBESTACIÓN: _____

FECHA: _____

TERMÓMETRO DE ACEITE

No.	TIPO DE PRUEBA	SI	NO	OBSERVACIONES
1	ARRANQUE PRIMERA ETAPA DE VENTILADORES A 65°C			
2	ARRANQUE SEGUNDA ETAPA DE VENTILADORES A 75°C			
3	LECTURA TERMÓMETRO IGUAL AL APARATO			
4	ALARMA POR TEMPERATURA ALTA DEL ACEITE A 90°C			
5	DISPARO POR TEMPERATURA ALTA DEL ACEITE A 95°C			

TERMÓMETRO DE DEVANADO

No.	TIPO DE PRUEBA	SI	NO	OBSERVACIONES
6	ARRANQUE PRIMERA ETAPA DE VENTILADORES A 65°C			
7	ARRANQUE SEGUNDA ETAPA DE VENTILADORES A 75°C			
8	ALARMA DE TEMPERATURA ALTA DEVANADO A 95°C			
9	DISPARO DE TEMPERATURA ALTA DEVANADO A 100°C			
10	LECTURA TERMÓMETRO IGUAL AL APARATO			

PRUEBA DE DISPAROS DEL TRANSFORMADOR

No.	TIPO DE PRUEBA	SI	NO	OBSERVACIONES
11	DISPARO POR RELE BUCHHOLZ			
12	DISPARO POR SOBREPRESION			
13	DISPARO POR PRESIÓN SÚBITA			
14	DISPARO POR BAJO NIVEL DE ACEITE			

PRUEBA DE SEÑALES DEL TRANSFORMADOR

No.	TIPO DE PRUEBA	SI	NO	OBSERVACIONES
15	ALARMA DE BAJO NIVEL DE ACEITE			
16	ALARMA DE BUCHHOLZ			

OBSERVACIONES: _____

2.4.1.5 Medición de la red de tierras a la subestación

RESULTADOS OBTENIDOS DE LA MEDICION DE RED DE TIERRAS SUBESTACION: _____

Fecha: _____

MED. No.	UBICACIÓN	DISTANCIA C2	DISTANCIA P2 (62%)	LECTURA
1				
2				
3				
4				

OBSERVACIONES: _____

2.4.2 Inspecciones

2.4.2.1 Inspección al Interruptor de Potencia 69KV

SUBESTACIÓN: _____ IG: _____ FECHA: _____

INTERRUPTOR DE 69 KV

No.	TIPOS DE ANOMALÍA	ORDEN			PLAZO DE REPARACIÓN			OBSERVACIONES
		VA	R	S	I	CP	MP	
1	Aisladores entrada y salida fisurados, astillados							
2	Puntos Calientes en interruptor de 69 KV							
3	Fugas en Interruptor de 69 KV							
4	Resistencias panel relev. Y mecanis. En mal estado							
5	Estado de mecanismo de interruptor							
6	baja presión de gas SF6							
7	Falta de voltaje AC y DC							
8	Estado de cargador de baterías							
9	Estado de Baterías							
10	Estado de Fusibles AC y DC de interruptor de gas							
11	estado de Conexión a Tierra de Interruptor de gas							
12	Estado de Fusible de 69 KV.							

OBSERVACIONES: _____

2.4.2.2 Inspección al transformador de potencia 69 / 13.8 KV

SUBESTACIÓN: _____ TRAF0: _____ FECHA: _____

TRANSFORMADOR DE POTENCIA 69/13.8 KV

CIRCUITOS: _____

No.	TIPOS DE ANOMALÍA	ORDEN			PLAZO DE REPARACIÓN			OBSERVACIONES
		VA	R	S	I	CP	MP	
1	Aisladores ent. Y sal. Fisurados , astillados alta cont.							
2	Pararrayos ent. Y sal. Fisurados, astillados alta cont.							
3	Silica Húmeda							
4	Estado de conectores y/o terminales del trafo.							
5	Puntos calientes							
6	Estado de conexiones a tierra							
7	Fugas de aceite							
8	Estado y funcionamiento de ventiladores							
9	Estado de resistencia de panel de control							
10	Baja presión de Nitrógeno							
11	Bajo nivel de aceite							
12	Estado de Termómetros de aceite y devanado							
13	Estado de TC'S de protección Diferencial							

TEMPERATURA DEL ACEITE _____ MÁX.
 TEMPERATURA DEL DEVANADO _____

NIVEL DE ACEITE BUENO MALO

ESTADO DE SILICA _____

PRESIÓN DE NITRÓGENO: _____ (PSI) _____

PUNTOS CALIENTES: _____ °C _____

PARARRAYOS: PRIMARIO _____ SECUNDARIO _____

FUNCIONAMIENTO DE VENTILADORES MANUAL AUTOMÁTICO

OBSERVACIONES: _____

2.4.2.3 Inspección al Recloser 13.8 KV

SUBESTACIÓN: _____ CTOS: _____ FECHA: _____

RECLOSER 13.8 KV

No. Recloser(s): _____

No.	TIPOS DE ANOMALÍA	VA	ORDEN		PLAZO DE REPARACIÓN			OBSERVACIONES
			R	S	I	CP	MP	
1	Fugas en reconectador							
2	Puntos calientes							
3	Aisladores de ent. Y sal. Fisurados, astillados							
4	Estado de TC'S de medición de circuito							
5	Tapadera de interruptor auxiliar dañada							
6	Amperímetros en mal estado							
7	Voltímetros en mal estado							
8	Giro del disco del contador al revés							
9	Batería del control electrónico en mal estado							
10	Falta de AC en control Electrónico							
11	Empaque de puerta de control dañado							
12	Conexión a tierra de caja de control rota o dañada							
13	Conexión a tierra de reconectador rota o dañada							
14	Puentes de entrada y salida en mal estado							
15	Cuchillas de entrada y salida en mal estado							
16	Cuchillas de Bypass en mal estado							
17	Estado de Caja de demandómetro							
18	Estado de espiga de caja de control y demandómetro							
19	Estado de pintura del Recloser							

OBSERVACIONES: _____

2.4.2.4 Inspección a los reguladores de voltaje 7,620 KV

SUBESTACIÓN: _____ CTOS: _____ FECHA: _____

REGULADORES DE VOLTAJE 7.620 KV

MARCA: SIEMENS () COOPER () GE ()

No.	TIPOS DE ANOMALÍA	VA	ORDEN		PLAZO DE REPARACIÓN			OBSERVACIONES
			R	S	I	CP	MP	
1	Fugas de Aceite							
2	Puntos calientes en reguladores de voltaje							
3	Pararrayos de bobina flameados o explotados							
4	Mal funcionamiento del control							
5	Conectores en mal estado							
6	Aisladores fisurados, astillados alta contaminación							
7	Indicadores de pasos en mal estado							
8	Bajo nivel de aceite							
9	Cuchilla de Bypass en mal estado							
10	Puentes de regulado en mal estado							
11	Conexión a tierra de reguladores rota o dañada							
12	Estado de pintura del regulador de Voltaje							
13	Estado del Aceite							

OBSERVACIONES: _____

2.4.2.5 Inspección de estructura

SUBESTACIÓN: _____ FECHA: _____

INSPECCIÓN DE ESTRUCTURA

No.	TIPOS DE ANOMALÍA	VA	ORDEN			PLAZO DE REPARACIÓN			OBSERVACIONES
			R	S	I	CP	MP		
INMUEBLE									
1	Difícil acceso a la subestación								
2	Portón de acceso en mal estado								
3	Alarma de subestación en mal estado								
4	Candado de portón en mal estado								
5	Muro Perimetral dañado								
6	Malla perimetral en mal estado								
7	Conexión a tierra de malla rota o dañada								
8	Agujeros en terreno de la subestación								
9	Estado de la Grama o Maleza								
10	Falta de Piedrin								
11	Suciedad en la Subestación								
12	Advertencia de Peligro en muro dañada o no existe								
13	Estado de fosas o cajas de registro								
14	Estado de tapaderas de cajas de registro								
CASETA									
15	Luminarias en mal estado								
16	Piso en mal estado								
17	Puerta en mal estado								
ESTRUCTURA DE PÓRTICO									
18	Estado Físico de trafo. De servicio								
19	Estado de Herrajes								
20	Alumbrado general del pórtico en mal estado								
21	Flip-On de la caja del pórtico disparados								
22	Interruptor de control de alumbrado en mal estado								
23	Tomacorrientes 120/240 en mal estado								
24	Tubería sobrepuesta en mal estado								
25	Estado de TP'S								
26	Estructura metálica en mal estado								
27	Conexión a tierra de estructura rota o dañada								
AISLAMIENTO DE PÓRTICO									
28	Aisladores de 69 KV fisurados, astillados alta conta								
29	Aisl. Soporte barra 69 KV fisurados, astillados alta cont.								
30	Estado físico de las barras 69 KV malo								
31	Aisl. 69 KV tipo cadena fisurado, astillado alta cont.								
32	Pararrayos 69 KV fisurados, astillados alta cont.								
33	Conexión a tierra de pararrayos 69 KV rotas o dañadas								
34	Seccionador 69 KV dañado								
35	Portafusibles 69 KV dañado								
36	Aisl. 13.8 KV flameado, fisurados, astillados alta cont.								
37	Aisl. Soporte barra 13.8 fisurados, astillados, alta cont.								
38	Estado físico de las barras de 13.8 KV mala								
39	Pararrayos 13.8 KV fisurados, astillados o con alta cont.								
40	Conexión a tierra de pararrayos 13.8 KV rota o dañada								
41	Esta de punta Flankin y conexión a tierra								
42	Hilo de guarda en mal estado y conexión a tierra								
43	Estado de red de tierras de la subestación								
44	Puntos calientes en IA'S de 69 KV								

OBSERVACIONES: _____

2.5 Inspección termográfica

Una inspección termográfica consiste en buscar anomalías térmicas en equipo, maquinaria o instalaciones eléctricas, mecánicas, hidráulicas, nucleares, etc., para nuestro caso, específicamente subestaciones eléctricas utilizando una cámara infrarroja. La utilización de una cámara infrarroja es para la localización concreta de fallas previo al plan de mantenimiento predictivo de la subestación.

Para realizar un programa de inspecciones termográficas es necesario establecer rutas, a fin de definir las áreas de mayor interés que necesitan la detección de posibles fallas. Con las imágenes térmicas recopiladas se forma una base de datos, con la cual se analiza la evolución temporal del estado de las piezas de los equipos. Cada vez que se registra una variación importante de temperatura, cuyo valor depende del equipo o proceso inspeccionado, se indica una anomalía térmica que establece las acciones de mantenimiento a ejecutar sobre el equipo inspeccionado.

Lo anterior lo realiza a distancia, sin tener contacto con dichos equipos, lo cual es una ventaja en cuanto a la seguridad del personal que realice las inspecciones termográficas.

2.5.1 Evaluación de imágenes térmicas

Las imágenes térmicas obtenidas en la inspección, se evalúan en el programa de computadora que proporciona el fabricante de la cámara infrarroja. El programa tiene un menú de sistema similar al de la cámara, pero incorpora más opciones para personalizar los informes. Además, contiene plantillas o

modelos para realizar los informes, los cuales son formatos en blanco para incorporar imágenes térmicas, fotos y datos.

2.5.2 Evaluación cualitativa

La función primordial de la evaluación cualitativa es indicar la ubicación de las anomalías térmicas dentro de la imagen termográfica. Al observar con claridad en dónde están las anomalías, se sabe cuáles son las partes específicas de los equipos o maquinaria a reparar. A la imagen térmica se agregan los datos que consideremos necesarios.

2.5.3 Evaluación cuantitativa

La función primordial de la evaluación cuantitativa es la medición de la temperatura de las anomalías térmicas de los objetos bajo inspección. Hay varios factores y consideraciones para determinar a qué temperaturas medidas en circuitos eléctricos, se tienen problemas reales. El diseño inicial de un equipo eléctrico es la base que determina los tipos de anomalías térmicas que se encontraran en cada sitio.

Un factor es el tamaño del conductor. El cableado de un circuito eléctrico está basado en la demanda de corriente de la carga, y si se trata de un motor eléctrico, por ejemplo, se basa además en que si el motor está conectado a un circuito que requiere corrientes de arranque elevadas. Otros factores son el tipo de aislamiento de los conductores y la corriente de carga en los circuitos. Los problemas eléctricos se empeoran cuando los circuitos, debido al incremento en la demanda, son expandidos para incluir cargas adicionales. Cuando estas

cargas son agregadas, se desarrollan las condiciones de sobrecarga y son agravadas cada vez que un circuito es adicionado.

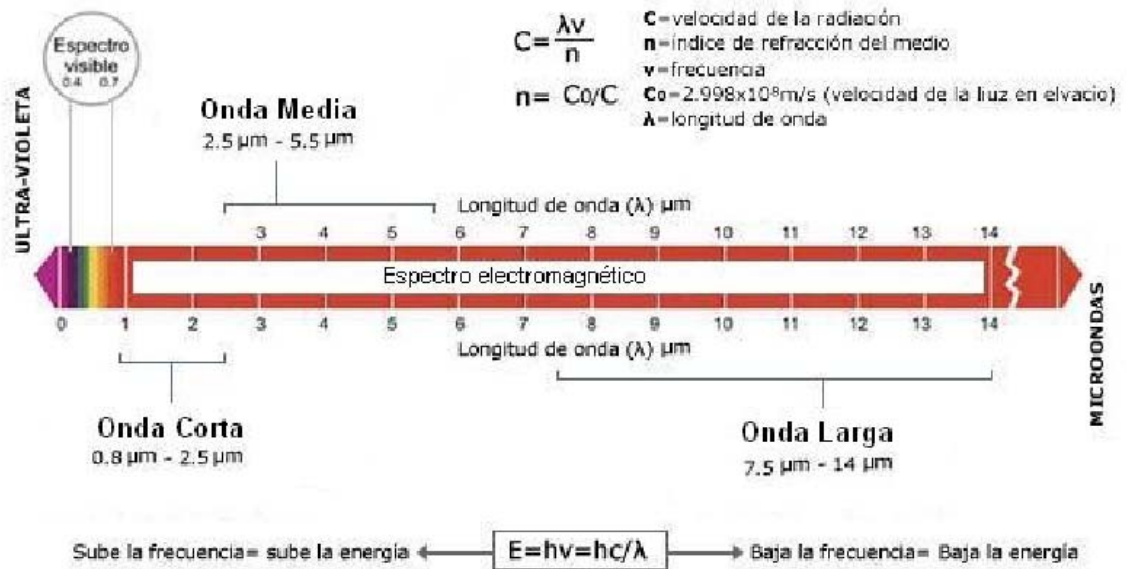
Mediante la cámara termográfica se realizan las respectivas mediciones de puntos calientes dentro de la Subestación Eléctrica en donde se determina entonces la temperatura de los conectores y puentes de entrada y salida del equipo, comprobando si esta temperatura no supera los 60°C se considera normal, si se encuentra entre 60 y 75°C tiene una valoración leve; y si es mayor a 75°C, se califica como grave. Según Artículo 17 inciso 17.3 de la norma NTDOID de la Comisión Nacional de Energía Eléctrica (CNEE), la temperatura máxima que debe operar un conductor de cobre o aluminio desnudo que opere a un régimen de carga constante es de 75 °C.

2.5.4 Tipos de cámaras

No todas las cámaras infrarrojas son adecuadas para realizar cualquier tipo de inspección termográfica. La clasificación de cámaras se realiza, según el rango de longitudes de onda que detectan, dentro de la banda infrarroja del espectro electromagnético. Existen tres tipos de cámaras: de onda corta, de onda media y de onda larga. Las cámaras de onda corta detectan la radiación infrarroja en longitudes de onda de 0.8 a 2.5 micrómetros; las cámara de onda media detectan longitudes de 2.5 a 5.5 micrometros, mientras que las de onda larga detectan longitudes de 7.5 a 14 micrometros. Los fabricantes eligen éstas bandas porque son ventanas relativamente claras de la atmósfera, las cuales permiten que la radiación infrarroja pase con muy poca de la atenuación causada por el vapor de agua, el bióxido de carbono y otros componentes del aire. Por consiguiente, no se fabrican cámaras infrarrojas que trabajen con longitudes de onda de 5.5 a 7.5 micrometros, porque en ese rango el aire no es

transparente y presenta un pico de atenuación muy importante, en donde no permite la transmisión de infrarrojos. En la figura 27 se muestra una parte del espectro electromagnético indicando los rangos de longitudes de onda que detecta cada cámara.

Figura 27. Espectro Electromagnético



Fuente: www.termografia.com. (2002).

2.5.4.1 Cámaras de onda corta

Las cámaras de onda corta utilizan el segmento del espectro electromagnético de 0.8 a 2.5 micrometros, y son extremadamente sensibles. Algunas de sus aplicaciones son:

- ◆ Inspecciones en el interior de hornos industriales
- ◆ Análisis de manuscritos históricos
- ◆ Control de calidad en procesos industriales
- ◆ Detección de fragmentos de vidrio en envases con productos para el consumo humano
- ◆ Detección de hielo sobre el fuselaje de aviones
- ◆ Visión nocturna

2.5.4.2 Cámaras de onda media

Las cámaras de onda media detectan longitudes de onda entre 2.5 y 5.5 micrometros. Son de gran utilidad para hacer inspecciones en interiores, pero, al hacer inspecciones al aire libre y con luz solar, aparecen en la imagen térmica una gran cantidad de reflexiones del sol, lo cual provoca interpretaciones y medidas de temperatura erróneas. Para obtener resultados correctos al utilizar Una cámara de onda media en exteriores, la inspección debe realizarse de noche. Algunas de sus aplicaciones son:

- ◆ Inspección en edificios y estructuras
- ◆ Inspección en instalaciones eléctricas
- ◆ Mantenimiento industrial
- ◆ Análisis de tensión y fatiga

2.5.4.3 Cámaras de onda larga

Las cámaras de onda larga detectan la energía infrarroja en el rango de 7.5 a 14 micrómetros. Esto las hace menos sensibles y es más difícil ver reflexiones del sol en inspecciones exteriores con éstas cámaras. Por lo tanto, se obtienen

resultados correctos al utilizarlas de día o de noche. Algunas de sus aplicaciones son:

- ◆ Detección de incendios forestales
- ◆ Inspección en líneas de transmisión
- ◆ Inspección en subestaciones eléctricas
- ◆ Inspecciones aéreas
- ◆ Mantenimiento industrial

Por lo tanto, utilizaremos la cámara de Onda larga para las respectivas inspecciones termográficas.

2.5.5 Temperatura ambiente

Este parámetro es utilizado para compensar la radiación reflejada en el objeto y la emitida desde la atmósfera entre la cámara y el objeto. Es muy importante ajustar y compensar correctamente la temperatura ambiente, sobre todo, si la emisividad es baja, la distancia muy larga y la temperatura de objeto relativamente cercana a la del ambiente.

2.5.6 Distancia al objeto

Es la distancia entre el objeto y el lente frontal de la cámara infrarroja. La radiación que alcanza la cámara es una mezcla de la radiación tanto del objeto y la radiación reflejada de los cuerpos que miran hacia él, además, la transmisión de radiación original del objeto es atenuada por la atmósfera a través de la cual viaja. La atmósfera por si misma tiene una temperatura y una habilidad para radiar, así que también será añadida a la radiación que llega a la cámara. Este parámetro es usado para compensar el hecho de que la radiación

está siendo absorbida entre el objeto y la cámara y el hecho de que la transmitancia disminuye con la distancia.

2.5.7 Humedad relativa

Se debe de considerar también que la atmósfera entre la cámara infrarroja y el objeto afectan la medición de temperatura, ya que atenúa la radiación que viene del objeto (debido a que su transmitancia es menor a 1), y emite radiación por si misma (debido a que contiene gases y partículas con cierta temperatura). Uno de los gases que tiene el mayor efecto es el vapor de agua, por lo cual, es necesario introducir en la cámara el valor de humedad relativa para compensar los efectos de la atmósfera y para evitar lecturas erróneas.

3. MANTENIMIENTO A SUBESTACIONES ELÉCTRICAS DE DISTRIBUCIÓN

3.1. Tipos de mantenimiento

En la práctica existen varios tipos de mantenimiento, aunque enfocándonos a subestaciones de energía eléctrica se definirán tres tipos principales, los cuales se manejan y se utilizan a nivel de ingeniería, estos son: preventivo, correctivo y predictivo.

3.1.1. Criterio para el tipo de mantenimiento

El criterio en la toma de decisión respecto al tipo de mantenimiento a realizar está muy ligada a factores muy importantes como de tiempo y económico, derivado a esto se logra definir el tipo de mantenimiento a realizar en una determinada subestación de energía eléctrica.

Como se mencionó anteriormente, existen tres tipos principales de mantenimiento. Estos son:

3.1.2 Mantenimiento preventivo

3.1.3 Mantenimiento correctivo

3.1.4 Mantenimiento predictivo

3.1.2 Mantenimiento preventivo

Este tipo de mantenimiento tiene como objetivo prevenir las interrupciones y fallas, al mismo tiempo que prolongar los tiempos de operación por medio de inspecciones programadas y revisiones periódicas del equipo. En general, logra su objetivo, pero actualmente se considera que los costos de este tipo de mantenimiento son relativamente elevados.

A continuación se describen algunas actividades que se clasifican dentro de este concepto.

- a) Pruebas de aislamiento y relación de transformación a transformadores de potencia
- b) Lavado de aisladores de equipos, seccionadores y aislamiento de pórtico
- c) Cambio de aceite a recloser
- d) Cambio de aceite e inspección de contactos a reguladores de voltaje
- e) Lubricación y reapretamiento de conexiones a los equipos

3.1.3 Mantenimiento correctivo

Es el tipo de mantenimiento más antiguo, puesto que permite operar el equipo hasta que la falla ocurra antes de su reparación o sustitución. Este tipo de mantenimiento requiere poca planeación y control, pero sus desventajas lo hacen inaceptable en grandes sistemas eléctricos y con normas establecidas, ya que todo el trabajo es hecho sobre una base de emergencia, la cual resulta en un ineficiente empleo de la mano de obra, en excesivas interrupciones y en un elevado costo del mantenimiento.

A continuación se describen ejemplos de mantenimiento correctivo.

- a) Emergencias atendidas por falla definitiva de algún equipo en la subestación
- b) Reparación en taller de recloser
- c) Reparación en taller de reguladores de voltaje, etc.

3.1.4 Mantenimiento predictivo

Este tipo de mantenimiento tiene como finalidad combinar las ventajas de los dos tipos de mantenimiento, preventivo y correctivo, para lograr el máximo tiempo de operación del equipo y eliminar el trabajo innecesario. Esto exige técnicas de revisión y pruebas más avanzadas para determinar con mejor certeza la condición del equipo y un control más riguroso para lograr la planeación correcta y efectuar las revisiones verdaderamente necesarias. En conclusión, puede decirse también que el mantenimiento predictivo es aquel en el cual no es necesario desenergizar el equipo al cual se le harán determinadas pruebas. Para visualizar mejor el concepto, a continuación se enuncian algunas actividades que forman parte del mantenimiento predictivo:

- a) Inspecciones visuales
- b) Análisis termográfico
- c) Cromatografía de gases disueltos en el aceite
- d) Pruebas físico-químicas al aceite

3.2 Actividades de mantenimiento

Las actividades de mantenimiento de subestaciones básicamente consta de pruebas o sustitución de piezas, de allí que se clasifiquen las actividades por equipos. Para determinar las actividades de mantenimiento, se deben tomar en cuenta todos los equipos que se interrelacionan en una subestación.

3.2.1. Interruptores de potencia 69 kV

Aunque en el capítulo número 1 se habló de los interruptores de gran y pequeño volumen de aceite, vacío y de SF6, aquí se amplía la información para interruptores de potencia en 69KV. La función básica del interruptor de potencia en una subestación eléctrica de alta tensión es interrumpir la corriente que alimenta al transformador de potencia, por cualquiera de las siguientes razones.

- Apertura solicitada por personal autorizado
- Falla detectada por cualquiera de los relevadores del esquema de protección.

3.2.1.1. Interruptores de gran volumen de aceite

La interrupción de corrientes en aceite es tal vez la más establecida o tradicional y está en uso desde principios del siglo XX. Consiste en separar los dos contactos, la interrupción se realiza cuando es alcanzada una distancia crítica entre contactos. En este tipo de interruptor, el medio efectivo de interrupción es el gas hidrógeno (H₂) generado por la vaporización del aceite por la acción del calor del arco. El arco y los contactos se encuentran siempre en una burbuja de H₂. La diferencia de temperatura entre el arco y el gas es

elevadísima y debido a la alta conductividad térmica del H₂, la disipación del calor del arco es efectiva. Es conveniente que la velocidad de separación de contactos sea alta, para que la distancia crítica se alcance lo más rápidamente posible.

El requerimiento más importante en un interruptor es la distancia total entre los electrodos abiertos. Si la interrupción no se ha alcanzado al final de la carrera, el arco continuará gasificando aceite, lo cual finalmente causa la explosión e incendios tan temidos en estos aparatos.

3.2.1.2. Interruptores de pequeño volumen de aceite

Con el objeto de superar los inconvenientes inherentes a los interruptores de gran volumen de aceite, se desarrollaron interruptores de pequeño volumen de aceite, donde el arco es controlado en una cámara de material aislante provista de toberas.

El principio de interrupción del arco es completamente distinto al empleado en el caso anterior. Esto se realiza mediante el aumento de presión del H₂ dentro de la cámara y el incremento depende de la relación entre el gas generado y el que fluye de la tobera. El volumen del gas aumenta a medida que el contacto móvil se desplaza, pero a su vez se habilitan nuevas toberas, con lo cual se regula la presión interna. Al fluir el gas hacia el interior de la cámara, desplaza el arco hacia las toberas sometiéndolo a enfriamiento forzado, por convección axial y conducción turbulenta.

3.2.1.3. Interruptores en vacío

Todas las ampollas de vacío están constituidas por un par de electrodos, uno fijo y otro móvil. Encapsulados en una atmósfera que mantiene un vacío. El electrodo fijo es parte integral de la capa metálica, mientras que el móvil está conectado a la otra capa a través de un fuelle metálico. Esto permite sellar la botella respecto a la presión atmosférica a la vez que permite el movimiento del contacto.

3.2.1.4. Interruptores en SF₆

Este interruptor utiliza para la extinción del arco, el hexafluoruro de azufre. Este es el único gas que posee reunidas las propiedades físicas, químicas y eléctricas favorables para la extinción de los arcos de los interruptores. Este es uno de los compuestos químicos más estables y también uno de los gases más pesados a temperatura ambiente y presión atmosférica, es incoloro, inodoro, no tóxico y no inflamable.

3.2.1.5. Comparación de las características de cuatro medios de extinción

El aire tiene rigidez dieléctrica de 3 kV/cm a presión atmosférica, y ésta aumenta proporcionalmente a la presión.

La rigidez dieléctrica del aceite limpio equivale a la del aire a 10 atmósferas 30 kV/cm pero decae a 4 KV/cm cuando se contamina con carbón producido por el arco.

El SF6 tiene una rigidez dieléctrica, tres veces superior a la del aire a igual presión. Aumenta linealmente con la presión, pero tiene problemas de licuefacción a presiones de 15 atmósferas y temperatura ambiente.

El vacío posee la mayor rigidez dieléctrica (100 kV/cm) pero ésta es fuertemente dependiente de la superficie de los contactos, que es afectada durante el servicio. Un punto importante de destacar es la debilidad de la ampolla de vacío ante la formación de una descarga superficial en la envolvente cerámica, particularmente si están en una atmósfera de aire a presión atmosférica donde hay contaminación y humedad.

Tabla VIII. Rigidez dieléctrica de distintos medios de extinción a presión atmosférica

Medio de extinción	Rigidez dieléctrica en kV/cm
Aire	3
Aceite limpio	30
Gas SF6	9
Vacío	100

Fuente: Curso de mantenimiento de interruptores de potencia. s.p.

3.2.1.6. Criterios de mantenimiento al interruptor de potencia 69 kV

3.2.1.6.1. Limpieza general

Se mantiene limpias todas las partes del interruptor, tales como unidades interruptores, mecanismo de operación, aisladores, sistema de gas, panel de

relevadores, es muy importante para lograr un mayor aislamiento en los componentes.

3.2.1.6.2. Lubricación

El interruptor debe ser lubricado sólo cuando se requiera y con la grasa especificada.

3.2.1.6.3. Limpieza de aisladores

Los aisladores de los interruptores de Gas SF6 se limpiaran con agua, jabón y una franela limpia, para extraer cualquier partícula como polvo, humo y principalmente cualquier partícula metálica o conductora, que puede provocar una disminución en el aislamiento.

En la limpieza no debe usarse ninguna sustancia que contenga alcohol, según manual de mantenimiento Installation/Maintenancelinstructions SF6 Power Circuit Braker para interruptores de 69 kV marca ABB, y para limpiar el aislamiento no debe usarse la misma franela con la que se limpió cualquier componente de metal o aluminio.

3.2.1.6.4. Medición de resistencia de polo

Utilizando un instrumento capaz, aplicar una corriente de 100 amperios DC, debe medirse la resistencia de cada polo del interruptor. El máximo valor de resistencia de polo en micro-ohmios, no debe exceder un valor de 100 micro-ohmios para interruptores de 2000 A, y de 80 micro-ohmios para interruptores de 3000 A, según manual de mantenimiento Installation/Maintenance Instructions SF6 Power Circuit Braker para interruptores de 69 kV marca ABB.

3.2.1.6.5. Medición de humedad del gas SF6

Utilizando un analizador de humedad, es posible medir el contenido de humedad del gas SF6. El máximo nivel de humedad permitido en el gas SF6 es: 200 ppmV(por volumen), a una temperatura de 20 grados Celsius.

3.2.1.6.6. Pruebas al aceite dieléctrico

Existen cuatro pruebas básicas que pueden hacerse al aceite para determinar el estado del mismo. Estas pruebas se deben hacer como mínimo una vez al año para poder tener un historial del estado del aceite y así saber cuándo es necesario realizar el cambio.

- a) Prueba de rigidez
- b) Tensión interfacial
- c) Acidez
- d) Color
- e) Factor de potencia

3.2.1.6.7. Pruebas de operación y de tiempo

Se realizarán las siguientes pruebas de operación:

- a) Asegúrese que el interruptor abra y cierre eléctricamente.
- b) Chequear la bobina de cierre y de apertura.
- c) Chequear la alarma y la operación de las funciones de lock-out.
- d) Verificar que el interruptor cierre mecánicamente.

- e) Pruebe cualquier equipo adicional, relés de bajo voltaje, relés de sobrecorriente, etc.

Tabla IX. Pruebas de tiempo para interruptor de potencia SF6 69 kV

Prueba	Tiempos, velocidades
Tiempo de apertura, 31.5 kA de interrupción	32 milisegundos
Velocidad de apertura	De 3.9 a 4.3 metros/segundo
Tiempo de cierre	De 45 a 60 milisegundos
Velocidad de cierre	De 2.7 a 3 metros/segundo
Tiempo de recierre, 31.5 kA de interrupción	20 ciclos mínimo

3.2.1.7. Cargador y banco de baterías de 120 y 48 V dc

Debe hacerse mantenimiento cada dos meses al cargador de baterías y al banco de baterías del interruptor de gas, y llevar el respectivo control.

Banco de 120 V dc, del tipo de ácido

- a) Medición de voltaje de cada batería
- b) Medición de densidad de ácido
- c) Voltaje con cargador y sin cargador
- d) Limpiar las baterías con agua y una franela
- e) Lubricar con grasa las conexiones
- f) Reapretar conexiones

- g) Rellenar con agua destilada las baterías que tengan bajo nivel de ácido

Banco de 48 V dc de tipo selladas,

- a) Medición de voltaje de cada batería
- b) Voltaje con cargador y sin cargador
- c) Limpiar las baterías con agua y una franela

3.2.1.8. Frecuencia de mantenimiento

En la tabla X se puede observar una lista de puntos de chequeo y el tiempo o frecuencia de inspección general de un interruptor.

Tabla X. Períodos de mantenimiento para interruptores de potencia 69 KV

Intervalos de mantenimiento				
Mantenimiento	Bimensual	Anual	5 años	10 años
Limpieza de <i>bushing</i> **	C			
Banco y cargador de baterías**	C			
Medición de presión de gas SF6	C			
Humedad en gas SF6		C		
Tiempos de interruptor**			C	
Resistencia de contactos			C	
Calentadores de paneles**	C			
Supervisión <i>bushing</i> y componentes**		C		
Pruebas al aceite dieléctrico		C		
Prueba detector de gas SF6		C		
Densidad de gas SF6				
Lubricación de mecanismo**				
Mantenimiento mayor**				R

Fuente: Installation/Maintenance Instructions SF6 Power Circuit Braker. s.p.

C: Chequear: significa hacer el mantenimiento descrito o simplemente verificar el estado de los componentes que se mencionan.

R: Reemplazar: significa sustituir contactos fijos, móviles, componentes mecánicos, cuando el interruptor haya alcanzado el número de operaciones permisible.

** Se aplica para interruptores de aceite y gas SF6

3.2.1.8.1. Mantenimiento bimensual

- a) Lavado de bushing del interruptor.
- b) Lavado, limpieza de gabinetes de control y mecanismo.
- c) Lavado, engrase de conectores, medición de densidad de ácido de baterías, medición de voltaje de cada batería al banco de baterías.
- d) Limpieza interna, medición de voltaje, medición de corriente al cargador del banco de baterías.

3.2.1.8.2. Mantenimiento anual

- a) Revisar los bushing y los componentes del interruptor por roturas.
- b) Pasar el detector de gas en todas las uniones donde haya empaques que estén en contacto con el gas.
- c) Medición de humedad en el gas. Este valor no debe ser mayor de 200 ppm.
- d) Revisar el mecanismo y todas las partes móviles, y lubricar con grasa los engranajes si es necesario.
- e) Medir la resistencia de polo. Esta resistencia se mide con un aparato de DC aplicando 100 A DC entre una y otra terminal del mismo polo, el valor de la resistencia no debe exceder 100 micro-ohmios.
- f) Pruebas de apertura a los relevadores del esquema de protección.

- g) Pruebas al aceite dieléctrico del interruptor de potencia, rigidez, tensión interfacial, acidez y color, factor de potencia, cromatografía de gases disueltos.

3.2.2. Transformador de potencia 69/13.8 KV

Los transformadores de potencia en las subestaciones de distribución son reductores de tensión de 69 a 13.8 KV. En Guatemala, en los sistemas de distribución hay transformadores con diferentes capacidades nominales de 5, 10, 15 y 28 MVA, y diferentes marcas tales como General Electric, Westinghouse, União, Pauwels Trafo, TRAFO, ABB y Siemens.

Los transformadores de potencia utilizan como medio aislante el aceite dieléctrico. Por ello es necesario conocer el estado del mismo y poder mantener el transformador en óptimas condiciones de funcionamiento.

3.2.2.1. Criterios de mantenimiento de transformadores de potencia

3.2.2.1.1. Aceite aislante

El aceite aislante que contienen los transformadores puede eventualmente absorber humedad. En equipos que están funcionando, se hacen necesarios muestreos periódicos, para conocer las características del aceite aislante y para saber la época de su cambio o tratamiento. Por tanto, el mismo debe cumplir con las siguientes condiciones, según las normas ASTM como se describe en la siguiente tabla.

Tabla XI. Características del aceite para transformadores de potencia

CARACTERÍSTICAS	MÉTODO	UNIDAD	VALORES MIN.	VALORES MAX.
Apariencia	Visual	--	El aceite debe ser claro y limpio,	
Índice de neutralización	ASTM-D-974	Mg KOH/g	--	Nuevo 0.25 Usado 0.03
Tensión interfacial a 25°C	ASTM-D-971	mN/m	Nuevo 40 Usado 22	--
Color	ASTM-D-1500	--	--	<1.0
Rigidez dieléctrica	ASTM-D-877	kV kV	Nuevo 30 Usado 25	-- --
Contenido de humedad	ASTM-D-1533	ppm	--	10
				15
Factor de potencia	ASTM-D-924	%		Nuevo 0.05 Usado 0.5

Fuente: Normas ASTM

3.2.2.1.2. Frascos de muestreo

Deben ser de vidrio ámbar o claro, o de aluminio. Las tapas pueden ser de vidrio o de plástico resistente al aceite aislante.

3.2.2.1.3. Limpieza de los frascos de muestreo

Deben ser lavados con solvente de petróleo, con punto de ebullición menor que 80 °C, por ejemplo n-heptano, y después tienen que ser lavados

con jabón o detergente neutro y enjuagados con agua corriente, enseguida deben ser tratados con mezcla sulfocrómica, lavados con agua corriente, agua destilada y finalmente, puestos a secar en horno a 110 °C, durante por lo menos una hora. Los recipientes deben limpiarse interna y externamente.

3.2.2.1.4. Muestras para ensayos

Las siguientes normas generales deben ser aplicadas.

- a) Usar exclusivamente frascos limpios y secos.
- b) Retirar las muestras preferentemente en tiempo seco, evitando cualquier contaminación externa.
- c) Si es posible, el aceite debe estar por lo menos a la misma temperatura que el aire ambiente.
- d) Cuando el equipo esté funcionando, la temperatura del líquido en la hora del muestreo deberá ser anotada, especialmente cuando el contenido de agua precise ser verificado.

3.2.2.1.5. Procedimiento de muestreo

- a) Se retirara toda suciedad y el polvo visibles de la válvula, con paño limpio.
- b) Se utiliza un tubo flexible con copla roscada.
- c) Se utiliza una botella para la muestra y un recipiente de rebose.
- d) Se Abre la válvula y se deja fluir el líquido por lo menos tres veces el volumen de la cañería, luego tome la muestra.
- e) Se aconseja llenar los frascos hasta el borde, de modo que al colocar la tapa el aceite se rebalse.
- f) El volumen de aceite que debe ser retirado para muestras de cada transformador es de 2 litros.

- g) Se debe de Identificar las muestras, indicando claramente la procedencia, número de serie o de identificación del transformador.

3.2.2.1.6. Indicación de nivel de aceite y tanque conservador de aceite

El nivel del aceite debe ser revisado periódicamente.

- a) Nivel mínimo. Corresponde al menor volumen de aceite resultante de la mínima temperatura ambiente especificada y con el transformador desenergizado.
- b) Nivel a 25°C. Nivel normal de montaje con temperatura aproximada del aceite a 25°C.
- c) Nivel máximo. Corresponde al mayor volumen de aceite resultante de la máxima temperatura ambiente especificada y con el transformador a plena carga.

El tanque conservador de aceite es un accesorio destinado a compensar las variaciones del líquido aislante que resulta de las distintas temperaturas en el transformador. El aire en el interior del conservador se comunica con el medio externo a través del secador de aire tipo silica-gel que retiene la humedad, esto sucede en algunos transformadores, pero en otras estos son sellados y tienen un colchón de nitrógeno el cual absorbe la humedad que pueda ingresar en el transformador.

3.2.2.1.7. Silica gel

Este es un componente formado por gránulos. El aire que entra o sale del conservador acompañando las variaciones de volumen del aceite, atraviesa el

secador de aire, en el cual queda retenida la humedad. En su estado activo, la silica está completamente deshidratada y posee un color azul; a medida que va absorbiendo humedad, su color va volviéndose rosado. El color de la silica puede ser observado a través del cilindro de vidrio. Se puede observar que la humedad va saturando los gránulos de abajo hacia arriba. El respirador del secador de aire está en la parte inferior, pasando por un recipiente de aceite; la finalidad de la silica es filtrar el aire e impedir que el aceite esté en contacto directo con el medio ambiente.

- a) La regeneración o cambio de la silica se debe efectuar cuando todavía en la parte superior del recipiente hay una distancia de color blanco azulado, como mínimo de 5 centímetros, con lo cual se evita el ingreso de aire húmedo en el interior del conservador.
- b) Para secar la silica gel debe ser sometida a un calentamiento de 100 a 120 grados Celsius durante aproximadamente un período de 2 horas, según manual de mantenimiento para transformadores TRAF0, sección IG 06-04.

3.2.2.1.8. Radiadores

El aceite es enfriado a través de los radiadores, mediante un movimiento descendente del aceite a través de éstos. Se establece entonces en el aceite una circulación por convección, en la cual el calor es absorbido dentro del transformador por el aceite y disipado por los radiadores hacia el medio ambiente.

En la refrigeración por ventilación forzada, los ventiladores fuerzan el aire por dentro de los elementos de los radiadores desde abajo hacia arriba, proporcionando un sensible aumento en la capacidad de disipación.

- a) Se revisará en las inspecciones bimensuales las empaquetaduras de las flanges. Si se encuentran defectuosas, deben cambiarse.
- b) Se accionará en la inspección las dos válvulas, superior e inferior, para evitar que se queden atascadas o se formen depósitos de aceite.
- c) Se verificará en la inspección el estado físico y el funcionamiento de todos ventiladores del radiador, los cuales deben estar en excelentes condiciones.
- d) Se debe de retocar la pintura del radiador y ventiladores cuando sea necesario.

3.2.2.1.9. Cambiador de tap de transformador

El conmutador de derivaciones se compone de un accionamiento manual, accesible externamente en la parte lateral del tanque y permite alterar la posición del conmutador según la necesidad de operación. Las derivaciones del devanado son interconectadas a los contactos fijos dispuestos en grupos.

El cambiador de tap consta de: manija frontal removible. Tapa de la caja de accionamiento con apertura para el visor del número de la posición. Placa indicativa de accionar sin tensión y sentido de rotación.

Tabla XII. Cambiador de tap sin tensión devanado de alta tensión

<i>TENSIÓN (V)</i>	<i>POSICIÓN</i>
69,300	1
67,650	2
66,000	3
64,350	4
62,700	5

**Fuente: Transformador General Electric Serie H-88066B 10/14 MVA.
S.p.**

Similarmente, otras marcas de transformadores de potencia tienen cinco posiciones de tap, aunque pueden o no variar los niveles de tensión en el devanado primario. En las pruebas a los transformadores de potencia no hubo necesidad de mover el tap debido a que se realizaron las pruebas en el tap que se encontraban posicionados.

3.2.2.1.10. Frecuencia de mantenimiento

3.2.2.1.10.1. Mantenimiento anual

Debe hacerse una inspección en el líquido aislante, por medio de la retirada de muestra, con las siguientes pruebas.

- a) Rigidez dieléctrica
- b) Acidez
- c) Tensión interfacial
- d) Color
- e) Factor de potencia
- f) Cromatografía de gases disueltos en el aceite

g) Termografía

Debe hacerse una inspección en el líquido aislante, mediante la retirada de muestra, los valores deben ser comparados con los obtenidos el año anterior para el mismo transformador. Esta muestra debe tomarse en los meses de verano entre marzo y abril, así como también las siguientes pruebas.

- a) Megger de aislamiento
- b) Relación de vueltas (TTR)
- c) Medición de red de tierra
- d) Actuación de relevador de sobre presión
- e) Actuación de relevador Buchholz
- f) Alarma de temperatura alta
- g) Calibración de medidores de temperatura con el calibrador de temperatura portátil

La relación de la resistencia de aislamiento tomada en el minuto diez después de iniciada la prueba, entre el valor tomado en el minuto uno, es llamada índice de polarización, el cual indica humedad, contaminación o deterioro del aceite. La tabla XIII muestra los valores usados para evaluar la condición de los aceites inmersos en transformadores

Tabla XIII. Índice de polarización para la evaluación de la condición de transformadores

Condición	Índice de polarización relación 10/1 mín.
Peligroso	Menor que 1.0
Pobre	Entre 1.0 y 1.1
Cuestionable	Entre 1.1 y 1.25
Limpio	Entre 1.25 y 2.0
Bueno	Mayor de 2.0

Fuente: Transformer. Pag. 36

Se debe de hacer una prueba de aislamiento o megger, relación de vueltas o TTR para los cinco taps de transformación, verificando que los datos tomados estén en los rangos apropiados, a la vez que se comparan con los valores obtenidos anteriormente para el mismo transformador. En este trabajo únicamente se hacen las pruebas correspondientes al TAP, el cual se encuentra en servicio cada transformador. El transformador se lavará y se limpiará los aisladores para evitar flashover, cuba del transformador, limpieza de conectores, lubricación y reapretamiento de conexiones para evitar la corrosión.

Durante la desconexión, para hacer las pruebas anteriores, deben efectuarse todas las reparaciones posibles detectadas en las inspecciones anteriores.

- a) Dispositivo purificador y deshidratador de aire.
- b) Nivel de presión de nitrógeno.
- c) Sistema de ventilación, funcionamiento de los motores, ruidos, vibraciones, calentamiento.

- d) Cableado de señales, bloques terminales y reapretamiento de conexiones, contactores que deben cerrar firmemente sin ruidos o vibraciones excesivas.
- e) Debe hacerse un retoque de pintura en los puntos del transformador que sea necesario.
- f) Reparación de conectores sobrecalentados, reapretamiento y lubricación.

3.2.2.1.10.2. Mantenimiento eventual

Cuando en inspecciones se identifica un problema o un riesgo, es normal programar la reparación o sustitución de algunas partes del transformador de potencia, por tanto, la sustitución de algunas piezas o ciertos mantenimientos que se mencionan pueden hacerse en el momento que se identifica la necesidad.

- a) Llenado de nitrógeno.
- b) Cambio de silica.
- c) Filtrado de aceite.
- d) Cambio de aceite.
- e) Cambio de conectores.
- f) Cambio de puentes.
- g) Pintura, etc.

3.2.3. Sistema de tierras de la subestación

Uno de los aspectos principales para la protección contra sobretensiones en la subestación es el de disponer de una red de tierra adecuada, a la cual se

conecta la carcasa de los aparatos, los pararrayos, los cables de guarda, las estructuras metálicas y todas aquellas otras partes metálicas que deben estar a potencial de tierra.

La necesidad de la red de tierra es para cumplir con lo siguiente:

- a) Proporcionar un circuito de muy baja impedancia para la circulación de las corrientes de tierra, ya sea de fallas de cortocircuito o sobretensiones.
- b) Evitar que durante la circulación de estas corrientes de tierra, puedan producirse diferencias de potencial entre distintos puntos de la subestación, significando un peligro para el personal.
- c) Facilitar, mediante sistemas de relevadores, la eliminación de las fallas a tierra en los sistemas eléctricos.
- d) Dar mayor confiabilidad y continuidad al servicio eléctrico.

El sistema básico de tierras de subestaciones, toma la forma de una red de conductores enterrados horizontalmente. La razón por la cual la red es tan eficiente se atribuye a lo siguiente:

- a.** En sistemas en donde la corriente máxima de tierra puede ser muy alta, raras veces es posible obtener una resistencia de tierra que sea tan baja como para garantizar que la elevación total del potencial del sistema no alcance valores inseguros para las personas.
- b.** En subestaciones de alto voltaje, no hay un electrodo que por sí solo sea adecuado para proporcionar la necesaria conductividad y capacidad de conducción de corriente. Sin embargo, cuando varios de ellos se conecten entre sí, y a estructuras, carcasas de equipos, el resultado es necesariamente una rejilla cualquiera que sea la meta original.

Los elementos de la red de tierra son:

Un sistema típico de rejilla para una subestación puede tener alambre desnudo de cobre trenzado, núm. 4/0, de 12 a 18 pulgadas abajo del nivel del suelo y separados en forma de rejilla entre 10 y 20 pies. Los alambres 4/0 de cada unión deben estar unidos firmemente entre sí, y también puede estar conectada una varilla enterrada de acero y recubierta de cobre de 5/8 de pulgada de diámetro y alrededor de 8 pies de largo.

El calibre de una red de tierras depende de la corriente de falla de la subestación, como se ilustra en la tabla VI.

Tabla XIV . Calibre de conductores de tierra por corto circuito

Corriente de cortocircuito	Calibre del cable
Menor de 2000 amp	1/0
2,000 a 4,000 amp	2/0
4,000 a 6,000 amp	250 MCM
6,000 a 10,000 amp	350 MCM
10,000 a 15,000 amp	500 MCM
15,000 a 20,000 amp	750 MCM
20,000 a 30,000 amp	1,000 MCM

Fuente: Electrical Connectors and Conductors. Pág. 85

Electrodos de tierra que son varillas que se clavan en terrenos más o menos blandos y que sirven para encontrar zonas más húmedas, y por lo tanto, con menor resistividad eléctrica.

Conectores y accesorios que sirven para unir a la red de tierras, los electrodos profundos, las estructuras, los neutros de los transformadores de potencia, etc. Los tipos más utilizados son: conectores atornillados, conectores a presión y conectores soldados.

El sistema de tierras debe proveer una baja resistencia para la circulación de las corrientes a tierra, ya sea por falla a tierra del sistema o la operación de un pararrayos.

También debe hacerse cada año la prueba de resistencia de la red de tierras a cada subestación. Estas pruebas se hacen con el megger de tierra y deben estar entre los rangos permitidos según Normas de la Comisión Nacional de Energía Eléctrica (CNEE), Artículo 33 inciso 33.4 de la Norma NTDOID (Normas Técnicas de Diseño y Operación de las Instalaciones de Distribución).

Tabla XV. Valores máximos permitidos de resistencia de red de tierras de una subestación en función de su capacidad

CAPACIDAD DE LA SUBESTACIÓN (MVA)	RESISTENCIA DE LA RED DE TIERRAS (OHMIOS)
< 1	3
1 - 10	2
10 - 50	1
50 - 100	0.5
> 100	0.2

Fuente: Normas NTDOID. Pág. 46

En el siguiente capítulo se extiende algunos conceptos importantes de este tema y su aplicación en este trabajo de graduación.

3.2.3.1. Frecuencia de mantenimiento

3.2.3.1.1. Mantenimiento anual

La red de tierra debe medirse como mínimo cada año en época de verano, para saber el estado de ésta, mantener protegidos los equipos, y estar seguros de que cualquier corriente de cortocircuito no tendrá ningún problema en disiparse rápidamente. Para las pruebas más importantes se hace un formato de llenado de los datos típicos que se deben tomar en cada prueba.

3.2.4. Reconectador de distribución 13.8 KV de aceite

Este es un equipo que protege líneas de distribución, básicamente consiste en un interruptor de circuitos, un control electrónico y un cable que los conecta. Este equipo puede disparar y cerrar automáticamente; si la falla es momentánea, se restablece el servicio normal; si la falla es permanente, el reconectador censa la falla y ejecuta el número de operaciones, y deja las tres fases del circuito abiertas.

Las secuencias de apertura del reconectador pueden ser todas rápidas o lentas o una combinación de ellas hasta un total de cuatro operaciones. El cierre es ejecutado por un solenoide conectado entre dos fases, esto ocurre cuando el solenoide rotativo cierra los contactos del solenoide de alta tensión. El arco es extinguido en una cámara de extinción del arco.

3.2.4.1. Criterios de mantenimiento al reconector 13.8 KV

3.2.4.1.1. Cambio de aceite

El aceite se debe cambiar cuando se ha contaminado con sedimentos de carbón o cuando la rigidez dieléctrica del aceite es 18 kV o menor. Usar sólo aceite que cumpla con las siguientes especificaciones, según las normas ASTM.

Tabla XVI. Características del aceite dieléctrico para recloser

CARACTERÍSTICAS	NUEVO	USADO
Rigidez dieléctrica	26 kV mínimo	18 kV mínimo
Tensión interfacial		40 dinas/cm mín.
Densidad		0895 g/cc
Reacción		Neutral
Color		1.0 máx

Fuente: Normas ASTM.

En el cambio de aceite también puede revisar los siguientes componentes.

- a) Bobina de cierre y apertura.
- b) Fusibles de bobina de cierre.
- d) Contactos fijos y móviles.
- e) Cámara de extinción de arco.
- f) Mecanismo en general.

3.2.4.2. Frecuencia de mantenimiento

3.2.4.2.1. Mantenimiento anual

Debe realizarse como mínimo un lavado de aisladores y cuba del reconectador, ya que debido a la contaminación, se acumula en aisladores suciedad tal como polvo, humo negro, o cualquier otra partícula que pueda reducir las características aislantes de los aisladores.

El mantenimiento depende de las interrupciones impuestas al reconectador, y de las pruebas al aceite. Se recomienda que el reconectador sea inspeccionado completamente, limpiado y llenado con aceite nuevo como mínimo una vez al año según recomendación del fabricante, Manual S280-40-04 Reclosers Type WE Three-Phase Maintenance Instructions, o cuando las características del aceite que se indican en la tabla XVI no se cumplen.

Se debe llenar un formato donde se haga constar el cambio de aceite, y en éste, anotar los datos más importantes del equipo, los cuales fueron modificados en el mantenimiento.

3.2.5. Recloser de distribución de gas SF6 13.8 KV

El funcionamiento básico de este reconectador es el mismo que el descrito para el reconectador anterior, la diferencia entre éstos es únicamente su mecanismo interno y el medio de interrupción. Este reconectador utiliza como medio de interrupción gas SF₆, y su mecanismo de interrupción es un disyuntor de arco rotativo. El reconectador es controlado por un mando electrónico externo con microprocesador.

3.2.5.1. Frecuencia de mantenimiento

3.2.5.1.1. Mantenimiento bimensual

Es muy importante que por lo menos se realice una medición de la presión de gas SF6. La presión del gas debe estar entre 1.8 a 2.2 psi. se debe llenar el formato de inspección de reconectador.

Si la presión de gas está debajo del valor necesario, el reconectador debe ser llenado en ese instante y así evitar cualquier falla o explosión por falta de gas.

3.2.5.1.2. Mantenimiento eventual

De acuerdo con sugerencia del fabricante, se debe realizar mantenimiento de taller cada 1,000 operaciones. El reconectador debe ser llevado al taller para revisión y reparación de partes mecánicas, revisión y reparación de contactos fijos y móviles, reparación de bobina de campo del disyuntor de arco rotativo, revisión y reparación de los contactos de la bobina de alta tensión, revisión del estado de la bobina de alta tensión, cambio de gas y de silica para proteger el mecanismo interno de la humedad.

3.2.6. Controles electrónicos de reconectador

Los controles electrónicos son equipos encargados de controlar electrónicamente al reconectador. El flujo de corriente en la línea es censado en el reconectador por tres transformadores de corriente montados internamente en los aisladores del lado de fuente, uno en cada fase

conectados en estrella. Cuando existe una sobrecorriente de fase (50/51) o una sobrecorriente de secuencia cero o de tierra (50/51G), excede el valor del disparo mínimo programado, el control electrónico inicia la secuencia programada de operaciones de apertura y recierre.

Si la falla es temporal, el control cesa sus operaciones de recierre, y está listo para iniciar otra secuencia después del tiempo de reset (90 seg. normalmente). Si la falla es permanente, el control ejecuta la secuencia programada, quedando el recloser, lock out o abierto permanentemente.

3.2.6.1. Funciones básicas del control electrónico

3.2.6.1.1. Curvas de disparo

Las curvas de tiempo corriente, ambas de fase y de tierra, son programadas en el control. Los controles tienen la capacidad de operar tantas diferentes curvas de disparo de fase y de disparo de tierra como tenga capacidad, y éstas están normalizadas. El tiempo de reset generalmente oscila entre 90 y 120 segundos, si el control realizó una operación y se quedó a medio ciclo. Después de este tiempo, el control está listo para iniciar la secuencia completa nuevamente.

3.2.6.1.2. Intervalos de recierre

Estos períodos se refieren al tiempo que permanece desconectado el reconectador después de que éste hace una operación. El primer tiempo de recierre es instantáneo o con un valor muy temporal pequeño, el segundo tiempo es de 2 segundos, al igual que el tercero. Este tiempo da la oportunidad de liberar la falla antes que cierre el reconectador nuevamente.

3.2.6.1.3. Disparos mínimos

El valor de disparo mínimo determina el valor de corriente máxima a la cual opera el reconectador sin dispararse, y este valor es programado en el control para corrientes de fase y de neutro.

3.2.6.1.4. Control remoto o manual

Los controles tienen la posibilidad de ser operados vía remota a través del SCADA, y también pueden funcionar de manera local o manual.

3.2.6.1.5. Prueba de funcionamiento del recloser en línea

Para realizar las pruebas del funcionamiento del recloser en línea se deben de seguir los siguientes pasos.

- a) Colocar el bypass del reconectador.
- b) Abrir las cuchillas seccionadoras del lado de carga.
- c) Dejar las cuchillas seccionadoras del lado fuente conectadas, para mantener la fuente de voltaje para la bobina de cierre de alta tensión.
- d) Con el control manual ABRA, el recloser, debe abrirse, luego CIERRE el recloser, éste debe cerrar.

3.2.6.2. Frecuencia de mantenimiento

3.2.6.2.1. Mantenimiento semestral

Se deben practicar pruebas al control electrónico cada seis meses, en las cuales también se debe inspeccionar el correcto funcionamiento del control, de lo contrario, debe ser reparado o sustituido por otro en buen estado.

3.2.7. Reguladores de voltaje 7.620 kV

Los reguladores de voltaje con autotransformadores reguladores regulan el voltaje de línea desde 10% sobre el voltaje nominal a 10% bajo dicho valor en 32 pasos.

3.2.7.1. Criterios de mantenimiento

3.2.7.1.1. Muestra de aceite dieléctrico

La muestra de aceite puede extraerse mediante la válvula de drenaje ubicada en la parte inferior del regulador de voltaje.

La muestra de aceite deberá ser tomada cada año y sometida a pruebas de rigidez dieléctrica y tensión interfacial, y debe cumplir con los parámetros descritos en la tabla XVII.

Tabla XVII. Características del aceite para reguladores de voltaje

TIPO DE PRUEBA	NUEVO	USADO
Rigidez dieléctrica (kV mínimo) Norma ASTM D877-87	30	26
Tensión interfacial Norma ASTM D971-91	35	24

Fuente: Normas ASTM. S.p.

3.2.7.1.2. Prueba de relación de vueltas a reguladores de voltaje

En algunos casos especiales se practica las pruebas de relación de vueltas TTR a los reguladores de voltaje, ya que con ello se puede determinar si existe posibilidad de cortocircuito entre bobina, y también comprobar si la misma no está abierta en cualquiera de los 32 taps que tiene dicha bobina

Es recomendable, llevar un historial de las pruebas, así como un formato donde se registran los valores tomados de relación de vueltas, pruebas al aceite y reparaciones, para hacer la comparación de una prueba con respecto de la otra al correr del tiempo.

3.2.7.2. Frecuencias de mantenimiento

3.2.7.2.1. Mantenimiento bimensual

Se debe realizar una inspección externa donde se hace una inspección visual de todos los componentes externos del regulador de voltaje y se toman

algunas mediciones que son importantes para la determinación del buen funcionamiento del mismo. Los dos tubos de respiraderos deben tener su conector abierto a la atmósfera para permitir el flujo de aire hacia el interior del regulador.

3.2.7.2.2. Mantenimiento anual

Es recomendable practicar las pruebas de relación de vueltas como mínimo cada año, ya que esto permite determinar el estado de la bobina del regulador, y claro está que es el corazón del mismo. La prueba ayuda a determinar el estado de los devanados de los taps y además permite encontrar algún contacto que esté muy deteriorado y que en algún momento pudiera quedar abierto, lo que causaría un daño grave al regulador.

Se debe realizar una prueba al aceite dieléctrico de rigidez y tensión interfacial, y si no cumple con las condiciones descritas en la tabla XVII, debe programarse su cambio, ya que la operación del regulador está en condiciones muy riesgosas, debido a la acumulación de sedimentos de carbón que se forman por el efecto del arco producido cuando hay un cambio de tap bajo carga.

3.2.7.2.3. Mantenimiento eventual

Cada cinco años o cada 100,000 operaciones se debe hacer un mantenimiento mayor al regulador de voltaje en donde se debe inspeccionar y sustituir cualquier pieza interna que esté en mal estado o en condiciones que pongan en peligro el correcto funcionamiento del regulador durante su operación.

Cada vez que se haga una inspección interna al regulador de voltaje, se debe realizar una revisión exhaustiva de cambiador de tap, motor que acciona el cambiador de tap, capacitor de arranque, switches de control, y atender las recomendaciones respectivas.

4. INSPECCIONES Y PRUEBAS ELÉCTRICAS REALIZADAS A LAS SUBESTACIONES DE DISTRIBUCIÓN

Antes de presentar los resultados obtenidos en las múltiples, inspecciones y pruebas, resulta necesario dar a conocer varios conceptos, los cuales se muestran a continuación:

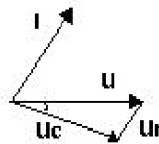
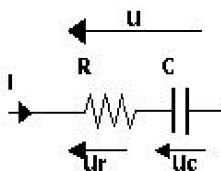
4.1 Bases teóricas

4.1.1 Factor de Disipación (FD) o Tangente de Delta (Tgδ)

4.1.1.1 Qué es la Tgδ?

La Tgδ es una medida de las pérdidas eléctricas en el sistema aislante. El sistema aislante de cualquier maquina electrica es asimilable a un condensador real, y como tal, presentara una capacidad propia de la máquina que será prácticamente constante en el tiempo y una parte resistiva que es proporcional al estado del aislamiento.

Figura 28. Relación de vectores de la Tangente Delta (tgδ)



$$Tg\delta = \frac{R}{X_c} = W \cdot R \cdot C$$

Fuente: AVO INTERTANATIONAL

4.1.1.2 Para qué se usa la $Tg\delta$??

- Evaluar la condición y calidad del sistema aislante. (Transformador de potencia)
- Revelar contaminación, fracturas y perforaciones en el sistema aislante. (Trafo de potencia.)
- Detección de defectos propios al envejecimiento del dieléctrico. (Trafo de potencia)
- El Factor de disipación o la $Tg\delta$ se utiliza como ya se dijo para saber las condiciones en el transformador de potencia y también las condiciones en el aceite del transformador de potencia.

4.1.1.3 Por qué medir la $Tg\delta$? Qué ventajas presenta?

La $Tg\delta$ da una detallada indicación del estado “general” del sistema aislante en el transformador de potencia. Al ser la $Tg\delta$ una relación entre la componente resistiva de la corriente y la componente capacitiva de la misma, resulta independiente de la cantidad de aislamiento bajo ensayo.

El ensayo de $Tg\delta$ es normalmente realizado a tensiones menores o iguales a la nominal, evitando con ello dañar el aislamiento bajo ensayo.

Las pruebas de tangente delta o factor de disipación es muy sensible a la presencia de contaminantes polares, envejecimiento o coloides de barros.

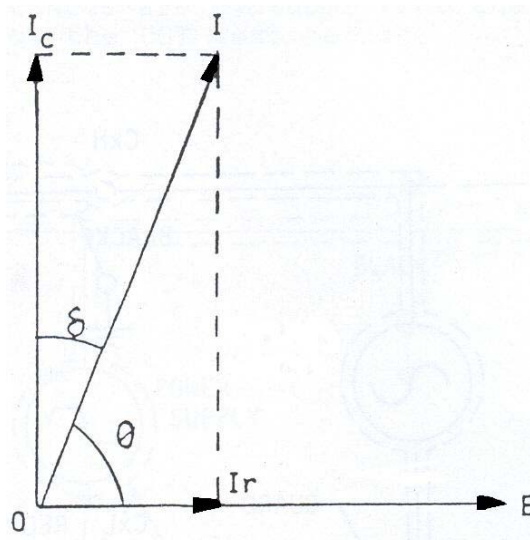
Los cambios se pueden detectar en forma mucho más temprana que otros métodos químicos o físicos.

La prueba de factor de Disipación o $\tan\delta$ puede realizarse a máquinas rotativas, transformadores, interruptores, líquidos aislantes (como aceites dieléctricos por ejemplo), bobinas de alta tensión. En este trabajo nos enfocaremos en la prueba del Factor de disipación del transformador de potencia.

4.1.2 La corriente, la capacitancia & la relación de factor de Dissipation

Un sistema ideal aislante conectado a una fuente de voltaje alterna, la corriente de capacitancia I_c y el voltaje están en perfecta cuadratura con la corriente principal. En adición con la corriente de capacitancia, aparece en la práctica una pérdida de corriente I_r en fase con el voltaje como se muestra en la figura 29 .

Figura 29. Diagrama vectorial del sistema de aislamiento



Fuente: Instruction manual 670065J For Biddle capacitance & Dissipation factor test set, page G6

La corriente tomada por un aislante ideal (sin pérdidas, $I_r = 0$) es una corriente puramente capacitiva ($\theta = 90^\circ$). En la práctica ningún aislante es perfecto pero tiene una cierta cantidad de pérdidas y el total de corriente I se adelanta al voltaje por un ángulo θ ($\theta < 90^\circ$). Es más conveniente utilizar el ángulo δ como pérdida dieléctrica, donde $\delta = (90^\circ - \theta)$. Para un factor de potencia bajo la corriente de capacitancia I_c y la corriente principal I son substancialmente de la misma magnitud debido a que la componente de pérdida I_r es muy pequeña. El factor de potencia es definido como:

$$\text{El factor de potencia} = \cos \theta = \sin \delta = \sin I_r / I$$

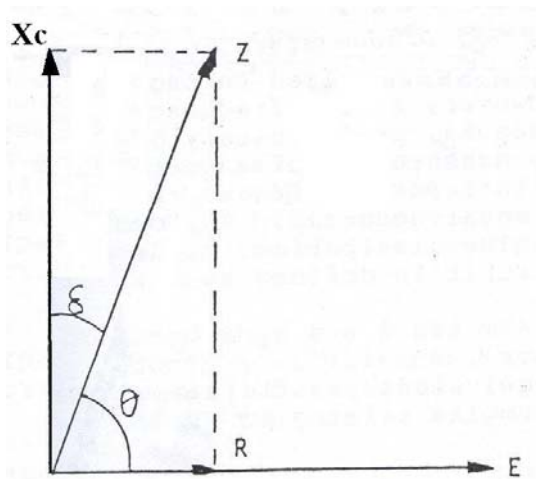
Y el factor de disipación es definido como:

$$\text{Factor de disipación} = \cot \theta = \tan \delta = \tan I_r / I_c$$

Estas pruebas pueden ser calibradas para una lectura directa en términos de capacitancia y de factor de disipación ($\tan \delta$)

La característica importante de un capacitor es la relación de su resistencia y su reactancia, la cual es el factor de disipación. Se muestra un diagrama de vectores en la figura 30.

Figura 30. Diagrama vectorial mostrando la resistencia y la Reactancia



Fuente: Instruction manual 670065J For Biddle capacitance & Dissipation factor test set, page G7

En los casos en donde el ángulo delta es muy pequeño, seno de delta prácticamente se iguala a tangente delta. Por ejemplo, para un factor de potencia menor del 10% la diferencia será menor a un 0.5% en la lectura. Para un valor de factor de potencia menor que el 20% la diferencia será menor del 2% en la lectura.

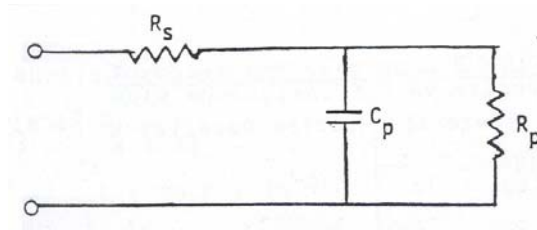
El valor de I_c podría estar dentro del 99.5% del valor de I para un factor de potencia (sendo delta) con valor arriba del 10% y si el valor de I_c esta dentro del 98% del valor de I el valor de factor de potencia será el valor arriba del 20%.

Si se desea encontrar los valores de la corriente de carga con un voltaje y frecuencia de prueba dados, este podría ser determinado siguiendo la siguiente relación:

$$I_c = V \omega C$$

En realidad un capacitor posee resistencia de pérdidas en serie paralelo como se muestra en la figura 31.

Figura 31. Circuito equivalente para las pérdidas del condensador



Fuente: Instruction manual 670065J For Biddle capacitance & Dissipation factor test set, page G7

La frecuencia del voltaje aplicado determina qué pérdida es la dominante, sin embargo, a bajas frecuencias (50 y 60 Hz) solamente la pérdida en paralelo R_p , generalmente predomina en el dieléctrico la cual generalmente es medida. Para una frecuencia en particular, cualquier pérdida puede ser expresada en términos de un circuito equivalente sea serie o paralelo. Escoger uno de estos es materia de conveniencia. El factor de disipación ($\tan \delta$) para el circuito equivalente en serie es definido como:

$$\tan \delta = R_s \omega C_s$$

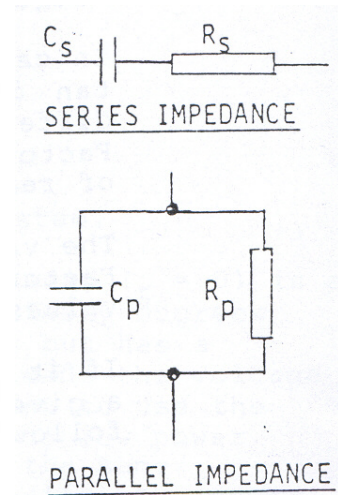
Para encontrar el equivalente de la impedancia C_p y R_p en paralelo, las formulas de conversión relacionadas a la figura 32 deben ser usadas.

Figura 32. Circuito equivalente a la impedancia serie-paralelo

$$\tan \delta = \frac{1}{R_p \omega C_p}$$

$$C_p = \frac{C_s}{1 + \tan^2 \delta_s} = \frac{C_s}{1 + (R_s \omega C_s)^2}$$

$$R_p = R_s \left(1 + \frac{1}{\tan^2 \delta_s} \right) = R_s \left(1 + \frac{1}{(R_s \omega C_s)^2} \right)$$



Fuente: Instruction manual 670065J For Biddle capacitance & Dissipation factor test set, page G8

4.1.3 Relación entre el factor de potencia y el factor de disipación

En la Figura 33 se muestra el comportamiento del factor de potencia y el factor de disipación en el transformador de potencia. Este estudio se realizó con equipo BIDDLE a las subestaciones de la empresa Eléctrica de Guatemala, S.A.

Como se puede notar inicia con un valor inicial del 20% para ambos. A medida que aumenta el factor de potencia así también aumenta un poco más el factor de disipación.

A continuación se muestran las fórmulas para pruebas a 10 KV, 60 Hz, las cuales se pueden utilizar para calcular algún parámetro específico.

$$\begin{array}{l}
 C_{PF} = mA \times 265 \\
 mA = C_{PF} \times 377 \times 10^{-5} \\
 \%DF = \frac{W_{LOSS}}{mA} \times 10
 \end{array}
 \left. \vphantom{\begin{array}{l} C_{PF} \\ mA \\ \%DF \end{array}} \right\} \text{Aplicable cuando FD (FP) sean} \\
 \text{menor al 20\%}$$

$$W_{LOSS} = C_{PF} \times \%DF \times 377 \times 10^{-6} \left. \vphantom{W_{LOSS}} \right\} \text{Sin restricciones}$$

A continuación se muestran las fórmulas generales para convertir algún parámetro específico, tanto las fórmulas anteriores como las siguientes son las que se utilizaron con el aparato de pruebas BIDDLE medidor de capacitancia, factor de disipación y factor de potencia, en los transformadores de potencia de las subestaciones eléctricas de la Empresa Eléctrica de Guatemala, S. A.

Formulas Generales de conversión

$$C_{pF} = \frac{mA \times 10^6}{\omega \text{ kV}}$$

$$C_{pF} = \frac{mA \times 2650}{kV} \quad @ \ 60 \text{ Hz}$$

$$C_{pF} = \frac{mA \times 3180}{kV} \quad @ \ 50 \text{ Hz}$$

$$mA = kV \omega C_{pF} \times 10^{-6}$$

$$mA = kV \times C_{pF} \times 377 \times 10^{-6} \quad @ \ 60 \text{ Hz}$$

$$mA = kV \times C_{pF} \times 314 \times 10^{-6} \quad @ \ 50 \text{ Hz}$$

$$\%DF = \frac{W_{loss} \times 100}{kV \times mA}$$

Aplicable cuando FD (FP) son menores al 20%

$$W_{loss} = kV^2 \times C_{pF} \times \%DF \times 3.77 \times 10^{-6} \quad @ \ 60 \text{ Hz}$$

$$W_{loss} = kV^2 \times C_{pF} \times \%DF \times 3.14 \times 10^{-6} \quad @ \ 50 \text{ Hz}$$

Sin Restricciones

$$PF = \frac{DF}{\sqrt{1+DF^2}}$$

$$DF = \frac{PF}{\sqrt{1-PF^2}}$$

SIN RESTRICCIONES

Donde:

C_{pF} = Capacitancia en picofaradios

mA = Miliamperios

kV = Kilovolts

W_{loss} = Perdidas en watts

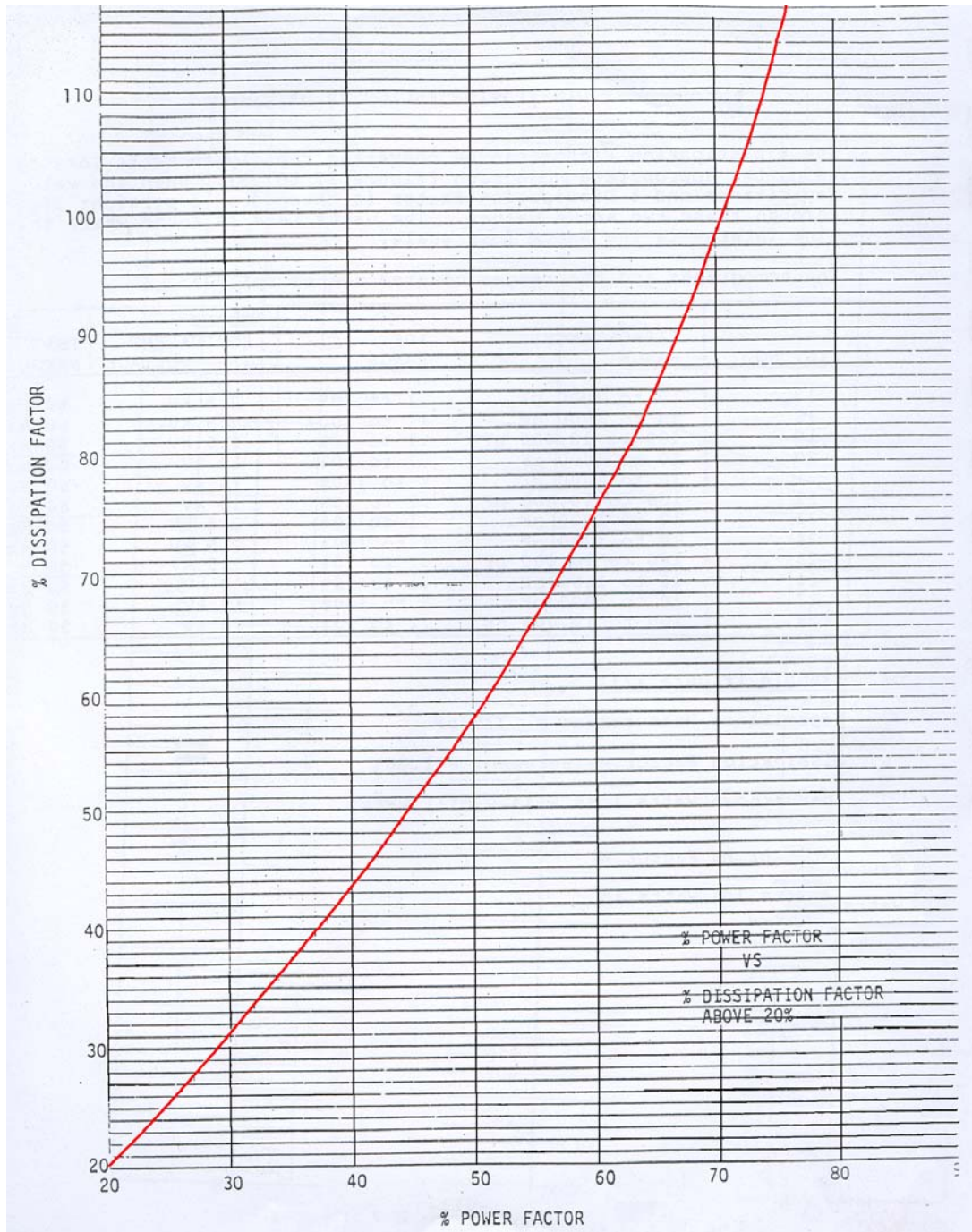
DF = Factor de Disipación

PF = Factor de Potencia

ω = $2\pi f$

f = Frecuencia

Figura 33. Factor de Potencia Vrs. Factor de Disipación



Fuente: Instruction manual 670065J For Biddle capacitance & Dissipation factor test set, page G 11

4.1.4 Factor de Potencia

El Factor de Potencia de un aislamiento es una medida de la pérdida de potencia que se produce dentro del aislamiento al ser sometido a un voltaje de prueba, y es utilizado principalmente para diagnosticar la condición del aislamiento de las bobinas de transformadores, las bobinas de los generadores, los bushings de alto voltaje, los cables, el aceite del transformador, etc. Hoy la Prueba del Factor de Potencia es reconocida mundialmente como el método efectivo para localizar defectos en el aislamiento, especialmente en todo tipo de transformadores de potencia.

El método del FP es particularmente recomendado para detectar la humedad y otros contaminantes que producen pérdidas en las bobinas del transformador. La experiencia ha demostrado que la prueba de FP “revela” información importante, especialmente cuando existe una alta pérdida dieléctrica de dos elementos, en serie (como por ejemplo en la bobina del transformador rodeada por el aceite), y es menos influenciada por los componentes de pérdidas superficiales. Esto es numéricamente equivalente al Coseno del ángulo o al Seno del ángulo de pérdidas (Fig. 29). Es una cantidad adimensional normalmente expresada en porcentajes.

Este método de factor de potencia se aplicó a los transformadores de potencia de las subestaciones de la Empresa Eléctrica de Guatemala, S.A. estudiadas, a una frecuencia comercial de aproximadamente 60 Hz. Esta es una de las pruebas más importantes que se efectuaron a los transformadores de potencia.

4.1.4.1 Procedimiento para la prueba de Factor de Potencia

Los bushings de los transformadores de potencia de las Subestaciones Eléctricas de la Empresa Eléctrica de Guatemala, S.A. No poseen tap para prueba de factor de potencia, en este caso lo que se realizó fue lo siguiente:

1. Ya desenergizada completamente la subestación se procedió a quitar los cables de las terminales, tanto del lado de alta como de baja en el transformador. Estos bushings se aislaron eléctricamente del aparato de prueba. (es decir, las terminales que van del aparato de prueba entre cada bushing, se tuvo el cuidado de no tocar dicho cable con algún bushing para no afectar la lectura y menos tener problema de algún arco).
2. Se procedió a conectar el aparato de prueba Biddle en las terminales de alto y bajo voltaje, como se muestran en las formas: UST, GST L-GROUND y GST L-GUARD.

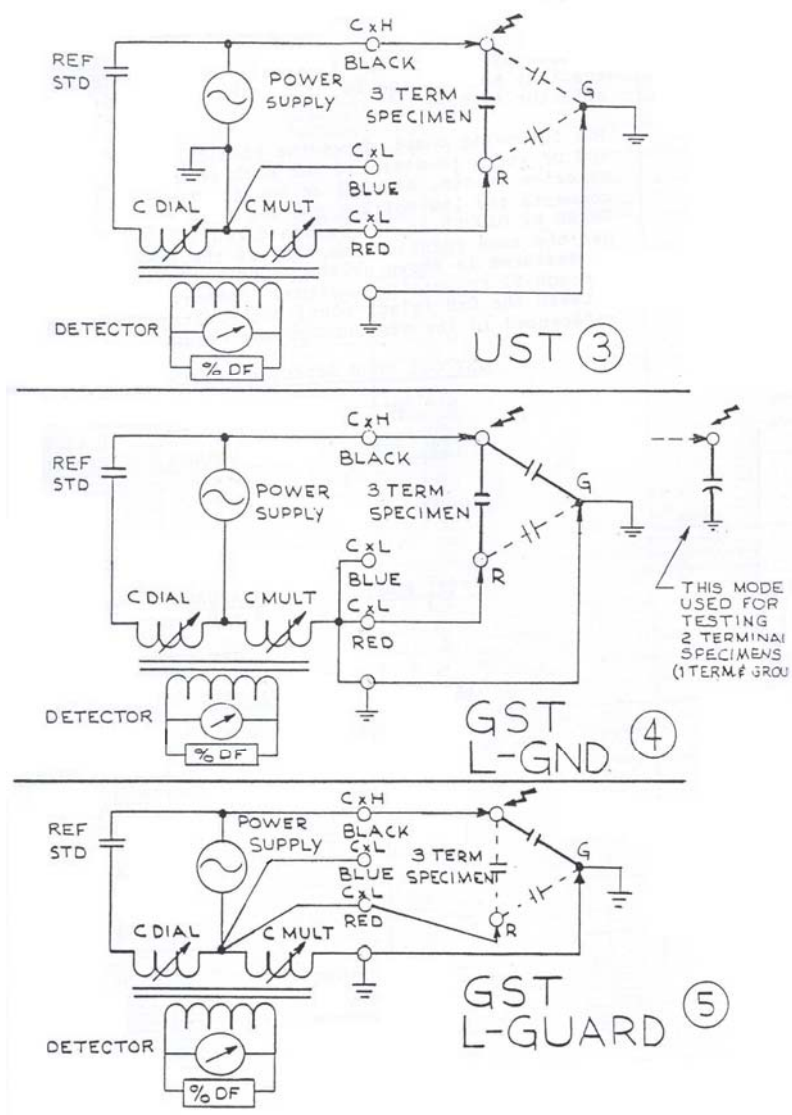
A continuación se describen los tipos de conexiones y su respectiva grafica, según el aparato utilizado para BIDDLE

UST		
Modo de Prueba (posición)	Medición	Tierra (Punto de Referencia)
1	R + B	-
2	B	R
3	R	B
GST L-GROUND		
Modo de Prueba (posición)	Medición	Tierra (Punto de Referencia)
4	R + B + G	R + B

GST L-GUARD			
Modo de Prueba (posición)	Medición	Guarda (Punto de referencia)	Tierra (Punto de Referencia)
5	G	R + B	-
6	R + G	B	R
7	B + G	R	B

Como se mostrará más adelante, en estas pruebas se determinan también, el factor de disipación (FD), factor de potencia (FP) como también se detalla la corriente (mA), pérdidas (watts) y se calcula la capacitancia en picofaradios (PF).

Figura 34. Diferentes conexiones para trafos de potencia de 3 terminales.



Fuente: Instruction manual 670065J For Biddle capacitance & Dissipation factor test set, page G26

4.1.5 Resistencia de aislamiento

A continuación se describen los procedimientos recomendados para la resistencia de aislamientos en transformadores de potencia.

Además, se expone en forma general las características de la resistencia de aislamiento de las diferentes medios aislantes y los procedimientos de prueba más usuales para obtenerla. Estos procedimientos están dirigidos al equipo de potencia, pero con los criterios adecuados se pueden hacer extensivos los equipos menores, como lo son motores fraccionarios y transformadores de distribución.

4.1.5.1 Bases teóricas:

La resistencia de aislamiento se define como la resistencia (en megohms) que ofrece un aislamiento al aplicarse un voltaje de corriente directa durante un tiempo dado, medido a partir de la aplicación del mismo; como referencia se utilizan los valores de 1 a 10 minutos. En este trabajo se realizaron mediciones de fracciones cada 15 segundos durante el primer minuto y después del primer minuto cada minuto por 10 minutos.

4.1.5.1.1 Corriente de aislamiento:

A la corriente resultante de la aplicación del voltaje de corriente directa a un aislamiento, se le denomina corriente de aislamiento y consiste en los componentes principales:

La corriente que fluye dentro del volumen del aislamiento, compuesta de:

Corriente capacitiva: Es una corriente de magnitud comparativamente alta y corta duración, que decrece rápidamente a un valor despreciable (generalmente en un tiempo máximo de 15 seg. conforme se carga el aislamiento, y es la responsable del bajo valor inicial de la resistencia de aislamiento. Su efecto es notorio en aquellos equipos que tienen capacitancia alta, como en cables de potencia de grandes longitudes.

Corriente de absorción dieléctrica: Esta corriente decrece gradualmente con el tiempo desde un valor relativamente alto hasta un valor cercano a cero, siguiendo una función exponencial. Generalmente los valores de resistencia obtenidos en los primeros minutos quedan en gran parte determinados por la corriente de absorción. Dependiendo del tiempo y volumen de aislamiento, esta corriente tarda desde unos cuantos minutos a varias horas en alcanzar un valor despreciable; sin embargo, para pruebas de Megger puede depreciarse el cambio que ocurra después de 10 minutos.

Corriente de conducción irreversible: esta corriente fluye a través del aislamiento y es prácticamente constante y predomina después que la corriente de absorción se hace insignificante.

La corriente que fluye sobre la superficie del aislamiento y que se conoce como corriente de fuga. Esta corriente al igual que la de conducción permanece constante y ambas constituyen los factores más importantes para juzgar las condiciones de un aislamiento.

4.1.6 Absorción Dieléctrica:

La resistencia varía directamente con el espesor de aislamiento e inversamente al área del mismo; cuando repentinamente se aplica un voltaje de

corriente directa a un aislamiento, la resistencia se inicia con un valor bajo y gradualmente va aumentando con el tiempo hasta estabilizarse.

Graficando los valores de resistencia de aislamiento contra tiempo, se obtienen la denominada curva de absorción dieléctrica y su pendiente indica el grado relativo de secado o suciedad del aislamiento. Si el aislamiento está húmedo o sucio, se alcanzará un valor estable en uno o dos minutos después de haber iniciado la prueba y se obtendrá una curva con baja pendiente.

4.1.7 Índices de absorción y Polarización:

La pendiente de la curva de absorción dieléctrica puede expresarse mediante la relación de dos lecturas de resistencia de aislamiento tomadas a diferentes intervalos de tiempo durante la misma prueba.

A la relación de 60 seg. A 30 seg. Se le conoce como índice de absorción y a la relación de 10 minutos a 1 minuto como índice de polarización (que es a lo que nos enfocaremos en este trabajo).

El índice de polarización es muy útil para la evaluación del estado del aislamiento de devanados de generadores y transformadores y es indispensable que se obtenga justamente antes de efectuar una prueba de alta tensión en máquinas rotatorias.

4.1.8 Efecto de la condición de la superficie de aislamiento

Los contaminantes tales como carbón, polvo o aceite depositados en las superficies aislantes pueden bajar la resistencia de aislamiento. El polvo que está sobre las superficies aislantes ordinariamente no es conductor cuando está

seco, pero cuando se expone a la humedad se vuelve parcialmente conductor y baja la resistencia de aislamiento; por esta razón se limpia bien el aislamiento antes de realizar las pruebas.

4.1.9 Efecto de la humedad

Una gran parte de los materiales utilizados en los sistemas de aislamiento como son el aceite, el papel, el cartón y algunas cintas, son Higroscópicos y por tanto puede absorber humedad y reducir la resistencia de aislamiento.

Si la temperatura de un devanado alcanza un valor igual o menor al del punto de rocío, se puede formar una película de humedad sobre la superficie del aislamiento y así reducir su valor de aislamiento. El mismo fenómeno se presenta en las porcelanas de las boquillas de los transformadores e interruptores cuando se tiene alta temperatura en el ambiente, y el problema es más grave si la superficie está contaminada. Es importante por esta razón efectuar mediciones de bulbo húmedo y bulbo seco para determinar el punto de rocío y la humedad relativa.

4.1.10 Efecto de la Temperatura:

La resistencia de aislamiento varía inversamente con la temperatura en la mayor parte de los materiales aislantes. Para comparar apropiadamente las mediciones periódicas de resistencia de aislamiento es necesario efectuar las mediciones a la misma temperatura, o convertir cada medición a una misma base. La conversión se efectúa con la siguiente ecuación:

$$R_c = K_t \times R_t$$

R_c = resistencia de aislamiento (megaohmios)

Corregida a la temperatura base.

R_t = resistencia de aislamiento a la temperatura en que se efectuó la prueba.

K_t = Coeficiente de corrección por temperatura.

Las bases de temperatura recomendadas por los comités de normas son de 40°C para máquinas rotatorias, 20°C para los transformadores y 15.6°C para cables.

Para los demás equipos, como interruptores, para rayos, boquillas, etc., no existe temperatura base ya que la variación de la resistencia de aislamiento con respecto a la temperatura no es notable.

Debido a que las características de temperatura de los materiales aislantes varían con el tipo de combinación de los materiales, cada equipo tiene sus propios factores de corrección por temperatura, los cuales se pueden obtener efectuando dos pruebas sucesivas de absorción a dos diferentes temperaturas. Figura 35.

La primera prueba se puede efectuar poco después de poner el equipo fuera de servicio y la segunda después que el equipo se ha enfriado a una temperatura considerablemente menor. En este trabajo no se realizó este tipo de pruebas debido a que nos enfocamos directamente a las pruebas de índice de polarización. Aunque se menciona como fin de conocimiento.

Utilizando una gráfica con escala logarítmica para la resistencia de aislamiento y escala lineal para la temperatura, se anotan los dos valores obtenidos a los 10 minutos en las pruebas mencionadas y se unen una línea recta Figura 35.

La intersección de esta línea con la temperatura base es el valor R_c de la ecuación del efecto de la temperatura mostrada anteriormente, con este valor y otro valor de resistencia a cualquier otra temperatura se puede obtener el factor de corrección K_t para esa temperatura utilizando la misma ecuación. Con el valor obtenido de K_t y tomando en cuenta que el valor de K_t es 1 para la temperatura base, se definen dos puntos en la gráfica, los que al unirlos por una línea recta nos proporcionan la curva de corrección por temperatura para el equipo en cuestión.

Una vez que se establece esta curva de corrección para un equipo dado, se podrá usar durante toda su vida a menos que se efectúen reparaciones mayores en el mismo que impliquen cambios en el sistema de aislamiento.

En el caso que no se cuenta con la curva de corrección particular para el equipo, se pueden utilizar los factores de corrección aproximados que se indican en la Figura 36.

Al realizar pruebas de resistencia de aislamiento es muy importante la medición de la temperatura; en el caso de máquinas rotatorias con detectores de temperatura por resistencia, deberá utilizarse el promedio de las lecturas de todos ellos; cuando no existen detectores se deberán tomar el promedio de la lectura de varios termómetros localizados estratégicamente. El tiempo que transcurre mientras se baja carga, se desconecta del equipo asociado y se prepara la prueba, ayudara a disminuir el gradiente de temperatura entre el aislamiento y el dispositivo de medición de temperatura, pero el tiempo no deberá ser mayor a una hora para los generadores. Para los transformadores es recomendable un retraso de una hora después de ponerlos fuera de servicio para reducir el gradiente de temperatura. En todos los casos se pusieron fuera

de servicio como también cualquier tipo de ventilación forzada al mismo tiempo que se eliminaba la carga.

4.1.11 Potencial de Prueba:

La tensión de prueba que debe aplicarse a un equipo depende de la tensión nominal de operación del mismo y de las condiciones en que se encuentre su aislamiento. Si la tensión de prueba es alta, se puede provocar fatiga al aislamiento.

Los potenciales de prueba más comúnmente utilizados son tensiones de corriente directa de 500 a 5,000 volts. En las pruebas realizadas a los transformadores de potencia de la Empresa Eléctrica de Guatemala, S.A. se realizaron con potenciales de 5,000 volts para el índice de polarización.

4.1.11.1 Efecto de la duración de aplicación del voltaje de prueba:

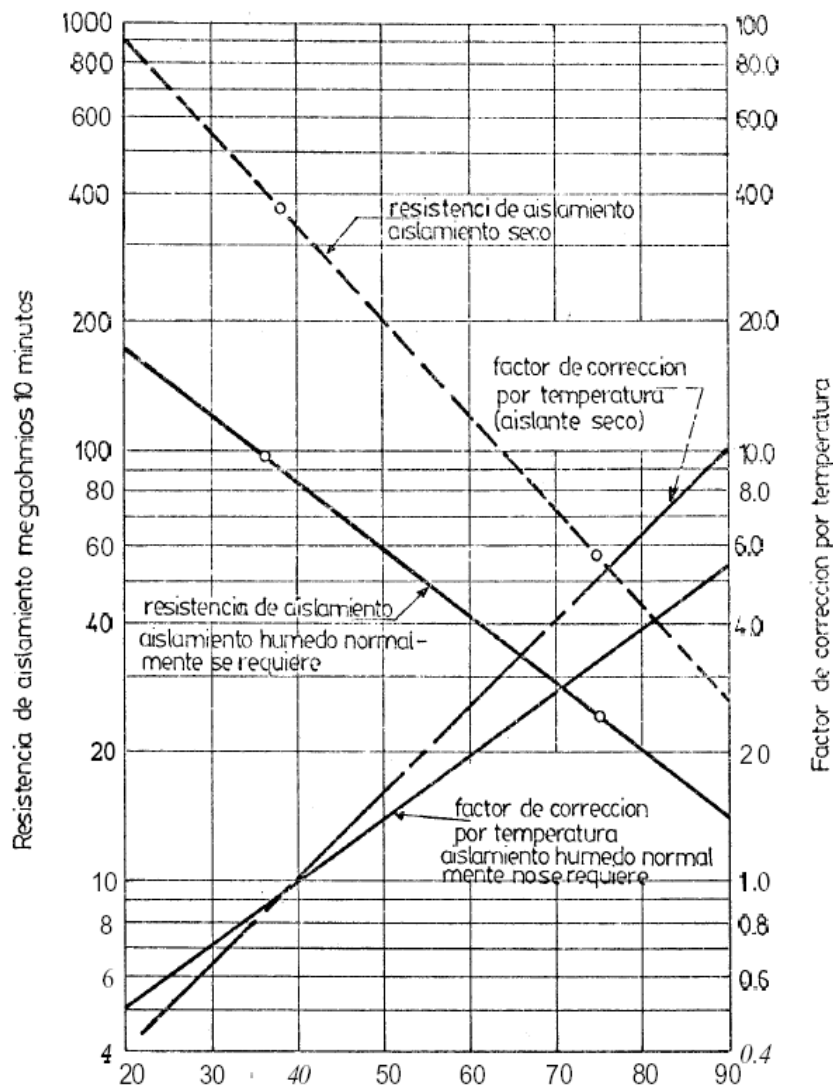
Este efecto tiene gran importancia en el caso de grandes máquinas rotatorias y transformadores de potencia con aislamiento en buenas condiciones; sin embargo, en el caso de los interruptores, pararrayos y cables de pequeña longitud, este efecto carece de importancia y por lo tanto solo es necesario efectuar pruebas con duración de un minuto.

4.1.11.2 Efecto de la carga residual

Un factor que afecta las mediciones de resistencia de aislamiento y absorción dieléctrica es la presencia de carga previa en el aislamiento. Esta carga puede originarse porque el equipo trabaja aislado de tierra o por una aplicación de voltaje de C.C. en una prueba anterior. Por esta razón, es

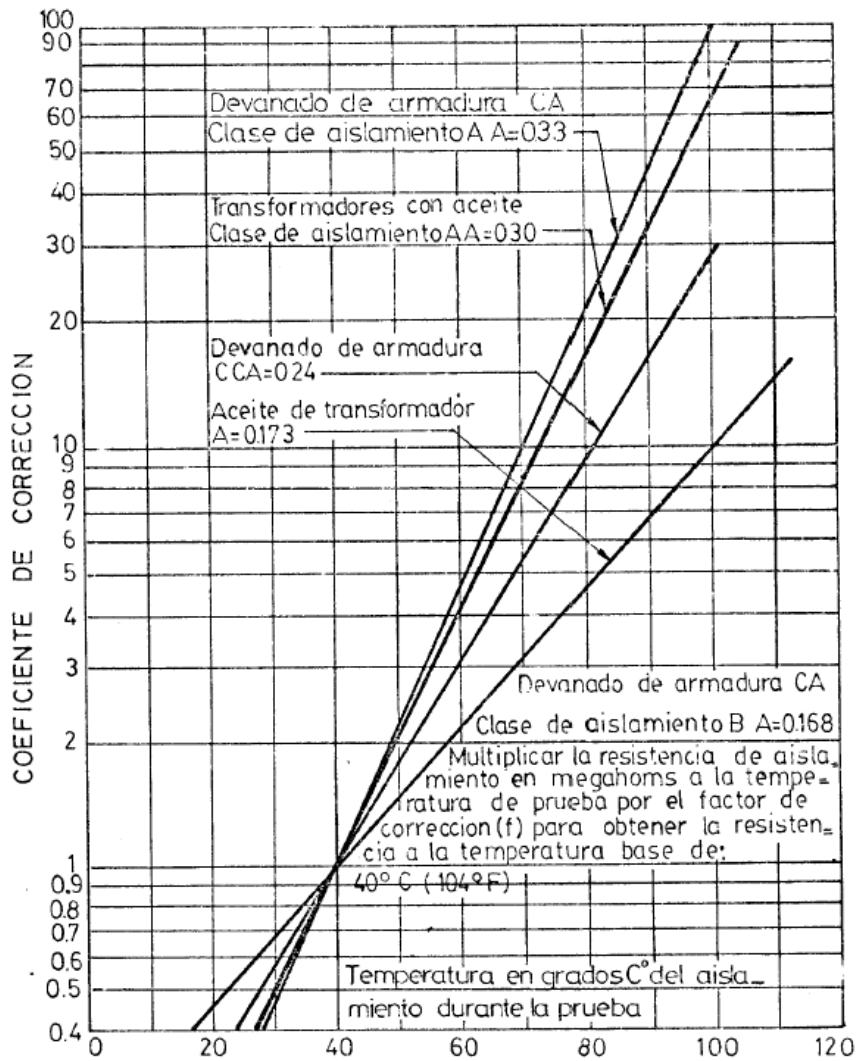
necesario que antes de efectuar las pruebas se descarguen los aislamientos mediante una conexión a tierra.

Figura 35. Resistencia de aislamiento y factor de corrección contra temperatura



Fuente: Ing. Luís A. Aguirre Abad, **PRUEBAS ELÉCTRICAS A REALIZARSE EN SITIO PARA RECEPCIÓN DE SUB-ESTACIONES**, Tesis Pág. 38

Figura 36. Factor de corrección de temperatura para resistencia de Aislamiento



Fuente: Ing. Luís A. Aguirre Abad, **PRUEBAS ELÉCTRICAS A REALIZARSE EN SITIO PARA RECEPCIÓN DE SUB-ESTACIONES**, Tesis Pág. 39

4.1.11.3 Método de medición

El método que empleamos es el llamado Método tiempo-resistencia o absorción dieléctrica; el cual consiste en aplicar el voltaje de prueba durante 10 minutos, tomando las respectivas mediciones cada 15 segundos hasta llegar al primer minuto y luego cada minuto hasta llegar a diez minutos. El equipo con el que se realizó la medición es con MEGGER.

Aplicando este método en 3 conexiones diferentes:

1. Conectando el devanado primario y secundario (secundario aterrizado).
2. Conectando el devanado primario y el secundario (sin conexión a tierra)
3. Conectando el devanado secundario y primario (primario aterrizado)

Esta aplicación se basa en las características de absorción del aislamiento y proporciona una buena referencia para evaluar el estado de los aislamientos en aquellos equipos con características de absorción notable, como lo son los transformadores de potencia y máquinas rotatorias, sobre todo cuando no existe un historial de pruebas anteriores.

4.1.12 Relación de espiras de transformador (TTR)

La relación de espiras de transformador o TTR (sigla del inglés Transformer Turns Ratio) es la relación del número de espiras del devanado de alta tensión al número de espiras del devanado de baja tensión. Un medidor de relación de espiras de transformador como un equipo de TTR puede medir directamente la relación tanto en transformadores monofásicos como trifásicos. La relación de transformación puede cambiar debido a varios factores, incluyendo daños físicos producidos por fallos, aislamiento deteriorado, contaminación y averías

durante el transporte. Si la relación de un transformador se desvía más de 0,5 por ciento de la relación de tensión nominal, podrá funcionar de manera no fiable. Para medir esas pequeñas alteraciones, es necesario contar con la exactitud de un equipo TTR.

Además con esta prueba, permite identificar cortos entre espiras, daños en el conmutador y posiciones incorrectas de éste.

4.1.13 Pruebas al Transformador de Potencia

Las pruebas que se realizaron a los transformadores de potencia consistieron en:

4.1.13.1 Relación de vueltas

Medición de bobinas:

- H1-H3/X0-X1
- H1-H2/X0-X2
- H2-H3/X0-X3

EQUIPO: TTR

4.1.13.2 Mediciones de resistencia de devanado primario.

Medición de bobinas:

- H1-H3
- H1-H2
- H2-H3

EQUIPO: TTR

4.1.13.3 Mediciones de resistencia de devanado secundario.

Medición de bobinas:

- X1-X0
- X2-X0
- X3-X0

EQUIPO: TTR

4.1.13.4 Prueba de Capacitancia, factor de disipación y factor de potencia

Pruebas realizadas con voltajes de 7, 8 y 10KV a los bornes del transformador de potencia. Se realizaron 7 tipos de pruebas con diferente voltaje, para hacer un total de 13 mediciones.

EQUIPO: Capacitancia y factor de Disipación (BIDDLE)

El equipo de capacitancia y factor de disipación es un equipo semiautomático de la marca Biddle, tiene la opción de 7 modos diferentes, como se dijo anteriormente, las pruebas consisten en:

- *Medición sin puesta a tierra (UST)
- *Medición con puesta a tierra (GST)
- *Medición con circuito de guarda (GSTg)

Las pruebas anteriormente descritas, se realizaron a los transformadores de potencia de las 21 subestaciones analizadas con diferente potencial para hacer un total de 13 mediciones para cada transformador de potencia.

4.1.13.5 Prueba de corriente de excitación

Esta prueba se realiza con el fin de detectar fallas como defectos en la estructura del núcleo magnético.

Se realiza a los bornes del transformador de potencia en las bobinas siguientes:

- H1-H2
- H2-H3
- H3-H1

El voltaje aplicado fue de 5KV.
EQUIPO: Capacitancia y factor de Disipación (BIDDLE)

4.1.13.6 Resistencia de aislamiento

Se realizaron mediciones de fracciones de 15 segundos el primer minuto, para luego hacerlo de minuto en minuto hasta llegar a 10 minutos. En total se realizaron 13 mediciones para cada relación siguiente:

- Prim/Sec-Tierra
- Prim/Sec
- Sec/Prim-Tierra

4.1.13.7 Índice de polarización

- Es una relación y se toma con base al segmento anterior utilizando los datos del 10mo. Minuto y el 1er. Minuto.

4.1.13.8 Prueba al termómetro de aceite

- Arranque primera etapa de ventiladores a 65°C
- Arranque segunda etapa de ventiladores a 75°C
- Lectura termómetro igual al aparato (de prueba)
- Alarma por temperatura alta del aceite a 90°C
- Disparo por temperatura alta del aceite a 95°C

4.1.13.9 Prueba al termómetro de devanado

- Arranque primera etapa de ventiladores a 65°C
- Arranque segunda etapa de ventiladores a 75°C
- Alarma de temperatura alta devanado a 95°C
- Disparo de temperatura alta devanado a 100°C
- Lectura termómetro igual al aparato (de prueba)

4.1.13.10 Prueba de disparos del transformador

- Disparo por rele Buchholz
- Disparo por sobrepresión
- Disparo por presión súbita
- Disparo por bajo nivel de aceite

4.1.13.11 Prueba de señales del transformador.

- Alarma de bajo nivel de aceite
- Alarma de Buchholz

4.1.14 Resumen de pruebas y diagnóstico efectuados, a los Transformadores de Potencia

4.1.14.1 Factor de Potencia

Evalúa la integridad y calidad del aislamiento de los devanados, indicando la existencia de contaminación y deterioro.

4.1.14.2 Capacitancia

Mide los cambios físicos que pueden haber ocurrido en los aparatos, tales como: Deformación mecánica, deformación de los bobinados, desplazamiento del devanado, desplazamiento del núcleo, etc.

4.1.14.3 Corriente de excitación:

Permite evaluar el circuito magnetizado del transformador, así tenemos: Defectos de fabricación (núcleo), investiga el circuito magnético, corto circuito en aislamiento entre espiras, problemas en los cambiadores de voltaje, aterrizamiento anormal del núcleo.

4.1.14.4 Pérdidas dieléctricas, relación de transformación

Para determinar el aumento de las pérdidas del aislamiento. Este parámetro: Verifica la relación de transformación, detecta espiras cortocircuitadas, determina si existe daños en las bobinas.

4.1.15 Redes de Tierra

4.1.15.1 Aspectos Técnicos

Bases Teóricas

El suelo es de naturaleza heterogénea, varia según la composición y las condiciones del medio. Existen algunos valores de resistividad típicos, básicamente se dividen en tres clases, Arcilloso, arenoso y rocoso, sin embargo no se puede atribuir una resistividad específica a un tipo de suelo, ya que si se realizan mediciones se pueden encontrar resistividades de diferentes tipos.

Se puede definir la resistividad del suelo ρ como la resistencia eléctrica entre las caras opuestas de un cubo de dimensiones unitarias (aristas = 1 m) llenado con este suelo. Sus unidades serán $\Omega\text{-m}$.

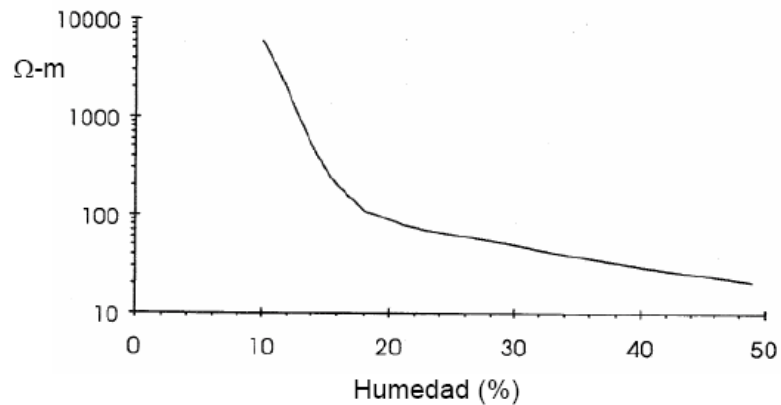
Varios factores influyen la resistividad del suelo. Entre ellos podemos destacar:

- Tipo de suelo.
- Mezcla de diversos tipos de suelos.
- Suelos con capas estratificadas a profundidades y materiales diferentes.
- Contenido de humedad.
- Temperatura.
- Compactación y presión.
- Composición y concentración de sales disueltas.

La combinación de los anteriores factores da como resultado suelos con características diferentes y consecuentemente, con valores de resistividad distinta.

La conductividad del suelo es esencialmente electrolítica. Por esta razón, la resistividad de la mayoría de los suelos aumenta abruptamente cuando el contenido de humedad es menor al 15%. El contenido de humedad adicionalmente depende del tamaño del grano y compactación. Sin embargo, como se muestra en la figura 37, la resistividad es poco afectada para contenidos de humedad mayores al 22%.

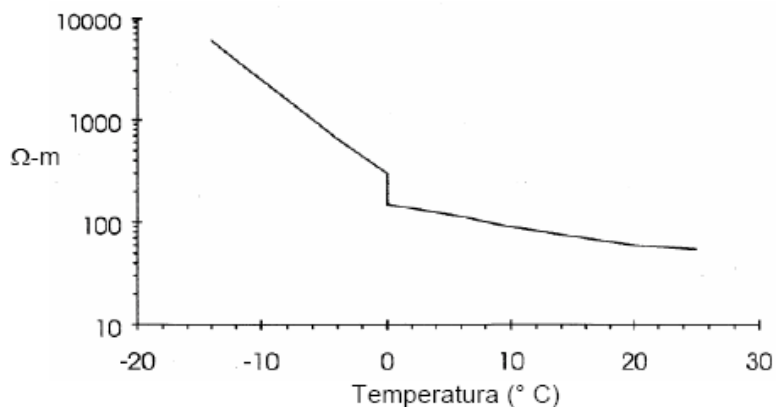
Figura 37. Variación de resistividad del suelo con humedad.



Fuente: Norma RA6-014

El efecto de la temperatura en la resistividad del suelo es despreciable para temperaturas por encima del punto de enfriamiento. En 0 grados el agua en el suelo comienza a congelarse y la resistividad se incrementa rápidamente (Figura 38).

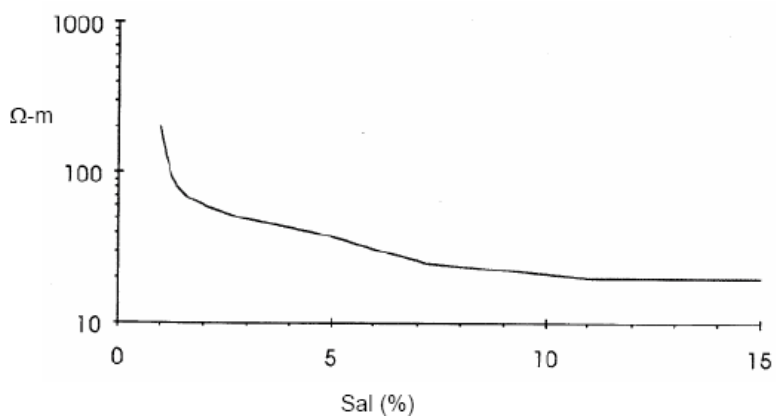
Figura 38. Variación de la resistividad del suelo con la temperatura.



Fuente: Norma RA6-014 / analogía con STD 80-2000

La composición y cantidad de sales solubles, ácidos o alcalinos presentes en el suelo pueden afectar considerablemente la resistividad. La figura 39 muestra el efecto típico del contenido de sales sobre la resistividad.

Figura 39. Variación de la resistividad del suelo con la sal.



Fuente: Norma RA6-014 / analogía con STD 80-2000

4.1.15.2 Generalidades sistema de tierras

Se entiende por puesta a tierra la unión eléctrica de un equipo o componente de un sistema eléctrico a la tierra por medio de dispositivos conductores de electricidad adecuados. El término normalizado para designar la resistencia ofrecida al paso de una corriente eléctrica para el suelo a través de una puesta a tierra es “resistencia de puesta a tierra”.

Una puesta a tierra presenta resistencia, capacitancia e inductancia, cada cual influyendo en la capacidad de conducción de corriente por la tierra. Por lo tanto, no se debe pensar solamente en una resistencia de puesta a tierra, sino más bien en una impedancia. Para bajas frecuencias, bajas corrientes y valores de resistividad del suelo no muy elevados, son despreciables los efectos capacitivos y de ionización del suelo y el mismo se comporta prácticamente como una resistencia. En el caso de altas frecuencias, es necesario considerar también el efecto capacitivo, principalmente en suelos de altas resistividades. Las ondas tipo rayo sufren la oposición de la reactancia inductiva de las conexiones al penetrar el suelo.

4.1.15.3 Requisitos básicos de un sistema de tierra

Los requisitos principales de una puesta a tierra se pueden resumir en lo siguiente:

- Permitir la conducción a tierra de cargas estáticas o descargas atmosféricas.
- Garantizar a niveles seguros los valores de la tensión a tierra de equipos o estructuras accidentalmente energizados y mantener en valores determinados la tensión fase–tierra de sistemas eléctricos, fijando los niveles de aislamiento.

- Permitir a los equipos de protección aislar rápidamente las fallas.

Ahora bien, para realizar adecuadamente estas funciones, una puesta a tierra debe presentar las siguientes características:

- Baja resistencia
- Capacidad de conducción.

De una forma general, se espera que una puesta a tierra tenga suficiente capacidad de dispersión de determinados valores de corriente hacia el suelo sin permitir que los potenciales en la superficie de éste suelo tenga niveles comprometedores para la seguridad de las personas por causa de una falla (control de gradiente de potencial).

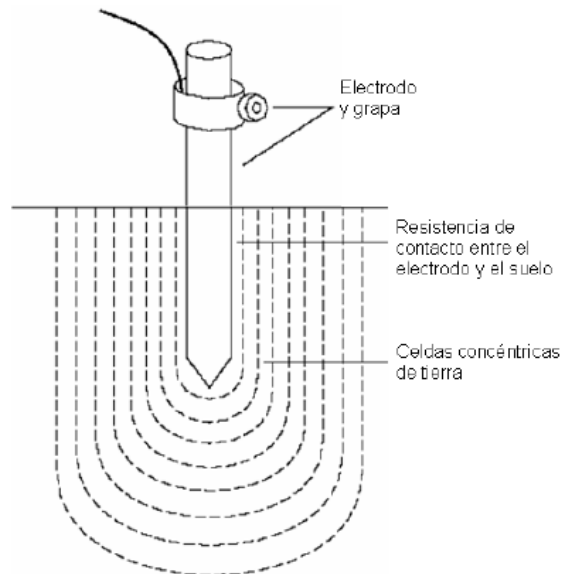
4.1.15.4 Naturaleza de un electrodo de tierra

La resistencia ofrecida al paso de la corriente eléctrica a través de un electrodo hacia el suelo tiene tres componentes principales (ver figura 40):

1. Resistencia del electrodo (metal): La cual es despreciable en comparación con el ítem (3).
2. Resistencia de contacto entre el electrodo y el suelo. Se puede despreciar si el electrodo está exento de cualquier cubierta aislante como tintas, pinturas, grasa, etc; y si la tierra está bien compactada en la zona de contacto de sus paredes.
3. Resistencia de la tierra circundante: ésta es realmente la componente que influye en el valor de la resistencia de una puesta a tierra y depende

básicamente de la resistividad del suelo y de la distribución de la corriente proveniente del electrodo.

Figura 40. Elementos que constituyen una puesta a tierra



Fuente: Norma RA6-015

Alrededor del electrodo de puesta a tierra, la resistencia del suelo es la suma de las resistencias serie de las celdas o capas concéntricas circundantes del suelo, localizadas progresivamente hacia fuera del electrodo. Como se ilustra en la figura 40, a medida que aumenta la distancia, las capas del suelo presentan una mayor área transversal a la corriente y por tanto una menor resistencia. Se sigue entonces que la resistencia de puesta a tierra reside esencialmente en las capas de suelo más próximas al electrodo. Normalmente para una varilla de 2.4 metros, el 90% del valor de la resistencia de puesta a tierra se encuentra dentro de un radio de 3.0 metros.

4.1.15.5 Resistividad del suelo

La resistividad del suelo varía con la profundidad, el tipo y concentración de sales solubles, el contenido de humedad y la temperatura del suelo. La presencia de agua superficial no necesariamente indica baja resistividad. Dado el impacto de éste parámetro en el valor final de la RPT, es necesario que la resistividad del suelo en el sitio donde será ubicado el sistema de puesta a tierra, sea medida en forma precisa. El procedimiento básico de medición y modelación del suelo puede consultarse en la norma RA6-014.

4.1.15.6 Valores recomendados de Resistencia de Puesta a Tierra

Un buen diseño de puesta a tierra debe reflejarse en el control de las tensiones de paso, de contacto y transferidas; sin embargo, la limitación de las tensiones transferidas principalmente en subestaciones de media y alta tensión es igualmente importante. En razón a que la resistencia de puesta a tierra es un indicador que limita directamente la máxima elevación de potencial y controla las tensiones transferidas, pueden tomarse los siguientes valores máximos de RPT adoptados de las normas técnicas IEC 60364-4-442, ANSI/IEEE 80, NTC 2050, NTC 4552:

Tabla XVIII. Valores recomendados de resistencia de puesta a tierra.

APLICACIÓN	VALORES MÁXIMOS DE RESISTENCIA DE PUESTA A TIERRA
Estructuras de líneas de transmisión.	20 Ω
Subestaciones de alta y extra alta tensión.	1 Ω
Subestaciones de media tensión.	10 Ω
Protección contra rayos.	10 Ω

Fuente: Normas IEC 60364-4-442, ANSI/IEEE 80, NTC 2050, NTC 4552

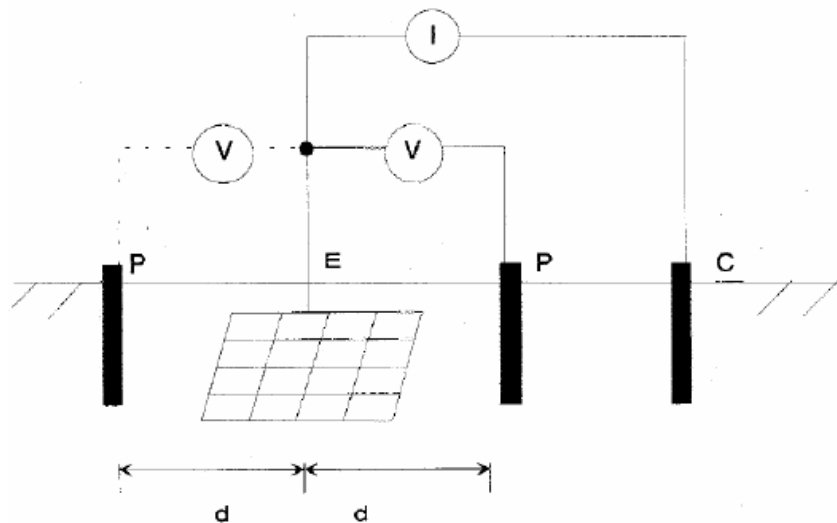
Cuando por valores altos de resistividad del terreno, de elevadas corrientes de falla a tierra o tiempos de despeje de la misma, o que por un balance técnico-económico no resulte práctico obtener los valores de la tabla de valores de resistencia a tierra, siempre se debe garantizar que las tensiones de paso, contacto y transferidas en caso de un falla a tierra no superen las máximas permitidas.

4.1.15.7 Método usado para la medición de la resistencia de tierra

4.1.15.7.1 Método de caída de potencial

La resistencia de puesta a tierra debe ser medida antes de la puesta en funcionamiento de un sistema eléctrico, como parte de la rutina de mantenimiento o excepcionalmente como parte de la verificación de un sistema de puesta a tierra. Para su medición se debe aplicar el método de Caída de Potencial, cuya disposición de montaje para medición se muestra en la Figura 41.

Figura 41. Método de la caída de potencial para medir la RPT



Fuente: Norma RA6-015

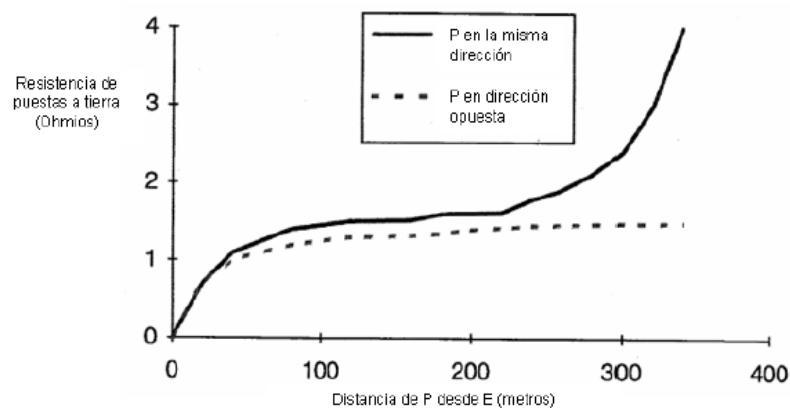
El método consiste en pasar una corriente entre el electrodo o sistema de puesta a tierra a medir y un electrodo de corriente auxiliar (C) y medir el voltaje con la ayuda de un electrodo auxiliar (P) como muestra la figura 41. Para minimizar la influencia entre electrodos, el electrodo de corriente, se coloca generalmente a una sustancial distancia del sistema de puesta a tierra. Típicamente ésta distancia debe ser cinco veces superior a la dimensión más grande del sistema de puesta a tierra bajo estudio.

El electrodo de voltaje debe ser colocado en la misma dirección del electrodo de corriente, pero también puede ser colocado en la dirección opuesta como lo ilustra la figura 41. En la práctica, la distancia "d" para el electrodo de voltaje se elige al 62% de la distancia del electrodo de corriente. Esta distancia está basada en la posición teóricamente correcta para medir la resistencia exacta del electrodo para un suelo de resistividad homogéneo.

La localización del electrodo de voltaje es muy crítico para medir la resistencia de un sistema de puesta a tierra. La localización debe ser libre de cualquier influencia del sistema de puesta tierra bajo medida y del electrodo auxiliar de corriente. La manera más práctica de determinar si el electrodo de voltaje esta fuera de la zona de influencia de los electrodos es obtener varias lecturas de resistencias moviendo el electrodo de voltaje en varios puntos entre el sistema de puesta a tierra y el electrodo de corriente. Dos o tres lecturas constantes y consecutivas pueden asumirse como representativas del valor de resistencia verdadera.

La figura 42 muestra una gráfica típica de resistencia contra distancia del electrodo de voltaje (P). La curva muestra como la resistencia es cercana a cero cuando (P) se acerca al sistema de puesta a tierra y se aproxima al infinito hacia la localización del electrodo de corriente (C). El punto de inflexión en la curva corresponderá a la resistencia de puesta a tierra del sistema bajo estudio.

Figura 42. Resistencia de puesta a tierra versus distancia de (P)

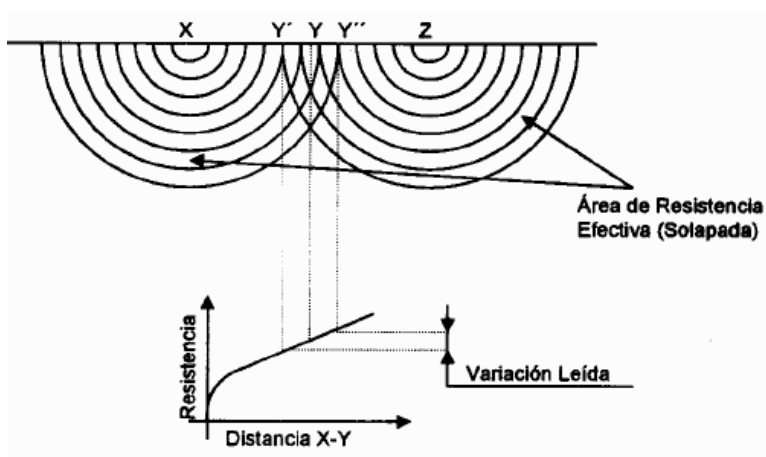


Fuente: Norma RA6-015

4.1.15.8 Gradientes de Potencial

La medición de la RPT por el método de Caída de Potencial genera gradientes de potencial en el terreno producto de la inyección de corriente por tierra a través del electrodo de corriente. Por ello, si el electrodo de corriente, el de potencial y el sistema de puesta a tierra se encuentran muy cercanos entre si, ocurrirá un solapamiento de los gradientes de potencial generados por cada electrodo: resultando una curva en la cual el valor de resistencia medida se incrementará con respecto a la distancia, tal como se muestra en la figura 43

Figura 43. Solapamiento de los gradientes de potencial

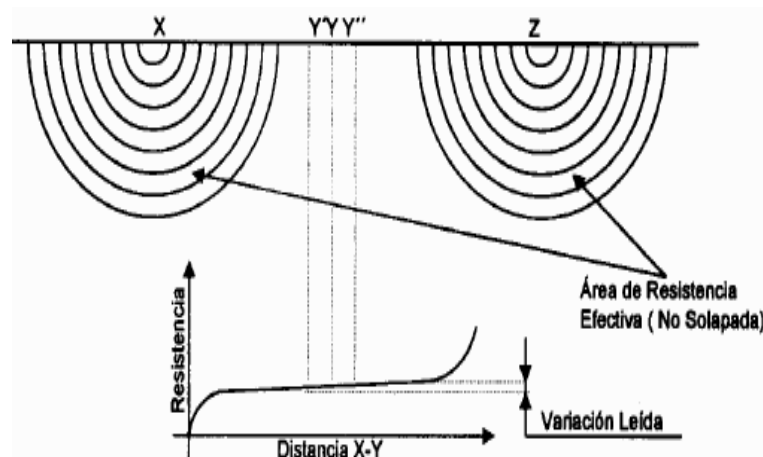


Fuente: Norma RA6-015

Al ubicarse el electrodo a una distancia lo suficientemente lejos del sistema de puesta a tierra a medir, la variación de posición del electrodo de potencial, desde la puesta a tierra hasta el electrodo de corriente, no producirá

solapamiento entre los gradientes de cada electrodo, originándose entonces una curva como la mostrada en la figura 44.

Figura 44. Curva de resistencia versus distancia sin solapamiento de Gradientes de potencial.



Fuente: Norma RA6-015

En figura 44 puede observarse como existe una porción de la curva que permanece casi invariable, la cual será más prolongada o corta dependiendo de la separación de los electrodos de corriente (Z) y bajo prueba (X). El valor de resistencia asociada a este sector de la curva será el correcto valor de resistencia de puesta a tierra.

4.1.15.9 Medición de Sistemas de RPT de Subestaciones:

Se debe tener presente de la presencia de un potencial peligroso entre la malla de puesta a tierra y la tierra remota si una falla en el sistema de potencia involucra la malla de puesta a tierra de la subestación durante la medida.

4.1.15.9.1 Consideraciones de orden práctico

- Los electrodos y placas se limpiaron bien y se dejaron exentos de oxido para posibilitar el contacto con el suelo.
- Los electrodos de tensión y corriente se clavaron firmemente en el suelo de manera de tener un buen contacto con tierra.
- Por lo regular las mediciones se realizaron en días de suelo seco para obtener el mayor valor de resistencia de puesta a tierra de la instalación.
- Aunque es recomendable desconectar todos los componentes del sistema de puesta a tierra en estudio, en este trabajo no se desconectaron todos los especimenes involucrados a la red de tierras, es decir, IG, Trafo de potencia, reguladores de voltaje, etc.
- La puesta a tierra bajo estudio y los electrodos de prueba se clavaron en línea recta.

4.1.15.9.2 Espaciamiento y dirección de las medidas

La distancia entre el sistema de puesta a tierra y el electrodo de corriente, debe ser superior a 5 veces la mayor dimensión lineal del sistema de puesta a tierra bajo estudio. Esta distancia nunca debe ser inferior a 30 metros para un sólo electrodo o varilla, ni inferior a 100 metros en el caso de mallas de subestaciones.

El electrodo de potencial (P) debe ser colocado al 62% entre el sistema de puesta a tierra y el electrodo de corriente (I).

Se debe realizar varias mediciones de RPT para diferentes ubicaciones del electrodo de potencial (P), sin mover el electrodo de corriente (C). Para comprobar la exactitud de los resultados y asegurar que el electrodo bajo prueba está fuera del área de influencia del de corriente, se deberá cambiar de posición el electrodo de potencial (P) un metro o más hacia el electrodo de corriente (C). Luego se corre el electrodo de potencial un metro o más (respecto al punto inicial) hacia el sistema de puesta a tierra bajo estudio y se toma una tercera medida.

Si hay un cambio significativo en el valor de la resistencia (mayor al 10%) se debe incrementar la distancia entre el electrodo de corriente (C) y la puesta a tierra repitiendo el procedimiento anterior, hasta que el valor de resistencia medido se mantenga casi invariable.

Es aconsejable repetir el proceso de medición en una dirección distinta lo que aumenta la confiabilidad de los resultados.

4.1.15.9.3. Dispositivos, equipos y materiales

Los electrodos que se utilizaron para la medición de tierras fueron de acero inoxidable tipo martensítico con un diámetro desde 0.635 cm y longitud de 40 cm

Cableado: El calibre del cable era de 22 AWG de cobre, conductor de cableado B normal según ASTM B8. Con los terminales de conexión. Los terminales de conexión para el cable cumplían con lo especificado en la UL-486 B. El aislamiento de cable era para uso pesado.

El dispositivo que se utilizó fue Megger para medición de tierras

4.1.15.10 Localización de puntos C Y P

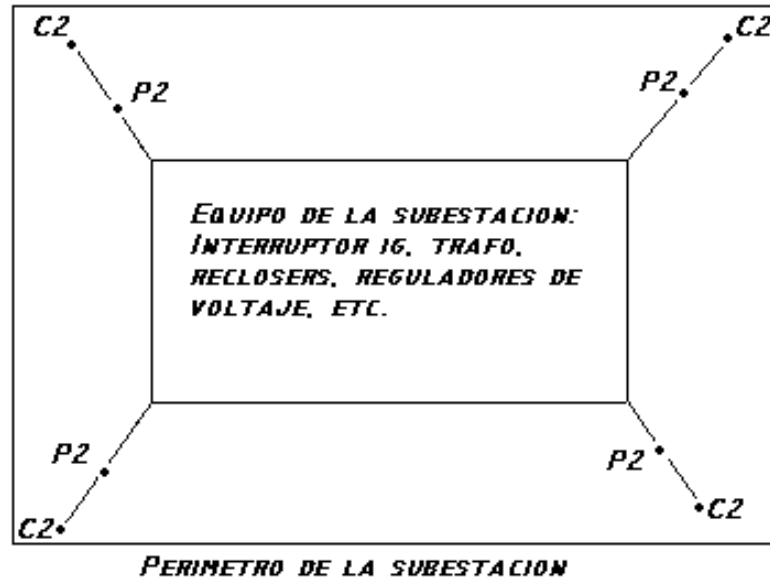
A continuación se mencionaran los puntos C2 y P2 pero para no causar confusión se aclara que son los mismos puntos mencionados en la sección 4.1.15.9.2.

Las mediciones que se realizaron en este trabajo fueron 4 mediciones en total por cada subestación. En cada medición se tomaban como referencia dos puntos llamados C2 y P2. El primero de ellos era la distancia total y el segundo era el 62% de la distancia total (sección 4.1.15.7.1).

Se procedió a la medición de las distancias considerablemente pertinente; una vez identificados los puntos C2 y P2 se enterraban unas estacas metálicas de aproximadamente 40 cm. de longitud en dichos puntos y se procedió a tomar la medición tomando como referencia la tierra del mismo sistema de tierra.

El equipo que se utilizó para esta prueba fue el MEGGER para MEDICIONES DE TIERRA, en algunos casos se utilizo equipo análogo como también digital para obtener varias referencias en una misma subestación electrica. A continuación se muestra la Figura 45, en la cual se detalla los puntos C2 y P2 correspondientes a las 4 mediciones en total dentro de una subestación para la prueba de mediciones de redes de tierra.

Figura 45. Puntos C2 y P2 para las Mediciones de Redes de tierra



Como se puede notar, las mediciones se realizaron justamente en los vértices del perímetro delimitado por el equipo de la subestación, lo cual lo conforman el interruptor de gas, el transformador de potencia, los reclosers, los reguladores de voltaje etc.

Cabe mencionar nuevamente que en cada medición se toma como tierra remota, la misma tierra de la subestación eléctrica.

4.2 Subestaciones eléctricas estudiadas

Las Subestaciones Eléctricas estudiadas de la Empresa Eléctrica de Guatemala, S.A. fueron las siguientes:

Proyecto:	"Mantenimiento y estudio de los Niveles de Concentración de Potencia de Corto Circuito de las Subestaciones Eléctricas de la Empresa Eléctrica de Guatemala, S.A."
------------------	---

Nombre, Fecha y ubicación de las Subestaciones Estudiadas
--

No.	NOMBRE	UBICACIÓN POR ZONA Y/O MUNICIPIO	DIA	FECHA
1	Cerritos	Escuintla	Do	23/04/2006
2	Monte Maria	Zona 12 Guatemala	Sa	06/05/2006
3	Héctor Flores	zona 18 Guatemala	Do	14/05/2006
4	Aurora	Zona 12 Guatemala	Do	21/05/2006
5	Castellana	Zona 8 Guatemala	Do	28/05/2006
6	Santa Lucía	Santa lucia - Escuintla	Do	04/06/2006
7	Barcenás	Barcenás - Villa Nueva	Do	11/06/2006
8	San Isidro	Zona 17 Guatemala	Do	18/06/2006
9	Ciudad Vieja	Zona 10 Guatemala	Do	25/06/2006
10	Tinco	Mixco	Vi	30/06/2006
11	Luis Nimatuj	Chinautla	Sa	01/07/2006
12	Próceres	Zona 10 Guatemala	Do	09/07/2006
13	Norte	Zona 2 Guatemala	Sa	09/09/2006
14	Gerona	Zona 1 Guatemala	Do	10/09/2006
15	San Juan Sacatepequez	San Juan Sac.	Sa	23/09/2006
16	San Cristóbal	Mixco	Do	24/09/2006
17	Montserrat	Mixco	Do	08/10/2006
18	San Miguel Petapa	San Miguel Petapa	Do	15/10/2006
19	Rodríguez Briones	San Jose Pinula	Do	21/01/2007
20	Portuaria	Puerto San Jose - Escuintla	Ju	25/01/2007
21	Monte Cristo	San Jose Pinula	Do	28/01/2007

4.2.1 Subestación Eléctrica: Cerritos

RESISTENCIA DE AISLAMIENTO, INDICE DE POLARIZACION PARA TRANSFORMADORES DE POTENCIA						
SUBESTACIÓN:	Cerritos	FECHA:	23/04/2006			
		TEMP. ACEITE EN °C	40°C			
VOLTAJE APL MEGGER:	5,000 VOLTS	TEMP. BOBINA °C	44°C			
CODIGO DEL TRAFIO:	S - 157					
Factor de corrección de temperatura:	0.59					
Valor mínimo resistencia permitido para 69 KV:						
Valor mínimo resistencia permitido para 13.8 KV:						
RESISTENCIA DE AISLAMIENTO EN G OHMS						
MINUTOS	PRIM/SEC - TIERRA		PRI / SEC		SEC / PRI - TIERRA	
	Valor Medido	Con Factor	Valor Medido	Con Factor	Valor Medido	Con Factor
0.25	7.70	4.54	7.15	4.22	3.40	2.01
0.5	9.90	5.84	11.30	6.67	5.70	3.36
0.75	10.50	6.20	13.30	7.85	7.10	4.19
1	11.10	6.55	14.70	8.67	8.10	4.78
2	13.00	7.67	18.30	10.80	10.80	6.37
3	14.10	8.32	20.40	12.04	12.40	7.32
4	15.00	8.85	21.80	12.86	13.60	8.02
5	15.70	9.26	23.20	13.69	14.50	8.56
6	16.40	9.68	24.00	14.16	15.20	8.97
7	16.50	9.74	24.60	14.51	15.80	9.32
8	17.30	10.21	25.00	14.75	16.30	9.62
9	17.50	10.33	26.00	15.34	16.80	9.91
10	18.10	10.68	26.40	15.58	17.20	10.15
INDICE DE POLARIZACION	1.63	1.63	1.80	1.80	2.12	2.12
RESISTENCIA DE AISLAMIENTOS						
OBSERVACIONES:	Los datos obtenidos como se muestra en la figura estan dados en Giga Ohmios					

UNIDAD DE SUBESTACIONES			
RELACION DE VUELTAS, RESISTENCIA DE DEVANADOS Y PRUEBAS AL ACEITE PARA TRANSFORMADORES DE POTENCIA			
SUBESTACIÓN:	Cerritos	NUMERO DE TRAF0:	S - 157
CIRCUITOS:	3	CAPACIDAD:	10 / 13 MVA
FECHA DE PRUEBA:	23/04/2006	NO. DE SERIE:	HETO 435 - 0201
MARCA:	Westinghouse	IMPEDANCIA:	7.17
VOLTAJE PRIMARIO:	69,300 Volts	TAP NO.:	1
VOLTAJE SECUNDARIO:	13,800 Volts	VOLTAJE:	69,300
		RELACION TEORICA:	8.698
LA PRUEBA SE REALIZA EN EL TAP DE TRABAJO			
RELACION DE VUELTAS CON TTR:			
BOBINAS	RELACION TAP 1		
H1-H3 / X0-X1	8.7062		
H1-H2 / X0-X2	8.7024		
H2-H3 / X0-X3	8.7058		
MEDICION DE RESISTENCIA DE DEVANADO PRIMARIO			
BOBINAS	RESIST. TAP 1	RESIST. TAP 1 CORR.	TEMP. DEVAN.:
H1-H3	11.42	6.7378	44°C
H1-H2	11.68	6.8912	Fact. Corr. Temp:
H2-H3	11.50	6.7850	0.59
MEDICION DE RESISTENCIA DE DEVANADO SECUNDARIO			
BOBINAS	RESIST. TAP 1	RESIST. TAP 1 CORR.	TEMP. DEVAN.:
X1-X0	12.43	7.3337	44°C
X2-X0	12.48	7.3632	Fact. Corr. Temp:
X3-X0	12.28	7.2452	0.59
OBSERVACIONES: La medición del devanado primario esta dado en Ohmios, mientras que la medición del devanado secundario esta dado en mili Ohmios.			
En la medición de resistencia de devanado primario se utilizo 0.01 Amp. Para la prueba			
En la medición de resistencia de devanado secundario se utilizo 1 Amp. Para la prueba			
Estas corrientes se le aplico a todas las subestaciones estudiadas en este tipo de prueba.			

SECCIÓN DE TRANSFORMADORES Y SUBESTACIONES												
PRUEBA DE CAPACITANCIA Y FACTOR DE DISIPACIÓN												
FECHA	23/04/2006	MARCA:	Westinghouse	KVA:	10 / 13 MVA							
SUBESTAC.	Cerritos	SERIE:	HETO 435-0201	NUMERO:	S - 157							
VOLTAJE	8/10 KV	TEMP. ACEITE	40°C	FACTOR CORR. TEMP.	0.65							
MULT. CAP:	200											
VOLTAJE APLICADO KV	TIPO DE PRUEBA	POSICIÓN	NEGRO	ROJO	Corr. (mA)	% F.D.	LECTURA	% F. D.	CORREGIDO	% F. P.	Watts	Capacitancia (PF)
8	UST	3	H	L	10.40	0.18	0.18	0.12	0.116	0.32	0.32	22.82
10	CHL	3	H	L	13.80	0.23	0.23	0.15	0.148	0.40	0.40	22.84
8	GST L-GND	4	H	L	17.10	0.16	0.16	0.10	0.103	0.45	0.45	37.56
10	CHL + CHG	4	H	L	22.30	0.21	0.21	0.14	0.135	0.59	0.59	37.54
8	GST L-GUARD	5	H	L	7.00	0.12	0.12	0.08	0.078	0.14	0.14	14.76
10	CHG	5	H	L	9.20	0.18	0.18	0.12	0.116	0.19	0.19	14.77
7	UST	3	L	H	9.90	0.17	0.17	0.11	0.110	0.29	0.29	22.85
10	CLH	3	L	H	13.00	0.24	0.24	0.16	0.154	0.41	0.41	22.82
7	GST L-GND	4	L	H	43.90	0.21	0.21	0.14	0.135	1.70	1.70	20.90
10	CLH + CLG	4	L	H	57.40	0.30	0.30	0.20	0.191	2.40	2.40	20.92
7	GST L-GUARD	5	L	H	34.30	0.23	0.23	0.15	0.148	1.40	1.40	16.32
10	CLG	5	L	H	44.80	0.31	0.31	0.20	0.198	2.00	2.00	16.31
10	GST L-GND	4	H & L	Masa	53.90	0.31	0.31	0.20	0.198	2.30	2.30	19.26
PRUEBA DE CORRIENTE DE EXCITACIÓN												
Medición	Medición	Rojo	Tierra	Lectura (mA)								
H1-H2	H1	H2	H3	5.5								
H2-H3	H2	H3	H1	13.5								
H3-H1	H3	H1	H2	12.8								
OBSERVACIONES: SE UTILIZO UNA PEQUEÑA PLANTA GENERADORA -DIESEL- PARA LA REALIZACIÓN DE ESTA PRUEBA.												
Los resultados del F.D. y F.P. son casi idénticos esto se debe a como se explica en este capítulo, las pérdidas encontradas en el aislamiento son mínimas.												
El factor de Potencia se calcula a partir de las formulas dadas en este capítulo.												
El factor multiplicativo de 200 no aplica a la prueba de corriente de excitación												

UNIDAD DE MANTENIMIENTO DE SUBESTACIONES				
CALIBRACIÓN DE TERMÓMETROS DE ACEITE Y DEVANADO				
PRUEBA DE ALARMAS Y DISPAROS DEL TRANSFORMADOR DE POTENCIA				
SUBESTACIÓN: CERRITOS			FECHA:	23/04/2006
TERMÓMETRO DE ACEITE				
No.	TIPO DE PRUEBA	SI	NO	OBSERVACIONES
1	ARRANQUE PRIMERA ETAPA DE VENTILADORES A 65°C	----	----	
2	ARRANQUE SEGUNDA ETAPA DE VENTILADORES A 75°C	----	----	
3	LECTURA TERMÓMETRO IGUAL AL APARATO	X		
4	ALARMA POR TEMPERATURA ALTA DEL ACEITE A 90°C	85°C		
5	DISPARO POR TEMPERATURA ALTA DEL ACEITE A 95°C	X		
TERMÓMETRO DE DEVANADO				
No.	TIPO DE PRUEBA	SI	NO	OBSERVACIONES
6	ARRANQUE PRIMERA ETAPA DE VENTILADORES A 65°C			NO SE PUDO PRO-
7	ARRANQUE SEGUNDA ETAPA DE VENTILADORES A 75°C			BAR, PORQUE NO
8	ALARMA DE TEMPERATURA ALTA DEVANADO A 95°C			SE PUDO SACAR
9	DISPARO DE TEMPERATURA ALTA DEVANADO A 100°C			LA TERMOCOPLA
10	LECTURA TERMÓMETRO IGUAL AL APARATO			
PRUEBA DE DISPAROS DEL TRANSFORMADOR				
No.	TIPO DE PRUEBA	SI	NO	OBSERVACIONES
11	DISPARO POR RELE BUCHHOLZ		X	se indico por radio
12	DISPARO POR SOBREPRESION		X	al COI
13	DISPARO POR PRESIÓN SÚBITA		X	
14	DISPARO POR BAJO NIVEL DE ACEITE	X		
PRUEBA DE SEÑALES DEL TRANSFORMADOR				
No.	TIPO DE PRUEBA	SI	NO	OBSERVACIONES
15	ALARMA DE BAJO NIVEL DE ACEITE	X		
16	ALARMA DE BUCHHOLZ		X	
OBSERVACIONES: El termómetro de devanado no se pudo sacar para realizar dicha prueba debido a que el tubo con el cual conforma dicho termómetro es demasiado frágil, aunque si funciona este termómetro.				
No hubo disparo de presión Súbita, No hubo arranque de primera etapa de ventiladores (Termómetro de aceite)				

RESULTADOS OBTENIDOS DE LA MEDICION DE RED DE TIERRAS			SUBESTACION:		Cerritos
			Fecha:		23/04/2006
MED. No.	UBICACIÓN	DISTANCIA C2	DISTANCIA P2 (62%)	LECTURA	
1	Picacho del lado exclusivo -pared	44	27.28	11.6	
2	Esquina de Caseta Esquina de RV.	26	16.12	21.3	
3	Esquina de RV - Porton Exterior	12	7.44	62.9	
4	Picacho lado del porton	47	29.14	7.2	
OBSERVACIONES: Las distancias estan dadas en Pies y la lectura en Ohmios					
La corriente aplicada es de 10 mA					

INSPECCIONES:

SUBESTACIÓN:	Cerritos	IG:	----	FECHA:	23/04/2006			
INTERRUPTOR DE 69 KV								
				ORDEN	PLAZO DE REPARACIÓN			
No.	TIPOS DE ANOMALÍA	VA	R	S	I	CP	MP	OBSERVACIONES
1	Aisladores entrada y salida fisurados, astillados							----
2	Puntos Calientes en interruptor de 69 KV							----
3	Fugas en Interruptor de 69 KV							----
4	Resistencias panel relev. Y mecanis. En mal estado							----
5	Estado de mecanismo de interruptor							----
6	baja presión de gas SF6							----
7	Falta de voltaje AC y DC							----
8	Estado de cargador de baterías							----
9	Estado de Baterías							----
10	Estado de Fusibles AC y DC de interruptor de gas							----
11	estado de Conexión a Tierra de Interruptor de gas							----
12	Estado de Fusible de 69 KV.							----
OBSERVACIONES: No existe IG, en lugar de ello se tiene fusibles como protección.								
Es recomendable instalar un Interruptor de gas, debido a una mejor y eficiente protección, así como también un mejor servicio para los 3 circuitos								

SUBESTACIÓN: Cerritos		TRAFO: S - 157		FECHA: 23/04/2006					
TRANSFORMADOR DE POTENCIA 69/13.8 KV									
CIRCUITOS: 3									
		ORDEN		PLAZO DE REPARACIÓN					
No.	TIPOS DE ANOMALÍA	VA	R	S	I	CP	MP	OBSERVACIONES	
1	Aisladores ent. Y sal. Fisurados , astillados alta cont	L			X			Muy sucios	
2	Pararrayos ent. Y sal. Fisurados, astillados alta cont	L			X			Muy sucios	
3	Silica Húmeda							----	
4	Estado de conectores y/o terminales del trafo.							Buen Estado	
5	Puntos calientes							NO	
6	Estado de conexiones a tierra							Buen Estado	
7	Fugas de aceite							NO	
8	Estado y funcionamiento de ventiladores							No se pudo Probar**	
9	Estado de resistencia de panel de control							Buen Estado	
10	Baja presión de Nitrógeno							normal	
11	Bajo nivel de aceite							normal	
12	Estado de Termómetros de aceite y devanado							Funcionando	
13	Estado de TC'S de protección Diferencial							Buen Estado	
					MÁX.				
TEMPERATURA DEL ACEITE					40°C				
TEMPERATURA DEL DEVANADO					44°C				
			BUENO	MALO					
NIVEL DE ACEITE			X						
ESTADO DE SILICA			----	----					
PRESIÓN DE NITRÓGENO:			1.5	(PSI)					
PUNTOS CALIENTES:			----	°C	NO				
PARARRAYOS:			PRIMARIO	X	SECUNDARIO	X			
			MANUAL		AUTOMÁTICO				
FUNCIONAMIENTO DE VENTILADORES					X				
OBSERVACIONES: No existen puntos calientes, en cuanto a presión de nitrógeno y aceite normales.									
**Con respecto a los ventiladores no se pudo probar el arranque ni alarmas por temperaturas debido a que la termocopla del devanado es muy frágil, por lo que no se pudo sacar dicha termocopla, aunque si se encuentra en funcionamiento.									
Este transformador de potencia es sumergido en aceite de tipo sellado, colchón de gas									

SUBESTACIÓN: Cerritos		CTOS:	3		FECHA: 23/04/2006			
RECLOSER 13.8 KV								
No. Recloser(s): No legible								
			ORDEN		PLAZO DE REPARACIÓN			
No.	TIPOS DE ANOMALÍA	VA	R	S	I	CP	MP	OBSERVACIONES
1	Fugas en reconector							NO
2	Puntos calientes							NO
3	Aisladores de ent. Y sal. Fisurados, astillados							BUEN ESTADO
4	Estado de TC'S de medición de circuito							BUEN ESTADO
5	Tapadera de interruptor auxiliar dañada							BUEN ESTADO
6	Amperímetros en mal estado							BUEN ESTADO
7	Voltímetros en mal estado							BUEN ESTADO
8	Giro del disco del contador al revés							BUEN ESTADO
9	Batería del control electrónico en mal estado							BUEN ESTADO
10	Falta de AC en control Electrónico							NO
11	Empaque de puerta de control dañado							BUEN ESTADO
12	Conexión a tierra de caja de control rota o dañada							BUEN ESTADO
13	Conexión a tierra de reconector rota o dañada							BUEN ESTADO
14	Puentes de entrada y salida en mal estado	L			X			Buen est. / sucio
15	Cuchillas de entrada y salida en mal estado	L			X			Buen est. / sucio
16	Cuchillas de Bypass en mal estado	L			X			Buen est. / sucio
17	Estado de Caja de demandómetro	L			X			Buen est. / sucio
18	Estado de espiga de caja de control y demandómetro							BUEN ESTADO
19	Estado de pintura del Recloser	L					X	Despintada
OBSERVACIONES: La salida de los reclosers no presentan anomalías en ninguno de los circuitos de salida.								
El estado de la pintura del recloser se encuentra un poco deteriorada, por lo que si es necesario una aplicación de pintura anticorrosiva.								
Se procedió a la completa y minuciosa limpieza de los puentes de entrada y salida, así como las cuchillas de entrada, salida y de Bypass								

SUBESTACIÓN: Cerritos		CTOS: 3		FECHA: 23/04/06				
REGULADORES DE VOLTAJE 7.620 KV								
MARCA: SIEMENS (X)		COOPER ()		GE ()				
				ORDEN		PLAZO DE REPARACIÓN		
No.	TIPOS DE ANOMALÍA	VA	R	S	I	CP	MP	OBSERVACIONES
1	Fugas de Aceite							NO
2	Puntos calientes en reguladores de voltaje							NO
3	Pararrayos de bobina flameados o explotados	L			X			SUCIOS
4	Mal funcionamiento del control							FUNCIONA
5	Conectores en mal estado							BUEN ESTADO
6	Aisladores fisurados, astillados alta contaminación	L			X			SUCIOS
7	Indicadores de pasos en mal estado							BUEN ESTADO
8	Bajo nivel de aceite							NO
9	Cuchilla de Bypass en mal estado	L			X			SUCIO
10	Puentes de regulado en mal estado	L			X			SUCIO
11	Conexión a tierra de reguladores rota o dañada							BUEN ESTADO
12	Estado de pintura del regulador de Voltaje	L					X	DESPINTADO
13	Estado del Aceite							NORMAL
OBSERVACIONES: Presentan suciedad extrema en los 3 circuitos, y una carencia de pintura en cada regulador de voltaje								
Los reguladores de voltaje son de 23 pasos de 5/8 % tipo JFR								

SUBESTACIÓN:		Cerritos			FECHA:		23/04/2006		
INSPECCIÓN DE ESTRUCTURA									
				ORDEN		PLAZO DE REPARACIÓN			
No.	TIPOS DE ANOMALÍA	VA	R	S	I	CP	MP	OBSERVACIONES	
INMUEBLE									
1	Difícil acceso a la subestación							NO	
2	Portón de acceso en mal estado							NO	
3	Alarma de subestación en mal estado							NO TIENE	
4	Candado de portón en mal estado							BUEN ESTADO	
5	Muro Perimetral dañado							BUEN ESTADO	
6	Malla perimetral en mal estado							BUEN ESTADO	
7	Conexión a tierra de malla rota o dañada							BUEN ESTADO	
8	Agujeros en terreno de la subestación							NO	
9	Estado de la Grama o Maleza							SIN MALEZA	
10	Falta de Piedrin							NO	
11	Suciedad en la Subestación							NO	
12	Advertencia de Peligro en muro dañada o no existe							NO TIENE	
13	Estado de fosas o cajas de registro							NORMAL	
14	Estado de tapaderas de cajas de registro	L			X			SUCIAS	
CASETA									
15	Luminarias en mal estado							BUEN ESTADO	
16	Piso en mal estado							BUEN ESTADO	
17	Puerta en mal estado							BUEN ESTADO	
ESTRUCTURA DE PÓRTICO									
18	Estado Físico de trafo. De servicio							BUEN ESTADO	
19	Estado de Herrajes							falta pintura	
20	Alumbrado general del pórtico en mal estado							BUEN ESTADO	
21	Flip-On de la caja del pórtico disparados	L			X			SUCIO	
22	Interruptor de control de alumbrado en mal estado	L			X			SUCIO	
23	Tomacorrientes 120/240 en mal estado							NO TIENE	
24	Tubería sobrepuesta en mal estado							BUEN ESTADO	
25	Estado de TP'S							BUEN ESTADO	
26	Estructura metálica en mal estado							falta pintura	
27	Conexión a tierra de estructura rota o dañada							BUEN ESTADO	
AISLAMIENTO DE PÓRTICO									
28	Aisladores de 69 KV fisurados, astillados alta Cont.	L			X			SUCIEDAD	
29	Aisl. Soporte barra 69 KV fisurados, astillados alta cont.	L			X			SUCIEDAD	
30	Estado físico de las barras 69 KV malo							BUEN ESTADO	
31	Aisl. 69 KV tipo cadena fisurado, astillado alta cont.	L			X			SUCIEDAD	
32	Pararrayos 69 KV fisurados, astillados alta cont.	L			X			SUCIEDAD	
33	Conexión a tierra de pararrayos 69 KV rotas o dañadas	L			X			SUCIEDAD	
34	Seccionador 69 KV dañado	L			X			SUCIEDAD	
35	Portafusibles 69 KV dañado							NO TIENE	
36	Aisl. 13.8 KV flameado, fisurados, astillados alta cont.	L			X			SUCIEDAD	
37	Aisl. Soporte barra 13.8 fisurados, astillados, alta cont.	L			X			SUCIEDAD	
38	Estado físico de las barras de 13.8 KV mala							BUEN ESTADO	
39	Pararrayos 13.8 KV fisurados, astillados o con alta cont.	L			X			SUCIEDAD	
40	Conexión a tierra de pararrayos 13.8 KV rota o dañada							BUEN ESTADO	
41	Esta de punta Flankin y conexión a tierra							BUEN ESTADO	
42	Hilo de guarda en mal estado y conexión a tierra							BUEN ESTADO	
43	Estado de red de tierras de la subestación							BUEN ESTADO	
44	Puntos calientes en IA'S de 69 KV							NO	
OBSERVACIONES: Como la subestación no posee tomacorriente de 120/240V se utilizo una pequeña planta generadora Los interruptores de aire (IA'S) se encontraron en extrema suciedad por lo que se procedió inmediatamente a la respectiva limpieza minuciosa.									

4.2.2 Subestación eléctrica: Monte María

RESISTENCIA DE AISLAMIENTO, ÍNDICE DE POLARIZACION PARA TRANSFORMADORES DE POTENCIA																																																														
SUBESTACIÓN:	Monte María	FECHA:	06/05/2006																																																											
		TEMP. ACEITE EN °C	40°C																																																											
VOLTAJE APL MEGGER:	5,000 VOLTS	TEMP. BOBINA °C	43°C																																																											
CÓDIGO DEL TRAF0:	S - 135																																																													
Factor de corrección de temperatura:	0.60																																																													
Valor mínimo resistencia permitido para 69 KV:				1.860 Giga ohms																																																										
Valor mínimo resistencia permitido para 13.8 KV:				0.410 Giga ohms																																																										
RESISTENCIA DE AISLAMIENTO EN G OHMS																																																														
MINUTOS	PRIM/SEC - TIERRA		PRI / SEC		SEC / PRI - TIERRA																																																									
	Valor Medido	Con Factor	Valor Medido	Con Factor	Valor Medido	Con Factor																																																								
0.25	3.70	2.22	4.72	2.83	2.74	1.64																																																								
0.5	4.04	2.42	5.25	3.15	3.44	2.06																																																								
0.75	4.36	2.62	5.75	3.45	4.76	2.86																																																								
1	4.60	2.76	6.05	3.63	5.15	3.09																																																								
2	5.20	3.12	6.95	4.17	6.15	3.69																																																								
3	5.50	3.30	7.55	4.53	6.75	4.05																																																								
4	5.80	3.48	8.00	4.80	7.25	4.35																																																								
5	6.00	3.60	8.35	5.01	7.60	4.56																																																								
6	6.20	3.72	8.65	5.19	7.85	4.71																																																								
7	6.35	3.81	8.90	5.34	8.10	4.86																																																								
8	6.45	3.87	9.10	5.46	8.30	4.98																																																								
9	6.55	3.93	9.35	5.61	8.50	5.10																																																								
10	6.65	3.99	9.50	5.70	8.60	5.16																																																								
ÍNDICE DE POLARIZACION	1.45	1.45	1.57	1.57	1.67	1.67																																																								
RESISTENCIA DE AISLAMIENTOS																																																														
<table border="1"> <caption>Data for Insulation Resistance Graph</caption> <thead> <tr> <th>MINUTOS</th> <th>PRIM / SEC - TIERRA (G Ohms)</th> <th>PRI / SEC (G Ohms)</th> <th>SEC / PRI - TIERRA (G Ohms)</th> </tr> </thead> <tbody> <tr><td>0.25</td><td>3.70</td><td>4.72</td><td>2.74</td></tr> <tr><td>0.5</td><td>4.04</td><td>5.25</td><td>3.44</td></tr> <tr><td>0.75</td><td>4.36</td><td>5.75</td><td>4.76</td></tr> <tr><td>1</td><td>4.60</td><td>6.05</td><td>5.15</td></tr> <tr><td>2</td><td>5.20</td><td>6.95</td><td>6.15</td></tr> <tr><td>3</td><td>5.50</td><td>7.55</td><td>6.75</td></tr> <tr><td>4</td><td>5.80</td><td>8.00</td><td>7.25</td></tr> <tr><td>5</td><td>6.00</td><td>8.35</td><td>7.60</td></tr> <tr><td>6</td><td>6.20</td><td>8.65</td><td>7.85</td></tr> <tr><td>7</td><td>6.35</td><td>8.90</td><td>8.10</td></tr> <tr><td>8</td><td>6.45</td><td>9.10</td><td>8.30</td></tr> <tr><td>9</td><td>6.55</td><td>9.35</td><td>8.50</td></tr> <tr><td>10</td><td>6.65</td><td>9.50</td><td>8.60</td></tr> </tbody> </table>							MINUTOS	PRIM / SEC - TIERRA (G Ohms)	PRI / SEC (G Ohms)	SEC / PRI - TIERRA (G Ohms)	0.25	3.70	4.72	2.74	0.5	4.04	5.25	3.44	0.75	4.36	5.75	4.76	1	4.60	6.05	5.15	2	5.20	6.95	6.15	3	5.50	7.55	6.75	4	5.80	8.00	7.25	5	6.00	8.35	7.60	6	6.20	8.65	7.85	7	6.35	8.90	8.10	8	6.45	9.10	8.30	9	6.55	9.35	8.50	10	6.65	9.50	8.60
MINUTOS	PRIM / SEC - TIERRA (G Ohms)	PRI / SEC (G Ohms)	SEC / PRI - TIERRA (G Ohms)																																																											
0.25	3.70	4.72	2.74																																																											
0.5	4.04	5.25	3.44																																																											
0.75	4.36	5.75	4.76																																																											
1	4.60	6.05	5.15																																																											
2	5.20	6.95	6.15																																																											
3	5.50	7.55	6.75																																																											
4	5.80	8.00	7.25																																																											
5	6.00	8.35	7.60																																																											
6	6.20	8.65	7.85																																																											
7	6.35	8.90	8.10																																																											
8	6.45	9.10	8.30																																																											
9	6.55	9.35	8.50																																																											
10	6.65	9.50	8.60																																																											
OBSERVACIONES:	Los datos obtenidos como se muestra en la figura están dados en Giga Ohmios																																																													

UNIDAD DE SUBESTACIONES			
RELACIÓN DE VUELTAS, RESISTENCIA DE DEVANADOS			
Y PRUEBAS AL ACEITE PARA TRANSFORMADORES DE POTENCIA			
SUBESTACIÓN:	Monte Maria	NUMERO DE TRAF0:	S - 135
CIRCUITOS:	175 y 176	CAPACIDAD:	10 / 14 MVA
FECHA DE PRUEBA:	06/05/2006	NO. DE SERIE:	880066B
MARCA:	General Electric	IMPEDANCIA:	7.50%
VOLTAJE PRIMARIO:	69,000 Volts	TAP NO.:	2
VOLTAJE SECUNDARIO:	13,800 Volts	VOLTAJE:	69000
		RELACIÓN TEÓRICA:	8.660
RELACIÓN DE VUELTAS CON TTR:			
BOBINAS	RELACIÓN TAP 2		
H1-H3 / X0-X1	8.4971		
H1-H2 / X0-X2	8.4997		
H2-H3 / X0-X3	8.4966		
MEDICIÓN DE RESISTENCIA DE DEVANADO PRIMARIO			
BOBINAS	RESIST. TAP 2	RESIST. TAP 2 CORR.	TEMP. DEVAN.:
H1-H3	4.31	2.5860	43°C
H1-H2	4.34	2.6040	Fact. Corr. Temp:
H2-H3	4.36	2.6160	0.60
MEDICIÓN DE RESISTENCIA DE DEVANADO SECUNDARIO			
BOBINAS	RESIST. TAP 2	RESIST. TAP 2 CORR.	TEMP. DEVAN.:
X1-X0	6.34	3.8040	43°C
X2-X0	6.32	3.7920	Fact. Corr. Temp:
X3-X0	6.34	3.8040	0.60
OBSERVACIONES: La medición del devanado primario esta dado en Ohmios, mientras que la medición del devanado secundario esta dado en mili Ohmios.			

SECCIÓN DE TRANSFORMADORES Y SUBESTACIONES											
PRUEBA DE CAPACITANCIA Y FACTOR DE DISIPACIÓN											
FECHA	06/05/2006	MARCA:	General Electric	KVA:	10 / 14 MVA						
SUBESTAC.	Monte Maria	SERIE:	H 860066 B	NUMERO:	S - 135						
VOLTAJE	5,8,10 KV	TEMP. ACEITE	40°C	FACTOR CORR. TEMP.	0.65						
MULT. CAP:	200										
VOLTAJE APLICADO KV	TIPO DE PRUEBA	POSICIÓN	NEGRO	ROJO	APARATO	% F.D. LECTURA	% F. D. CORREGIDO	% F.P. CALCULADO	Watts PERDIDAS	Capacitancia (PF) LECTURA	
8	UST	3	H	L	13.60	0.19	0.12	0.123	0.30	21.23	
10	CHL	3	H	L	17.00	0.23	0.15	0.148	0.37	21.22	
8	GST L-GND	4	H	L	22.60	0.27	0.18	0.173	0.70	35.62	
10	CHL + CHG	4	H	L	28.00	0.32	0.21	0.204	0.85	35.62	
8	GST L-GUARD	5	H	L	9.40	0.40	0.26	0.252	0.43	14.41	
10	CHG	5	H	L	11.70	0.46	0.30	0.286	0.49	14.41	
7	UST	3	L	H	11.80	0.17	0.11	0.110	0.26	21.22	
10	CLH	3	L	H	16.90	0.23	0.15	0.148	0.37	21.22	
7	GST L-GND	4	L	H	29.20	0.22	0.14	0.142	0.89	53.73	
10	CLH + CLG	4	L	H	41.90	0.30	0.20	0.191	1.22	53.73	
7	GST L-GUARD	5	L	H	17.70	0.27	0.18	0.173	0.64	32.52	
10	CLG	5	L	H	25.40	0.36	0.23	0.228	0.87	32.50	
10	GST L-GND	4	H & L	Masa	36.50	0.42	0.27	0.263	1.49	47.00	
PRUEBA DE CORRIENTE DE EXCITACIÓN											
UST-3											
Medición	Negro	Rojo	Tierra	LECTURA (mA)							
H1-H2	H1	H2	H3	5.7							
H2-H3	H2	H3	H1	12.7							
H3-H1	H3	H1	H2	13.7	Voltaje Aplicado = 5 Kv						
OBSERVACIONES:											
Los resultados del F. D. y F.P. son casi idénticos esto se debe a como se explica en este capítulo, las pérdidas encontradas en el aislamiento son mínimas.											
El factor de Potencia se calcula a partir de las formulas dadas en este capítulo.											
Las pruebas CHL, CHG y CLG son las que nos interesan, las demás mediciones son complementarias.											
Los datos corregidos están aproximados a 2 decimales. Los datos calculados están aproximados a 3 decimales											
El factor multiplicativo de 200 no aplica a la prueba de corriente de excitación											

UNIDAD DE MANTENIMIENTO DE SUBESTACIONES				
CALIBRACIÓN DE TERMÓMETROS DE ACEITE Y DEVANADO				
PRUEBA DE ALARMAS Y DISPAROS DEL TRANSFORMADOR DE POTENCIA				
SUBESTACIÓN:		Monte Maria	FECHA:	06/05/2006
TERMÓMETRO DE ACEITE				
No.	TIPO DE PRUEBA	SI	NO	OBSERVACIONES
1	ARRANQUE PRIMERA ETAPA DE VENTILADORES A 65°C	-	-	
2	ARRANQUE SEGUNDA ETAPA DE VENTILADORES A 75°C	-	-	
3	LECTURA TERMÓMETRO IGUAL AL APARATO	X		
4	ALARMA POR TEMPERATURA ALTA DEL ACEITE A 90°C	X		
5	DISPARO POR TEMPERATURA ALTA DEL ACEITE A 95°C	-	-	
TERMÓMETRO DE DEVANADO				
No.	TIPO DE PRUEBA	SI	NO	OBSERVACIONES
6	ARRANQUE PRIMERA ETAPA DE VENTILADORES A 65°C	X		
7	ARRANQUE SEGUNDA ETAPA DE VENTILADORES A 75°C	-		
8	ALARMA DE TEMPERATURA ALTA DEVANADO A 95°C	X		
9	DISPARO DE TEMPERATURA ALTA DEVANADO A 100°C	X		
10	LECTURA TERMÓMETRO IGUAL AL APARATO	X		
PRUEBA DE DISPAROS DEL TRANSFORMADOR				
No.	TIPO DE PRUEBA	SI	NO	OBSERVACIONES
11	DISPARO POR RELE BUCHHOLZ	-	-	se indico por radio
12	DISPARO POR SOBREPRESION	-	-	al COI
13	DISPARO POR PRESIÓN SÚBITA	-	-	
14	DISPARO POR BAJO NIVEL DE ACEITE	-	-	
PRUEBA DE SEÑALES DEL TRANSFORMADOR				
No.	TIPO DE PRUEBA	SI	NO	OBSERVACIONES
15	ALARMA DE BAJO NIVEL DE ACEITE	X		
16	ALARMA DE BUCHHOLZ	-	-	
OBSERVACIONES: De estas pruebas se notifico al COI en cada una de las confirmaciones vía radio				
Termómetro aceite: No arranque de primera ni segunda etapa de ventiladores, ni disparo por alta temperatura				
Termómetro devanado: No arranque de 2da etapa de ventiladores, ni tampoco alarmando por presión súbita.				

RESULTADOS OBTENIDOS DE LA MEDICIÓN DE RED DE TIERRAS			SUBESTACIÓN: Monte Maria	
			Fecha:	06/05/2006
MED. No.	UBICACIÓN	DISTANCIA C2	DISTANCIA P2 (62%)	LECTURA
1	Picacho trafo de potencia-portón	49	30.38	10
2	Picacho pegado al circuito 176	60	37.2	1.56
3	Picacho del RV 456 esquina	25	15.5	3.1
4	Picacho trafo potencia portón (posterior)	25	15.5	3.3
OBSERVACIONES: Las distancias están dadas en Pies y la lectura en Ohmios				
La corriente aplicada es de 10 mA				

INSPECCIONES:

SUBESTACIÓN: Monte Maria		IG:			FECHA: 06/05/2006				
INTERRUPTOR DE 69 KV									
No.	TIPOS DE ANOMALÍA	VA	ORDEN			PLAZO DE REPARACIÓN			OBSERVACIONES
			R	S	I	CP	MP		
1	Aisladores entrada y salida fisurados, astillados								----
2	Puntos Calientes en interruptor de 69 KV								----
3	Fugas en Interruptor de 69 KV								----
4	Resistencias panel relev. Y mecanis. En mal estado								----
5	Estado de mecanismo de interruptor								----
6	baja presión de gas SF6								----
7	Falta de voltaje AC y DC								----
8	Estado de cargador de baterías								----
9	Estado de Baterías								----
10	Estado de Fusibles AC y DC de interruptor de gas								----
11	estado de Conexión a Tierra de Interruptor de gas								----
12	Estado de Fusible de 69 KV.								----
OBSERVACIONES: Esta subestación Posee fusibles de protección, por lo que no cuenta con interruptor de Gas (IG)									

SUBESTACIÓN: Monte María		TRAFO:	S - 135	FECHA:	06/05/2006				
TRANSFORMADOR DE POTENCIA 69/13.8 KV									
CIRCUITOS: 175 , 176									
		ORDEN		PLAZO DE REPARACIÓN					
No.	TIPOS DE ANOMALÍA	VA	R	S	I	CP	MP	OBSERVACIONES	
1	Aisladores ent. Y sal. Fisurados , astillados alta cont	L			X			Muy sucios	
2	Pararrayos ent. Y sal. Fisurados, astillados alta cont	L			X			Muy sucios	
3	Silica Húmeda							-----	
4	Estado de conectores y/o terminales del trafo.	L			X			Muy sucios	
5	Puntos calientes							NO	
6	Estado de conexiones a tierra							BUEN ESTADO	
7	Fugas de aceite							NO	
8	Estado y funcionamiento de ventiladores							BUEN ESTADO	
9	Estado de resistencia de panel de control							BUEN ESTADO	
10	Baja presión de Nitrógeno							NO	
11	Bajo nivel de aceite							NO	
12	Estado de Termómetros de aceite y devanado							BUEN ESTADO	
13	Estado de TC'S de protección Diferencial							BUEN ESTADO	
					MÁX.				
TEMPERATURA DEL ACEITE					40°C				
TEMPERATURA DEL DEVANADO					43°C				
			BUENO	MALO					
NIVEL DE ACEITE			X						
ESTADO DE SILICA			----	----					
PRESIÓN DE NITRÓGENO:			1.6	(PSI)					
PUNTOS CALIENTES:			----	°C	NO				
PARARRAYOS:			PRIMARIO	SECUNDARIO	X	X			
			MANUAL	AUTOMÁTICO					
FUNCIONAMIENTO DE VENTILADORES					X				
OBSERVACIONES: No existen puntos calientes, en cuanto a presión de nitrógeno y aceite normales.									
Los pararrayos se encontraron muy sucios por lo que se procedió a la limpieza correspondiente tanto en primario como en secundario.									
Este transformador de potencia es sumergido en aceite de tipo sellado, colchón de gas									

SUBESTACIÓN: Monte Maria		CTOS: 175 Y 176			FECHA: 06/05/2006			
RECLOSER 13.8 KV								
No. Recloser(s): No legible								
			ORDEN		PLAZO DE REPARACIÓN			
No.	TIPOS DE ANOMALÍA	VA	R	S	I	CP	MP	OBSERVACIONES
1	Fugas en recontactador							NO
2	Puntos calientes							NO
3	Aisladores de ent. Y sal. Fisurados, astillados	L			X			Muy sucios
4	Estado de TC'S de medición de circuito							Buen Estado
5	Tapadera de interruptor auxiliar dañada							Buen Estado
6	Amperímetros en mal estado							Buen Estado
7	Voltímetros en mal estado							Buen Estado
8	Giro del disco del contador al revés							normal
9	Batería del control electrónico en mal estado							normal
10	Falta de AC en control Electrónico							NO
11	Empaque de puerta de control dañado							Buen Estado
12	Conexión a tierra de caja de control rota o dañada							Buen Estado
13	Conexión a tierra de recontactador rota o dañada							Buen Estado
14	Puentes de entrada y salida en mal estado							Buen Estado
15	Cuchillas de entrada y salida en mal estado	L			X			Muy sucios
16	Cuchillas de Bypass en mal estado	L			X			Muy sucios
17	Estado de Caja de demandómetro							Buen estado
18	Estado de espiga de caja de control y demandómetro							Buen estado
19	Estado de pintura del Recloser	L					X	Despintada
OBSERVACIONES: La salida de los reclosers no presentan anomalías en ninguno de los circuitos de salida.								
El estado de la pintura del recloser se encuentra un poco deteriorada, por lo que seria conveniente una aplicación de pintura anticorrosiva.								
En cuanto a los aisladores de ent. Y sal. Se procedió a la limpieza completa de cada uno de los aisladores.								
Con respecto a las cuchillas de entrada, salida y de Bypass, se procedió a la limpieza completa y minuciosa de cada una de las cuchillas.								

SUBESTACIÓN: Monte Maria		CTOS: 175 Y 176		FECHA: 06/05/06				
REGULADORES DE VOLTAJE 7.620 KV								
MARCA: SIEMENS ()		COOPER (X)		GE ()				
		ORDEN		PLAZO DE REPARACIÓN				
No.	TIPOS DE ANOMALÍA	VA	R	S	I	CP	MP	OBSERVACIONES
1	Fugas de Aceite							NO
2	Puntos calientes en reguladores de voltaje							NO
3	Pararrayos de bobina flameados o explotados	L			X			SUCIEDAD
4	Mal funcionamiento del control							NORMAL
5	Conectores en mal estado							BUEN ESTADO
6	Aisladores fisurados, astillados alta contaminación	L			X			SUCIEDAD
7	Indicadores de pasos en mal estado							NORMAL
8	Bajo nivel de aceite							NORMAL
9	Cuchilla de Bypass en mal estado	L			X			SUCIEDAD
10	Puentes de regulado en mal estado	L			X			SUCIEDAD
11	Conexión a tierra de reguladores rota o dañada							BUEN ESTADO
12	Estado de pintura del regulador de Voltaje	L					X	FALTANTE
13	Estado del Aceite							NORMAL
OBSERVACIONES: Presentan suciedad extrema en los 2 circuitos, y una carencia de pintura en cada regulador de voltaje Se procedió a una limpieza total y minuciosa en cada aislador así como también en cuchillas y puentes de regulado.								

SUBESTACIÓN: Monte Maria		FECHA: 06/05/2006						
INSPECCIÓN DE ESTRUCTURA								
		ORDEN		PLAZO DE REPARACIÓN				
No.	TIPOS DE ANOMALÍA	VA	R	S	I	CP	MP	OBSERVACIONES
INMUEBLE								
1	Difícil acceso a la subestación							NO
2	Portón de acceso en mal estado							BUEN ESTADO
3	Alarma de subestación en mal estado							NO TIENE
4	Candado de portón en mal estado							BUEN ESTADO
5	Muro Perimetral dañado							BUEN ESTADO
6	Malla perimetral en mal estado							BUEN ESTADO
7	Conexión a tierra de malla rota o dañada							BUEN ESTADO
8	Agujeros en terreno de la subestación							NO
9	Estado de la Grama o Maleza							SIN MALEZA
10	Falta de Piedrin							NO
11	Suciedad en la Subestación							NO
12	Advertencia de Peligro en muro dañada o no existe							NO TIENE
13	Estado de fosas o cajas de registro	L			X			SUCIAS
14	Estado de tapaderas de cajas de registro	L			X			SUCIAS
CASETA								
15	Luminarias en mal estado							BUEN ESTADO
16	Piso en mal estado							BUEN ESTADO
17	Puerta en mal estado							BUEN ESTADO
ESTRUCTURA DE PÓRTICO								
18	Estado Físico de trafo. De servicio							BUEN ESTADO
19	Estado de Herrerajes	L					X	falta pintura
20	Alumbrado general del pórtico en mal estado	L			X			Cambio Luminarias
21	Flip-On de la caja del pórtico disparados	L			X			SUCIO
22	Interruptor de control de alumbrado en mal estado	L			X			SUCIO
23	Tomacorrientes 120/240 en mal estado							BUEN ESTADO
24	Tubería sobrepuesta en mal estado							NORMAL
25	Estado de TP'S							BUEN ESTADO
26	Estructura metálica en mal estado							NO
27	Conexión a tierra de estructura rota o dañada							BUEN ESTADO
AISLAMIENTO DE PÓRTICO								
28	Aisladores de 69 KV fisurados, astillados alta conta.	L			X			SUCIEDAD
29	Aisl. Soporte barra 69 KV fisurados, astillados alta cont.	L			X			SUCIEDAD
30	Estado físico de las barras 69 KV malo	L			X			SUCIEDAD
31	Aisl. 69 KV tipo cadena fisurado, astillado alta cont.	L			X			SUCIEDAD
32	Pararrayos 69 KV fisurados, astillados alta cont.	L			X			SUCIEDAD
33	Conexión a tierra de pararrayos 69 KV rotas o dañadas							BUEN ESTADO
34	Seccionador 69 KV dañado	L			X			SUCIEDAD
35	Portafusibles 69 KV dañado	L			X			SUCIEDAD
36	Aisl. 13.8 KV flameado, fisurados, astillados alta cont.	L			X			SUCIEDAD
37	Aisl. Soporte barra 13.8 fisurados, astillados, alta cont.	L			X			SUCIEDAD
38	Estado físico de las barras de 13.8 KV mala							BUEN ESTADO
39	Pararrayos 13.8 KV fisurados, astillados o con alta cont.	L			X			SUCIEDAD
40	Conexión a tierra de pararrayos 13.8 KV rota o dañada							BUEN ESTADO
41	Esta de punta Flankin y conexión a tierra							BUEN ESTADO
42	Hilo de guarda en mal estado y conexión a tierra							BUEN ESTADO
43	Estado de red de tierras de la subestación							BUEN ESTADO
44	Puntos calientes en IA'S de 69 KV							NO
OBSERVACIONES: Cambio de luminarias (Alumbrado general del pórtico) se arreglo inmediatamente.								

4.2.3 Subestación eléctrica: Héctor Flores

RESISTENCIA DE AISLAMIENTO, ÍNDICE DE POLARIZACION PARA TRANSFORMADORES DE POTENCIA																																																														
SUBESTACIÓN:	Héctor Flores	FECHA:	14/05/2006																																																											
		TEMP. ACEITE EN °C	25°C																																																											
VOLTAJE APL MEGGER:	5,000 VOLTS	TEMP. BOBINA °C	28°C																																																											
CÓDIGO DEL TRAF0:	S - 154																																																													
Factor de corrección de temperatura:	0.70																																																													
Valor mínimo resistencia permitido para 69 KV:		1.860 Giga ohms																																																												
Valor mínimo resistencia permitido para 13.8 KV		0.410 Giga ohms																																																												
RESISTENCIA DE AISLAMIENTO EN G OHMS																																																														
MINUTOS	PRIM/SEC - TIERRA		PRI / SEC		SEC / PRI - TIERRA																																																									
	Valor Medido	Con Factor	Valor Medido	Con Factor	Valor Medido	Con Factor																																																								
0.25	14.80	10.36	26.00	18.20	8.65	6.06																																																								
0.5	22.40	15.68	41.20	28.84	13.60	9.52																																																								
0.75	26.40	18.48	45.60	31.92	16.80	11.76																																																								
1	26.60	18.62	48.40	33.88	18.40	12.88																																																								
2	34.20	23.94	54.40	38.08	23.80	16.66																																																								
3	38.60	27.02	56.50	39.55	26.40	18.48																																																								
4	40.80	28.56	59.00	41.30	29.00	20.30																																																								
5	41.20	28.84	60.50	42.35	30.40	21.28																																																								
6	42.20	29.54	62.00	43.40	32.20	22.54																																																								
7	43.60	30.52	62.50	43.75	33.60	23.52																																																								
8	45.60	31.92	65.00	45.50	35.00	24.50																																																								
9	46.20	32.34	66.50	46.55	36.40	25.48																																																								
10	47.20	33.04	67.00	46.90	37.40	26.18																																																								
INDICE DE POLARIZACION	1.77	1.77	1.38	1.38	2.03	2.03																																																								
RESISTENCIA DE AISLAMIENTOS																																																														
<table border="1"> <caption>Data for Resistencia de Aislamientos Graph</caption> <thead> <tr> <th>MINUTOS</th> <th>PRIM / SEC - TIERRA (G OHMS)</th> <th>PRI / SEC (G OHMS)</th> <th>SEC / PRI - TIERRA (G OHMS)</th> </tr> </thead> <tbody> <tr><td>0.25</td><td>14.80</td><td>26.00</td><td>8.65</td></tr> <tr><td>0.5</td><td>22.40</td><td>41.20</td><td>13.60</td></tr> <tr><td>0.75</td><td>26.40</td><td>45.60</td><td>16.80</td></tr> <tr><td>1</td><td>26.60</td><td>48.40</td><td>18.40</td></tr> <tr><td>2</td><td>34.20</td><td>54.40</td><td>23.80</td></tr> <tr><td>3</td><td>38.60</td><td>56.50</td><td>26.40</td></tr> <tr><td>4</td><td>40.80</td><td>59.00</td><td>29.00</td></tr> <tr><td>5</td><td>41.20</td><td>60.50</td><td>30.40</td></tr> <tr><td>6</td><td>42.20</td><td>62.00</td><td>32.20</td></tr> <tr><td>7</td><td>43.60</td><td>62.50</td><td>33.60</td></tr> <tr><td>8</td><td>45.60</td><td>65.00</td><td>35.00</td></tr> <tr><td>9</td><td>46.20</td><td>66.50</td><td>36.40</td></tr> <tr><td>10</td><td>47.20</td><td>67.00</td><td>37.40</td></tr> </tbody> </table>							MINUTOS	PRIM / SEC - TIERRA (G OHMS)	PRI / SEC (G OHMS)	SEC / PRI - TIERRA (G OHMS)	0.25	14.80	26.00	8.65	0.5	22.40	41.20	13.60	0.75	26.40	45.60	16.80	1	26.60	48.40	18.40	2	34.20	54.40	23.80	3	38.60	56.50	26.40	4	40.80	59.00	29.00	5	41.20	60.50	30.40	6	42.20	62.00	32.20	7	43.60	62.50	33.60	8	45.60	65.00	35.00	9	46.20	66.50	36.40	10	47.20	67.00	37.40
MINUTOS	PRIM / SEC - TIERRA (G OHMS)	PRI / SEC (G OHMS)	SEC / PRI - TIERRA (G OHMS)																																																											
0.25	14.80	26.00	8.65																																																											
0.5	22.40	41.20	13.60																																																											
0.75	26.40	45.60	16.80																																																											
1	26.60	48.40	18.40																																																											
2	34.20	54.40	23.80																																																											
3	38.60	56.50	26.40																																																											
4	40.80	59.00	29.00																																																											
5	41.20	60.50	30.40																																																											
6	42.20	62.00	32.20																																																											
7	43.60	62.50	33.60																																																											
8	45.60	65.00	35.00																																																											
9	46.20	66.50	36.40																																																											
10	47.20	67.00	37.40																																																											
OBSERVACIONES:	Los datos obtenidos como se muestra en la figura están dados en Giga Ohmios																																																													

UNIDAD DE SUBESTACIONES			
RELACIÓN DE VUELTAS, RESISTENCIA DE DEVANADOS			
Y PRUEBAS AL ACEITE PARA TRANSFORMADORES DE POTENCIA			
SUBESTACIÓN:	Héctor Flores	NUMERO DE TRAF0:	S - 154
CIRCUITOS:	113 , 114	CAPACIDAD:	10 / 14 MVA
FECHA DE PRUEBA:	14/05/2006	NO. DE SERIE:	88.2.4011
MARCA:	Pauwels Trafo	IMPEDANCIA:	6.97%
VOLTAJE PRIMARIO:	67,650 Volts	TAP NO.:	2
VOLTAJE SECUNDARIO:	13,800 Volts	VOLTAJE:	67650
		RELACIÓN TEÓRICA:	8.491
LA PRUEBA SE REALIZA EN EL TAP DE TRABAJO			
RELACIÓN DE VUELTAS CON TTR:			
BOBINAS	RELACIÓN TAP 2		
H1-H3 / X0-X1	8.4960		
H1-H2 / X0-X2	8.4984		
H2-H3 / X0-X3	8.4973		
MEDICIÓN DE RESISTENCIA DE DEVANADO PRIMARIO			
BOBINAS	RESIST. TAP 2	RESIST. TAP 2 CORR.	TEMP. DEVAN.:
H1-H3	4.49	3.1430	28°C
H1-H2	4.65	3.2550	Fact. Corr. Temp:
H2-H3	4.69	3.2830	0.70
MEDICIÓN DE RESISTENCIA DE DEVANADO SECUNDARIO			
BOBINAS	RESIST. TAP 2	RESIST. TAP 2 CORR.	TEMP. DEVAN.:
X1-X0	41.5	29.0500	28°C
X2-X0	43.7	30.5900	Fact. Corr. Temp:
X3-X0	49.3	34.5100	0.70
OBSERVACIONES: La medición del devanado primario esta dado en Ohmios, mientras que la medición del devanado secundario esta dado en mili Ohmios.			
Nivel de aislamiento A.T. BIL 350 ; B. T. BIL 110, Grupo de conexión Dyn 1			

SECCIÓN DE TRANSFORMADORES Y SUBESTACIONES											
PRUEBA DE CAPACITANCIA Y FACTOR DE DISIPACIÓN											
FECHA	14/05/2006	MARCA:	Pauwels Trafo	KVA:	10 / 14 MVA						
SUBESTAC.	Héctor Flores	SERIE:	88.2.4011	NUMERO:	S - 154						
VOLTAJE	8-10 KVA	TEMP. ACEITE	25°C	FACTOR CORR. TEMP.	0.79						
MULT. CAP:	200										
VOLTAJE APLICADO KV	TIPO DE PRUEBA	POSICIÓN	NEGRO	ROJO	APARATO	% F.D.	LECTURA	CORREGIDO	CALCULADO	Watts	Capacitancia (PF)
8	UST	3	H	L	14.20	0.21	0.21	0.17	0.164	0.34	22.28
10	CHL	3	H	L	17.30	0.25	0.25	0.20	0.194	0.42	22.28
8	GST L-GND	4	H	L	21.80	0.21	0.21	0.17	0.164	0.55	34.59
10	CHL + CHG	4	H	L	26.10	0.27	0.27	0.21	0.209	0.70	34.59
8	GST L-GUARD	5	H	L	8.20	0.24	0.24	0.19	0.186	0.22	12.32
10	CHG	5	H	L	9.90	0.30	0.30	0.24	0.231	0.28	12.32
7	UST	3	L	H	13.80	0.20	0.20	0.16	0.156	0.34	22.28
10	CLH	3	L	H	17.10	0.25	0.25	0.20	0.194	0.42	22.28
7	GST L-GND	4	L	H	34.40	0.32	0.32	0.25	0.245	1.35	56.82
10	CLH + CLG	4	L	H	42.70	0.40	0.40	0.32	0.301	1.69	56.82
7	GST L-GUARD	5	L	H	20.90	0.39	0.39	0.31	0.294	1.02	34.55
10	CLG	5	L	H	26.20	0.50	0.50	0.40	0.367	1.28	34.55
10	GST L-GND	4	H & L	Masa	35.10	0.44	0.44	0.35	0.328	1.56	46.85
PRUEBA DE CORRIENTE DE EXCITACIÓN											
UST-3											
Medición	Negro	Rojo	Tierra	LECTURA (mA)							
H1-H2	H1	H2	H3	5.4							
H2-H3	H2	H3	H1	10.8							
H3-H1	H3	H1	H2	11.2							
Voltaje Aplicado = 5 Kv											
OBSERVACIONES:											
Los resultados del F.D. y F.P. Existe una pequeña diferencia, debido a que se encuentran un poco de perdidas en el aislamiento.											
El factor de Potencia se calcula a partir de las formulas dadas en este capítulo.											
Las pruebas CHL, CHG y CLG son las que nos interesan, las demás mediciones son complementarias.											
Los datos corregidos están aproximados a 2 decimales. Los datos calculados están aproximados a 3 decimales											
El factor multiplicativo de 200 no aplica a la prueba de corriente de excitación											

UNIDAD DE MANTENIMIENTO DE SUBESTACIONES					
CALIBRACIÓN DE TERMÓMETROS DE ACEITE Y DEVANADO					
PRUEBA DE ALARMAS Y DISPAROS DEL TRANSFORMADOR DE POTENCIA					
SUBESTACIÓN:		Héctor Flores		FECHA:	14/05/2006
TERMÓMETRO DE ACEITE					
No.	TIPO DE PRUEBA	SI	NO	OBSERVACIONES	
1	ARRANQUE PRIMERA ETAPA DE VENTILADORES A 65°C	---	---		
2	ARRANQUE SEGUNDA ETAPA DE VENTILADORES A 75°C	---	---		
3	LECTURA TERMÓMETRO IGUAL AL APARATO	X		3° Diferencia	
4	ALARMA POR TEMPERATURA ALTA DEL ACEITE A 90°C	85°			
5	DISPARO POR TEMPERATURA ALTA DEL ACEITE A 95°C	92°			
TERMÓMETRO DE DEVANADO					
No.	TIPO DE PRUEBA	SI	NO	OBSERVACIONES	
6	ARRANQUE PRIMERA ETAPA DE VENTILADORES A 65°C	60°			
7	ARRANQUE SEGUNDA ETAPA DE VENTILADORES A 75°C	72°			
8	ALARMA DE TEMPERATURA ALTA DEVANADO A 95°C	92°			
9	DISPARO DE TEMPERATURA ALTA DEVANADO A 100°C	95°			
10	LECTURA TERMÓMETRO IGUAL AL APARATO	X		3° Diferencia	
PRUEBA DE DISPAROS DEL TRANSFORMADOR					
No.	TIPO DE PRUEBA	SI	NO	OBSERVACIONES	
11	DISPARO POR RELE BUCHHOLZ	X			
12	DISPARO POR SOBREPRESION	X			
13	DISPARO POR PRESIÓN SÚBITA	---	---		
14	DISPARO POR BAJO NIVEL DE ACEITE	X			
PRUEBA DE SEÑALES DEL TRANSFORMADOR					
No.	TIPO DE PRUEBA	SI	NO	OBSERVACIONES	
15	ALARMA DE BAJO NIVEL DE ACEITE	X			
16	ALARMA DE BUCHHOLZ	X			
OBSERVACIONES: De estas pruebas (X) se notifico al COI en cada una de las confirmaciones vía radio					
No hubo arranque de ventiladores de primera etapa (Termómetro de devanado).					

RESULTADOS OBTENIDOS DE LA MEDICIÓN DE RED DE TIERRAS			SUBESTACIÓN:	
			Héctor Flores	
			Fecha: 14/05/2006	
MED. No.	UBICACIÓN	DISTANCIA C2	DISTANCIA P2 (62%)	LECTURA
1	Picacho IG - Pared lado de caseta	40	24.8	7.02
2	Picacho IG - Pared lado Portón	41	25.42	1.12
3	Pata de Regulador de volt. - Pared 2do. Portón	55	34.1	18.5
4	Pata de Regulador de volt. - Pared con borde	30	18.6	1.19
OBSERVACIONES: Las distancias están dadas en pies y la lectura en Ohmios				
La corriente aplicada a esta prueba fue de 10 mA.				

INSPECCIONES:

SUBESTACIÓN:		Héctor Flores		IG: no legible		FECHA: 06/05/2006		
INTERRUPTOR DE 69 KV								
No.	TIPOS DE ANOMALÍA	ORDEN			PLAZO DE REPARACIÓN			OBSERVACIONES
		VA	R	S	I	CP	MP	
1	Aisladores entrada y salida fisurados, astillados	L			X			SUCIOS
2	Puntos Calientes en interruptor de 69 KV							NO
3	Fugas en Interruptor de 69 KV							NO
4	Resistencias panel relev. Y mecanis. En mal estado							BUEN ESTADO
5	Estado de mecanismo de interruptor							BUEN ESTADO
6	baja presión de gas SF6							NO
7	Falta de voltaje AC y DC							NO
8	Estado de cargador de baterías							BUEN ESTADO
9	Estado de Baterías							BUEN ESTADO
10	Estado de Fusibles AC y DC de interruptor de gas							BUEN ESTADO
11	Estado de Conexión a Tierra de Interruptor de gas							BUEN ESTADO
12	Estado de Fusible de 69 KV.							BUEN ESTADO
OBSERVACIONES: Se reviso y se realizo la correspondiente limpieza completa y minuciosa a los aisladores, caja, puertas del IG.								

SUBESTACIÓN: Héctor Flores		TRAF0: S - 154		FECHA: 14/05/2006				
TRANSFORMADOR DE POTENCIA 69/13.8 KV								
CIRCUITOS: 113 Y 114								
		ORDEN		PLAZO DE REPARACIÓN				
No.	TIPOS DE ANOMALÍA	VA	R	S	I	CP	MP	OBSERVACIONES
1	Aisladores ent. Y sal. Fisurados , astillados alta cont	L			X			Muy sucios
2	Pararrayos ent. Y sal. Fisurados, astillados alta cont	L			X			Muy sucios
3	Silica Húmeda							NO
4	Estado de conectores y/o terminales del trafo.	L			X			Muy sucios
5	Puntos calientes							NO
6	Estado de conexiones a tierra							normal
7	Fugas de aceite							NO
8	Estado y funcionamiento de ventiladores							Funcionando
9	Estado de resistencia de panel de control							normal
10	Baja presión de Nitrógeno							----
11	Bajo nivel de aceite							NO
12	Estado de Termómetros de aceite y devanado							BUEN ESTADO
13	Estado de TC'S de protección Diferencial							BUEN ESTADO
					MÁX.			
TEMPERATURA DEL ACEITE					25°C			
TEMPERATURA DEL DEVANADO					28°C			
		BUENO		MALO				
NIVEL DE ACEITE		X						
ESTADO DE SILICA		X						
PRESIÓN DE NITRÓGENO:		---- (PSI)						
PUNTOS CALIENTES:		X °C		NO				
PARARRAYOS:		PRIMARIO ^X		SECUNDARIO ^X				
FUNCIONAMIENTO DE VENTILADORES		MANUAL		AUTOMÁTICO				
				X				
OBSERVACIONES: No existen puntos calientes. Este transformador es sumergido en aceite de tipo respiradero libre. En cuanto a nivel de aceite normal. Los pararrayos se encontraron muy sucios por lo que se procedió a la limpieza correspondiente tanto en primario como en secundario								
Nivel de aislamiento A.T. BIL 350 ; B. T. BIL 110, Grupo de conexión Dyn 1								

SUBESTACIÓN: Héctor Flores		CTOS: 113 Y 114			FECHA: 14/05/2006			
RECLOSER 13.8 KV								
No. Recloser(s): NO LEGIBLE								
		ORDEN			PLAZO DE REPARACIÓN			
No.	TIPOS DE ANOMALÍA	VA	R	S	I	CP	MP	OBSERVACIONES
1	Fugas en reconectador							NO
2	Puntos calientes							NO
3	Aisladores de ent. Y sal. Fisurados, astillados	L			X			Muy sucios
4	Estado de TC'S de medición de circuito							BUEN ESTADO
5	Tapadera de interruptor auxiliar dañada	L			X			sucia
6	Amperímetros en mal estado							BUEN ESTADO
7	Voltímetros en mal estado							BUEN ESTADO
8	Giro del disco del contador al revés							BUEN ESTADO
9	Batería del control electrónico en mal estado							BUEN ESTADO
10	Falta de AC en control Electrónico							NO
11	Empaque de puerta de control dañado							BUEN ESTADO
12	Conexión a tierra de caja de control rota o dañada							BUEN ESTADO
13	Conexión a tierra de reconectador rota o dañada							BUEN ESTADO
14	Puentes de entrada y salida en mal estado							BUEN ESTADO
15	Cuchillas de entrada y salida en mal estado	L			X			Muy sucios
16	Cuchillas de Bypass en mal estado	L			X			Muy sucios
17	Estado de Caja de demandómetro	L			X			sucia
18	Estado de espiga de caja de control y demandómetro							BUEN ESTADO
19	Estado de pintura del Recloser	L					X	despintada
OBSERVACIONES: La salida de los reclosers no presentan anomalías en ninguno de los circuitos de salida.								
El estado de la pintura del recloser se encuentra un poco deteriorada, por lo que seria conveniente una aplicación de pintura anticorrosiva.								
En cuanto a los aisladores de ent. Y sal. Se procedió a la limpieza completa de cada uno de los aisladores.								
Con respecto a las cuchillas de entradas ,salida y de Bypass, se procedió a la limpieza completa y minuciosa de cada una de las cuchillas.								

SUBESTACIÓN: Héctor Flores		CTOS: 113 y 114		FECHA: 14/05/06				
REGULADORES DE VOLTAJE 7.620 KV								
MARCA: SIEMENS (X)		COOPER ()		GE ()				
		ORDEN		PLAZO DE REPARACIÓN				
No.	TIPOS DE ANOMALÍA	VA	R	S	I	CP	MP	OBSERVACIONES
1	Fugas de Aceite							NO
2	Puntos calientes en reguladores de voltaje							NO
3	Pararrayos de bobina flameados o explotados	L			X			SUCIEDAD
4	Mal funcionamiento del control							NO
5	Conectores en mal estado							NO
6	Aisladores fisurados, astillados alta contaminación	L			X			SUCIEDAD
7	Indicadores de pasos en mal estado							NORMAL
8	Bajo nivel de aceite							NORMAL
9	Cuchilla de Bypass en mal estado	L			X			SUCIEDAD
10	Puentes de regulado en mal estado	L			X			SUCIEDAD
11	Conexión a tierra de reguladores rota o dañada							NORMAL
12	Estado de pintura del regulador de Voltaje	L					X	FALTANTE
13	Estado del Aceite							BUEN ESTADO
OBSERVACIONES: Presentan suciedad extrema en los 2 circuitos, y una carencia de pintura en cada regulador de voltaje								
Se procedió a una limpieza total y minuciosa en cada aislador así como también en cuchillas y puentes de regulado.								

SUBESTACIÓN: Héctor Flores		FECHA: 14/05/2006						
INSPECCIÓN DE ESTRUCTURA								
		ORDEN		PLAZO DE REPARACIÓN				
No.	TIPOS DE ANOMALÍA	VA	R	S	I	CP	MP	OBSERVACIONES
INMUEBLE								
1	Difícil acceso a la subestación							NORMAL
2	Portón de acceso en mal estado							NORMAL
3	Alarma de subestación en mal estado							NO TIENE
4	Candado de portón en mal estado							BUEN ESTADO
5	Muro Perimetral dañado							BUEN ESTADO
6	Malla perimetral en mal estado							BUEN ESTADO
7	Conexión a tierra de malla rota o dañada							BUEN ESTADO
8	Agujeros en terreno de la subestación							NO
9	Estado de la Grama o Maleza							SIN MALEZA
10	Falta de Piedrin							NO
11	Suciedad en la Subestación							NO
12	Advertencia de Peligro en muro dañada o no existe							si tiene/buen estado
13	Estado de fosas o cajas de registro							NORMAL
14	Estado de tapaderas de cajas de registro							NORMAL
CASETA								
15	Luminarias en mal estado							BUEN ESTADO
16	Piso en mal estado							BUEN ESTADO
17	Puerta en mal estado							BUEN ESTADO
ESTRUCTURA DE PÓRTICO								
18	Estado Físico de trafo. De servicio							BUEN ESTADO
19	Estado de Herrajes							falta pintura
20	Alumbrado general del pórtico en mal estado							BUEN ESTADO
21	Flip-On de la caja del pórtico disparados	L			X			SUCIO
22	Interruptor de control de alumbrado	L			X			SUCIO
23	Tomacorrientes 120/240 en mal estado							BUEN ESTADO
24	Tubería sobrepuesta en mal estado							NORMAL
25	Estado de TP'S							BUEN ESTADO
26	Estructura metálica en mal estado							BUEN ESTADO
27	Conexión a tierra de estructura rota o dañada							BUEN ESTADO
 AISLAMIENTO DE PÓRTICO								
28	Aisladores de 69 KV fisurados, astillados alta conta.	L			X			SUCIEDAD
29	Aisl. Soporte barra 69 KV fisurados, astillados alta cont.	L			X			SUCIEDAD
30	Estado físico de las barras 69 KV malo							BUEN ESTADO
31	Aisl. 69 KV tipo cadena fisurado, astillado alta cont.	L			X			SUCIEDAD
32	Pararrayos 69 KV fisurados, astillados alta cont.	L			X			SUCIEDAD
33	Conexión a tierra de pararrayos 69 KV rotas o dañadas	L			X			SUCIEDAD
34	Seccionador 69 KV dañado	L			X			SUCIEDAD
35	Portafusibles 69 KV dañado							NO TIENE
36	Aisl. 13.8 KV flameado, fisurados, astillados alta cont.	L			X			SUCIEDAD
37	Aisl. Soporte barra 13.8 fisurados, astillados, alta cont.	L			X			SUCIEDAD
38	Estado físico de las barras de 13.8 KV mala							BUEN ESTADO
39	Pararrayos 13.8 KV fisurados, astillados o con alta cont.	L			X			SUCIEDAD
40	Conexión a tierra de pararrayos 13.8 KV rota o dañada							BUEN ESTADO
41	Esta de punta Flankin y conexión a tierra							BUEN ESTADO
42	Hilo de guarda en mal estado y conexión a tierra							BUEN ESTADO
43	Estado de red de tierras de la subestación							BUEN ESTADO
44	Puntos calientes en IA'S de 69 KV							NO
OBSERVACIONES:								

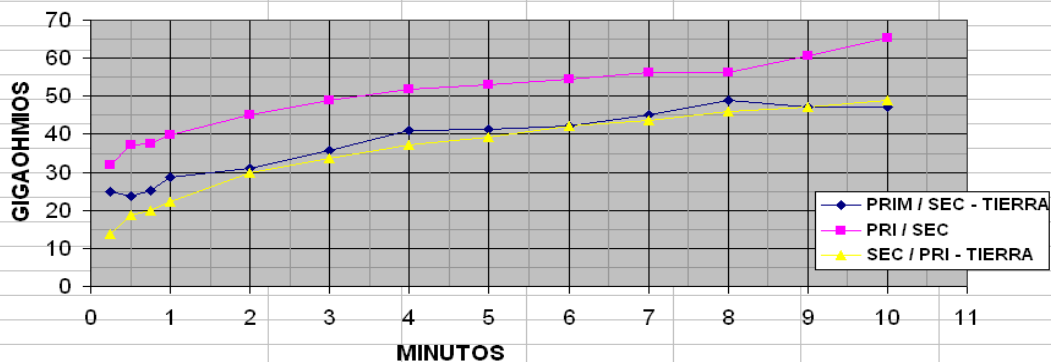
4.2.4 Subestación eléctrica: Aurora

RESISTENCIA DE AISLAMIENTO, ÍNDICE DE POLARIZACION PARA TRANSFORMADORES DE POTENCIA			
SUBESTACIÓN:	Aurora	FECHA:	21/05/2006
		TEMP. ACEITE EN °C	25°C
VOLTAJE APL MEGGER:	5,000 VOLTS	TEMP. BOBINA °C	60°C (no funciona termómetro)
CÓDIGO DEL TRAFIO:	S - 176		
Factor de corrección de temperatura:	0.90		
Valor mínimo resistencia permitido para 69 KV:		1.860 Giga ohms	
Valor mínimo resistencia permitido para 13.8 KV:		0.410 Giga ohms	

RESISTENCIA DE AISLAMIENTO EN G OHMS

MINUTOS	PRIM/SEC - TIERRA		PRI / SEC		SEC / PRI - TIERRA	
	Valor Medido	Con Factor	Valor Medido	Con Factor	Valor Medido	Con Factor
0.25	27.60	24.84	35.60	32.04	15.40	13.86
0.5	26.40	23.76	41.20	37.08	20.80	18.72
0.75	28.00	25.20	41.60	37.44	22.00	19.80
1	31.80	28.62	44.20	39.78	24.80	22.32
2	34.60	31.14	50.00	45.00	33.20	29.88
3	39.80	35.82	54.50	49.05	37.50	33.75
4	45.60	41.04	57.50	51.75	41.20	37.08
5	46.00	41.40	59.00	53.10	43.60	39.24
6	47.00	42.30	60.50	54.45	46.80	42.12
7	50.00	45.00	62.50	56.25	48.60	43.74
8	54.50	49.05	62.50	56.25	51.00	45.90
9	52.50	47.25	67.50	60.75	52.50	47.25
10	52.50	47.25	72.50	65.25	54.50	49.05
ÍNDICE DE POLARIZACION	1.65	1.65	1.64	1.64	2.20	2.20

RESISTENCIA DE AISLAMIENTOS



OBSERVACIONES: Los datos obtenidos como se muestra en la figura están dados en Giga Ohmios Usamos la temperatura dada por el termómetro del aceite, como referencia, debido a que el termómetro del devanado se encuentra fijo en 60°C , por lo que no funciona.

UNIDAD DE SUBESTACIONES			
RELACIÓN DE VUELTAS, RESISTENCIA DE DEVANADOS			
Y PRUEBAS AL ACEITE PARA TRANSFORMADORES DE POTENCIA			
SUBESTACIÓN:	Aurora	NUMERO DE TRAF0:	S - 178
CIRCUITOS:	126,127,128,129	CAPACIDAD:	15 / 25 MVA
FECHA DE PRUEBA:	21/05/2006	NO. DE SERIE:	A 3110T
MARCA:	WAUKESHA	IMPEDANCIA:	8.07%
VOLTAJE PRIMARIO:	67,650 Volts	TAP NO.:	2
VOLTAJE SECUNDARIO:	13,800 Volts	VOLTAJE:	67650
		RELACIÓN TEÓRICA:	8.491
LA PRUEBA SE REALIZA EN EL TAP DE TRABAJO			
RELACIÓN DE VUELTAS CON TTR:			
BOBINAS	RELACIÓN TAP 2		
H1-H3 / X0-X1	8.4856		
H1-H2 / X0-X2	8.4851		
H2-H3 / X0-X3	8.4846		
MEDICIÓN DE RESISTENCIA DE DEVANADO PRIMARIO			
BOBINAS	RESIST. TAP 2	RESIST. TAP 2 CORR.	TEMP. DEVAN.:
H1-H3	0.65	0.5850	25°C
H1-H2	0.65	0.5850	Fact. Corr. Temp:
H2-H3	0.65	0.5850	0.90
MEDICIÓN DE RESISTENCIA DE DEVANADO SECUNDARIO			
BOBINAS	RESIST. TAP 2	RESIST. TAP 2 CORR.	TEMP. DEVAN.:
X1-X0	10.7	9.6300	25°C
X2-X0	10.7	9.6300	Fact. Corr. Temp:
X3-X0	10.8	9.7200	0.90
OBSERVACIONES: La medición del devanado primario esta dado en Ohmios, mientras que la medición del devanado secundario esta dado en mili Ohmios. Usamos como referencia la temperatura del aceite, debido a que el termómetro del devanado se encuentra fijo en 60°C, por lo que no funciona.			

SECCIÓN DE TRANSFORMADORES Y SUBESTACIONES											
PRUEBA DE CAPACITANCIA Y FACTOR DE DISIPACIÓN											
FECHA	21/05/2006	MARCA:	Waukesha	KVA:	15 / 25 MVA						
SUBESTAC.	Aurora	SERIE:	A 3110T	NUMERO:	S - 176						
VOLTAJE	8-10 KVA	TEMP. ACEITE	25°C	FACTOR CORR. TEMP.	0.90						
MULT. CAP:	200										
VOLTAJE APLICADO KV	TIPO DE PRUEBA	POSICIÓN	NEGRO	ROJO	APARATO	% F. D. LECTURA	% F. D. CORREGIDO	% F. P. CALCULADO	Watts PERDIDAS	Capacitancia (PF) LECTURA	
8	UST	3	H	L	16.30	0.15	0.14	0.134	0.29	25.14	
10	CHL	3	H	L	20.20	0.19	0.17	0.169	0.36	25.14	
8	GST L-GND	4	H	L	24.60	0.36	0.32	0.308	1.02	38.18	
10	CHL + CHG	4	H	L	30.40	0.43	0.39	0.361	1.22	38.18	
8	GST L-GUARD	5	H	L	8.70	0.76	0.68	0.565	0.74	13.04	
10	CHG	5	H	L	10.80	0.89	0.80	0.625	0.87	13.04	
7	UST	3	L	H	15.80	0.16	0.14	0.143	0.29	25.13	
10	CLH	3	L	H	19.90	0.20	0.18	0.177	0.37	25.13	
7	GST L-GND	4	L	H	45.60	0.26	0.23	0.228	1.42	73.86	
10	CLH + CLG	4	L	H	57.00	0.31	0.28	0.269	1.70	73.85	
7	GST L-GUARD	5	L	H	30.30	0.34	0.31	0.293	1.25	48.73	
10	CLG	5	L	H	37.70	0.38	0.34	0.324	1.38	48.73	
10	GST L-GND	4	H & L	Masa	48.30	0.42	0.38	0.354	1.91	61.71	
PRUEBA DE CORRIENTE DE EXCITACIÓN											
UST-3											
Medición	Negro	Rojo	Tierra	LECTURA (mA)							
H1-H2	H1	H2	H3	3.9							
H2-H3	H2	H3	H1	9.5							
H3-H1	H3	H1	H2	10.8	Voltaje Aplicado = 5 Kv						
OBSERVACIONES:											
Los resultados del F. D. y F. P. Existe una pequeña diferencia, en la prueba CHG debido a que se encuentran un poco de perdidas en el aislamiento.											
El factor de Potencia se calcula a partir de las formulas dadas en este capítulo.											
Las pruebas CHL, CHG y CLG son las que nos interesan, las demás mediciones son complementarias.											
Los datos corregidos están aproximados a 2 decimales. Los datos calculados están aproximados a 3 decimales											
El factor multiplicativo de 200 no aplica a la prueba de corriente de excitación											

UNIDAD DE MANTENIMIENTO DE SUBESTACIONES				
CALIBRACIÓN DE TERMÓMETROS DE ACEITE Y DEVANADO				
PRUEBA DE ALARMAS Y DISPAROS DEL TRANSFORMADOR DE POTENCIA				
SUBESTACIÓN: Aurora			FECHA: 21/05/2006	
TERMÓMETRO DE ACEITE				
No.	TIPO DE PRUEBA	SI	NO	OBSERVACIONES
1	ARRANQUE PRIMERA ETAPA DE VENTILADORES A 65°C	58°		Los ventiladores
2	ARRANQUE SEGUNDA ETAPA DE VENTILADORES A 75°C	90°		se encuentran
3	LECTURA TERMÓMETRO IGUAL AL APARATO	X		conectados a 58°C
4	ALARMA POR TEMPERATURA ALTA DEL ACEITE A 90°C	95°		
5	DISPARO POR TEMPERATURA ALTA DEL ACEITE A 95°C	100°		
TERMÓMETRO DE DEVANADO				
No.	TIPO DE PRUEBA	SI	NO	OBSERVACIONES
6	ARRANQUE PRIMERA ETAPA DE VENTILADORES A 65°C	65°		Este manómetro
7	ARRANQUE SEGUNDA ETAPA DE VENTILADORES A 75°C	85°		se encuentra fijo
8	ALARMA DE TEMPERATURA ALTA DEVANADO A 95°C	120°		en 60° no funciona
9	DISPARO DE TEMPERATURA ALTA DEVANADO A 100°C	125°		
10	LECTURA TERMÓMETRO IGUAL AL APARATO	X		
PRUEBA DE DISPAROS DEL TRANSFORMADOR				
No.	TIPO DE PRUEBA	SI	NO	OBSERVACIONES
11	DISPARO POR RELE BUCHHOLZ	----	----	
12	DISPARO POR SOBREPRESIÓN	----	----	
13	DISPARO POR PRESIÓN SÚBITA	----	----	
14	DISPARO POR BAJO NIVEL DE ACEITE	----	----	
PRUEBA DE SEÑALES DEL TRANSFORMADOR				
No.	TIPO DE PRUEBA	SI	NO	OBSERVACIONES
15	ALARMA DE BAJO NIVEL DE ACEITE	X		
16	ALARMA DE BUCHHOLZ	----	----	
OBSERVACIONES: De estas pruebas (X) se notifico al COI en cada una de las confirmaciones vía radio				
No hubo disparo de Presión Súbita ni bajo nivel de aceite.				
Aunque no funciona el termómetro de devanado, si hubo arranque de ventiladores, alarma y disparo por temperatura.				

RESULTADOS OBTENIDOS DE LA MEDICIÓN DE RED DE TIERRAS			SUBESTACIÓN:	
			Aurora	
			Fecha: 21/05/2006	
MED. No.	UBICACIÓN	DISTANCIA C2	DISTANCIA P2 (62%)	LECTURA
1	Entrada a subes. Mano derecha	76	47.12	9.88
2	Entrada a subes. Mano izquierda (IG)	100	62	2.02
3	Entrada a subes Fondo mano Izquierda.	100	62	5.86
4	Entrada a subes Fondo mano derecha (caseta)	50	31	6.65
OBSERVACIONES: Las distancias están dadas en Pies y la lectura en Ohmios.				
La corriente aplicada a esta prueba fue de 10mA				

INSPECCIONES:

SUBESTACIÓN:		Aurora		IG:	no legible		FECHA:	21/05/2006	
INTERRUPTOR DE 69 KV									
No.	TIPOS DE ANOMALÍA	VA	R	S	I	CP	MP	OBSERVACIONES	
1	Aisladores entrada y salida fisurados, astillados	L			X			sucios	
2	Puntos Calientes en interruptor de 69 KV							no	
3	Fugas en Interruptor de 69 KV							no	
4	Resistencias panel relev. Y mecanis. En mal estado							buen estado	
5	Estado de mecanismo de interruptor							buen estado	
6	baja presión de gas SF6							no	
7	Falta de voltaje AC y DC							no	
8	Estado de cargador de baterías							buen estado	
9	Estado de Baterías							buen estado	
10	Estado de Fusibles AC y DC de interruptor de gas							buen estado	
11	estado de Conexión a Tierra de Interruptor de gas							buen estado	
12	Estado de Fusible de 69 KV.							buen estado	
OBSERVACIONES: Se reviso y se realizo la correspondiente limpieza completa y minuciosa a los aisladores, caja, puertas del IG.									

SUBESTACIÓN: Aurora		TRAFO: S - 176		FECHA: 21/05/2006				
TRANSFORMADOR DE POTENCIA 69/13.8 KV								
CIRCUITOS: 126 , 127 , 128 , 129								
		ORDEN		PLAZO DE REPARACIÓN				
No.	TIPOS DE ANOMALÍA	VA	R	S	I	CP	MP	OBSERVACIONES
1	Aisladores ent. Y sal. Fisurados , astillados alta cont.	L			X			Muy sucios
2	Pararrayos ent. Y sal. Fisurados, astillados alta cont.	L			X			Muy sucios
3	Silica Húmeda							----
4	Estado de conectores y/o terminales del trafo.	L			X			Muy sucios
5	Puntos calientes							no
6	Estado de conexiones a tierra							buen estado
7	Fugas de aceite							no
8	Estado y funcionamiento de ventiladores							normal
9	Estado de resistencia de panel de control							buen estado
10	Baja presión de Nitrógeno							no
11	Bajo nivel de aceite							no
12	Estado de Termómetros de aceite y devanado							No func. Devanado
13	Estado de TC'S de protección Diferencial							buen estado
					MÁX.			
TEMPERATURA DEL ACEITE					25°C			
TEMPERATURA DEL DEVANADO					60°C	(fijo)		
			BUENO	MALO				
NIVEL DE ACEITE			X					
ESTADO DE SILICA			----					
PRESIÓN DE NITRÓGENO:			1.65	(PSI)				
PUNTOS CALIENTES:			X	°C	NO			
PARARRAYOS:			PRIMARIO	X	SECUNDARIO	X		
FUNCIONAMIENTO DE VENTILADORES			MANUAL	AUTOMÁTICO	X			
OBSERVACIONES: No existen puntos calientes, en cuanto a presión de nitrógeno y aceite normales.								
Los pararrayos se encontraron muy sucios por lo que se procedió a la limpieza correspondiente tanto en primario como en secundario.								
Este transformador de potencia es sumergido en aceite de tipo sellado, colchón de gas								
El termómetro de devanado se encuentra fijo en 60°C, por lo que no funciona.								

SUBESTACIÓN: Aurora		CTOS: 126 , 127 , 128 , 129			FECHA: 21/05/2006			
RECLOSER 13.8 KV								
No. Recloser(s): RT 233 ; RT 234 ; 276 ; 277								
		ORDEN			PLAZO DE REPARACIÓN			
No.	TIPOS DE ANOMALÍA	VA	R	S	I	CP	MP	OBSERVACIONES
1	Fugas en reconectador							no
2	Puntos calientes							no
3	Aisladores de ent. Y sal. Fisurados, astillados	L			X			Muy sucios
4	Estado de TC'S de medición de circuito							Buen Estado
5	Tapadera de interruptor auxiliar dañada							Buen Estado
6	Amperímetros en mal estado							Buen Estado
7	Voltímetros en mal estado							Buen Estado
8	Giro del disco del contador al revés							Buen Estado
9	Batería de control electrónico en mal estado							Buen Estado
10	Falta de AC en control Electrónico							no
11	Empaque de puerta de control dañado							Buen Estado
12	Conexión a tierra de caja de control rota o dañada							Buen Estado
13	Conexión a tierra de reconectador rota o dañada							Buen Estado
14	Puentes de entrada y salida en mal estado							Buen Estado
15	Cuchillas de entrada y salida en mal estado	L			X			Muy sucios
16	Cuchillas de Bypass en mal estado	L			X			Muy sucios
17	Estado de Caja de demandómetro	L			X			sucia
18	Estado de espiga de caja de control y demandómetro							Buen Estado
19	Estado de pintura del Recloser	L					X	despintada
OBSERVACIONES: La salida de los reclosers no presentan anomalías en ninguno de los circuitos de salida.								
El estado de la pintura del recloser se encuentra un poco deteriorada, por lo que es conveniente una aplicación de pintura anticorrosiva.								
En cuanto a los aisladores de ent. Y sal. Se procedió a la limpieza completa de cada uno de los aisladores.								
Con respecto a las cuchillas de entrada, salida y de Bypass, se procedió a la limpieza completa y minuciosa de cada una de las cuchillas.								

SUBESTACIÓN: Aurora		CTOS: 126 , 127 , 128 , 129		FECHA: 21/05/06				
REGULADORES DE VOLTAJE 7.620 KV								
MARCA: SIEMENS (X)		COOPER (X)		GE ()				
		ORDEN		PLAZO DE REPARACIÓN				
No.	TIPOS DE ANOMALÍA	VA	R	S	I	CP	MP	OBSERVACIONES
1	Fugas de Aceite							NO
2	Puntos calientes en reguladores de voltaje							NO
3	Pararrayos de bobina flameados o explotados	L			X			SUCIEDAD
4	Mal funcionamiento del control							NO
5	Conectores en mal estado							BUEN ESTADO
6	Aisladores fisurados, astillados alta contaminación	L			X			SUCIEDAD
7	Indicadores de pasos en mal estado							BUEN ESTADO
8	Bajo nivel de aceite							NO
9	Cuchilla de Bypass en mal estado	L			X			SUCIEDAD
10	Puentes de regulado en mal estado	L			X			SUCIEDAD
11	Conexión a tierra de reguladores rota o dañada							NORMAL
12	Estado de pintura del regulador de Voltaje	L					X	FALTANTE
13	Estado del Aceite							NORMAL
OBSERVACIONES: Presentan suciedad extrema en los 4 circuitos, y una carencia de pintura en cada regulador de voltaje								
Se procedió a una limpieza total y minuciosa en cada aislador así como también en cuchillas y puentes de regulado.								
Los reguladores del circuito 126 y 127 son marca siemens, Los del circuito 128 y 129 son de marca cooper								

SUBESTACIÓN:		Aurora		FECHA:		21/05/2006		
INSPECCIÓN DE ESTRUCTURA								
				ORDEN		PLAZO DE REPARACIÓN		
No.	TIPOS DE ANOMALÍA	VA	R	S	I	CP	MP	OBSERVACIONES
INMUEBLE								
1	Difícil acceso a la subestación							NO
2	Portón de acceso en mal estado							NO
3	Alarma de subestación en mal estado							NO TIENE
4	Candado de portón en mal estado							BUEN ESTADO
5	Muro Perimetral dañado							BUEN ESTADO
6	Malla perimetral en mal estado							BUEN ESTADO
7	Conexión a tierra de malla rota o dañada							BUEN ESTADO
8	Agujeros en terreno de la subestación							BUEN ESTADO
9	Estado de la Grama o Maleza	L					X	Si Existe Grama
10	Falta de Piedrin	L					X	FALTA
11	Suciedad en la Subestación							NO
12	Advertencia de Peligro en muro dañada o no existe							TIENE
13	Estado de fosas o cajas de registro							BUEN ESTADO
14	Estado de tapaderas de cajas de registro							BUEN ESTADO
CASETA								
15	Luminarias en mal estado							BUEN ESTADO
16	Piso en mal estado							BUEN ESTADO
17	Puerta en mal estado							BUEN ESTADO
ESTRUCTURA DE PÓRTICO								
18	Estado Físico de trafo. De servicio							BUEN ESTADO
19	Estado de HERRAJES	L					X	falta pintura
20	Alumbrado general del pórtico en mal estado							BUEN ESTADO
21	Flip-On de la caja del pórtico disparados	L			X			SUCIO
22	Interruptor de control de alumbrado	L			X			SUCIO
23	Tomacorrientes 120/240 en mal estado							BUEN ESTADO
24	Tubería sobrepuesta en mal estado							NORMAL
25	Estado de TP'S							NORMAL
26	Estructura metálica en mal estado							BUEN ESTADO
27	Conexión a tierra de estructura rota o dañada							BUEN ESTADO
AISLAMIENTO DE PÓRTICO								
28	Aisladores de 69 KV fisurados, astillados alta conta.	L			X			SUCIEDAD
29	Aisl. Soporte barra 69 KV fisurados, astillados alta cont.	L			X			SUCIEDAD
30	Estado físico de las barras 69 KV malo	L			X			SUCIEDAD
31	Aisl. 69 KV tipo cadena fisurado, astillado alta cont.	L			X			SUCIEDAD
32	Pararrayos 69 KV fisurados, astillados alta cont.	L			X			SUCIEDAD
33	Conexión a tierra de pararrayos 69 KV rotas o dañadas	L			X			SUCIEDAD
34	Seccionador 69 KV dañado	L			X			SUCIEDAD
35	Portafusibles 69 KV dañado	L			X			SUCIEDAD
36	Aisl. 13.8 KV flameado, fisurados, astillados alta cont.	L			X			SUCIEDAD
37	Aisl. Soporte barra 13.8 fisurados, astillados, alta cont.	L			X			SUCIEDAD
38	Estado físico de las barras de 13.8 KV mala							BUEN ESTADO
39	Pararrayos 13.8 KV fisurados, astillados o con alta cont.	L			X			SUCIEDAD
40	Conexión a tierra de pararrayos 13.8 KV rota o dañada							BUEN ESTADO
41	Esta de punta Flankin y conexión a tierra							BUEN ESTADO
42	Hilo de guarda en mal estado y conexión a tierra							BUEN ESTADO
43	Estado de red de tierras de la subestación							BUEN ESTADO
44	Puntos calientes en IA'S de 69 KV							NO
OBSERVACIONES: Se procedió a la completa y minuciosa limpieza en el aislamiento de la subestación, así como también a la limpieza del Flip-On de la caja del pórtico disparados y el interruptor de control de alumbrado.								

4.2.5 Subestación eléctrica: Castellana

RESISTENCIA DE AISLAMIENTO, ÍNDICE DE POLARIZACION PARA TRANSFORMADORES DE POTENCIA																																																														
SUBESTACIÓN:	Castellana	FECHA:	28/05/2006																																																											
		TEMP. ACEITE EN °C	28°C																																																											
VOLTAJE APL MEGGER:	5,000 VOLTS	TEMP. BOBINA °C	30°C																																																											
CODIGO DEL TRAF0:	S - 173																																																													
Factor de corrección de temperatura:	0.80																																																													
Valor mínimo resistencia permitido para 69 KV:			1.860 Giga ohms																																																											
Valor mínimo resistencia permitido para 13.8 KV			0.410 Giga ohms																																																											
RESISTENCIA DE AISLAMIENTO EN G OHMS																																																														
MINUTOS	PRIM/SEC - TIERRA		PRI / SEC		SEC / PRI - TIERRA																																																									
	Valor Medido	Con Factor	Valor Medido	Con Factor	Valor Medido	Con Factor																																																								
0.25	9.65	7.72	13.00	10.40	3.88	3.10																																																								
0.5	11.70	9.36	17.80	14.24	5.65	4.52																																																								
0.75	12.90	10.32	19.50	15.60	6.70	5.36																																																								
1	13.80	11.04	20.60	16.48	7.35	5.88																																																								
2	16.40	13.12	22.80	18.24	9.20	7.36																																																								
3	18.10	14.48	23.80	19.04	10.30	8.24																																																								
4	18.90	15.12	24.40	19.52	11.10	8.88																																																								
5	19.70	15.76	25.00	20.00	11.70	9.36																																																								
6	20.40	16.32	25.40	20.32	12.20	9.76																																																								
7	20.60	16.48	25.40	20.32	12.60	10.08																																																								
8	21.00	16.80	25.40	20.32	13.00	10.40																																																								
9	21.40	17.12	25.60	20.48	13.10	10.48																																																								
10	21.80	17.44	25.20	20.16	13.60	10.88																																																								
ÍNDICE DE POLARIZACION	1.58	1.58	1.22	1.22	1.85	1.85																																																								
RESISTENCIA DE AISLAMIENTOS																																																														
<table border="1"> <caption>Data for RESISTENCIA DE AISLAMIENTOS</caption> <thead> <tr> <th>MINUTOS</th> <th>PRIM / SEC - TIERRA (G OHMS)</th> <th>PRI / SEC (G OHMS)</th> <th>SEC / PRI - TIERRA (G OHMS)</th> </tr> </thead> <tbody> <tr><td>0.25</td><td>7.72</td><td>10.40</td><td>3.10</td></tr> <tr><td>0.5</td><td>9.36</td><td>14.24</td><td>4.52</td></tr> <tr><td>0.75</td><td>10.32</td><td>15.60</td><td>5.36</td></tr> <tr><td>1</td><td>11.04</td><td>16.48</td><td>5.88</td></tr> <tr><td>2</td><td>13.12</td><td>18.24</td><td>7.36</td></tr> <tr><td>3</td><td>14.48</td><td>19.04</td><td>8.24</td></tr> <tr><td>4</td><td>15.12</td><td>19.52</td><td>8.88</td></tr> <tr><td>5</td><td>15.76</td><td>20.00</td><td>9.36</td></tr> <tr><td>6</td><td>16.32</td><td>20.32</td><td>9.76</td></tr> <tr><td>7</td><td>16.48</td><td>20.32</td><td>10.08</td></tr> <tr><td>8</td><td>16.80</td><td>20.32</td><td>10.40</td></tr> <tr><td>9</td><td>17.12</td><td>20.48</td><td>10.48</td></tr> <tr><td>10</td><td>17.44</td><td>20.16</td><td>10.88</td></tr> </tbody> </table>							MINUTOS	PRIM / SEC - TIERRA (G OHMS)	PRI / SEC (G OHMS)	SEC / PRI - TIERRA (G OHMS)	0.25	7.72	10.40	3.10	0.5	9.36	14.24	4.52	0.75	10.32	15.60	5.36	1	11.04	16.48	5.88	2	13.12	18.24	7.36	3	14.48	19.04	8.24	4	15.12	19.52	8.88	5	15.76	20.00	9.36	6	16.32	20.32	9.76	7	16.48	20.32	10.08	8	16.80	20.32	10.40	9	17.12	20.48	10.48	10	17.44	20.16	10.88
MINUTOS	PRIM / SEC - TIERRA (G OHMS)	PRI / SEC (G OHMS)	SEC / PRI - TIERRA (G OHMS)																																																											
0.25	7.72	10.40	3.10																																																											
0.5	9.36	14.24	4.52																																																											
0.75	10.32	15.60	5.36																																																											
1	11.04	16.48	5.88																																																											
2	13.12	18.24	7.36																																																											
3	14.48	19.04	8.24																																																											
4	15.12	19.52	8.88																																																											
5	15.76	20.00	9.36																																																											
6	16.32	20.32	9.76																																																											
7	16.48	20.32	10.08																																																											
8	16.80	20.32	10.40																																																											
9	17.12	20.48	10.48																																																											
10	17.44	20.16	10.88																																																											
OBSERVACIONES:	Los datos obtenidos como se muestra en la figura están dados en Giga Ohms																																																													

UNIDAD DE SUBESTACIONES			
RELACIÓN DE VUELTAS, RESISTENCIA DE DEVANADOS Y PRUEBAS AL ACEITE PARA TRANSFORMADORES DE POTENCIA			
SUBESTACIÓN:	Castellana	NUMERO DE TRAF0:	S - 173
CIRCUITOS:	40 , 41 , 42 , 43	CAPACIDAD:	15 / 28 MVA
FECHA DE PRUEBA:	28/05/2006	NO. DE SERIE:	XAO 697A001
MARCA: Equipamentos Eléctricos S.A. (Trafo Tx)		IMPEDANCIA:	7.75%
VOLTAJE PRIMARIO:	67,650 Volts	TAP NO.:	2
VOLTAJE SECUNDARIO:	13,800 Volts	VOLTAJE:	67650
		RELACIÓN TEÓRICA:	8.491
LA PRUEBA SE REALIZA EN EL TAP DE TRABAJO			
RELACIÓN DE VUELTAS CON TTR:			
BOBINAS	RELACIÓN TAP 2		
H1-H3 / X0-X1	8.4887		
H1-H2 / X0-X2	8.4894		
H2-H3 / X0-X3	8.4892		
MEDICIÓN DE RESISTENCIA DE DEVANADO PRIMARIO			
BOBINAS	RESIST. TAP 2	RESIST. TAP 2 CORR.	TEMP. DEVAN.:
H1-H3	0.64	0.5120	30°C
H1-H2	0.64	0.5120	Fact. Corr. Temp:
H2-H3	0.64	0.5120	0.80
MEDICIÓN DE RESISTENCIA DE DEVANADO SECUNDARIO			
BOBINAS	RESIST. TAP 2	RESIST. TAP 2 CORR.	TEMP. DEVAN.:
X1-X0	10.3	8.2400	30°C
X2-X0	10.3	8.2400	Fact. Corr. Temp:
X3-X0	10.3	8.2400	0.80
OBSERVACIONES: La medición del devanado primario esta dado en Ohmios, mientras que la medición del devanado secundario esta dado en mili Ohmios.			

SECCIÓN DE TRANSFORMADORES Y SUBESTACIONES											
PRUEBA DE CAPACITANCIA Y FACTOR DE DISIPACIÓN											
FECHA	28/05/2006	MARCA:	Tratfo	KVA:	15 / 28 MVA						
SUBESTAC.	Castellana	SERIE:	XA.0697A001	NUMERO:	S - 173						
VOLTAJE	8-10 KVA	TEMP. ACEITE	28°C	FACTOR CORR. TEMP.	0.84						
MULT. CAP:	200										
VOLTAJE APLICADO KV	TIPO DE PRUEBA	POSICIÓN	NEGRO	ROJO	Corr. (mA)	% F.D. LECTURA	% F. D. CORREGIDO	% F.P. CALCULADO	Watts PERDIDAS	Capacitancia (PF) LECTURA	
8	UST	3	H	L	15.90	0.30	0.25	0.244	0.54	24.04	
10	CHL	3	H	L	19.50	0.37	0.31	0.297	0.67	24.04	
8	GST L-GND	4	H	L	23.80	0.25	0.21	0.206	0.69	36.53	
10	CHL + CHG	4	H	L	29.30	0.32	0.27	0.260	0.87	36.53	
8	GST L-GUARD	5	H	L	8.50	0.18	0.15	0.150	0.17	12.50	
10	CHG	5	H	L	10.50	0.24	0.20	0.198	0.22	12.50	
7	UST	3	L	H	15.50	0.30	0.25	0.244	0.54	24.04	
10	CLH	3	L	H	19.40	0.37	0.31	0.297	0.67	24.04	
7	GST L-GND	4	L	H	38.30	0.27	0.23	0.221	1.22	60.55	
10	CLH + CLG	4	L	H	47.60	0.34	0.29	0.275	1.55	60.55	
7	GST L-GUARD	5	L	H	23.30	0.26	0.22	0.213	0.70	36.53	
10	CLG	5	L	H	29.00	0.33	0.28	0.267	0.90	36.53	
10	GST L-GND	4	H & L	Masa	39.50	0.31	0.26	0.252	1.15	48.93	
PRUEBA DE CORRIENTE DE EXCITACIÓN UST-3											
Medición	Negro	Rojo	Tierra	LECTURA (mA)							
H1-H2	H1	H2	H3	3.4							
H2-H3	H2	H3	H1	9.4							
H3-H1	H3	H1	H2	10.5							
Voltaje Aplicado = 5 kv											
OBSERVACIONES:											
Los resultados del F.D. y F.P. Existe una pequeña diferencia debido a como se explico en este capitulo existe una minima perdida en el aislamiento.											
El factor de Potencia se calcula a partir de las formulas dadas en este capitulo.											
Las pruebas CHL, CHG y CLG son las que nos interesan, las demas mediciones son complementarias.											
Los datos corregidos están aproximados a 2 decimales. Los datos calculados están aproximados a 3 decimales											
El factor multiplicativo de 200 no aplica a la prueba de corriente de excitación											

UNIDAD DE MANTENIMIENTO DE SUBESTACIONES					
CALIBRACIÓN DE TERMÓMETROS DE ACEITE Y DEVANADO					
PRUEBA DE ALARMAS Y DISPAROS DEL TRANSFORMADOR DE POTENCIA					
SUBESTACIÓN:		Castellana	FECHA:		28/05/2006
TERMÓMETRO DE ACEITE					
No.	TIPO DE PRUEBA	SI	NO	OBSERVACIONES	
1	ARRANQUE PRIMERA ETAPA DE VENTILADORES A 65°C	60°			
2	ARRANQUE SEGUNDA ETAPA DE VENTILADORES A 75°C	75°			
3	LECTURA TERMÓMETRO IGUAL AL APARATO			4° menos que el	
4	ALARMA POR TEMPERATURA ALTA DEL ACEITE A 90°C	95°		aparato.	
5	DISPARO POR TEMPERATURA ALTA DEL ACEITE A 95°C	110°			
TERMÓMETRO DE DEVANADO					
No.	TIPO DE PRUEBA	SI	NO	OBSERVACIONES	
6	ARRANQUE PRIMERA ETAPA DE VENTILADORES A 65°C	----	----		
7	ARRANQUE SEGUNDA ETAPA DE VENTILADORES A 75°C	----	----		
8	ALARMA DE TEMPERATURA ALTA DEVANADO A 95°C	70°			
9	DISPARO DE TEMPERATURA ALTA DEVANADO A 100°C	80°			
10	LECTURA TERMÓMETRO IGUAL AL APARATO			4° menos que el aparato	
PRUEBA DE DISPAROS DEL TRANSFORMADOR					
No.	TIPO DE PRUEBA	SI	NO	OBSERVACIONES	
11	DISPARO POR RELE BUCHHOLZ	----			
12	DISPARO POR SOBREPRESION	X			
13	DISPARO POR PRESIÓN SÚBITA	----			
14	DISPARO POR BAJO NIVEL DE ACEITE	----			
PRUEBA DE SEÑALES DEL TRANSFORMADOR					
No.	TIPO DE PRUEBA	SI	NO	OBSERVACIONES	
15	ALARMA DE BAJO NIVEL DE ACEITE	----	----		
16	ALARMA DE BUCHHOLZ	----	----		
OBSERVACIONES: De estas pruebas (X) se notifico al COI en cada una de las confirmaciones vía radio					
No arranque de primera ni segunda etapa de ventiladores (termómetro de Devanado), No disparo de presión súbita					
ni disparo por bajo nivel de aceite.					

SUBESTACIÓN: Castellana		TRAFO:	S - 173	FECHA:	28/05/2006			
TRANSFORMADOR DE POTENCIA 69/13.8 KV								
CIRCUITOS: 40, 41, 42, 43								
		ORDEN		PLAZO DE REPARACIÓN				
No.	TIPOS DE ANOMALÍA	VA	R	S	I	CP	MP	OBSERVACIONES
1	Aisladores ent. Y sal. Fisurados, astillados alta cont.	L			X			Muy sucios
2	Pararrayos ent. Y sal. Fisurados, astillados alta cont.	L			X			Muy sucios
3	Silica Húmeda							----
4	Estado de conectores y/o terminales del trafo.	L			X			Muy sucios
5	Puntos calientes							NO
6	Estado de conexiones a tierra							normal
7	Fugas de aceite							NO
8	Estado y funcionamiento de ventiladores							normal
9	Estado de resistencia de panel de control							normal
10	Baja presión de Nitrógeno							NO
11	Bajo nivel de aceite							NO
12	Estado de Termómetros de aceite y devanado							Funcionan
13	Estado de TC de protección Diferencial							Funciona
					MÁX.			
TEMPERATURA DEL ACEITE					28°C			
TEMPERATURA DEL DEVANADO					30°C			
			BUENO	MALO				
NIVEL DE ACEITE			X					
ESTADO DE SILICA			----					
PRESIÓN DE NITRÓGENO:			1.55	(PSI)				
PUNTOS CALIENTES:			X	°C	NO			
PARARRAYOS:			PRIMARIO	X	SECUNDARIO	X		
FUNCIONAMIENTO DE VENTILADORES			MANUAL		AUTOMÁTICO	X		
OBSERVACIONES: No existen puntos calientes, en cuanto a presión de nitrógeno y aceite normales.								
Los pararrayos se encontraron muy sucios por lo que se procedió a la limpieza correspondiente tanto en primario como en secundario.								

SUBESTACIÓN:		Castellana	CTOS:			41, 40, 43, 42	FECHA:		28/05/2006
RECLOSER 13.8 KV									
No. Recloser(s): 310 , 370 , 207 , 208									
			ORDEN		PLAZO DE REPARACIÓN				
No.	TIPOS DE ANOMALÍA	VA	R	S	I	CP	MP	OBSERVACIONES	
1	Fugas en reconectador							NO	
2	Puntos calientes							NO	
3	Aisladores de ent. Y sal. Fisurados, astillados	L			X			Muy sucios	
4	Estado de TC'S de medición de circuito							Buen Estado	
5	Tapadera de interruptor auxiliar dañada							Buen Estado	
6	Amperímetros en mal estado							Buen Estado	
7	Voltímetros en mal estado							Buen Estado	
8	Giro del disco del contador al revés							Buen Estado	
9	Batería del control electrónico en mal estado							Buen Estado	
10	Falta de AC en control Electrónico							NO	
11	Empaque de puerta de control dañado							Buen Estado	
12	Conexión a tierra de caja de control rota o dañada							Buen Estado	
13	Conexión a tierra de reconectador rota o dañada							Buen Estado	
14	Puentes de entrada y salida en mal estado							Buen Estado	
15	Cuchillas de entrada y salida en mal estado	L			X			Muy sucios	
16	Cuchillas de Bypass en mal estado	L			X			Muy sucios	
17	Estado de Caja de demandómetro							Buen Estado	
18	Estado de espiga de caja de control y demandómetro							Buen Estado	
19	Estado de pintura del Recloser	L					X	despintada	
OBSERVACIONES: La salida de los reclosers no presentan anomalías en ninguno de los circuitos de salida.									
El estado de la pintura del recloser se encuentra un poco deteriorada, por lo que sería conveniente una aplicación de pintura anticorrosiva.									
En cuanto a los aisladores de ent. Y sal. Se procedió a la limpieza completa de cada uno de los aisladores.									
Con respecto a las cuchillas de entradas , salida y de Bypass, se procedió a la limpieza completa y minuciosa de cada una de las cuchillas.									
Los recloser números 310 y 370 son accionados a través de gas, mientras que los números 207 y 208 se encuentran sumergidos en aceite.									

SUBESTACIÓN: Castellana		CTOS: 41, 40, 43, 42		FECHA: 28/05/06				
REGULADORES DE VOLTAJE 7.620 KV								
MARCA: SIEMENS (X)		COOPER ()		GE ()				
		ORDEN		PLAZO DE REPARACIÓN				
No.	TIPOS DE ANOMALÍA	VA	R	S	I	CP	MP	OBSERVACIONES
1	Fugas de Aceite							NO
2	Puntos calientes en reguladores de voltaje							NO
3	Pararrayos de bobina flameados o explotados	L			X			SUCIEDAD
4	Mal funcionamiento del control							NO
5	Conectores en mal estado							Buen Estado
6	Aisladores fisurados, astillados alta contaminación	L			X			SUCIEDAD
7	Indicadores de pasos en mal estado							NORMAL
8	Bajo nivel de aceite							NO
9	Cuchilla de Bypass en mal estado	L			X			SUCIEDAD
10	Puentes de regulado en mal estado	L			X			SUCIEDAD
11	Conexión a tierra de reguladores rota o dañada							Buen Estado
12	Estado de pintura del regulador de Voltaje	L					X	FALTANTE
13	Estado del Aceite							NORMAL
OBSERVACIONES: Presentan suciedad extrema en los 4 circuitos, y una carencia de pintura en cada regulador de voltaje Se procedió a una limpieza total y minuciosa en cada aislador así como también en cuchillas y puentes de regulado.								

SUBESTACIÓN:		Castellana			FECHA:		28/05/2006		
INSPECCIÓN DE ESTRUCTURA									
		ORDEN		PLAZO DE REPARACIÓN					
No.	TIPOS DE ANOMALÍA	VA	R	S	I	CP	MP	OBSERVACIONES	
INMUEBLE									
1	Difícil acceso a la subestación								NO
2	Portón de acceso en mal estado								MAL ESTADO
3	Alarma de subestación en mal estado								NO TIENE
4	Candado de portón en mal estado								NO
5	Muro Perimetral dañado	L					X		UN POCO
6	Malla perimetral en mal estado	L					X		UN POCO
7	Conexión a tierra de malla rota o dañada								BUEN ESTADO
8	Agujeros en terreno de la subestación								NO
9	Estado de la Grama o Maleza								UN POCO
10	Falta de Piedrin								FALTA
11	Suciedad en la Subestación								NO
12	Advertencia de Peligro en muro dañada o no existe								NO TIENE
13	Estado de fosas o cajas de registro								BUEN ESTADO
14	Estado de tapaderas de cajas de registro								BUEN ESTADO
CASETA									
15	Luminarias en mal estado								BUEN ESTADO
16	Piso en mal estado								BUEN ESTADO
17	Puerta en mal estado								BUEN ESTADO
ESTRUCTURA DE PÓRTICO									
18	Estado Físico de trafo. De servicio								BUEN ESTADO
19	Estado de Herrajes	L					X		falta pintura
20	Alumbrado general del pórtico en mal estado								BUEN ESTADO
21	Flip-On de la caja del pórtico disparados								NO
22	Interruptor de control de alumbrado								BUEN ESTADO
23	Tomacorrientes 120/240 en mal estado								BUEN ESTADO
24	Tubería sobrepuesta en mal estado								NORMAL
25	Estado de TP'S								BUEN ESTADO
26	Estructura metálica en mal estado								BUEN ESTADO
27	Conexión a tierra de estructura rota o dañada								BUEN ESTADO
 AISLAMIENTO DE PÓRTICO									
28	Aisladores de 69 KV fisurados, astillados alta conta.	L			X				SUCIEDAD
29	Aisl. Soporte barra 69 KV fisurados, astillados alta cont.	L			X				SUCIEDAD
30	Estado físico de las barras 69 KV malo								BUEN ESTADO
31	Aisl. 69 KV tipo cadena fisurado, astillado alta cont.	L			X				SUCIEDAD
32	Pararrayos 69 KV fisurados, astillados alta cont.	L			X				SUCIEDAD
33	Conexión a tierra de pararrayos 69 KV rotas o dañadas								BUEN ESTADO
34	Seccionador 69 KV dañado	L			X				SUCIEDAD
35	Portafusibles 69 KV dañado								NO TIENE
36	Aisl. 13.8 KV flameado, fisurados, astillados alta cont.	L			X				SUCIEDAD
37	Aisl. Soporte barra 13.8 KV fisurados, astillados, alta cont.	L			X				SUCIEDAD
38	Estado físico de las barras de 13.8 KV mala								BUEN ESTADO
39	Pararrayos 13.8 KV fisurados, astillados o con alta cont.	L			X				SUCIEDAD
40	Conexión a tierra de pararrayos 13.8 KV rota o dañada								BUEN ESTADO
41	Esta de punta Flankin y conexión a tierra								BUEN ESTADO
42	Hilo de guarda en mal estado y conexión a tierra								BUEN ESTADO
43	Estado de red de tierras de la subestación								BUEN ESTADO
44	Puntos calientes en IA'S de 69 KV								NO
OBSERVACIONES: Aunque necesario no lo es, se debe de arreglar el perímetro de la subestación									

4.2.6 Subestación eléctrica: Santa Lucia

RESISTENCIA DE AISLAMIENTO, ÍNDICE DE POLARIZACION PARA TRANSFORMADORES DE POTENCIA						
SUBESTACIÓN:	Santa Lucia	FECHA:	04/06/2006			
		TEMP. ACEITE EN °C	46°C			
VOLTAJE APL MEGGER:	5,000 VOLTS	TEMP. BOBINA °C	50°C			
CÓDIGO DEL TRAFIO:	S - 138					
Factor de corrección de temperatura:	0.51					
Valor mínimo resistencia permitido para 69 KV:		1.860 Giga ohms				
Valor mínimo resistencia permitido para 13.8 KV		0.410 Giga ohms				
RESISTENCIA DE AISLAMIENTO EN G OHMS						
MINUTOS	PRIM/SEC - TIERRA		PRI / SEC		SEC / PRI - TIERRA	
	Valor Medido	Con Factor	Valor Medido	Con Factor	Valor Medido	Con Factor
0.25	2.54	1.30	3.84	1.96	2.74	1.40
0.5	2.94	1.50	4.40	2.24	3.30	1.68
0.75	3.12	1.59	4.76	2.43	3.66	1.87
1	3.26	1.66	5.00	2.55	3.92	2.00
2	3.52	1.80	5.60	2.86	4.58	2.34
3	3.64	1.86	6.00	3.06	4.94	2.52
4	3.78	1.93	6.25	3.19	5.20	2.65
5	3.84	1.96	6.45	3.29	5.40	2.75
6	3.88	1.98	6.70	3.42	5.55	2.83
7	3.92	2.00	6.80	3.47	5.70	2.91
8	3.94	2.01	6.95	3.54	5.85	2.98
9	3.96	2.02	7.10	3.62	5.95	3.03
10	4.00	2.04	7.20	3.67	6.00	3.06
ÍNDICE DE POLARIZACION	1.23	1.23	1.44	1.44	1.53	1.53

RESISTENCIA DE AISLAMIENTOS						
<p>OBSERVACIONES: Los datos obtenidos como se muestra en la figura están dados en Giga Ohmios Estos datos se obtuvieron a las 02:30 de la mañana.</p>						

UNIDAD DE SUBESTACIONES			
RELACIÓN DE VUELTAS, RESISTENCIA DE DEVANADOS Y PRUEBAS AL ACEITE PARA TRANSFORMADORES DE POTENCIA			
SUBESTACIÓN:	Santa Lucia	NUMERO DE TRAF0:	S - 138
CIRCUITOS:	71 , 72 , 73	CAPACIDAD:	10 / 14 MVA
FECHA DE PRUEBA:	04/06/2006	NO. DE SERIE:	H 880231C
MARCA:	General Electric	IMPEDANCIA:	7.04%
VOLTAJE PRIMARIO:	69,300 Volts	TAP NO.:	1
VOLTAJE SECUNDARIO:	13,800 Volts	VOLTAJE:	69,300
		RELACIÓN TEÓRICA:	8.698
LA PRUEBA SE REALIZA EN EL TAP DE TRABAJO			
RELACIÓN DE VUELTAS CON TTR:			
BOBINAS	RELACIÓN TAP 1		
H1-H3 / X0-X1	8.523		
H1-H2 / X0-X2	8.527		
H2-H3 / X0-X3	8.523		
MEDICIÓN DE RESISTENCIA DE DEVANADO PRIMARIO			
BOBINAS	RESIST. TAP 1	RESIST. TAP 1 CORR.	TEMP. DEVAN.:
H1-H3	2.24	1.142	50°C
H1-H2	2.25	1.148	Fact. Corr. Temp:
H2-H3	2.24	1.142	0.51
MEDICIÓN DE RESISTENCIA DE DEVANADO SECUNDARIO			
BOBINAS	RESIST. TAP 1	RESIST. TAP 1 CORR.	TEMP. DEVAN.:
X1-X0	36.5	18.615	50°C
X2-X0	36.5	18.615	Fact. Corr. Temp:
X3-X0	36.5	18.615	0.51
OBSERVACIONES: La medición del devanado primario esta dado en Ohmios, mientras que la medición del devanado secundario esta dado en mili Ohmios.			

SECCIÓN DE TRANSFORMADORES Y SUBESTACIONES												
PRUEBA DE CAPACITANCIA Y FACTOR DE DISIPACIÓN												
FECHA	04/06/2006	MARCA:	General Electric	KVA:	10 / 14 MVA							
SUBESTAC.	Santa Lucia	SERIE:	H 880231C	NUMERO:	S - 138							
VOLTAJE	8-10 KVA	TEMP. ACEITE	50°C	FACTOR CORR. TEMP.	0.51							
MULT. CAP:	200											
VOLTAJE APLICADO KV	TIPO DE PRUEBA	POSICIÓN	NEGRO	ROJO	APARATO	% F.D.	LECTURA	CORREGIDO	% F. D.	% F.P.	Watts	Capacitancia (PF)
8	UST	3	H	L	12.70	0.19	0.19	0.10	0.10	0.096	0.30	20.99
10	CHL	3	H	L	15.80	0.23	0.23	0.12	0.12	0.117	0.37	20.99
8	GST L-GND	4	H	L	21.50	0.25	0.25	0.13	0.13	0.126	0.68	35.88
10	CHL + CHG	4	H	L	26.60	0.31	0.31	0.16	0.16	0.156	0.84	35.88
8	GST L-GUARD	5	H	L	9.20	0.35	0.35	0.18	0.18	0.176	0.39	14.90
10	CHG	5	H	L	11.40	0.43	0.43	0.22	0.22	0.214	0.48	14.90
7	UST	3	L	H	11.20	0.16	0.16	0.08	0.08	0.081	0.26	20.10
10	CLH	3	L	H	16.00	0.23	0.23	0.12	0.12	0.117	0.36	20.10
7	GST L-GND	4	L	H	27.60	0.18	0.18	0.09	0.09	0.091	0.69	52.76
10	CLH + CLG	4	L	H	39.60	0.25	0.25	0.13	0.13	0.126	0.99	52.76
7	GST L-GUARD	5	L	H	16.80	0.19	0.19	0.10	0.10	0.096	0.45	31.78
10	CLG	5	L	H	24.00	0.27	0.27	0.14	0.14	0.136	0.65	31.78
10	GST L-GND	4	H & L	Masa	34.80	0.29	0.29	0.15	0.15	0.146	1.02	46.60
PRUEBA DE CORRIENTE DE EXCITACIÓN												
UST-3												
Medición	Negro	Rojo	Tierra	LECTURA (mA)								
H1-H2	H1	H2	H3	4.90								
H2-H3	H2	H3	H1	12.00								
H3-H1	H3	H1	H2	12.30	Voltaje Aplicado = 5 Kv							
OBSERVACIONES:												
Los resultados del F.D. y F.P. Son casi idénticas debido a como se explico en este capitulo existe una mínima perdida en el aislamiento.												
El factor de Potencia se calcula a partir de las formulas dadas en este capitulo												
Las pruebas CHL, CHG y CLG son las que nos interesan, las demás mediciones son complementarias.												
Los datos corregidos están aproximados a 2 decimales. Los datos calculados están aproximados a 3 decimales												
Tomamos la referencia de la temperatura del devanado ya que el manómetro de temperatura del aceite se encuentra en mal estado.												
El factor multiplicativo de 200 no aplica a la prueba de corriente de excitación												

UNIDAD DE MANTENIMIENTO DE SUBESTACIONES				
CALIBRACIÓN DE TERMÓMETROS DE ACEITE Y DEVANADO				
PRUEBA DE ALARMAS Y DISPAROS DEL TRANSFORMADOR DE POTENCIA				
SUBESTACIÓN: Santa Lucia			FECHA: 04/06/2006	
TERMÓMETRO DE ACEITE				
No.	TIPO DE PRUEBA	SI	NO	OBSERVACIONES
1	ARRANQUE PRIMERA ETAPA DE VENTILADORES A 65°C			No funciona el manómetro, esta fijo en 46°C
2	ARRANQUE SEGUNDA ETAPA DE VENTILADORES A 75°C			
3	LECTURA TERMÓMETRO IGUAL AL APARATO			
4	ALARMA POR TEMPERATURA ALTA DEL ACEITE A 90°C			
5	DISPARO POR TEMPERATURA ALTA DEL ACEITE A 95°C			
TERMÓMETRO DE DEVANADO				
No.	TIPO DE PRUEBA	SI	NO	OBSERVACIONES
6	ARRANQUE PRIMERA ETAPA DE VENTILADORES A 65°C	40°		
7	ARRANQUE SEGUNDA ETAPA DE VENTILADORES A 75°C	65°		
8	ALARMA DE TEMPERATURA ALTA DEVANADO A 95°C	90°		
9	DISPARO DE TEMPERATURA ALTA DEVANADO A 100°C	100°		
10	LECTURA TERMÓMETRO IGUAL AL APARATO	X		
PRUEBA DE DISPAROS DEL TRANSFORMADOR				
No.	TIPO DE PRUEBA	SI	NO	OBSERVACIONES
11	DISPARO POR RELE BUCHHOLZ	----	----	
12	DISPARO POR SOBREPRESIÓN	----	----	
13	DISPARO POR PRESIÓN SÚBITA	----	----	
14	DISPARO POR BAJO NIVEL DE ACEITE	X		
PRUEBA DE SEÑALES DEL TRANSFORMADOR				
No.	TIPO DE PRUEBA	SI	NO	OBSERVACIONES
15	ALARMA DE BAJO NIVEL DE ACEITE	X		
16	ALARMA DE BUCHHOLZ	----	----	
OBSERVACIONES: De estas pruebas (X) se notifico al COI en cada una de las confirmaciones vía radio				
No se pudo realizar las pruebas con el termómetro de aceite.				
No hubo Disparo por presión Súbita.				

RESULTADOS OBTENIDOS DE LA MEDICIÓN DE RED DE TIERRAS			SUBESTACIÓN:	
			Santa Lucia	
			Fecha:	
			04/06/2006	
MED. No.	UBICACIÓN	DISTANCIA C2	DISTANCIA P2 (62%)	LECTURA
1	Picacho trafo de potencia a esquina pared	50	31	12.00
2	Picacho trafo de potencia a portón	42	26.04	7.10
3	Regulador de voltaje 227 hacia la pared	22	13.64	18.30
4	Regulador de voltaje 188 hacia la pared	22	13.64	17.10
OBSERVACIONES: Las distancias están dadas en Pies. La lectura esta dada en Ohmios.				
La corriente aplicada a esta prueba fue de 10 mA				

INSPECCIONES:

SUBESTACIÓN:		IG:			FECHA:			
Santa Lucia					04/06/2006			
INTERRUPTOR DE 69 KV								
No.	TIPOS DE ANOMALÍA	ORDEN			PLAZO DE REPARACIÓN			OBSERVACIONES
		VA	R	S	I	CP	MP	
1	Aisladores entrada y salida fisurados, astillados							
2	Puntos Calientes en interruptor de 69 KV							
3	Fugas en Interruptor de 69 KV							
4	Resistencias panel relev. Y mecanis. En mal estado							
5	Estado de mecanismo de interruptor							
6	baja presión de gas SF6							
7	Falta de voltaje AC y DC							
8	Estado de cargador de baterías							
9	Estado de Baterías							
10	Estado de Fusibles AC y DC de interruptor de gas							
11	estado de Conexión a Tierra de Interruptor de gas							
12	Estado de Fusible de 69 KV.							
OBSERVACIONES: ESTA SUBESTACIÓN CUENTA CON PROTECCIÓN A BASE DE FUSIBLES, POR LO QUE NO EXISTE IG.								

SUBESTACIÓN: Santa Lucia		TRAFO: S - 138		FECHA: 04/06/2006					
TRANSFORMADOR DE POTENCIA 69/13.8 KV									
CIRCUITOS: 71 , 72 , 73									
		ORDEN		PLAZO DE REPARACIÓN					
No.	TIPOS DE ANOMALÍA	VA	R	S	I	CP	MP	OBSERVACIONES	
1	Aisladores ent. Y sal. Fisurados , astillados alta cont.	L			X			Muy sucios	
2	Pararrayos ent. Y sal. Fisurados, astillados alta cont.	L			X			Muy sucios	
3	Silica Húmeda							normal	
4	Estado de conectores y/o terminales del trafo.	L			X			Muy sucios	
5	Puntos calientes							NO	
6	Estado de conexiones a tierra							normal	
7	Fugas de aceite							NO	
8	Estado y funcionamiento de ventiladores							Funcionan	
9	Estado de resistencia de panel de control							normal	
10	Baja presión de Nitrógeno							----	
11	Bajo nivel de aceite							NO	
12	Estado de Termómetros de aceite y devanado							Aceite no funciona	
13	Estado de TC'S de protección Diferencial							Funcionan	
					MÁX.				
TEMPERATURA DEL ACEITE					46°C	(no funciona Termómetro)			
TEMPERATURA DEL DEVANADO					50°C				
			BUENO	MALO					
NIVEL DE ACEITE			X						
ESTADO DE SILICA			X						
PRESIÓN DE NITRÓGENO:			----	(PSI)					
PUNTOS CALIENTES:			X	°C	NO				
PARARRAYOS:			PRIMARIO	X	SECUNDARIO	X			
			MANUAL	AUTOMÁTICO					
FUNCIONAMIENTO DE VENTILADORES				X					
OBSERVACIONES: No existen puntos calientes, en cuanto a nivel de aceite normale.									
Los pararrayos se encontraron muy sucios por lo que se procedió a la limpieza correspondiente tanto en primario como en secundario.									
El termómetro o manómetro del devanado de aceite no funciona, se encuentra fijo a 46°C Por lo que usamos la referencia del termómetro del devanado a 50°C Para realizar las pruebas de capacitancia y factor de disipación.									

SUBESTACIÓN: Santa Lucía		CTOS: 71, 72, 73			FECHA: 04/06/2006			
RECLOSER 13.8 KV								
No. Recloser(s): 355, 275, 204								
			ORDEN		PLAZO DE REPARACIÓN			
No.	TIPOS DE ANOMALÍA	VA	R	S	I	CP	MP	OBSERVACIONES
1	Fugas en reconector							NO
2	Puntos calientes							NO
3	Aisladores de ent. Y sal. Fisurados, astillados	L			X			Muy sucios
4	Estado de TC'S de medición de circuito							buen estado
5	Tapadera de interruptor auxiliar dañada							buen estado
6	Amperímetros en mal estado							buen estado
7	Voltímetros en mal estado							buen estado
8	Giro del disco del contador al revés							buen estado
9	Batería del control electrónico en mal estado							buen estado
10	Falta de AC en control Electrónico							Existe AC
11	Empaque de puerta de control dañado							buen estado
12	Conexión a tierra de caja de control rota o dañada							buen estado
13	Conexión a tierra de reconector rota o dañada							buen estado
14	Puentes de entrada y salida en mal estado	L			X			Muy sucios
15	Cuchillas de entrada y salida en mal estado	L			X			Muy sucios
16	Cuchillas de Bypass en mal estado	L			X			Muy sucios
17	Estado de Caja de demandómetro	L			X			sucia
18	Estado de espiga de caja de control y demandómetro							buen estado
19	Estado de pintura del Recloser	L					X	deteriorada
OBSERVACIONES: La salida de los reclosers no presentan anomalías en ninguno de los circuitos de salida.								
El estado de la pintura del recloser se encuentra un poco deteriorada, por lo que es conveniente una aplicación de pintura anticorrosiva.								
En cuanto a los aisladores de ent. Y sal. Se procedió a la limpieza completa de cada uno de los aisladores.								
Con respecto a las cuchillas de entrada, salida y de Bypass, se procedió a la limpieza completa y minuciosa de cada una de las cuchillas.								

SUBESTACIÓN:	Santa Lucia	CTOS:	71 , 72 y 73	FECHA:	04/06/06	
REGULADORES DE VOLTAJE 7.620 KV						
MARCA:	SIEMENS (X)	COOPER ()	GE ()			
		ORDEN		PLAZO DE REPARACIÓN		
No.	TIPOS DE ANOMALÍA	VA	R	S	I CP MP	OBSERVACIONES
1	Fugas de Aceite					NO
2	Puntos calientes en reguladores de voltaje					NO
3	Pararrayos de bobina flameados o explotados	L			X	SUCIEDAD
4	Mal funcionamiento del control					Buen Estado
5	Conectores en mal estado					Buen Estado
6	Aisladores fisurados, astillados alta contaminación	L			X	SUCIEDAD
7	Indicadores de pasos en mal estado					Buen Estado
8	Bajo nivel de aceite					NORMAL
9	Cuchilla de Bypass en mal estado	L			X	SUCIEDAD
10	Puentes de regulado en mal estado	L			X	SUCIEDAD
11	Conexión a tierra de reguladores rota o dañada					NORMAL
12	Estado de pintura del regulador de Voltaje	L				x FALTANTE
13	Estado del Aceite					NORMAL
OBSERVACIONES: Presentan suciedad extrema en los 3 circuitos, y una carencia de pintura en cada regulador de voltaje						
Se procedió a una limpieza total y minuciosa en cada aislador así como también en cuchillas y puentes de regulado.						
Con respecto a la pintura de cada regulador, se encuentra un poco deteriorada.						

SUBSTACIÓN:		Santa Lucia		FECHA:		04/06/2006		
INSPECCIÓN DE ESTRUCTURA								
				ORDEN		PLAZO DE REPARACIÓN		
No.	TIPOS DE ANOMALÍA	VA	R	S	I	CP	MP	OBSERVACIONES
INMUEBLE								
1	Difícil acceso a la subestación							NO
2	Portón de acceso en mal estado							NO
3	Alarma de subestación en mal estado							NO TIENE
4	Candado de portón en mal estado							BUEN ESTADO
5	Muro Perimetral dañado							BUEN ESTADO
6	Malla perimetral en mal estado							BUEN ESTADO
7	Conexión a tierra de malla rota o dañada							BUEN ESTADO
8	Agujeros en terreno de la subestación							NO
9	Estado de la Grama o Maleza							SIN MALEZA
10	Falta de Piedrin							NO
11	Suciedad en la Subestación							NO
12	Advertencia de Peligro en muro dañada o no existe							NO TIENE
13	Estado de fosas o cajas de registro	L			X			SUCIAS
14	Estado de tapaderas de cajas de registro	L			X			SUCIAS
CASETA								
15	Luminarias en mal estado							BUEN ESTADO
16	Piso en mal estado							BUEN ESTADO
17	Puerta en mal estado							BUEN ESTADO
ESTRUCTURA DE PÓRTICO								
18	Estado Físico de trafo. De servicio							BUEN ESTADO
19	Estado de HERRAJES							falta pintura
20	Alumbrado general del pórtico en mal estado							BUEN ESTADO
21	Flip-On de la caja del pórtico disparados	L			X			SUCIO
22	Interruptor de control de alumbrado	L			X			SUCIO
23	Tomacorrientes 120/240 en mal estado							NO HAY
24	Tubería sobrepuesta en mal estado							NORMAL
25	Estado de TP'S							NORMAL
26	Estructura metálica en mal estado							BUEN ESTADO
27	Conexión a tierra de estructura rota o dañada							BUEN ESTADO
AISLAMIENTO DE PÓRTICO								
28	Aisladores de 69 KV fisurados, astillados alta conta.	L			X			SUCIEDAD
29	Aisl. Soporte barra 69 KV fisurados, astillados alta cont.	L			X			SUCIEDAD
30	Estado físico de las barras 69 KV malo	L			X			BUEN ESTADO
31	Aisl. 69 KV tipo cadena fisurado, astillado alta cont.	L			X			SUCIEDAD
32	Pararrayos 69 KV fisurados, astillados alta cont.	L			X			SUCIEDAD
33	Conexión a tierra de pararrayos 69 KV rotas o dañadas							BUEN ESTADO
34	Seccionador 69 KV dañado	L			X			SUCIEDAD
35	Portafusibles 69 KV dañado	L			X			SUCIEDAD
36	Aisl. 13.8 KV flameado, fisurados, astillados alta cont.	L			X			SUCIEDAD
37	Aisl. Soporte barra 13.8 fisurados, astillados, alta cont.	L			X			SUCIEDAD
38	Estado físico de las barras de 13.8 KV mala							BUEN ESTADO
39	Pararrayos 13.8 KV fisurados, astillados o con alta cont.	L			X			SUCIEDAD
40	Conexión a tierra de pararrayos 13.8 KV rota o dañada							BUEN ESTADO
41	Esta de punta Flankin y conexión a tierra							BUEN ESTADO
42	Hilo de guarda en mal estado y conexión a tierra							BUEN ESTADO
43	Estado de red de tierras de la subestación							BUEN ESTADO
44	Puntos calientes en IA'S de 69 KV							NO
OBSERVACIONES: Esta inspección se realizo a las 2:00 de la mañana								

4.2.7 Subestación eléctrica: Barcenas

RESISTENCIA DE AISLAMIENTO, ÍNDICE DE POLARIZACION PARA TRANSFORMADORES DE POTENCIA																																																														
SUBESTACIÓN:	Barcenas	FECHA:	11/06/2006																																																											
		TEMP. ACEITE EN °C	29°C																																																											
VOLTAJE APL MEGGER:	5,000 VOLTS	TEMP. BOBINA °C	28°C																																																											
CÓDIGO DEL TRAFÓ:	S - 139																																																													
Factor de corrección de temperatura:	0.84																																																													
Valor mínimo resistencia permitido para 69 KV:	1.860 Giga ohms																																																													
Valor mínimo resistencia permitido para 13.8 KV:	0.410 Giga ohms																																																													
RESISTENCIA DE AISLAMIENTO EN G OHMS																																																														
MINUTOS	PRIM/SEC - TIERRA		PRI / SEC		SEC / PRI - TIERRA																																																									
	Valor Medido	Con Factor	Valor Medido	Con Factor	Valor Medido	Con Factor																																																								
0.25	4.64	3.90	7.05	5.92	2.20	1.85																																																								
0.5	6.30	5.29	10.00	8.40	3.30	2.77																																																								
0.75	7.35	6.17	11.80	9.91	3.98	3.34																																																								
1	8.15	6.85	13.50	11.34	4.48	3.76																																																								
2	10.30	8.65	14.80	12.43	5.85	4.91																																																								
3	11.20	9.41	15.40	12.94	6.80	5.71																																																								
4	11.90	10.00	15.80	13.27	7.45	6.26																																																								
5	12.30	10.33	16.20	13.61	8.05	6.76																																																								
6	12.70	10.67	16.30	13.69	8.45	7.10																																																								
7	13.00	10.92	16.50	13.86	8.85	7.43																																																								
8	13.20	11.09	16.60	13.94	9.15	7.69																																																								
9	13.50	11.34	16.90	14.20	9.30	7.81																																																								
10	13.70	11.51	17.00	14.28	9.30	7.81																																																								
ÍNDICE DE POLARIZACION	1.68	1.68	1.26	1.26	2.08	2.08																																																								
RESISTENCIA DE AISLAMIENTOS																																																														
<table border="1"> <caption>Data for RESISTENCIA DE AISLAMIENTOS</caption> <thead> <tr> <th>MINUTOS</th> <th>PRIM / SEC - TIERRA (G OHMS)</th> <th>PRI / SEC (G OHMS)</th> <th>SEC / PRI - TIERRA (G OHMS)</th> </tr> </thead> <tbody> <tr><td>0.25</td><td>4.64</td><td>7.05</td><td>2.20</td></tr> <tr><td>0.5</td><td>6.30</td><td>10.00</td><td>3.30</td></tr> <tr><td>0.75</td><td>7.35</td><td>11.80</td><td>3.98</td></tr> <tr><td>1</td><td>8.15</td><td>13.50</td><td>4.48</td></tr> <tr><td>2</td><td>10.30</td><td>14.80</td><td>5.85</td></tr> <tr><td>3</td><td>11.20</td><td>15.40</td><td>6.80</td></tr> <tr><td>4</td><td>11.90</td><td>15.80</td><td>7.45</td></tr> <tr><td>5</td><td>12.30</td><td>16.20</td><td>8.05</td></tr> <tr><td>6</td><td>12.70</td><td>16.30</td><td>8.45</td></tr> <tr><td>7</td><td>13.00</td><td>16.50</td><td>8.85</td></tr> <tr><td>8</td><td>13.20</td><td>16.60</td><td>9.15</td></tr> <tr><td>9</td><td>13.50</td><td>16.90</td><td>9.30</td></tr> <tr><td>10</td><td>13.70</td><td>17.00</td><td>9.30</td></tr> </tbody> </table>							MINUTOS	PRIM / SEC - TIERRA (G OHMS)	PRI / SEC (G OHMS)	SEC / PRI - TIERRA (G OHMS)	0.25	4.64	7.05	2.20	0.5	6.30	10.00	3.30	0.75	7.35	11.80	3.98	1	8.15	13.50	4.48	2	10.30	14.80	5.85	3	11.20	15.40	6.80	4	11.90	15.80	7.45	5	12.30	16.20	8.05	6	12.70	16.30	8.45	7	13.00	16.50	8.85	8	13.20	16.60	9.15	9	13.50	16.90	9.30	10	13.70	17.00	9.30
MINUTOS	PRIM / SEC - TIERRA (G OHMS)	PRI / SEC (G OHMS)	SEC / PRI - TIERRA (G OHMS)																																																											
0.25	4.64	7.05	2.20																																																											
0.5	6.30	10.00	3.30																																																											
0.75	7.35	11.80	3.98																																																											
1	8.15	13.50	4.48																																																											
2	10.30	14.80	5.85																																																											
3	11.20	15.40	6.80																																																											
4	11.90	15.80	7.45																																																											
5	12.30	16.20	8.05																																																											
6	12.70	16.30	8.45																																																											
7	13.00	16.50	8.85																																																											
8	13.20	16.60	9.15																																																											
9	13.50	16.90	9.30																																																											
10	13.70	17.00	9.30																																																											
OBSERVACIONES:	Los datos obtenidos como se muestra en la figura están dados en Giga Ohmios																																																													

UNIDAD DE SUBESTACIONES			
RELACION DE VUELTAS, RESISTENCIA DE DEVANADOS			
Y PRUEBAS AL ACEITE PARA TRANSFORMADORES DE POTENCIA			
SUBESTACION:	Barcenás	NUMERO DE TRAF0:	S - 139
CIRCUITOS:	159 , 160	CAPACIDAD:	10 / 18.5 MVA
FECHA DE PRUEBA:	11/06/2006	NO. DE SERIE:	L 247824A
MARCA:	General Electric	IMPEDANCIA:	7.35%
VOLTAJE PRIMARIO:	67,650 Volts	TAP NO.:	2
VOLTAJE SECUNDARIO:	13,800 Volts	VOLTAJE:	67650
		RELACION TEORICA:	8.491
LA PRUEBA SE REALIZA EN EL TAP DE TRABAJO			
RELACION DE VUELTAS CON TTR:			
BOBINAS	RELACION TAP 2		
H1-H3 / X0-X1	8.482		
H1-H2 / X0-X2	8.487		
H2-H3 / X0-X3	8.482		
MEDICION DE RESISTENCIA DE DEVANADO PRIMARIO			
BOBINAS	RESIST. TAP 2	RESIST. TAP 2 CORR.	TEMP. DEVAN.:
H1-H3	1.26	1.058	28°C
H1-H2	1.26	1.058	Fact. Corr. Temp:
H2-H3	1.26	1.058	0.84
MEDICION DE RESISTENCIA DE DEVANADO SECUNDARIO			
BOBINAS	RESIST. TAP 2	RESIST. TAP 2 CORR.	TEMP. DEVAN.:
X1-X0	21.5	18.060	28°C
X2-X0	21.5	18.060	Fact. Corr. Temp:
X3-X0	21.5	18.060	0.84
OBSERVACIONES: La medición del devanado primario esta dado en Ohmios, mientras que la medición del devanado secundario esta dado en mili Ohmios.			
El transformador de potencia es General Electric, reconstruido por la empresa ABB			

SECCIÓN DE TRANSFORMADORES Y SUBESTACIONES													
PRUEBA DE CAPACITANCIA Y FACTOR DE DISIPACIÓN													
FECHA	11/06/2006	MARCA:	General Electric	KVA:	10 / 18.5 MVA								
SUBESTAC.	Barceñas	SERIE:	L 247824 A	NUMERO:	S - 139								
VOLTAJE	8-10 KVA	TEMP. ACEITE	29°C	FACTOR CORR. TEMP.	0.82								
MULT. CAP:	200												
VOLTAJE APLICADO KV	TIPO DE PRUEBA	POSICIÓN	NEGRO	ROJO	Corr. (mA)	% F.D.	LECTURA	% F. D.	CORREGIDO	% F.P.	Watts	Capacitancia (PF)	
8	UST	3	H	L	20.30	0.38	0.38	0.31	0.297	0.94	0.94	33.00	
10	CHL	3	H	L	25.30	0.47	0.47	0.39	0.360	1.17	1.17	33.00	
8	GST L-GND	4	H	L	28.70	0.62	0.62	0.51	0.453	2.13	2.13	46.43	
10	CHL + CHG	4	H	L	35.60	0.70	0.70	0.57	0.498	2.46	2.46	46.43	
8	GST L-GUARD	5	H	L	8.60	1.22	1.22	1.00	0.707	1.23	1.23	13.45	
10	CHG	5	H	L	10.80	1.32	1.32	1.08	0.735	1.33	1.33	13.45	
7	UST	3	L	H	20.10	0.39	0.39	0.32	0.305	0.94	0.94	33.00	
10	CLH	3	L	H	24.90	0.47	0.47	0.39	0.360	1.17	1.17	33.00	
7	GST L-GND	4	L	H	41.40	0.57	0.57	0.47	0.423	2.96	2.96	69.36	
10	CLH + CLG	4	L	H	52.00	0.67	0.67	0.55	0.482	3.46	3.46	69.36	
7	GST L-GUARD	5	L	H	22.00	0.75	0.75	0.62	0.524	2.04	2.04	36.37	
10	CLG	5	L	H	27.50	0.85	0.85	0.70	0.572	2.33	2.33	36.37	
10	GST L-GND	4	H & L	Masa	37.90	0.72	0.72	0.59	0.508	2.69	2.69	49.74	
PRUEBA DE CORRIENTE DE EXCITACIÓN													
UST-3													
Medición	Negro	Rojo	Tierra	LECTURA (mA)									
H1-H2	H1	H2	H3	5.40									
H2-H3	H2	H3	H1	13.70									
H3-H1	H3	H1	H2	12.20	Voltaje Aplicado = 5 Kv								
OBSERVACIONES:													
En los resultados de F.D. y F.P. Existe una pequeña diferencia debido a como se explico en este capitulo existe una mínima perdida en el aislamiento.													
El factor de Potencia se calcula a partir de las formulas dadas en este capitulo.													
Las pruebas CHL, CHG y CLG son las que nos interesan, las demás mediciones son complementarias.													
Los datos corregidos están aproximados a 2 decimales. Los datos calculados están aproximados a 3 decimales													
El factor multiplicativo de 200 no aplica a la prueba de corriente de excitación													
Este transformador de potencia esta reconstruido por ABB													

UNIDAD DE MANTENIMIENTO DE SUBESTACIONES				
CALIBRACIÓN DE TERMÓMETROS DE ACEITE Y DEVANADO				
PRUEBA DE ALARMAS Y DISPAROS DEL TRANSFORMADOR DE POTENCIA				
SUBESTACIÓN: Barcenas			FECHA: 11/06/2006	
TERMÓMETRO DE ACEITE				
No.	TIPO DE PRUEBA	SI	NO	OBSERVACIONES
1	ARRANQUE PRIMERA ETAPA DE VENTILADORES A 65°C	-	-	
2	ARRANQUE SEGUNDA ETAPA DE VENTILADORES A 75°C	-	-	
3	LECTURA TERMÓMETRO IGUAL AL APARATO			Diferencia de 25°C
4	ALARMA POR TEMPERATURA ALTA DEL ACEITE A 90°C	85°C		
5	DISPARO POR TEMPERATURA ALTA DEL ACEITE A 95°C	95°C		
TERMÓMETRO DE DEVANADO				
No.	TIPO DE PRUEBA	SI	NO	OBSERVACIONES
6	ARRANQUE PRIMERA ETAPA DE VENTILADORES A 65°C	65°		
7	ARRANQUE SEGUNDA ETAPA DE VENTILADORES A 75°C	95°		
8	ALARMA DE TEMPERATURA ALTA DEVANADO A 95°C	105°		
9	DISPARO DE TEMPERATURA ALTA DEVANADO A 100°C	120°C		
10	LECTURA TERMÓMETRO IGUAL AL APARATO	OK		5° menos al apara.
PRUEBA DE DISPAROS DEL TRANSFORMADOR				
No.	TIPO DE PRUEBA	SI	NO	OBSERVACIONES
11	DISPARO POR RELE BUCHHOLZ	-	-	NINGÚN DISPARO
12	DISPARO POR SOBREPRESION	-	-	NINGÚN DISPARO
13	DISPARO POR PRESIÓN SÚBITA	X		
14	DISPARO POR BAJO NIVEL DE ACEITE	-	-	NINGÚN DISPARO
PRUEBA DE SEÑALES DEL TRANSFORMADOR				
No.	TIPO DE PRUEBA	SI	NO	OBSERVACIONES
15	ALARMA DE BAJO NIVEL DE ACEITE	X		
16	ALARMA DE BUCHHOLZ	-	-	NINGUNA ALARMA
OBSERVACIONES: De estas pruebas sin respuesta (-) se notifico al COI en cada una de las confirmaciones vía radio				
No hubo arranque de primera etapa de ventiladores (termómetro de aceite).				
Sería conveniente calibrar el termómetro de aceite para obtener un dato real.				

RESULTADOS OBTENIDOS DE LA MEDICIÓN DE RED DE TIERRAS			SUBESTACIÓN:	
			Barcnas	
			Fecha: 11/06/2006	
MED. No.	UBICACIÓN	DISTANCIA C2	DISTANCIA P2 (62%)	LECTURA
1	Fondo de pared en el IG.	18	11.16	6.35
2	Lado del portón del IG	23	14.26	2.94
3	Lado de la caseta	20	12.40	6.41
4	Lado del portón corredizo	13	8.06	3.00
OBSERVACIONES: Las distancias están dadas en Pies. La lectura esta dada en Ohmios.				
La corriente aplicada a esta prueba fue de 10 mA.				

INSPECCIONES:

SUBESTACIÓN:		Barcnas			IG:		47		FECHA:		11/06/2006	
INTERRUPTOR DE 69 KV												
		ORDEN			PLAZO DE REPARACIÓN							
No.	TIPOS DE ANOMALÍA	VA	R	S	I	CP	MP	OBSERVACIONES				
1	Aisladores entrada y salida fisurados, astillados	L			X			Sucios				
2	Puntos Calientes en interruptor de 69 KV							NO				
3	Fugas en Interruptor de 69 KV							NO				
4	Resistencias panel relev. Y mecanis. En mal estado							buen estado				
5	Estado de mecanismo de interruptor							buen estado				
6	baja presión de gas SF6							NO				
7	Falta de voltaje AC y DC							NO				
8	Estado de cargador de baterías							buen estado				
9	Estado de Baterías							buen estado				
10	Estado de Fusibles AC y DC de interruptor de gas							buen estado				
11	estado de Conexión a Tierra de Interruptor de gas							buen estado				
12	Estado de Fusible de 69 KV.							buen estado				
OBSERVACIONES: Se reviso y se realizo la correspondiente limpieza completa y minuciosa a los aisladores, caja, puertas del IG.												

SUBESTACIÓN: Barcenas		TRAFO: S - 139		FECHA: 11/06/2006					
TRANSFORMADOR DE POTENCIA 69/13.8 KV									
CIRCUITOS: 159 , 160									
		ORDEN		PLAZO DE REPARACIÓN					
No.	TIPOS DE ANOMALÍA	VA	R	S	I	CP	MP	OBSERVACIONES	
1	Aisladores ent. Y sal. Fisurados , astillados alta cont.	L			X			Muy sucios	
2	Pararrayos ent. Y sal. Fisurados, astillados alta cont.	L			X			Muy sucios	
3	Silica Húmeda							---	
4	Estado de conectores y/o terminales del trafo.	L			X			Muy sucios	
5	Puntos calientes							NO	
6	Estado de conexiones a tierra							normal	
7	Fugas de aceite							NO	
8	Estado y funcionamiento de ventiladores							normal	
9	Estado de resistencia de panel de control							normal	
10	Baja presión de Nitrógeno							NO	
11	Bajo nivel de aceite							NO	
12	Estado de Termómetros de aceite y devanado							Buen Estado	
13	Estado de TC'S de protección Diferencial	G		X	X			1 En mal estado	
					MÁX.				
TEMPERATURA DEL ACEITE					29°C				
TEMPERATURA DEL DEVANADO					28°C				
			BUENO	MALO					
NIVEL DE ACEITE			X						
ESTADO DE SILICA			---						
PRESIÓN DE NITRÓGENO:			2	(PSI)					
PUNTOS CALIENTES:			X	°C	NO				
PARARRAYOS:			PRIMARIO	X	SECUNDARIO	X			
FUNCIONAMIENTO DE VENTILADORES			MANUAL	AUTOMÁTICO	X				
OBSERVACIONES: No existen puntos calientes, en cuanto a presión de nitrógeno y aceite normales.									
Los pararrayos se encontraron muy sucios por lo que se procedió a la limpieza correspondiente tanto en primario como en secundario.									
Se cambio un CT del circuito del lado de baja del trafo de potencia en la línea o fase "C". EL cual se encontraba fisurado.									

SUBESTACIÓN: Barcenás		CTOS: 159 y 160	FECHA: 11/06/2006					
RECLOSER 13.8 KV								
No. Recloser(s): 336 , 337								
		ORDEN			PLAZO DE REPARACIÓN			
No.	TIPOS DE ANOMALÍA	VA	R	S	I	CP	MP	OBSERVACIONES
1	Fugas en reconnector							ninguna
2	Puntos calientes							ninguno
3	Aisladores de ent. Y sal. Fisurados, astillados	L			X			Muy sucios
4	Estado de TC'S de medición de circuito	L			X			Muy sucios
5	Tapadera de interruptor auxiliar dañada							buen estado
6	Amperímetros en mal estado							buen estado
7	Voltímetros en mal estado							buen estado
8	Giro del disco del contador al revés							buen estado
9	Batería del control electrónico en mal estado							buen estado
10	Falta de AC en control Electrónico							Existe AC
11	Empaque de puerta de control dañado							buen estado
12	Conexión a tierra de caja de control rota o dañada							buen estado
13	Conexión a tierra de reconnector rota o dañada							buen estado
14	Puentes de entrada y salida en mal estado							buen estado
15	Cuchillas de entrada y salida en mal estado	L			X			Muy sucios
16	Cuchillas de Bypass en mal estado	L			X			Muy sucios
17	Estado de Caja de demandómetro	L			X			sucia
18	Estado de espiga de caja de control y demandómetro							buen estado
19	Estado de pintura del Recloser	L					X	despintada
OBSERVACIONES: La salida de los reclosers no presentan anomalías en ninguno de los circuitos de salida.								
El estado de la pintura del recloser se encuentra un poco deteriorada, por lo que sería conveniente una aplicación de pintura anticorrosiva.								
En cuanto a los aisladores de ent. Y sal. Se procedió a la limpieza completa de cada uno de los aisladores.								
Con respecto a las cuchillas de entrada, salida y de Bypass, se procedió a la limpieza completa y minuciosa de cada una de las cuchillas.								

SUBESTACIÓN: Barcenas		CTOS: 159 y 160		FECHA: 11/06/06				
REGULADORES DE VOLTAJE 7.620 KV								
MARCA: SIEMENS ()		COOPER (X)		GE ()				
		ORDEN		PLAZO DE REPARACIÓN				
No.	TIPOS DE ANOMALÍA	VA	R	S	I	CP	MP	OBSERVACIONES
1	Fugas de Aceite							NO
2	Puntos calientes en reguladores de voltaje							NO
3	Pararrayos de bobina flameados o explotados	L			X			SUCIEDAD
4	Mal funcionamiento del control							Buen Estado
5	Conectores en mal estado							Buen Estado
6	Aisladores fisurados, astillados alta contaminación	L			X			SUCIEDAD
7	Indicadores de pasos en mal estado							Buen Estado
8	Bajo nivel de aceite							NORMAL
9	Cuchilla de Hipas en mal estado	L			X			SUCIEDAD
10	Puentes de regulado en mal estado	L			X			SUCIEDAD
11	Conexión a tierra de reguladores rota o dañada							NORMAL
12	Estado de pintura del regulador de Voltaje	L					X	FALTANTE
13	Estado del Aceite							NORMAL
OBSERVACIONES: Presentan suciedad extrema en los 2 circuitos, y una carencia de pintura en cada regulador de voltaje								
Se procedió a una limpieza total y minuciosa en cada aislador así como también en cuchillas y puentes de regulado.								

SUBESTACIÓN:		Barcenás			FECHA:		11/06/2006		
INSPECCION DE ESTRUCTURA									
				ORDEN		PLAZO DE REPARACIÓN			
No.	TIPOS DE ANOMALÍA	VA	R	S	I	CP	MP	OBSERVACIONES	
INMUEBLE									
1	Difícil acceso a la subestación							NORMAL	
2	Porton de acceso en mal estado							NORMAL	
3	Alarma de subestación en mal estado							NO TIENE	
4	Candado de porton en mal estado							BUEN ESTADO	
5	Muro Perimtral dañado							BUEN ESTADO	
6	Malla perimetral en mal estado							BUEN ESTADO	
7	Conexión a tierra de malla rota o dañada							BUEN ESTADO	
8	Agujeros en terreno de la subestacion							NO	
9	Estado de la Grama o Maleza	L					X	UN POCO	
10	Falta de Piedrin	L					X	Falta un poco	
11	Suciedad en la Subestacion							NO	
12	Advertencia de Peligro en muro dañada o no existe							NO TIENE	
13	Estado de fosas o cajas de registro	L			X			sucias	
14	Estado de tapaderas de cajas de registro	L			X			sucias	
CASETA									
15	Luminarias en mal estado							BUEN ESTADO	
16	Piso en mal estado							BUEN ESTADO	
17	Puerta en mal estado							BUEN ESTADO	
ESTRUCTURA DE PORTICO									
18	Estado Fisico de trafo. De servicio							BUEN ESTADO	
19	Estado de Herrerajes							falta pintura	
20	Alumbrado general del portico en mal estado							BUEN ESTADO	
21	Flip-On de la caja del portico disparados	L			X			NO / SUCIO	
22	Interruptor de control de alumbrado en mal estado	L			X			Buen estado/SUCIO	
23	Tomacorrientes 120/240 en mal estado							BUEN ESTADO	
24	Tubería sobrepuesta en mal estado							BUEN ESTADO	
25	Estado de TP'S							BUEN ESTADO	
26	Estructura metalica en mal estado							BUEN ESTADO	
27	Conexión a tierra de estructura rota o dañada							BUEN ESTADO	
 AISLAMIENTO DE PORTICO									
28	Aisladores de 69 KV fisurados, astillados alta conta.	L			X			SUCIEDAD	
29	Aisl. Soporte barra 69 KV fisurados, astillados alta cont.	L			X			SUCIEDAD	
30	Estado fisico de las barras 69 KV malo							BUEN ESTADO	
31	Aisl. 69 KV tipo cadena fisurado, astillado alta cont.	L			X			SUCIEDAD	
32	Pararrayos 69 KV fisurados, astillados alta cont.	L			X			SUCIEDAD	
33	Conexión a tierra de pararrayos 69 KV rotas o dañadas	L			X			SUCIEDAD	
34	Seccionador 69 KV dañado	L			X			SUCIEDAD	
35	Portafusibles 69 KV dañado	L			X			NO TIENE	
36	Aisl. 13.8 KV flameado, fisurados, astillados alta cont.	L			X			SUCIEDAD	
37	Aisl. Soporte barra 13.8 fisurados, astillados, alta cont.	L			X			SUCIEDAD	
38	Estado fisico de las barras de 13.8 KV mala							BUEN ESTADO	
39	Pararrayos 13.8 KV fisurados, astillados o con alta cont.	L			X			SUCIEDAD	
40	Conexión a tierra de pararrayos 13.8 KV rota o dañada							BUEN ESTADO	
41	Esta de punta Flankin y conexión a tierra							BUEN ESTADO	
42	Hilo de guarda en mal estado y conexión a tierra							BUEN ESTADO	
43	Estado de red de tierras de la subestacion							BUEN ESTADO	
44	Puntos calientes en IA'S de 69 KV							NO	
OBSERVACIONES:									

4.2.8 Subestación eléctrica: San Isidro

RESISTENCIA DE AISLAMIENTO, ÍNDICE DE POLARIZACION PARA TRANSFORMADORES DE POTENCIA																																																														
SUBESTACIÓN:	San Isidro	FECHA:	18/06/2006																																																											
		TEMP. ACEITE EN °C	25°C																																																											
VOLTAJE APL MEGGER:	5,000 VOLTS	TEMP. BOBINA °C	20°C																																																											
CÓDIGO DEL TRAFIO:	S - 124																																																													
Factor de corrección de temperatura:	1.00																																																													
Valor mínimo resistencia permitido para 69 KV:			1.860 Giga ohms																																																											
Valor mínimo resistencia permitido para 13.8 KV:			0.410 Giga ohms																																																											
RESISTENCIA DE AISLAMIENTO EN G OHMS																																																														
MINUTOS	PRIM/SEC - TIERRA		PRI / SEC		SEC / PRI - TIERRA																																																									
	Valor Medido	Con Factor	Valor Medido	Con Factor	Valor Medido	Con Factor																																																								
0.25	16.00	16.00	23.06	23.06	6.00	6.00																																																								
0.5	21.60	21.60	35.10	35.10	8.75	8.75																																																								
0.75	24.00	24.00	49.00	49.00	11.60	11.60																																																								
1	25.00	25.00	58.50	58.50	14.00	14.00																																																								
2	30.60	30.60	62.00	62.00	20.60	20.60																																																								
3	33.80	33.80	65.00	65.00	24.20	24.20																																																								
4	35.00	35.00	67.50	67.50	27.20	27.20																																																								
5	43.80	43.80	69.00	69.00	29.80	29.80																																																								
6	46.20	46.20	71.00	71.00	32.20	32.20																																																								
7	46.20	46.20	72.00	72.00	33.80	33.80																																																								
8	49.40	49.40	74.00	74.00	35.60	35.60																																																								
9	51.50	51.50	74.00	74.00	37.40	37.40																																																								
10	51.50	51.50	74.00	74.00	39.00	39.00																																																								
ÍNDICE DE POLARIZACION	2.06	2.06	1.26	1.26	2.79	2.79																																																								
RESISTENCIA DE AISLAMIENTOS																																																														
<table border="1"> <caption>Data for Resistencia de Aislamientos Graph</caption> <thead> <tr> <th>MINUTOS</th> <th>PRIM / SEC - TIERRA (Giga Ohms)</th> <th>PRI / SEC (Giga Ohms)</th> <th>SEC / PRI - TIERRA (Giga Ohms)</th> </tr> </thead> <tbody> <tr><td>0.25</td><td>16.00</td><td>23.06</td><td>6.00</td></tr> <tr><td>0.5</td><td>21.60</td><td>35.10</td><td>8.75</td></tr> <tr><td>0.75</td><td>24.00</td><td>49.00</td><td>11.60</td></tr> <tr><td>1</td><td>25.00</td><td>58.50</td><td>14.00</td></tr> <tr><td>2</td><td>30.60</td><td>62.00</td><td>20.60</td></tr> <tr><td>3</td><td>33.80</td><td>65.00</td><td>24.20</td></tr> <tr><td>4</td><td>35.00</td><td>67.50</td><td>27.20</td></tr> <tr><td>5</td><td>43.80</td><td>69.00</td><td>29.80</td></tr> <tr><td>6</td><td>46.20</td><td>71.00</td><td>32.20</td></tr> <tr><td>7</td><td>46.20</td><td>72.00</td><td>33.80</td></tr> <tr><td>8</td><td>49.40</td><td>74.00</td><td>35.60</td></tr> <tr><td>9</td><td>51.50</td><td>74.00</td><td>37.40</td></tr> <tr><td>10</td><td>51.50</td><td>74.00</td><td>39.00</td></tr> </tbody> </table>							MINUTOS	PRIM / SEC - TIERRA (Giga Ohms)	PRI / SEC (Giga Ohms)	SEC / PRI - TIERRA (Giga Ohms)	0.25	16.00	23.06	6.00	0.5	21.60	35.10	8.75	0.75	24.00	49.00	11.60	1	25.00	58.50	14.00	2	30.60	62.00	20.60	3	33.80	65.00	24.20	4	35.00	67.50	27.20	5	43.80	69.00	29.80	6	46.20	71.00	32.20	7	46.20	72.00	33.80	8	49.40	74.00	35.60	9	51.50	74.00	37.40	10	51.50	74.00	39.00
MINUTOS	PRIM / SEC - TIERRA (Giga Ohms)	PRI / SEC (Giga Ohms)	SEC / PRI - TIERRA (Giga Ohms)																																																											
0.25	16.00	23.06	6.00																																																											
0.5	21.60	35.10	8.75																																																											
0.75	24.00	49.00	11.60																																																											
1	25.00	58.50	14.00																																																											
2	30.60	62.00	20.60																																																											
3	33.80	65.00	24.20																																																											
4	35.00	67.50	27.20																																																											
5	43.80	69.00	29.80																																																											
6	46.20	71.00	32.20																																																											
7	46.20	72.00	33.80																																																											
8	49.40	74.00	35.60																																																											
9	51.50	74.00	37.40																																																											
10	51.50	74.00	39.00																																																											
OBSERVACIONES:	Los datos obtenidos como se muestra en la figura están dados en Giga Ohmios																																																													

UNIDAD DE SUBESTACIONES			
RELACIÓN DE VUELTAS, RESISTENCIA DE DEVANADOS Y PRUEBAS AL ACEITE PARA TRANSFORMADORES DE POTENCIA			
SUBESTACIÓN:	San Isidro	NUMERO DE TRAF0:	S - 124
CIRCUITOS:	109 , 110	CAPACIDAD:	10 MVA
FECHA DE PRUEBA:	18/06/2006	NO. DE SERIE:	PGU - 71881
MARCA:	Westinghouse	IMPEDANCIA:	7.30%
VOLTAJE PRIMARIO:	66,000 Volts	TAP NO.:	1
VOLTAJE SECUNDARIO:	13,800 Volts	VOLTAJE:	66,000
		RELACIÓN TEÓRICA:	8.2839
LA PRUEBA SE REALIZA EN EL TAP DE TRABAJO			
RELACIÓN DE VUELTAS CON TTR:			
BOBINAS	RELACIÓN TAP 2		
H1-H3 / X0-X1	8.475		
H1-H2 / X0-X2	8.480		
H2-H3 / X0-X3	8.477		
MEDICIÓN DE RESISTENCIA DE DEVANADO PRIMARIO			
BOBINAS	RESIST. TAP 1	RESIST. TAP 1 CORR.	TEMP. DEVAN.:
H1-H3	1.84	1.84	20°C
H1-H2	1.84	1.84	Fact. Corr. Temp:
H2-H3	1.84	1.84	1
MEDICIÓN DE RESISTENCIA DE DEVANADO SECUNDARIO			
BOBINAS	RESIST. TAP 1	RESIST. TAP 1 CORR.	TEMP. DEVAN.:
X1-X0	33	33	20°C
X2-X0	34	34	Fact. Corr. Temp:
X3-X0	34	34	1
OBSERVACIONES: La medición del devanado primario esta dado en Ohmios, mientras que la medición del devanado secundario esta dado en mili Ohmios.			

SECCIÓN DE TRANSFORMADORES Y SUBESTACIONES												
PRUEBA DE CAPACITANCIA Y FACTOR DE DISIPACIÓN												
FECHA	18/06/2006	MARCA:	Westinghouse	KVA:	10 MVA							
SUBSTAC.	San Isidro	SERIE:	PGJ - 71881	NUMERO:	S - 124							
VOLTAJE	8 / 10KV	TEMP. ACEITE	25°C	FACTOR CORR. TEMP.	0.90							
MULT. CAP:	2.5											
VOLTAJE APLICADO KV	TIPO DE PRUEBA	POSICIÓN	NEGRO	ROJO	Corr. (mA)	% F.D.	LECTURA	% F. D.	CORREGIDO	% F.P.	Watts	Capacitancia (PF)
8	UST	3	H	L	9.60	0.19		0.17		0.169	0.21	14.69
10	CHL	3	H	L	11.60	0.23		0.21		0.203	0.26	14.69
8	GST L-GND	4	H	L	17.80	0.43		0.39		0.361	0.90	27.10
10	CHL + CHG	4	H	L	21.80	0.48		0.43		0.397	1.00	27.10
8	GST L-GUARD	5	H	L	8.70	0.70		0.63		0.533	0.70	13.35
10	CHG	5	H	L	10.60	0.76		0.68		0.565	0.76	13.35
7	UST	3	L	H	8.10	0.17		0.15		0.151	0.18	14.70
10	CLH	3	L	H	11.60	0.23		0.21		0.203	0.25	14.72
7	GST L-GND	4	L	H	26.10	0.36		0.32		0.308	1.29	48.66
10	CLH + CLG	4	L	H	36.50	0.45		0.41		0.375	1.66	48.64
7	GST L-GUARD	5	L	H	18.30	0.44		0.40		0.368	1.13	34.00
10	CLG	5	L	H	25.90	0.56		0.50		0.450	1.43	33.97
10	GST L-GND	4	H & L	Masa	13.40	5.59		5.03		0.981	7.10	16.88
PRUEBA DE CORRIENTE DE EXCITACIÓN												
UST-3												
Medición	Negro	Rojo	Tierra	LECTURA (mA)								
H1-H2	H1	H2	H3	5.90								
H2-H3	H2	H3	H1	12.50								
H3-H1	H3	H1	H2	13.30								
Voltaje Aplicado = 5 Kv												
OBSERVACIONES:												
En los resultados de F.D. y F.P. Existe una pequeña diferencia debido a como se exolico en este capitulo existe una minima perdida en el aislamiento.												
El factor de Potencia se calcula a partir de las formulas dadas en este capitulo.												
Las pruebas CHL, CHG y CLG son las que nos interesan, las demás mediciones son complementarias.												
Los datos corregidos están aproximados a 2 decimales. Los datos calculados están aproximados a 3 decimales												
El factor multiplicativo de 2.5 no aplica a la prueba de corriente de excitación												

UNIDAD DE MANTENIMIENTO DE SUBESTACIONES					
CALIBRACIÓN DE TERMÓMETROS DE ACEITE Y DEVANADO					
PRUEBA DE ALARMAS Y DISPAROS DEL TRANSFORMADOR DE POTENCIA					
SUBESTACIÓN:		San Isidro		FECHA:	18/06/2006
TERMÓMETRO DE ACEITE					
No.	TIPO DE PRUEBA	SI	NO	OBSERVACIONES	
1	ARRANQUE PRIMERA ETAPA DE VENTILADORES A 65°C	----	----		
2	ARRANQUE SEGUNDA ETAPA DE VENTILADORES A 75°C	----	----		
3	LECTURA TERMÓMETRO IGUAL AL APARATO			1° menor	
4	ALARMA POR TEMPERATURA ALTA DEL ACEITE A 90°C	----	----		
5	DISPARO POR TEMPERATURA ALTA DEL ACEITE A 95°C		X		
TERMÓMETRO DE DEVANADO					
No.	TIPO DE PRUEBA	SI	NO	OBSERVACIONES	
6	ARRANQUE PRIMERA ETAPA DE VENTILADORES A 65°C	----	----		
7	ARRANQUE SEGUNDA ETAPA DE VENTILADORES A 75°C	X			
8	ALARMA DE TEMPERATURA ALTA DEVANADO A 95°C	X			
9	DISPARO DE TEMPERATURA ALTA DEVANADO A 100°C	----	----		
10	LECTURA TERMÓMETRO IGUAL AL APARATO			2° menor	
PRUEBA DE DISPAROS DEL TRANSFORMADOR					
No.	TIPO DE PRUEBA	SI	NO	OBSERVACIONES	
11	DISPARO POR RELE BUCHHOLZ	----	----		
12	DISPARO POR SOBREPRESION	----	----		
13	DISPARO POR PRESIÓN SÚBITA	----	----		
14	DISPARO POR BAJO NIVEL DE ACEITE	----	----		
PRUEBA DE SEÑALES DEL TRANSFORMADOR					
No.	TIPO DE PRUEBA	SI	NO	OBSERVACIONES	
15	ALARMA DE BAJO NIVEL DE ACEITE	X			
16	ALARMA DE BUCHHOLZ		X		
OBSERVACIONES: De estas pruebas sin respuesta (x) se notifico al COI en cada una de las confirmaciones vía radio No arranque de primera etapa de ventiladores (termómetro de aceite y devanado), ni disparo de presión Súbita.					

RESULTADOS OBTENIDOS DE LA MEDICIÓN DE RED DE TIERRAS			SUBESTACIÓN:	
			San Isidro	
			Fecha: 18/06/2006	
MED. No.	UBICACIÓN	DISTANCIA C2	DISTANCIA P2 (62%)	LECTURA
1	2do. Portón de ingreso (peralte)	48	29.76	13.00
2	Reguladores de Voltaje	14	8.68	2.70
3	Trafo de potencia	35	21.70	0.84
4	Entrada portón Principal	17	10.54	2.98
OBSERVACIONES: Las distancias están dadas en Pies. La lectura esta dada en Ohmios.				
La corriente aplicada a esta prueba fue de 10mA				

INSPECCIONES:

SUBESTACIÓN:		San Isidro		IG:	----	FECHA:	18/06/2006	
INTERRUPTOR DE 69 KV								
No.	TIPOS DE ANOMALÍA	ORDEN			PLAZO DE REPARACIÓN			OBSERVACIONES
		VA	R	S	I	CP	MP	
1	Aisladores entrada y salida fisurados, astillados							---
2	Puntos Calientes en interruptor de 69 KV							---
3	Fugas en Interruptor de 69 KV							---
4	Resistencias panel relev. Y mecanis. En mal estado							---
5	Estado de mecanismo de interruptor							---
6	baja presión de gas SF6							---
7	Falta de voltaje AC y DC							---
8	Estado de cargador de baterías							---
9	Estado de Baterías							---
10	Estado de Fusibles AC y DC de interruptor de gas							---
11	estado de Conexión a Tierra de Interruptor de gas							---
12	Estado de Fusible de 69 KV.							---
OBSERVACIONES: No existe IG, en lugar de ello se tiene fusibles como protección.								

SUBESTACIÓN: San Isidro		TRAFO: S - 124		FECHA: 18/06/2006				
TRANSFORMADOR DE POTENCIA 69/13.8 KV								
CIRCUITOS: 109 , 110								
		ORDEN		PLAZO DE REPARACIÓN				
No.	TIPOS DE ANOMALÍA	VA	R	S	I	CP	MP	OBSERVACIONES
1	Aisladores ent. Y sal. Fisurados , astillados alta cont.	L			X			Muy sucios
2	Pararrayos ent. Y sal. Fisurados, astillados alta cont.	L			X			Muy sucios
3	Silica Húmeda							---
4	Estado de conectores y/o terminales del trafo.	L			X			Muy sucios
5	Puntos calientes							NO
6	Estado de conexiones a tierra							normal
7	Fugas de aceite							NO
8	Estado y funcionamiento de ventiladores							Buen estado
9	Estado de resistencia de panel de control							Buen estado
10	Baja presión de Nitrógeno	G	X		X			SI
11	Bajo nivel de aceite							NO
12	Estado de Termómetros de aceite y devanado							normal
13	Estado de TC'S de protección Diferencial							normal
					MÁX.			
TEMPERATURA DEL ACEITE					25°C			
TEMPERATURA DEL DEVANADO					20°C			
			BUENO		MALO			
NIVEL DE ACEITE			x					
ESTADO DE SILICA			---					
PRESIÓN DE NITRÓGENO:			0.3 (PSI)		"Bajo Nivel"			
PUNTOS CALIENTES:			X °C		NO			
PARARRAYOS:			PRIMARIO <u>X</u>		SECUNDARIO <u>X</u>			
			MANUAL		AUTOMÁTICO			
FUNCIONAMIENTO DE VENTILADORES					X			
OBSERVACIONES: No existen puntos calientes, en cuanto a nivel de aceite normal.								
Los pararrayos se encontraron muy sucios por lo que se procedió a la limpieza correspondiente tanto en primario como en secundario.								
Fuga y bajo nivel de gas, por lo que se procedió inmediatamente a reparar la tubería y a recargar el faltante de gas.								
El transformador se encuentra deteriorado en pintura, por lo que sería conveniente una aplicación de pintura anticorrosiva								

SUBESTACIÓN:		San Isidro		CTOS:		109 y 110		FECHA:		18/06/2006	
		RECLOSER 13.8 KV									
No. Recloser(s):		RT 242 , 203									
				ORDEN		PLAZO DE REPARACIÓN					
No.	TIPOS DE ANOMALÍA	VA	R	S	I	CP	MP	OBSERVACIONES			
1	Fugas en reconector							ninguna			
2	Puntos calientes							ninguno			
3	Aisladores de ent. Y sal. Fisurados, astillados	L			X			Muy sucios			
4	Estado de TC'S de medición de circuito							buen estado			
5	Tapadera de interruptor auxiliar dañada							buen estado			
6	Amperímetros en mal estado							buen estado			
7	Voltímetros en mal estado							buen estado			
8	Giro del disco del contador al revés							buen estado			
9	Batería del control electrónico en mal estado							buen estado			
10	Falta de AC en control Electrónico							Existe AC			
11	Empaque de puerta de control dañado							buen estado			
12	Conexión a tierra de caja de control rota o dañada							buen estado			
13	Conexión a tierra de reconector rota o dañada							buen estado			
14	Puentes de entrada y salida en mal estado	L			X			Muy sucios			
15	Cuchillas de entrada y salida en mal estado	G		X	X			1 mal estado			
16	Cuchillas de Bypass en mal estado	L			X			Muy sucios			
17	Estado de Caja de demandómetro	L			X			sucia			
18	Estado de espiga de caja de control y demandómetro							buen estado			
19	Estado de pintura del Recloser	L					X	despintada			
OBSERVACIONES: La salida de los reclosers no presentan anomalías en ninguno de los circuitos de salida.											
El estado de la pintura del recloser se encuentra un poco deteriorada, por lo que es conveniente una aplicación de pintura anticorrosiva.											
En cuanto a los aisladores de ent. Y sal. Se procedió a la limpieza completa de cada uno de los aisladores.											
Con respecto a las cuchillas de entrada, salida y de Bypass, se procedió a la limpieza completa y minuciosa de cada una de las cuchillas.											
Una de las cuchillas de salida (carga) del recloser 203 del circuito 109 fase "C" se encontraba fisurada por lo que se procedió a sustituirlo inmediatamente.											

SUBESTACIÓN: San Isidro		CTOS:	109 y 110					FECHA: 18/06/06
REGULADORES DE VOLTAJE 7.620 KV								
MARCA:		SIEMENS (X)	COOPER ()	GE ()				
			ORDEN		PLAZO DE REPARACIÓN			
No.	TIPOS DE ANOMALÍA	VA	R	S	I	CP	MP	OBSERVACIONES
1	Fugas de Aceite							NO
2	Puntos calientes en reguladores de voltaje							NO
3	Pararrayos de bobina flameados o explotados	L			X			SUCIEDAD
4	Mal funcionamiento del control							Buen Estado
5	Conectores en mal estado							Buen Estado
6	Aisladores fisurados, astillados alta contaminación	L			X			SUCIEDAD
7	Indicadores de pasos en mal estado							Buen Estado
8	Bajo nivel de aceite							NORMAL
9	Cuchilla de Bypass en mal estado	L			X			SUCIEDAD
10	Puentes de regulado en mal estado	L			X			SUCIEDAD
11	Conexión a tierra de reguladores rota o dañada							NORMAL
12	Estado de pintura del regulador de Voltaje	L					X	FALTANTE
13	Estado del Aceite							NORMAL
OBSERVACIONES: Presentan suciedad extrema en los 2 circuitos, y una carencia de pintura en cada regulador de voltaje Se procedió a una limpieza total y minuciosa en cada aislador así como también en cuchillas y puentes de regulado. Con respecto a la pintura de cada regulador, se encuentra un poco deteriorada.								

SUBESTACIÓN: San Isidro		FECHA: 18/06/2006							
INSPECCIÓN DE ESTRUCTURA									
		ORDEN		PLAZO DE REPARACIÓN					
No.	TIPOS DE ANOMALÍA	VA	R	S	I	CP	MP	OBSERVACIONES	
INMUEBLE									
1	Difícil acceso a la subestación								Un poco
2	Portón de acceso en mal estado								NORMAL
3	Alarma de subestación en mal estado								NO TIENE
4	Candado de portón en mal estado								BUEN ESTADO
5	Muro Perimetral dañado								BUEN ESTADO
6	Malla perimetral en mal estado								BUEN ESTADO
7	Conexión a tierra de malla rota o dañada								BUEN ESTADO
8	Agujeros en terreno de la subestación								NO
9	Estado de la Grama o Maleza								Maleza (grama)
10	Falta de Piedrin						X		Falta un poco
11	Suciedad en la Subestación						X		Maleza (grama)
12	Advertencia de Peligro en muro dañada o no existe								NO TIENE
13	Estado de fosas o cajas de registro	L			X				sucias
14	Estado de tapaderas de cajas de registro	L			X				sucias
CASETA									
15	Luminarias en mal estado								BUEN ESTADO
16	Piso en mal estado								BUEN ESTADO
17	Puerta en mal estado								BUEN ESTADO
ESTRUCTURA DE PÓRTICO									
18	Estado Físico de trafo. De servicio								BUEN ESTADO
19	Estado de Herrajes								falta pintura
20	Alumbrado general del pórtico en mal estado								BUEN ESTADO
21	Flip-On de la caja del pórtico disparados	L			X				NO / SUCIO
22	Interruptor de control de alumbrado en mal estado	L			X				SUCIO
23	Tomacorrientes 120/240 en mal estado								BUEN ESTADO
24	Tubería sobrepuesta en mal estado								BUEN ESTADO
25	Estado de TP'S								BUEN ESTADO
26	Estructura metálica en mal estado								BUEN ESTADO
27	Conexión a tierra de estructura rota o dañada								BUEN ESTADO
 AISLAMIENTO DE PÓRTICO									
28	Aisladores de 69 KV fisurados, astillados alta conta.	L			X				SUCIEDAD
29	Aisl. Soporte barra 69 KV fisurados, astillados alta cont.	L			X				SUCIEDAD
30	Estado físico de las barras 69 KV malo	L			X				SUCIEDAD
31	Aisl. 69 KV tipo cadena fisurado, astillado alta cont.	L			X				SUCIEDAD
32	Pararrayos 69 KV fisurados, astillados alta cont.	L			X				SUCIEDAD
33	Conexión a tierra de pararrayos 69 KV rotas o dañadas	L			X				SUCIEDAD
34	Seccionador 69 KV dañado	L			X				SUCIEDAD
35	Portafusibles 69 KV dañado								NO TIENE
36	Aisl. 13.8 KV flameado, fisurados, astillados alta cont.	L			X				SUCIEDAD
37	Aisl. Soporte barra 13.8 fisurados, astillados, alta cont.	L			X				SUCIEDAD
38	Estado físico de las barras de 13.8 KV mala								BUEN ESTADO
39	Pararrayos 13.8 KV fisurados, astillados o con alta cont.	L			X				SUCIEDAD
40	Conexión a tierra de pararrayos 13.8 KV rota o dañada								BUEN ESTADO
41	Esta de punta Flankin y conexión a tierra								BUEN ESTADO
42	Hilo de guarda en mal estado y conexión a tierra								BUEN ESTADO
43	Estado de red de tierras de la subestación								BUEN ESTADO
44	Puntos calientes en IA'S de 69 KV								NO
OBSERVACIONES: El acceso a la subestación se encuentra un poco obstruida debido a maleza y en época lluviosa se hace lodo. Existe maleza dentro de la subestación.									
Falta Piedrin dentro de la subestación									

4.2.9 Subestación eléctrica: Ciudad Vieja

RESISTENCIA DE AISLAMIENTO, ÍNDICE DE POLARIZACION PARA TRANSFORMADORES DE POTENCIA						
SUBESTACIÓN:	Ciudad Vieja	FECHA:	25/06/2006			
		TEMP. ACEITE EN °C	24°C			
VOLTAJE APL MEGGER:	5,000 VOLTS	TEMP. BOBINA °C	26°C			
CÓDIGO DEL TRAF0:	S - 152					
Factor de corrección de temperatura:	0.76					
Valor mínimo resistencia permitido para 69 KV:		1.860 Giga ohms				
Valor mínimo resistencia permitido para 13.8 KV		0.410 Giga ohms				
RESISTENCIA DE AISLAMIENTO EN G OHMS						
MINUTOS	PRIM/SEC - TIERRA		PRI / SEC		SEC / PRI - TIERRA	
	Valor Medido	Con Factor	Valor Medido	Con Factor	Valor Medido	Con Factor
0.25	17.80	13.53	24.20	18.39	6.90	5.24
0.5	20.60	15.66	19.50	14.82	9.15	6.95
0.75	22.00	16.72	26.20	19.91	11.00	8.36
1	23.80	18.09	30.50	23.18	11.90	9.04
2	26.40	20.06	29.40	22.34	14.30	10.87
3	30.40	23.10	38.40	29.18	16.10	12.24
4	31.00	23.56	42.20	32.07	17.20	13.07
5	32.80	24.93	42.60	32.38	18.40	13.98
6	35.00	26.60	45.00	34.20	19.50	14.82
7	36.60	27.82	46.60	35.42	20.60	15.66
8	37.60	28.58	48.20	36.63	21.60	16.42
9	37.00	28.12	49.20	37.39	22.80	17.33
10	37.80	28.73	49.20	37.39	23.80	18.09
ÍNDICE DE POLARIZACION	1.59	1.59	1.61	1.61	2.00	2.00
RESISTENCIA DE AISLAMIENTOS						
<p>The graph plots insulation resistance in Giga Ohms (Y-axis, 0 to 40) against time in minutes (X-axis, 0 to 11). Three data series are shown: PRIM / SEC - TIERRA (blue diamonds), PRI / SEC (magenta squares), and SEC / PRI - TIERRA (yellow triangles). All series show an overall increasing trend. The PRI / SEC series starts at ~18 Giga Ohms at 0.25 minutes and reaches ~38 Giga Ohms at 10 minutes. The PRIM / SEC - TIERRA series starts at ~14 Giga Ohms and reaches ~29 Giga Ohms. The SEC / PRI - TIERRA series starts at ~5 Giga Ohms and reaches ~18 Giga Ohms.</p>						
OBSERVACIONES:	Los datos obtenidos como se muestra en la figura están dados en Giga Ohmios					
Mucha humedad en el ambiente						

UNIDAD DE SUBESTACIONES			
RELACIÓN DE VUELTAS, RESISTENCIA DE DEVANADOS Y PRUEBAS AL ACEITE PARA TRANSFORMADORES DE POTENCIA			
SUBESTACIÓN:	Ciudad Vieja	NUMERO DE TRAF0:	S - 152
CIRCUITOS:	155 , 158	CAPACIDAD:	10 / 14 MVA
FECHA DE PRUEBA:	25/08/2006	NO. DE SERIE:	88 - 2 - 4008
MARCA:	Pauwels Trafo	IMPEDANCIA:	6.88%
VOLTAJE PRIMARIO:	67,650 Volts	TAP NO.:	2
VOLTAJE SECUNDARIO:	13,800 Volts	VOLTAJE:	67,650
		RELACIÓN TEÓRICA:	8.491
LA PRUEBA SE REALIZA EN EL TAP DE TRABAJO			
RELACIÓN DE VUELTAS CON TTR:			
BOBINAS	RELACIÓN TAP 2		
H1-H3 / X0-X1	8.490		
H1-H2 / X0-X2	8.492		
H2-H3 / X0-X3	8.488		
MEDICIÓN DE RESISTENCIA DE DEVANADO PRIMARIO			
BOBINAS	RESIST. TAP 2	RESIST. TAP 2 CORR.	TEMP. DEVAN.:
H1-H3	1.40	1.064	26°C
H1-H2	1.40	1.064	Fact. Corr. Temp:
H2-H3	1.40	1.064	0.76
MEDICIÓN DE RESISTENCIA DE DEVANADO SECUNDARIO			
BOBINAS	RESIST. TAP 2	RESIST. TAP 2 CORR.	TEMP. DEVAN.:
X1-X0	26.6	20.216	26°C
X2-X0	26.6	20.216	Fact. Corr. Temp:
X3-X0	26.6	20.216	0.76
OBSERVACIONES: La medición del devanado primario esta dado en Ohmios, mientras que la medición del devanado secundario esta dado en mili Ohmios.			

SECCIÓN DE TRANSFORMADORES Y SUBESTACIONES											
PRUEBA DE CAPACITANCIA Y FACTOR DE DISIPACIÓN											
FECHA	25/06/2006	MARCA:	Patuvels	KVA:	10 / 14 MVA						
SUBESTAC.	Ciudad Vieja	SERIE:	88 - 2 - 4008	NUMERO:	S - 152						
VOLTAGE	8 - 10KVA	TEMP. ACEITE	24°C	FACTOR CORR. TEMP.	0.83						
MULT. CAP:	200										
VOLTAGE APLICADO KV	TIPO DE PRUEBA	POSICIÓN	NEGRO	ROJO	Corr. (mA)	% F. D. LECTURA	% F. D. CORREGIDO	% F. P. CALCULADO	Watts PERDIDAS	Capacitancia (PF) LECTURA	
8	UST	3	H	L	14.30	0.20	0.17	0.164	0.33	21.98	
10	CHL	3	H	L	17.50	0.25	0.21	0.203	0.42	21.98	
8	GST L-GND	4	H	L	22.30	0.10	0.08	0.083	0.25	34.62	
10	CHL + CHG	4	H	L	27.30	0.15	0.12	0.124	0.40	34.62	
8	GST L-GUARD	5	H	L	8.50	0.08	0.07	0.066	0.08	12.78	
10	CHG	5	H	L	10.40	0.02	0.02	0.017	0.02	12.78	
7	UST	3	L	H	13.90	0.20	0.17	0.164	0.33	21.98	
10	CLH	3	L	H	17.40	0.25	0.21	0.203	0.41	21.98	
7	GST L-GND	4	L	H	36.20	0.24	0.20	0.195	1.06	58.13	
10	CLH + CLG	4	L	H	45.10	0.32	0.27	0.257	1.42	58.12	
7	GST L-GUARD	5	L	H	22.80	0.27	0.22	0.219	0.73	36.18	
10	CLG	5	L	H	28.40	0.37	0.31	0.294	1.01	36.18	
10	GST L-GND	4	H & L	Masa	38.30	0.35	0.29	0.279	1.29	48.85	
PRUEBA DE CORRIENTE DE EXCITACIÓN											
UST-3											
Medición	Negro	Rojo	Tierra	LECTURA (mA)							
H1-H2	H1	H2	H3	4.60							
H2-H3	H2	H3	H1	9.70							
H3-H1	H3	H1	H2	12.20	Voltaje Aplicado = 5 Kv						
OBSERVACIONES:											
En los resultados de F.D. y F.P. Existe una pequeña diferencia debido a como se explico en este capitulo existe una minima perdida en el aislamiento.											
El factor de Potencia se calcula a partir de las formulas dadas en este capitulo.											
Las pruebas CHL, CHG y CLG son las que nos interesan, las demás mediciones son complementarias.											
Los datos corregidos están aproximados a 2 decimales. Los datos calculados están aproximados a 3 decimales											
El factor multiplicativo de 200 no aplica a la prueba de corriente de excitación											

UNIDAD DE MANTENIMIENTO DE SUBESTACIONES				
CALIBRACIÓN DE TERMÓMETROS DE ACEITE Y DEVANADO				
PRUEBA DE ALARMAS Y DISPAROS DEL TRANSFORMADOR DE POTENCIA				
SUBESTACIÓN: Ciudad Vieja			FECHA: 25/06/2006	
TERMÓMETRO DE ACEITE				
No.	TIPO DE PRUEBA	SI	NO	OBSERVACIONES
1	ARRANQUE PRIMERA ETAPA DE VENTILADORES A 65°C	----	----	
2	ARRANQUE SEGUNDA ETAPA DE VENTILADORES A 75°C	----	----	
3	LECTURA TERMÓMETRO IGUAL AL APARATO	X		
4	ALARMA POR TEMPERATURA ALTA DEL ACEITE A 90°C	X		
5	DISPARO POR TEMPERATURA ALTA DEL ACEITE A 95°C	X		
TERMÓMETRO DE DEVANADO				
No.	TIPO DE PRUEBA	SI	NO	OBSERVACIONES
6	ARRANQUE PRIMERA ETAPA DE VENTILADORES A 65°C	X		
7	ARRANQUE SEGUNDA ETAPA DE VENTILADORES A 75°C	X		
8	ALARMA DE TEMPERATURA ALTA DEVANADO A 95°C	X		
9	DISPARO DE TEMPERATURA ALTA DEVANADO A 100°C	X		
10	LECTURA TERMÓMETRO IGUAL AL APARATO			igual
PRUEBA DE DISPAROS DEL TRANSFORMADOR				
No.	TIPO DE PRUEBA	SI	NO	OBSERVACIONES
11	DISPARO POR RELE BUCHHOLZ	X		
12	DISPARO POR SOBREPRESION	X		
13	DISPARO POR PRESIÓN SÚBITA	----		
14	DISPARO POR BAJO NIVEL DE ACEITE	X		
PRUEBA DE SEÑALES DEL TRANSFORMADOR				
No.	TIPO DE PRUEBA	SI	NO	OBSERVACIONES
15	ALARMA DE BAJO NIVEL DE ACEITE	X		
16	ALARMA DE BUCHHOLZ	X		
OBSERVACIONES: De estas pruebas sin respuesta (x) se notifico al COI en cada una de las confirmaciones vía radio				
No hubo arranque de primera ni segunda etapa de ventiladores (termómetro de aceite)				

RESULTADOS OBTENIDOS DE LA MEDICIÓN DE RED DE TIERRAS				SUBESTACIÓN:	Ciudad Vieja
				Fecha:	25/06/2006
MED. No.	UBICACIÓN	DISTANCIA C2	DISTANCIA P2 (62%)	LECTURA	
1	Picacho entrada derecha	40	24.8	0.85	
2	Picacho entrada izquierda	35	21.7	1.12	
3	Picacho entrada derecha posterior	45	27.9	1.1	
4	Picacho entrada izquierda posterior	40	24.8	0.9	
OBSERVACIONES: Las distancias están dadas en Pies. La lectura esta dada en Ohmios.					
La corriente aplicada a esta prueba fue de 10 mA					

INSPECCIONES:

SUBESTACIÓN:		Ciudad Vieja			IG:	45		FECHA:	25/06/2006		
INTERRUPTOR DE 69 KV											
No.	TIPOS DE ANOMALÍA	VA	R	S	ORDEN			PLAZO DE REPARACIÓN			OBSERVACIONES
					I	CP	MP				
1	Aisladores entrada y salida fisurados, astillados	L			X						sucios
2	Puntos Calientes en interruptor de 69 KV										no
3	Fugas en Interruptor de 69 KV										no
4	Resistencias panel relev. Y mecanis. En mal estado										buen estado
5	Estado de mecanismo de interruptor										buen estado
6	baja presión de gas SF6										no
7	Falta de voltaje AC y DC										no
8	Estado de cargador de baterías										buen estado
9	Estado de Baterías										buen estado
10	Estado de Fusibles AC y DC de interruptor de gas										buen estado
11	estado de Conexión a Tierra de Interruptor de gas										buen estado
12	Estado de Fusible de 69 KV.										buen estado
OBSERVACIONES: Se reviso y se realizo la correspondiente limpieza completa y minuciosa a los aisladores, caja y puertas del IG.											

SUBESTACIÓN: Ciudad Vieja		TRAFO: S - 152		FECHA: 25/06/2006				
TRANSFORMADOR DE POTENCIA 69/13.8 KV								
CIRCUITOS: 155 , 156								
		ORDEN		PLAZO DE REPARACIÓN				
No.	TIPOS DE ANOMALÍA	VA	R	S	I	CP	MP	OBSERVACIONES
1	Aisladores ent. Y sal. Fisurados , astillados alta cont.	L			X			Muy sucios
2	Pararrayos ent. Y sal. Fisurados, astillados alta cont.	L			X			Muy sucios
3	Silica Húmeda							Buen estado
4	Estado de conectores y/o terminales del trafo.	L			X			Muy sucios
5	Puntos calientes							NO
6	Estado de conexiones a tierra							normal
7	Fugas de aceite							NO
8	Estado y funcionamiento de ventiladores							Buen estado
9	Estado de resistencia de panel de control							Buen estado
10	Baja presión de Nitrógeno	G	X		X			---
11	Bajo nivel de aceite							NO
12	Estado de Termómetros de aceite y devanado							Buen estado
13	Estado de TC'S de protección Diferencial							Buen estado
					MÁX.			
TEMPERATURA DEL ACEITE					24°C			
TEMPERATURA DEL DEVANADO					26°C			
			BUENO	MALO				
NIVEL DE ACEITE			X					
ESTADO DE SILICA			X					
PRESIÓN DE NITRÓGENO:			---	(PSI)				
PUNTOS CALIENTES:			----	°C	NO			
PARARRAYOS:			PRIMARIO	X	SECUNDARIO	X		
			MANUAL	AUTOMÁTICO				
FUNCIONAMIENTO DE VENTILADORES				X				
OBSERVACIONES: No existen puntos calientes, en cuanto a nivel de aceite normal.								
Los pararrayos se encontraron muy sucios por lo que se procedió a la limpieza correspondiente tanto en primario como en secundario.								
Transformador de potencia sumergido en aceite tipo Respiradero Libre.								
El transformador se encuentra deteriorado en pintura, por lo que sería conveniente una aplicación de pintura anticorrosiva								

SUBESTACIÓN:		Ciudad Vieja	CTOS:		155 y 156	FECHA:		25/06/2006
		RECLOSER 13.8 KV						
No. Recloser(s):		343 , 325						
			ORDEN		PLAZO DE REPARACIÓN			
No.	TIPOS DE ANOMALÍA	VA	R	S	I	CP	MP	OBSERVACIONES
1	Fugas en reconectador							ninguna
2	Puntos calientes							ninguno
3	Aisladores de ent. Y sal. Fisurados, astillados	L			X			Muy sucios
4	Estado de TC'S de medición de circuito							buen estado
5	Tapadera de interruptor auxiliar dañada							buen estado
6	Amperímetros en mal estado							buen estado
7	Voltímetros en mal estado							buen estado
8	Giro del disco del contador al revés							buen estado
9	Batería del control electrónico en mal estado							buen estado
10	Falta de AC en control Electrónico							Existe AC
11	Empaque de puerta de control dañado							buen estado
12	Conexión a tierra de caja de control rota o dañada							buen estado
13	Conexión a tierra de reconectador rota o dañada							buen estado
14	Puentes de entrada y salida en mal estado	L			X			Muy sucios
15	Cuchillas de entrada y salida en mal estado	L			X			Muy sucios
16	Cuchillas de Bypass en mal estado	L			X			Muy sucios
17	Estado de Caja de demandómetro	L			X			sucia
18	Estado de espiga de caja de control y demandómetro							buen estado
19	Estado de pintura del Recloser							buen estado
OBSERVACIONES: La salida de los reclosers no presentan anomalías en ninguno de los circuitos de salida.								
En cuanto a los aisladores de ent. Y sal. Se procedió a la limpieza completa de cada uno de los aisladores.								
Con respecto a las cuchillas de entrada, salida y de Bypass, se procedió a la limpieza completa y minuciosa de cada una de las cuchillas.								

SUBESTACIÓN: Ciudad Vieja		CTOS: 155 y 156		FECHA: 25/06/06				
REGULADORES DE VOLTAJE 7.620 KV								
MARCA: SIEMENS ()		COOPER (X)		GE ()				
		ORDEN		PLAZO DE REPARACIÓN				
No.	TIPOS DE ANOMALÍA	VA	R	S	I	CP	MP	OBSERVACIONES
1	Fugas de Aceite							NO
2	Puntos calientes en reguladores de voltaje							NO
3	Pararrayos de bobina flameados o explotados	L			X			SUCIEDAD
4	Mal funcionamiento del control							Buen Estado
5	Conectores en mal estado							Buen Estado
6	Aisladores fisurados, astillados alta contaminación	L			X			SUCIEDAD
7	Indicadores de pasos en mal estado							Buen Estado
8	Bajo nivel de aceite							NORMAL
9	Cuchilla de Bypass en mal estado	L			X			SUCIEDAD
10	Puentes de regulado en mal estado							Buen Estado
11	Conexión a tierra de reguladores rota o dañada							Buen Estado
12	Estado de pintura del regulador de Voltaje	L			X		X	FALTANTE
13	Estado del Aceite							Buen Estado
OBSERVACIONES: Presentan suciedad los 2 circuitos.								
Se procedió a una limpieza total y minuciosa en cada aislador así como también en cuchillas y puentes de regulado.								

SUBESTACIÓN: Ciudad Vieja		FECHA: 25/06/2006						
INSPECCIÓN DE ESTRUCTURA								
		ORDEN		PLAZO DE REPARACIÓN				
No.	TIPOS DE ANOMALÍA	VA	R	S	I	CP	MP	OBSERVACIONES
INMUEBLE								
1	Difícil acceso a la subestación							NO
2	Portón de acceso en mal estado							BUEN ESTADO
3	Alarma de subestación en mal estado							NO TIENE
4	Candado de portón en mal estado							BUEN ESTADO
5	Muro Perimetral dañado							BUEN ESTADO
6	Malla perimetral en mal estado							BUEN ESTADO
7	Conexión a tierra de malla rota o dañada							BUEN ESTADO
8	Agujeros en terreno de la subestación							NO
9	Estado de la Grama o Maleza							NO TIENE
10	Falta de Piedrin							NO
11	Suciedad en la Subestación							NO
12	Advertencia de Peligro en muro dañada o no existe							Tiene/Buen estado
13	Estado de fosas o cajas de registro							presentan humedad
14	Estado de tapaderas de cajas de registro							BUEN ESTADO
CASETA								
15	Luminarias en mal estado							BUEN ESTADO
16	Piso en mal estado							BUEN ESTADO
17	Puerta en mal estado							BUEN ESTADO
ESTRUCTURA DE PÓRICO								
18	Estado Físico de trafo. De servicio	L					X	falta pintura
19	Estado de Herrajes	L					X	falta pintura
20	Alumbrado general del pórtico en mal estado							BUEN ESTADO
21	Flip-On de la caja del pórtico disparados							NO
22	Interruptor de control de alumbrado en mal estado							BUEN ESTADO
23	Tomacorrientes 120/240 en mal estado							BUEN ESTADO
24	Tubería sobrepuesta en mal estado							BUEN ESTADO
25	Estado de TP'S							BUEN ESTADO
26	Estructura metálica en mal estado							BUEN ESTADO
27	Conexión a tierra de estructura rota o dañada							BUEN ESTADO
AISLAMIENTO DE PÓRICO								
28	Aisladores de 69 KV fisurados, astillados alta conta.	L			X			SUCIEDAD
29	Aisl. Soporte barra 69 KV fisurados, astillados alta cont.	L			X			SUCIEDAD
30	Estado físico de las barras 69 KV malo	L			X			SUCIEDAD
31	Aisl. 69 KV tipo cadena fisurado, astillado alta cont.	L			X			SUCIEDAD
32	Pararrayos 69 KV fisurados, astillados alta cont.	L			X			SUCIEDAD
33	Conexión a tierra de pararrayos 69 KV rotas o dañadas	L			X			SUCIEDAD
34	Seccionador 69 KV dañado	L			X			SUCIEDAD
35	Portafusibles 69 KV dañado							NO TIENE
36	Aisl. 13.8 KV flameado, fisurados, astillados alta cont.	L			X			SUCIEDAD
37	Aisl. Soporte barra 13.8 KV fisurados, astillados, alta cont.	L			X			SUCIEDAD
38	Estado físico de las barras de 13.8 KV mala							BUEN ESTADO
39	Pararrayos 13.8 KV fisurados, astillados o con alta cont.	L			X			SUCIEDAD
40	Conexión a tierra de pararrayos 13.8 KV rota o dañada							BUEN ESTADO
41	Esta de punta Flankin y conexión a tierra							BUEN ESTADO
42	Hilo de guarda en mal estado y conexión a tierra							BUEN ESTADO
43	Estado de red de tierras de la subestación							BUEN ESTADO
44	Puntos calientes en IA'S de 69 KV							NO
OBSERVACIONES: Las fosas se encuentran un poco sucias y con evidencia de filtración de agua.								

4.2.10 Subestación eléctrica: Tinco

RESISTENCIA DE AISLAMIENTO, ÍNDICE DE POLARIZACION PARA TRANSFORMADORES DE POTENCIA																																																														
SUBESTACIÓN:	Tinco	FECHA:	30/06/2006																																																											
		TEMP. ACEITE EN °C	43°C																																																											
VOLTAJE APL MEGGER:	5,000 VOLTS	TEMP. BOBINA °C	47°C																																																											
CÓDIGO DEL TRAF0:	S - 162																																																													
Factor de corrección de temperatura:	0.55																																																													
Valor mínimo resistencia permitido para 69 KV:			1.860 Giga ohms																																																											
Valor mínimo resistencia permitido para 13.8 KV:			0.410 Giga ohms																																																											
RESISTENCIA DE AISLAMIENTO EN G OHMS																																																														
MINUTOS	PRIM/SEC - TIERRA		PRI / SEC		SEC / PRI - TIERRA																																																									
	Valor Medido	Con Factor	Valor Medido	Con Factor	Valor Medido	Con Factor																																																								
0.25	4.00	2.20	6.85	3.77	1.02	0.56																																																								
0.5	5.10	2.81	9.55	5.25	1.56	0.86																																																								
0.75	5.95	3.27	11.20	6.16	1.76	0.97																																																								
1	6.75	3.71	12.20	6.71	2.18	1.20																																																								
2	8.60	4.73	13.60	7.48	3.08	1.69																																																								
3	9.80	5.39	14.50	7.98	3.70	2.04																																																								
4	10.70	5.89	15.00	8.25	4.20	2.31																																																								
5	11.00	6.05	15.40	8.47	4.54	2.50																																																								
6	11.60	6.38	15.80	8.69	4.98	2.74																																																								
7	12.00	6.60	16.10	8.86	5.30	2.92																																																								
8	12.50	6.88	16.50	9.08	5.55	3.05																																																								
9	12.80	7.04	16.70	9.19	5.85	3.22																																																								
10	13.20	7.26	17.00	9.35	6.10	3.36																																																								
ÍNDICE DE POLARIZACION	1.96	1.96	1.39	1.39	2.80	2.80																																																								
RESISTENCIA DE AISLAMIENTOS																																																														
<table border="1"> <caption>Data for Insulation Resistance Graph (Giga Ohms)</caption> <thead> <tr> <th>MINUTOS</th> <th>PRIM / SEC - TIERRA</th> <th>PRI / SEC</th> <th>SEC / PRI - TIERRA</th> </tr> </thead> <tbody> <tr><td>0.25</td><td>2.20</td><td>3.77</td><td>0.56</td></tr> <tr><td>0.5</td><td>2.81</td><td>5.25</td><td>0.86</td></tr> <tr><td>0.75</td><td>3.27</td><td>6.16</td><td>0.97</td></tr> <tr><td>1</td><td>3.71</td><td>6.71</td><td>1.20</td></tr> <tr><td>2</td><td>4.73</td><td>7.48</td><td>1.69</td></tr> <tr><td>3</td><td>5.39</td><td>7.98</td><td>2.04</td></tr> <tr><td>4</td><td>5.89</td><td>8.25</td><td>2.31</td></tr> <tr><td>5</td><td>6.05</td><td>8.47</td><td>2.50</td></tr> <tr><td>6</td><td>6.38</td><td>8.69</td><td>2.74</td></tr> <tr><td>7</td><td>6.60</td><td>8.86</td><td>2.92</td></tr> <tr><td>8</td><td>6.88</td><td>9.08</td><td>3.05</td></tr> <tr><td>9</td><td>7.04</td><td>9.19</td><td>3.22</td></tr> <tr><td>10</td><td>7.26</td><td>9.35</td><td>3.36</td></tr> </tbody> </table>							MINUTOS	PRIM / SEC - TIERRA	PRI / SEC	SEC / PRI - TIERRA	0.25	2.20	3.77	0.56	0.5	2.81	5.25	0.86	0.75	3.27	6.16	0.97	1	3.71	6.71	1.20	2	4.73	7.48	1.69	3	5.39	7.98	2.04	4	5.89	8.25	2.31	5	6.05	8.47	2.50	6	6.38	8.69	2.74	7	6.60	8.86	2.92	8	6.88	9.08	3.05	9	7.04	9.19	3.22	10	7.26	9.35	3.36
MINUTOS	PRIM / SEC - TIERRA	PRI / SEC	SEC / PRI - TIERRA																																																											
0.25	2.20	3.77	0.56																																																											
0.5	2.81	5.25	0.86																																																											
0.75	3.27	6.16	0.97																																																											
1	3.71	6.71	1.20																																																											
2	4.73	7.48	1.69																																																											
3	5.39	7.98	2.04																																																											
4	5.89	8.25	2.31																																																											
5	6.05	8.47	2.50																																																											
6	6.38	8.69	2.74																																																											
7	6.60	8.86	2.92																																																											
8	6.88	9.08	3.05																																																											
9	7.04	9.19	3.22																																																											
10	7.26	9.35	3.36																																																											
OBSERVACIONES:	Los datos obtenidos como se muestra en la figura están dados en Giga Ohmios																																																													

UNIDAD DE SUBESTACIONES			
RELACIÓN DE VUELTAS, RESISTENCIA DE DEVANADOS Y PRUEBAS AL ACEITE PARA TRANSFORMADORES DE POTENCIA			
SUBESTACIÓN:	Tinco	NUMERO DE TRAF0:	S - 162
CIRCUITOS:	166 , 167	CAPACIDAD:	10 / 13 MVA
FECHA DE PRUEBA:	30/06/2006	NO. DE SERIE:	HCTO 435-0501
MARCA:	Westinghouse	IMPEDANCIA:	7.26%
VOLTAJE PRIMARIO:	67,650 Volts	TAP NO.:	2
VOLTAJE SECUNDARIO:	13,800 Volts	VOLTAJE:	67,650
		RELACIÓN TEÓRICA:	8.491
LA PRUEBA SE REALIZA EN EL TAP DE TRABAJO			
RELACIÓN DE VUELTAS CON TTR:			
BOBINAS	RELACIÓN TAP 2		
H1-H3 / X0-X1	8.468		
H1-H2 / X0-X2	8.472		
H2-H3 / X0-X3	8.468		
MEDICIÓN DE RESISTENCIA DE DEVANADO PRIMARIO			
BOBINAS	RESIST. TAP 2	RESIST. TAP 2 CORR.	TEMP. DEVAN.:
H1-H3	1.68	0.924	47°C
H1-H2	1.68	0.924	Fact. Corr. Temp:
H2-H3	1.68	0.924	0.55
MEDICIÓN DE RESISTENCIA DE DEVANADO SECUNDARIO			
BOBINAS	RESIST. TAP 2	RESIST. TAP 2 CORR.	TEMP. DEVAN.:
X1-X0	30.6	16.830	47°C
X2-X0	29.6	16.280	Fact. Corr. Temp:
X3-X0	30.5	16.775	0.55
OBSERVACIONES: La medición del devanado primario esta dado en Ohmios, mientras que la medición del devanado secundario esta dado en mili Ohmios.			

FECHA	30/05/2006	MARCA:	Westinghouse	10 / 13 MVA							
SUBESTAC.	Tinco	SERIE:	HCTO 435-0501	NUMERO:	S - 162						
VOLTAJE	8 - 10KV	TEMP. ACEITE	43°C	FACTOR CORR. TEMP.	0.60						
MULT. CAP:	200										
VOLTAJE APLICADO KV	TIPO DE PRUEBA	POSICIÓN	NEGRO	ROJO	Corr. (mA)	% F.D.	LECTURA	CORREGIDO	% F.P.	Watts	Capacitancia (PF)
8	UST	3	H	L	15.10	0.38		0.23	0.222	0.66	22.73
10	CHL	3	H	L	18.40	0.48		0.29	0.277	0.83	22.73
8	GST L-GND	4	H	L	24.50	0.50		0.30	0.287	1.38	37.25
10	CHL + CHG	4	H	L	29.70	0.59		0.35	0.334	1.66	37.25
8	GST L-GUARD	5	H	L	10.00	0.68		0.41	0.378	0.75	14.55
10	CHG	5	H	L	12.20	0.77		0.46	0.419	0.84	14.55
7	UST	3	L	H	11.40	0.34		0.20	0.200	0.58	22.73
10	CLH	3	L	H	16.60	0.48		0.29	0.277	0.83	22.73
7	GST L-GND	4	L	H	49.70	0.76		0.46	0.415	5.89	102.20
10	CLH + CLG	4	L	H	72.30	1.01		0.61	0.518	7.77	102.20
7	GST L-GUARD	5	L	H	39.00	0.88		0.53	0.467	5.27	79.49
10	CLG	5	L	H	56.30	1.16		0.70	0.571	6.90	79.49
10	GST L-GND	4	H & L	Masa	24.80	2.26		1.36	0.805	5.81	34.23
PRUEBA DE CORRIENTE DE EXCITACIÓN											
UST-3											
Medición	Negro	Rojo	Tierra	Lectura (mA)							
H1-H2	H1	H2	H3	6.00							
H2-H3	H2	H3	H1	13.70							
H3-H1	H3	H1	H2	12.40	Voltaje Aplicado = 5 Kv						
OBSERVACIONES:											
En los resultados de F.D. y F.P. Existe una pequeña diferencia debido a como se explico en este capitulo existe una mínima perdida en el aislamiento.											
El factor de Potencia se calcula a partir de las formulas dadas en este capitulo.											
Las pruebas CHL, CHG y CLG son las que nos interesan, las demás mediciones son complementarias.											
Los datos corregidos están aproximados a 2 decimales. Los datos calculados están aproximados a 3 decimales											
El factor multiplicativo de 200 no aplica a la prueba de corriente de excitación											

UNIDAD DE MANTENIMIENTO DE SUBESTACIONES					
CALIBRACIÓN DE TERMÓMETROS DE ACEITE Y DEVANADO					
PRUEBA DE ALARMAS Y DISPAROS DEL TRANSFORMADOR DE POTENCIA					
SUBESTACIÓN:		Tinco	FECHA:		30/06/2006
TERMÓMETRO DE ACEITE					
No.	TIPO DE PRUEBA	SI	NO	OBSERVACIONES	
1	ARRANQUE PRIMERA ETAPA DE VENTILADORES A 65°C	60°C			
2	ARRANQUE SEGUNDA ETAPA DE VENTILADORES A 75°C	90°C			
3	LECTURA TERMÓMETRO IGUAL AL APARATO			3° menor al aparato	
4	ALARMA POR TEMPERATURA ALTA DEL ACEITE A 90°C	----	----		
5	DISPARO POR TEMPERATURA ALTA DEL ACEITE A 95°C	----	----		
TERMÓMETRO DE DEVANADO					
No.	TIPO DE PRUEBA	SI	NO	OBSERVACIONES	
6	ARRANQUE PRIMERA ETAPA DE VENTILADORES A 65°C	70°C			
7	ARRANQUE SEGUNDA ETAPA DE VENTILADORES A 75°C	----	----		
8	ALARMA DE TEMPERATURA ALTA DEVANADO A 95°C	110°C			
9	DISPARO DE TEMPERATURA ALTA DEVANADO A 100°C	----	----		
10	LECTURA TERMÓMETRO IGUAL AL APARATO	X		5° menor q el aparato	
PRUEBA DE DISPAROS DEL TRANSFORMADOR					
No.	TIPO DE PRUEBA	SI	NO	OBSERVACIONES	
11	DISPARO POR RELE BUCHHOLZ	----	----		
12	DISPARO POR SOBREPRESION	----	----		
13	DISPARO POR PRESIÓN SÚBITA	X			
14	DISPARO POR BAJO NIVEL DE ACEITE	X			
PRUEBA DE SEÑALES DEL TRANSFORMADOR					
No.	TIPO DE PRUEBA	SI	NO	OBSERVACIONES	
15	ALARMA DE BAJO NIVEL DE ACEITE	----	----		
16	ALARMA DE BUCHHOLZ	----	----		
OBSERVACIONES: De estas pruebas sin respuesta (x) se notifico al COI en cada una de las confirmaciones vía radio					
Termómetro de aceite: No hubo alarma ni disparo por temperatura alta.					
Termómetro de devanado: No hubo arranque de segunda etapa de ventiladores ni disparo por temperatura alta.					

RESULTADOS OBTENIDOS DE LA MEDICIÓN DE RED DE TIERRAS				SUBESTACIÓN:	Tinco
				Fecha:	30/06/2006
MED. No.	UBICACIÓN	DISTANCIA C2	DISTANCIA P2 (62%)	LECTURA	
1	Picacho entrada derecha	45	27.9	1.15	
2	Picacho entrada izquierda	35	21.7	1.12	
3	Picacho entrada derecha posterior	45	27.9	1.1	
4	Picacho entrada izquierda posterior	40	24.8	0.9	
OBSERVACIONES: Las distancias están dadas en pies y la lectura en Ohmios.					
La corriente aplicada a esta prueba fue de 10 mA					

INSPECCIONES:

SUBESTACIÓN:	Tinco	IG:	----	FECHA:	30/06/2006			
INTERRUPTOR DE 69 KV								
		ORDEN		PLAZO DE REPARACIÓN				
No.	TIPOS DE ANOMALÍA	VA	R	S	I	CP	MP	OBSERVACIONES
1	Aisladores entrada y salida fisurados, astillados							----
2	Puntos Calientes en interruptor de 69 KV							----
3	Fugas en Interruptor de 69 KV							----
4	Resistencias panel relev. Y mecanis. En mal estado							----
5	Estado de mecanismo de interruptor							----
6	baja presión de gas SF6							----
7	Falta de voltaje AC y DC							----
8	Estado de cargador de baterías							----
9	Estado de Baterías							----
10	Estado de Fusibles AC y DC de interruptor de gas							----
11	estado de Conexión a Tierra de Interruptor de gas							----
12	Estado de Fusible de 69 KV.							----
OBSERVACIONES: Esta subestación cuenta con fusibles como protección, por lo que no cuenta con IG.								

SUBESTACIÓN: Tinco		TRAFO: S - 162		FECHA: 30/06/2006						
TRANSFORMADOR DE POTENCIA 69/13.8 KV										
CIRCUITOS: 166 , 167										
		ORDEN		PLAZO DE REPARACIÓN						
No.	TIPOS DE ANOMALÍA	VA	R	S	I	CP	MP	OBSERVACIONES		
1	Aisladores ent. Y sal. Fisurados , astillados alta cont	L			X			Muy sucios		
2	Pararrayos ent. Y sal. Fisurados, astillados alta cont	L			X			Muy sucios		
3	Silica Húmeda							----		
4	Estado de conectores y/o terminales del trafo.	L			X			Muy sucios		
5	Puntos calientes							NO		
6	Estado de conexiones a tierra							normal		
7	Fugas de aceite							NO		
8	Estado y funcionamiento de ventiladores							Buen estado		
9	Estado de resistencia de panel de control							Buen estado		
10	Baja presión de Nitrógeno							NO		
11	Bajo nivel de aceite							NO		
12	Estado de Termómetros de aceite y devanado							Buen estado		
13	Estado de TC'S de protección Diferencial							Buen estado		
					MÁX.					
TEMPERATURA DEL ACEITE					43°C					
TEMPERATURA DEL DEVANADO					47°C					
			BUENO	MALO						
NIVEL DE ACEITE			X							
ESTADO DE SILICA			----							
PRESIÓN DE NITRÓGENO:			1.85 (PSI)							
PUNTOS CALIENTES:			----	°C	NO					
PARARRAYOS:			PRIMARIO	X	SECUNDARIO	X				
FUNCIONAMIENTO DE VENTILADORES			MANUAL	AUTOMÁTICO						
				X						
OBSERVACIONES: No existen puntos calientes, en cuanto a nivel de aceite y presión de gas normales.										
Los pararrayos se encontraron muy sucios por lo que se procedió a la limpieza correspondiente tanto en primario como en secundario.										
Este Transformador de potencia es sumergido en aceite tipo colchón de gas.										

SUBESTACIÓN: Tinco		CTOS: 166 y 167			FECHA: 30/06/2006			
RECLOSER 13.8 KV								
No. Recloser(s): 271 , 272								
			ORDEN		PLAZO DE REPARACIÓN			
No.	TIPOS DE ANOMALÍA	VA	R	S	I	CP	MP	OBSERVACIONES
1	Fugas en reconector							ninguna
2	Puntos calientes							ninguno
3	Aisladores de ent. Y sal. Fisurados, astillados	L			X			Muy sucios
4	Estado de TC'S de medición de circuito							buen estado
5	Tapadera de interruptor auxiliar dañada							buen estado
6	Amperímetros en mal estado							buen estado
7	Voltímetros en mal estado							buen estado
8	Giro del disco del contador al revés							buen estado
9	Batería del control electrónico en mal estado							buen estado
10	Falta de AC en control Electrónico							Existe AC
11	Empaque de puerta de control dañado							buen estado
12	Conexión a tierra de caja de control rota o dañada							buen estado
13	Conexión a tierra de reconector rota o dañada							buen estado
14	Puentes de entrada y salida en mal estado							buen estado
15	Cuchillas de entrada y salida en mal estado	L			X			Muy sucios
16	Cuchillas de Bypass en mal estado	L			X			Muy sucios
17	Estado de Caja de demandómetro	L			X			sucia
18	Estado de espiga de caja de control y demandómetro							buen estado
19	Estado de pintura del Recloser							buen estado
OBSERVACIONES: La salida de los reclosers no presentan anomalías en ninguno de los circuitos de salida.								
En cuanto a los aisladores de ent. Y sal. Se procedió a la limpieza completa de cada uno de los aisladores.								
Con respecto a las cuchillas de entrada, salida y de Bypass, se procedió a la limpieza completa y minuciosa de cada una de las cuchillas.								

SUBESTACIÓN: Tingo		FECHA: 30/06/2006						
INSPECCIÓN DE ESTRUCTURA								
		ORDEN		PLAZO DE REPARACIÓN				
No.	TIPOS DE ANOMALÍA	VA	R	S	I	CP	MP	OBSERVACIONES
INMUEBLE								
1	Difícil acceso a la subestación							NO
2	Portón de acceso en mal estado							BUEN ESTADO
3	Alarma de subestación en mal estado							NO TIENE
4	Candado de portón en mal estado							BUEN ESTADO
5	Muro Perimetral dañado							BUEN ESTADO
6	Malla perimetral en mal estado							BUEN ESTADO
7	Conexión a tierra de malla rota o dañada							BUEN ESTADO
8	Agujeros en terreno de la subestación							NO
9	Estado de la Grama o Maleza							NO TIENE
10	Falta de Piedrin							NO
11	Suciedad en la Subestación							NO
12	Advertencia de Peligro en muro dañada o no existe							NO TIENE
13	Estado de fosas o cajas de registro							BUEN ESTADO
14	Estado de tapaderas de cajas de registro							BUEN ESTADO
CASETA								
15	Luminarias en mal estado							BUEN ESTADO
16	Piso en mal estado							BUEN ESTADO
17	Puerta en mal estado							BUEN ESTADO
ESTRUCTURA DE PÓRTICO								
18	Estado Físico de trafo. De servicio							BUEN ESTADO
19	Estado de Herrajes	L					X	falta pintura
20	Alumbrado general del pórtico en mal estado							BUEN ESTADO
21	Flip-On de la caja del pórtico disparados							NO
22	Interruptor de control de alumbrado en mal estado							BUEN ESTADO
23	Tomacorrientes 120/240 en mal estado							BUEN ESTADO
24	Tubería sobrepuesta en mal estado							BUEN ESTADO
25	Estado de TP'S							BUEN ESTADO
26	Estructura metálica en mal estado							BUEN ESTADO
27	Conexión a tierra de estructura rota o dañada							BUEN ESTADO
 AISLAMIENTO DE PÓRTICO								
28	Aisladores de 69 KV fisurados, astillados alta conta.	L			X			SUCIEDAD
29	Aisl. Soporte barra 69 KV fisurados, astillados alta cont.	L			X			SUCIEDAD
30	Estado físico de las barras 69 KV malo							BUEN ESTADO
31	Aisl. 69 KV tipo cadena fisurado, astillado alta cont.	L			X			SUCIEDAD
32	Pararrayos 69 KV fisurados, astillados alta cont.	L			X			SUCIEDAD
33	Conexión a tierra de pararrayos 69 KV rotas o dañadas							BUEN ESTADO
34	Seccionador 69 KV dañado	L			X			SUCIEDAD
35	Portafusibles 69 KV dañado	L			X			SUCIEDAD
36	Aisl. 13.8 KV flameado, fisurados, astillados alta cont.	L			X			SUCIEDAD
37	Aisl. Soporte barra 13.8 fisurados, astillados, alta cont.	L			X			SUCIEDAD
38	Estado físico de las barras de 13.8 KV mala							BUEN ESTADO
39	Pararrayos 13.8 KV fisurados, astillados o con alta cont.	L			X			SUCIEDAD
40	Conexión a tierra de pararrayos 13.8 KV rota o dañada							BUEN ESTADO
41	Esta de punta Flankin y conexión a tierra							BUEN ESTADO
42	Hilo de guarda en mal estado y conexión a tierra							BUEN ESTADO
43	Estado de red de tierras de la subestación							BUEN ESTADO
44	Puntos calientes en IA'S de 69 KV							NO
OBSERVACIONES:								

4.2.11 Subestación eléctrica: Luís Nimatuj

RESISTENCIA DE AISLAMIENTO, ÍNDICE DE POLARIZACION PARA TRANSFORMADORES DE POTENCIA						
SUBESTACIÓN:	Luís Nimatuj	FECHA:	01/07/2006			
		TEMP. ACEITE EN °C	29°C			
VOLTAJE APL MEGGER:	5,000 VOLTS	TEMP. BOBINA °C	26°C			
CÓDIGO DEL TRAF0:	S - 128					
Factor de corrección de temperatura:	0.88					
Valor mínimo resistencia permitido para 69 KV:		1.860 Giga ohms				
Valor mínimo resistencia permitido para 13.8 KV		0.410 Giga ohms				
RESISTENCIA DE AISLAMIENTO EN G OHMS						
MINUTOS	PRIM/SEC - TIERRA		PRI / SEC		SEC / PRI - TIERRA	
	Valor Medido	Con Factor	Valor Medido	Con Factor	Valor Medido	Con Factor
0.25	8.30	7.30	15.40	13.55	3.56	3.13
0.5	10.30	9.06	19.00	16.72	5.00	4.40
0.75	11.40	10.03	21.00	18.48	6.15	5.41
1	12.20	10.74	21.80	19.18	6.75	5.94
2	14.40	12.67	23.40	20.59	9.80	8.62
3	16.10	14.17	24.80	21.82	11.50	10.12
4	17.20	15.14	25.60	22.53	12.60	11.09
5	18.20	16.02	26.20	23.06	13.60	11.97
6	18.90	16.63	26.80	23.58	14.60	12.85
7	19.50	17.16	27.20	23.94	15.30	13.46
8	20.00	17.60	27.60	24.29	15.90	13.99
9	20.40	17.95	27.80	24.46	16.50	14.52
10	20.80	18.30	28.40	24.99	17.00	14.96
ÍNDICE DE POLARIZACION	1.70	1.70	1.30	1.30	2.52	2.52
RESISTENCIA DE AISLAMIENTOS						
<p>The graph plots insulation resistance in Giga Ohms (Y-axis, 0 to 30) against time in minutes (X-axis, 0 to 11). Three data series are shown: PRIM / SEC - TIERRA (blue diamonds), PRI / SEC (magenta squares), and SEC / PRI - TIERRA (yellow triangles). All series show an upward trend. The PRI / SEC series starts at approximately 13.55 G Ohms at 0.25 minutes and reaches 24.99 G Ohms at 10 minutes. The PRIM / SEC - TIERRA series starts at 7.30 G Ohms and reaches 18.30 G Ohms. The SEC / PRI - TIERRA series starts at 3.13 G Ohms and reaches 14.96 G Ohms.</p>						
OBSERVACIONES:	Los datos obtenidos como se muestra en la figura están dados en Giga Ohmios					

UNIDAD DE SUBESTACIONES			
RELACIÓN DE VUELTAS, RESISTENCIA DE DEVANADOS			
Y PRUEBAS AL ACEITE PARA TRANSFORMADORES DE POTENCIA			
SUBESTACIÓN:	Luís Nimatuj	NUMERO DE TRAF0:	S - 128
CIRCUITOS:	141 , 142	CAPACIDAD:	10 / 14 MVA
FECHA DE PRUEBA:	01/07/2006	NO. DE SERIE:	PGP - 14891
MARCA:	Westinghouse	IMPEDANCIA:	7.30%
VOLTAJE PRIMARIO:	67,650 Volts	TAP NO.:	1
VOLTAJE SECUNDARIO:	13,800 Volts	VOLTAJE:	67,650
		RELACIÓN TEÓRICA:	8.491
LA PRUEBA SE REALIZA EN EL TAP DE TRABAJO			
RELACIÓN DE VUELTAS CON TTR:			
BOBINAS	RELACIÓN TAP 1		
H1-H3 / X0-X1	8.485		
H1-H2 / X0-X2	8.488		
H2-H3 / X0-X3	8.485		
MEDICIÓN DE RESISTENCIA DE DEVANADO PRIMARIO			
BOBINAS	RESIST. TAP 1	RESIST. TAP 1 CORR.	TEMP. DEVAN.:
H1-H3	1.84	1.5824	27°C
H1-H2	1.84	1.5824	Fact. Corr. Temp:
H2-H3	1.84	1.5824	0.86
MEDICIÓN DE RESISTENCIA DE DEVANADO SECUNDARIO			
BOBINAS	RESIST. TAP 1	RESIST. TAP 1 CORR.	TEMP. DEVAN.:
X1-X0	34.30	29.498	27°C
X2-X0	33.90	29.154	Fact. Corr. Temp:
X3-X0	34.00	29.240	0.86
OBSERVACIONES: La medición del devanado primario esta Dado en Ohmios, mientras que la medición del devanado secundario esta dado en mili Ohmios.			

SECCIÓN DE TRANSFORMADORES Y SUBESTACIONES											
PRUEBA DE CAPACITANCIA Y FACTOR DE DISIPACIÓN											
FECHA	01/07/2006		MARCA:	Westinghouse		KVA:	10 / 14 MVA				
SUBESTAC.	Luis Nimatuj		SERIE:	PGP - 14891		NUMERO:	S - 128				
VOLTAJE	8 - 10KV/A		TEMP. ACEITE	29°C		FACTOR CORR. TEMP.	0.82				
MULT. CAP:	200										
VOLTAJE APLICADO KV	TIPO DE PRUEBA	POSICIÓN	NEGRO	ROJO	Corr. (mA)	% F.D. LECTURA	% F. D. CORREGIDO	% F.P. CALCULADO	Watts PERDIDAS	Capacitancia (PF) LECTURA	
8	UST	3	H	L	10.50	0.29	0.24	0.231	0.33	15.12	
10	CHL	3	H	L	12.50	0.36	0.30	0.283	0.41	15.12	
8	GST L-GND	4	H	L	18.60	0.24	0.20	0.193	0.50	27.64	
10	CHL + CHG	4	H	L	22.50	0.35	0.29	0.276	0.65	27.64	
8	GST L-GUARD	5	H	L	8.70	0.19	0.16	0.154	0.18	12.54	
10	CHG	5	H	L	10.50	0.26	0.21	0.209	0.25	12.54	
7	UST	3	L	H	8.70	0.25	0.21	0.201	0.28	15.12	
10	CLH	3	L	H	12.50	0.36	0.30	0.283	0.41	15.12	
7	GST L-GND	4	L	H	27.50	0.28	0.23	0.224	1.02	49.46	
10	CLH + CLG	4	L	H	39.30	0.41	0.34	0.319	1.52	49.46	
7	GST L-GUARD	5	L	H	19.20	0.29	0.24	0.231	0.77	34.35	
10	CLG	5	L	H	27.50	0.43	0.35	0.333	1.12	34.35	
10	GST L-GND	4	H & L	Masa	37.60	0.42	0.34	0.326	1.47	46.20	
PRUEBA DE CORRIENTE DE EXCITACIÓN											
UST-3											
Medición	Negro	Rojo	Tierra	LECTURA (mA)							
H1-H2	H1	H2	H3	6.70							
H2-H3	H2	H3	H1	13.90							
H3-H1	H3	H1	H2	12.60							
Voltaje Aplicado = 5 Kv											
OBSERVACIONES:											
En los resultados de F.D. y F.P. Existe una pequeña diferencia debido a como se explico en este capitulo existe una mínima perdida en el aislamiento.											
El factor de Potencia se calcula a partir de las formulas dadas en este capitulo.											
Las pruebas CHL, CHG y CLG son las que nos interesan, las demás mediciones son complementarias.											
Los datos corregidos están aproximados a 2 decimales. Los datos calculados están aproximados a 3 decimales											
El factor multiplicativo de 200 no aplica a la prueba de corriente de excitación											

UNIDAD DE MANTENIMIENTO DE SUBESTACIONES				
CALIBRACIÓN DE TERMÓMETROS DE ACEITE Y DEVANADO				
PRUEBA DE ALARMAS Y DISPAROS DEL TRANSFORMADOR DE POTENCIA				
SUBESTACIÓN:		Luís Nimatuj		FECHA:
				01/07/2006
TERMÓMETRO DE ACEITE				
No.	TIPO DE PRUEBA	SI	NO	OBSERVACIONES
1	ARRANQUE PRIMERA ETAPA DE VENTILADORES A 65°C	65°C		
2	ARRANQUE SEGUNDA ETAPA DE VENTILADORES A 75°C	90°C		
3	LECTURA TERMÓMETRO IGUAL AL APARATO			1° menor al aparato
4	ALARMA POR TEMPERATURA ALTA DEL ACEITE A 90°C	----	----	
5	DISPARO POR TEMPERATURA ALTA DEL ACEITE A 95°C	----	----	
TERMÓMETRO DE DEVANADO				
No.	TIPO DE PRUEBA	SI	NO	OBSERVACIONES
6	ARRANQUE PRIMERA ETAPA DE VENTILADORES A 65°C	65°C		
7	ARRANQUE SEGUNDA ETAPA DE VENTILADORES A 75°C	----		
8	ALARMA DE TEMPERATURA ALTA DEVANADO A 95°C	90°C		
9	DISPARO DE TEMPERATURA ALTA DEVANADO A 100°C	100°C		
10	LECTURA TERMÓMETRO IGUAL AL APARATO			10° menor q el aparato
PRUEBA DE DISPAROS DEL TRANSFORMADOR				
No.	TIPO DE PRUEBA	SI	NO	OBSERVACIONES
11	DISPARO POR RELE BUCHHOLZ	----	----	
12	DISPARO POR SOBREPRESION	----	----	
13	DISPARO POR PRESIÓN SÚBITA	----	----	
14	DISPARO POR BAJO NIVEL DE ACEITE	----	----	
PRUEBA DE SEÑALES DEL TRANSFORMADOR				
No.	TIPO DE PRUEBA	SI	NO	OBSERVACIONES
15	ALARMA DE BAJO NIVEL DE ACEITE	----	----	
16	ALARMA DE BUCHHOLZ	----	----	
OBSERVACIONES: Se notifico al COI en cada una de las confirmaciones vía radio				
Termómetro de aceite: No hubo alarma ni disparo por temperatura alta				
No hubo disparos por presión súbita ni bajo nivel de aceite.				

SUBESTACIÓN: Luís Nimatuj		TRAFO: S - 128		FECHA: 01/07/2006				
TRANSFORMADOR DE POTENCIA 69/13.8 KV								
CIRCUITOS: 141 , 142								
		ORDEN		PLAZO DE REPARACIÓN				
No.	TIPOS DE ANOMALÍA	VA	R	S	I	CP	MP	OBSERVACIONES
1	Aisladores ent. Y sal. Fisurados , astillados alta cont	L			X			Muy sucios
2	Pararrayos ent. Y sal. Fisurados , astillados alta cont	L			X			Muy sucios
3	Silica Húmeda							----
4	Estado de conectores y/o terminales del trafo.	L			X			Muy sucios
5	Puntos calientes							NO
6	Estado de conexiones a tierra							normal
7	Fugas de aceite							NO
8	Estado y funcionamiento de ventiladores							Buen estado
9	Estado de resistencia de panel de control							Buen estado
10	Baja presión de Nitrógeno							No, Aceptable
11	Bajo nivel de aceite							NO
12	Estado de Termómetros de aceite y devanado							Buen estado
13	Estado de TC'S de protección Diferencial							Buen estado
					MÁX.			
TEMPERATURA DEL ACEITE					29°C			
TEMPERATURA DEL DEVANADO					26°C			
			BUENO		MALO			
NIVEL DE ACEITE			X					
ESTADO DE SILICA			---					
PRESIÓN DE NITRÓGENO:			1.70 (PSI)					
PUNTOS CALIENTES:			---- °C		NO			
PARARRAYOS:			PRIMARIO ^X		SECUNDARIO ^X			
FUNCIONAMIENTO DE VENTILADORES			MANUAL		AUTOMÁTICO		X	
OBSERVACIONES: No existen puntos calientes, en cuanto a nivel de aceite y presión de Nitrógeno normales.								
Los pararrayos se encontraron muy sucios por lo que se procedió a la limpieza correspondiente tanto en primario como en secundario.								

SUBESTACIÓN:		Luis Nimatuj			CTOS:		141 y 142		FECHA:		01/07/2006		
		RECLOSER 13.8 KV											
No. Recloser(s):		331 , 322											
					ORDEN		PLAZO DE REPARACIÓN						
No.	TIPOS DE ANOMALÍA	VA	R	S	I	CP	MP	OBSERVACIONES					
1	Fugas en reconectador							ninguna					
2	Puntos calientes							ninguno					
3	Aisladores de ent. Y sal. Fisurados, astillados	L			X			Muy sucios					
4	Estado de TC'S de medición de circuito	L			X			Muy sucios					
5	Tapadera de interruptor auxiliar dañada							buen estado					
6	Amperímetros en mal estado							buen estado					
7	Voltímetros en mal estado							buen estado					
8	Giro del disco del contador al revés							buen estado					
9	Batería del control electrónico en mal estado							buen estado					
10	Falta de AC en control Electrónico							Existe AC					
11	Empaque de puerta de control dañado							buen estado					
12	Conexión a tierra de caja de control rota o dañada							buen estado					
13	Conexión a tierra de reconectador rota o dañada							buen estado					
14	Puentes de entrada y salida en mal estado	L			X			Muy sucios					
15	Cuchillas de entrada y salida en mal estado	L			X			Muy sucios					
16	Cuchillas de Bypass en mal estado	L			X			Muy sucios					
17	Estado de Caja de demandómetro	L			X			sucia					
18	Estado de espiga de caja de control y demandómetro							buen estado					
19	Estado de pintura del Recloser							buen estado					
OBSERVACIONES: La salida de los reclosers no presentan anomalías en ninguno de los circuitos de salida. En cuanto a los aisladores de ent. Y sal. Se procedió a la limpieza completa de cada uno de los aisladores. Con respecto a las cuchillas de entrada, salida y de Bypass, se procedió a la limpieza completa y minuciosa de cada una de las cuchillas.													

SUBESTACIÓN: Luís Nimatuj		FECHA: 01/07/2006							
INSPECCIÓN DE ESTRUCTURA									
		ORDEN		PLAZO DE REPARACIÓN					
No.	TIPOS DE ANOMALÍA	VA	R	S	I	CP	MP	OBSERVACIONES	
INMUEBLE									
1	Difícil acceso a la subestación								NO
2	Portón de acceso en mal estado								BUEN ESTADO
3	Alarma de subestación en mal estado								BUEN ESTADO
4	Candado de portón en mal estado								BUEN ESTADO
5	Muro Perimetral dañado								BUEN ESTADO
6	Malla perimetral en mal estado								BUEN ESTADO
7	Conexión a tierra de malla rota o dañada								BUEN ESTADO
8	Agujeros en terreno de la subestación								NO
9	Estado de la Grama o Maleza								NO TIENE
10	Falta de Piedrin								NO
11	Suciedad en la Subestación								NO
12	Advertencia de Peligro en muro dañada o no existe								SI
13	Estado de fosas o cajas de registro								humedad
14	Estado de tapaderas de cajas de registro								BUEN ESTADO
CASETA									
15	Luminarias en mal estado								BUEN ESTADO
16	Piso en mal estado								BUEN ESTADO
17	Puerta en mal estado								BUEN ESTADO
ESTRUCTURA DE PÓRTICO									
18	Estado Físico de trafo. De servicio								BUEN ESTADO
19	Estado de Herrajes								falta pintura
20	Alumbrado general del pórtico en mal estado								BUEN ESTADO
21	Flip-On de la caja del pórtico disparados								BUEN ESTADO
22	Interruptor de control de alumbrado en mal estado								BUEN ESTADO
23	Tomacorrientes 120/240 en mal estado								BUEN ESTADO
24	Tubería sobrepuesta en mal estado								BUEN ESTADO
25	Estado de TP'S								BUEN ESTADO
26	Estructura metálica en mal estado								BUEN ESTADO
27	Conexión a tierra de estructura rota o dañada								BUEN ESTADO
 AISLAMIENTO DE PÓRTICO									
28	Aisladores de 69 KV fisurados, astillados alta conta.	L			X				SUCIEDAD
29	Aisl. Soporte barra 69 KV fisurados, astillados alta cont.	L			X				SUCIEDAD
30	Estado físico de las barras 69 KV malo	L			X				SUCIEDAD
31	Aisl. 69 KV tipo cadena fisurado, astillado alta cont.	L			X				SUCIEDAD
32	Pararrayos 69 KV fisurados, astillados alta cont.	L			X				SUCIEDAD
33	Conexión a tierra de pararrayos 69 KV rotas o dañadas	L			X				SUCIEDAD
34	Seccionador 69 KV dañado	L			X				SUCIEDAD
35	Portafusibles 69 KV dañado								NO TIENE
36	Aisl. 13.8 KV flameado, fisurados, astillados alta cont.	L			X				SUCIEDAD
37	Aisl. Soporte barra 13.8 KV fisurados, astillados, alta cont.	L			X				SUCIEDAD
38	Estado físico de las barras de 13.8 KV mala								BUEN ESTADO
39	Pararrayos 13.8 KV fisurados, astillados o con alta cont.	L			X				SUCIEDAD
40	Conexión a tierra de pararrayos 13.8 KV rota o dañada								BUEN ESTADO
41	Esta de punta Flankin y conexión a tierra								BUEN ESTADO
42	Hilo de guarda en mal estado y conexión a tierra								BUEN ESTADO
43	Estado de red de tierras de la subestación								BUEN ESTADO
44	Puntos calientes en IA'S de 69 KV								NO
OBSERVACIONES: Las fosas se encuentran un poco sucias y con evidencia de filtración de agua.									

4.2.12 Subestación eléctrica: Próceres

RESISTENCIA DE AISLAMIENTO, ÍNDICE DE POLARIZACION PARA TRANSFORMADORES DE POTENCIA																																																														
SUBESTACIÓN:	Próceres	FECHA:	09/07/2006																																																											
		TEMP. ACEITE EN °C	29°C																																																											
VOLTAJE APL MEGGER:	5,000 VOLTS	TEMP. BOBINA °C	30°C																																																											
CÓDIGO DEL TRAF0:	S - 186																																																													
Factor de corrección de temperatura:	0.63																																																													
Valor mínimo resistencia permitido para 69 KV:		1.860 Giga ohms																																																												
Valor mínimo resistencia permitido para 13.8 KV:		0.410 Giga ohms																																																												
RESISTENCIA DE AISLAMIENTO EN G OHMS																																																														
MINUTOS	PRIM/SEC - TIERRA		PRI / SEC		SEC / PRI - TIERRA																																																									
	Valor Medido	Con Factor	Valor Medido	Con Factor	Valor Medido	Con Factor																																																								
0.25	3.42	2.15	7.60	4.79	1.92	1.21																																																								
0.5	5.00	3.15	11.00	6.93	2.88	1.81																																																								
0.75	5.45	3.43	12.50	7.88	3.36	2.12																																																								
1	6.10	3.84	13.40	8.44	3.86	2.43																																																								
2	7.85	4.95	15.80	9.95	5.00	3.15																																																								
3	8.95	5.64	17.20	10.84	5.85	3.69																																																								
4	9.95	6.27	18.40	11.59	6.50	4.10																																																								
5	10.90	6.87	19.00	11.97	7.10	4.47																																																								
6	11.70	7.37	19.80	12.47	7.70	4.85																																																								
7	12.50	7.88	20.00	12.60	8.10	5.10																																																								
8	13.20	8.32	21.00	13.23	8.55	5.39																																																								
9	13.80	8.69	21.00	13.23	8.90	5.61																																																								
10	14.40	9.07	21.00	13.23	9.05	5.70																																																								
ÍNDICE DE POLARIZACION	2.36	2.36	1.57	1.57	2.34	2.34																																																								
RESISTENCIA DE AISLAMIENTOS																																																														
<table border="1"> <caption>Data for Resistencia de Aislamientos Graph</caption> <thead> <tr> <th>MINUTOS</th> <th>PRIM / SEC - TIERRA (Giga Ohms)</th> <th>PRI / SEC (Giga Ohms)</th> <th>SEC / PRI - TIERRA (Giga Ohms)</th> </tr> </thead> <tbody> <tr><td>0.25</td><td>3.42</td><td>7.60</td><td>1.92</td></tr> <tr><td>0.5</td><td>5.00</td><td>11.00</td><td>2.88</td></tr> <tr><td>0.75</td><td>5.45</td><td>12.50</td><td>3.36</td></tr> <tr><td>1</td><td>6.10</td><td>13.40</td><td>3.86</td></tr> <tr><td>2</td><td>7.85</td><td>15.80</td><td>5.00</td></tr> <tr><td>3</td><td>8.95</td><td>17.20</td><td>5.85</td></tr> <tr><td>4</td><td>9.95</td><td>18.40</td><td>6.50</td></tr> <tr><td>5</td><td>10.90</td><td>19.00</td><td>7.10</td></tr> <tr><td>6</td><td>11.70</td><td>19.80</td><td>7.70</td></tr> <tr><td>7</td><td>12.50</td><td>20.00</td><td>8.10</td></tr> <tr><td>8</td><td>13.20</td><td>21.00</td><td>8.55</td></tr> <tr><td>9</td><td>13.80</td><td>21.00</td><td>8.90</td></tr> <tr><td>10</td><td>14.40</td><td>21.00</td><td>9.05</td></tr> </tbody> </table>							MINUTOS	PRIM / SEC - TIERRA (Giga Ohms)	PRI / SEC (Giga Ohms)	SEC / PRI - TIERRA (Giga Ohms)	0.25	3.42	7.60	1.92	0.5	5.00	11.00	2.88	0.75	5.45	12.50	3.36	1	6.10	13.40	3.86	2	7.85	15.80	5.00	3	8.95	17.20	5.85	4	9.95	18.40	6.50	5	10.90	19.00	7.10	6	11.70	19.80	7.70	7	12.50	20.00	8.10	8	13.20	21.00	8.55	9	13.80	21.00	8.90	10	14.40	21.00	9.05
MINUTOS	PRIM / SEC - TIERRA (Giga Ohms)	PRI / SEC (Giga Ohms)	SEC / PRI - TIERRA (Giga Ohms)																																																											
0.25	3.42	7.60	1.92																																																											
0.5	5.00	11.00	2.88																																																											
0.75	5.45	12.50	3.36																																																											
1	6.10	13.40	3.86																																																											
2	7.85	15.80	5.00																																																											
3	8.95	17.20	5.85																																																											
4	9.95	18.40	6.50																																																											
5	10.90	19.00	7.10																																																											
6	11.70	19.80	7.70																																																											
7	12.50	20.00	8.10																																																											
8	13.20	21.00	8.55																																																											
9	13.80	21.00	8.90																																																											
10	14.40	21.00	9.05																																																											
OBSERVACIONES:	Los datos obtenidos como se muestra en la figura están dados en Giga Ohmios																																																													

UNIDAD DE SUBESTACIONES			
RELACIÓN DE VUELTAS, RESISTENCIA DE DEVANADOS Y PRUEBAS AL ACEITE PARA TRANSFORMADORES DE POTENCIA			
SUBESTACIÓN:	Próceres	NUMERO DE TRAF0:	S - 186
CIRCUITOS:	97 , 98 y 99	CAPACIDAD:	15 / 28 MVA
FECHA DE PRUEBA:	09/07/2006	NO. DE SERIE:	240019-01
MARCA:	ABB	IMPEDANCIA:	8.30%
VOLTAJE PRIMARIO:	69,300 Volts	TAP NO.:	1
VOLTAJE SECUNDARIO:	13,800 Volts	VOLTAJE:	69,300
		RELACIÓN TEÓRICA:	8.698
LA PRUEBA SE REALIZA EN EL TAP DE TRABAJO			
RELACIÓN DE VUELTAS CON TTR:			
BOBINAS	RELACIÓN TAP 1		
H1-H3 / X0-X1	8.677		
H1-H2 / X0-X2	8.685		
H2-H3 / X0-X3	8.681		
MEDICIÓN DE RESISTENCIA DE DEVANADO PRIMARIO			
BOBINAS	RESIST. TAP 1	RESIST. TAP 1 CORR.	TEMP. DEVAN.:
H1-H3	0.54	0.340	30°C
H1-H2	0.54	0.340	Fact. Corr. Temp:
H2-H3	0.54	0.340	0.63
MEDICIÓN DE RESISTENCIA DE DEVANADO SECUNDARIO			
BOBINAS	RESIST. TAP 1	RESIST. TAP 1 CORR.	TEMP. DEVAN.:
X1-X0	10.30	6.489	30°C
X2-X0	10.50	6.615	Fact. Corr. Temp:
X3-X0	16.10	10.143	0.63
OBSERVACIONES: La medición del devanado primario esta dado en Ohmios, mientras que la medación del devanado secundario esta dado en mili Ohmios.			

SECCIÓN DE TRANSFORMADORES Y SUBESTACIONES											
PRUEBA DE CAPACITANCIA Y FACTOR DE DISIPACIÓN											
FECHA	09/07/2006	MARCA:	ABB	KVA:	15 / 28 MVA						
SUBESTAC.	Próceres	SERIE:	2400 19 - 01	NUMERO:	S - 186						
VOLTAJE	8 - 10KV	TEMP. ACEITE	29°C	FACTOR CORR. TEMP.	0.67						
MULT. CAP:	200										
VOLTAJE APLICADO KV	TIPO DE PRUEBA	POSICIÓN	NEGRO	ROJO	LECTURA	% F. D.	CORREGIDO	CALCULADO	PERDIDAS	Capacitancia (PF)	LECTURA
8	UST	3	H	L	27.20	0.21	0.14	0.139	0.68		44.14
10	CHL	3	H	L	33.90	0.26	0.17	0.172	0.85		44.14
8	GST L-GND	4	H	L	36.10	0.27	0.18	0.178	1.17		59.03
10	CHL + CHG	4	H	L	45.10	0.31	0.21	0.203	1.39		59.03
8	GST L-GUARD	5	H	L	9.50	0.45	0.30	0.289	0.51		14.92
10	CHG	5	H	L	11.90	0.50	0.34	0.318	0.55		14.92
7	UST	3	L	H	22.70	0.18	0.12	0.120	0.60		44.14
10	CLH	3	L	H	32.80	0.26	0.17	0.172	0.85		44.14
7	GST L-GND	4	L	H	60.20	0.23	0.15	0.152	2.00		23.78 X 1K
10	CLH + CLG	4	L	H	87.00	0.30	0.20	0.197	2.70		23.78 X 1K
7	GST L-GUARD	5	L	H	38.10	0.26	0.17	0.172	1.40		14.95 X 1K
10	CLG	5	L	H	54.80	0.34	0.23	0.222	1.90		14.94 X 1K
10	GST L-GND	4	H & L	Masa	66.70	0.31	0.21	0.203	2.10		17.91 X 1K
PRUEBA DE CORRIENTE DE EXCITACIÓN											
UST-3											
Medición	Negro	Rojo	Tierra	LECTURA (mA)							
H1-H2	H1	H2	H3	9.60							
H2-H3	H2	H3	H1	16.20							
H3-H1	H3	H1	H2	20.60	Voltaje Aplicado = 5 Kv						
OBSERVACIONES:											
En los resultados de F.D. y F.P. Existe una pequeña diferencia debido a como se explico en este capitulo existe una mínima perdida en el aislamiento.											
El factor de Potencia se calcula a partir de las formulas dadas en este capitulo.											
Las pruebas CHL, CHG y CLG son las que nos interesan, las demás mediciones son complementarias.											
Los datos corregidos están aproximados a 2 decimales. Los datos calculados están aproximados a 3 decimales											
El factor multiplicativo de 200 no aplica a la prueba de corriente de excitación											
Existe un incremento considerable en las últimas cinco mediciones de la capacitancia											

UNIDAD DE MANTENIMIENTO DE SUBESTACIONES				
CALIBRACIÓN DE TERMÓMETROS DE ACEITE Y DEVANADO				
PRUEBA DE ALARMAS Y DISPAROS DEL TRANSFORMADOR DE POTENCIA				
SUBESTACIÓN: Próceres			FECHA: 09/07/2006	
TERMÓMETRO DE ACEITE				
No.	TIPO DE PRUEBA	SI	NO	OBSERVACIONES
1	ARRANQUE PRIMERA ETAPA DE VENTILADORES A 65°C	----	----	
2	ARRANQUE SEGUNDA ETAPA DE VENTILADORES A 75°C	----	----	
3	LECTURA TERMÓMETRO IGUAL AL APARATO			25° menor al aparato
4	ALARMA POR TEMPERATURA ALTA DEL ACEITE A 90°C	95°C		
5	DISPARO POR TEMPERATURA ALTA DEL ACEITE A 95°C	98°C		
TERMÓMETRO DE DEVANADO				
No.	TIPO DE PRUEBA	SI	NO	OBSERVACIONES
6	ARRANQUE PRIMERA ETAPA DE VENTILADORES A 65°C	55°C		
7	ARRANQUE SEGUNDA ETAPA DE VENTILADORES A 75°C	58°C		
8	ALARMA DE TEMPERATURA ALTA DEVANADO A 95°C			
9	DISPARO DE TEMPERATURA ALTA DEVANADO A 100°C	140°C		
10	LECTURA TERMÓMETRO IGUAL AL APARATO			25° menor q el aparato
PRUEBA DE DISPAROS DEL TRANSFORMADOR				
No.	TIPO DE PRUEBA	SI	NO	OBSERVACIONES
11	DISPARO POR RELE BUCHHOLZ	X		
12	DISPARO POR SOBREPRESION	X		
13	DISPARO POR PRESIÓN SÚBITA			
14	DISPARO POR BAJO NIVEL DE ACEITE	X		
PRUEBA DE SEÑALES DEL TRANSFORMADOR				
No.	TIPO DE PRUEBA	SI	NO	OBSERVACIONES
15	ALARMA DE BAJO NIVEL DE ACEITE	X		
16	ALARMA DE BUCHHOLZ	X		
OBSERVACIONES: Se notifico al COI en cada una de las confirmaciones vía radio				
El disparo por Lock out esta en el punto 5 de la remota, no les llego al COI.				
En los dos termómetros realizando la prueba existe una diferencia de 25 grados, por lo que seria conveniente calibrar estos termómetros para poder obtener un dato real.				
Termómetro de aceite: No arranque de 1ra. Ni 2da. Etapa de ventiladores.				

SUBESTACIÓN: Próceres		TRAF0: S - 186		FECHA: 09/07/2006				
TRANSFORMADOR DE POTENCIA 69/13.8 KV								
CIRCUITOS: 97 , 98 y 99								
		ORDEN		PLAZO DE REPARACIÓN				
No.	TIPOS DE ANOMALÍA	VA	R	S	I	CP	MP	OBSERVACIONES
1	Aisladores ent. Y sal. Fisurados , astillados alta cont	L			X			Muy sucios
2	Pararrayos ent. Y sal. Fisurados, astillados alta cont	L			X			Muy sucios
3	Silica Húmeda							NO
4	Estado de conectores y/o terminales del trafo.	L			X			Muy sucios
5	Puntos calientes							NO
6	Estado de conexiones a tierra							normal
7	Fugas de aceite							NO
8	Estado y funcionamiento de ventiladores							Buen estado
9	Estado de resistencia de panel de control							Buen estado
10	Baja presión de Nitrógeno							---
11	Bajo nivel de aceite							NO
12	Estado de Termómetros de aceite y devanado							Buen estado
13	Estado de TC'S de protección Diferencial							Buen estado
					MÁX.			
TEMPERATURA DEL ACEITE					29°C			
TEMPERATURA DEL DEVANADO					30°C			
			BUENO	MALO				
NIVEL DE ACEITE			X					
ESTADO DE SILICA			X					
PRESIÓN DE NITRÓGENO:			---	(PSI)				
PUNTOS CALIENTES:			----	°C	NO			
PARARRAYOS:			PRIMARIO	SECUNDARIO	X	X		
FUNCIONAMIENTO DE VENTILADORES			MANUAL	AUTOMÁTICO	X			
OBSERVACIONES: No existen puntos calientes, en cuanto a nivel de aceite normales.								
Los pararrayos se encontraron muy sucios por lo que se procedió a la limpieza correspondiente tanto en primario como en secundario.								
Este transformador de potencia es sumergido en aceite de tipo respiradero libre.								

SUBESTACIÓN: Próceres		CTOS: 97, 98 y 99			FECHA: 09/07/2006			
RECLOSER 13.8 KV								
No. Recloser(s): 279, 273 y 205								
			ORDEN		PLAZO DE REPARACIÓN			
No.	TIPOS DE ANOMALÍA	VA	R	S	I	CP	MP	OBSERVACIONES
1	Fugas en reconectador							ninguna
2	Puntos calientes	G			X			Face "c" (273)
3	Aisladores de ent. Y sal. Fisurados, astillados	L			X			Muy sucios
4	Estado de TC'S de medición de circuito	L			X			Muy sucios
5	Tapadera de interruptor auxiliar dañada							buen estado
6	Amperímetros en mal estado							buen estado
7	Voltímetros en mal estado							buen estado
8	Giro del disco del contador al revés							buen estado
9	Batería del control electrónico en mal estado							Se descarga
10	Falta de AC en control Electrónico							Existe AC
11	Empaque de puerta de control dañado							buen estado
12	Conexión a tierra de caja de control rota o dañada							buen estado
13	Conexión a tierra de reconectador rota o dañada							buen estado
14	Puentes de entrada y salida en mal estado	L			X			Muy sucios
15	Cuchillas de entrada y salida en mal estado	L			X			Muy sucios
16	Cuchillas de Bypass en mal estado	L			X			Muy sucios
17	Estado de Caja de demandómetro	L			X			sucia
18	Estado de espiga de caja de control y demandómetro							buen estado
19	Estado de pintura del Recloser							buen estado
OBSERVACIONES: La salida de los reclosers no presentan anomalías en ninguno de los circuitos de salida.								
En cuanto a los aisladores de ent. Y sal. Se procedió a la limpieza completa de cada uno de los aisladores.								
Con respecto a las cuchillas de entrada, salida y de Bypass, se procedió a la limpieza completa y minuciosa de cada una de las cuchillas.								
Hubo un punto caliente en el circuito 98 del recloser 273, fase "C", la cual se limpio con thinner, se le aplico penetrox y se reapretó inmediatamente.								

SUBESTACIÓN:		Próceres	FECHA:		09/07/2006				
INSPECCIÓN DE ESTRUCTURA									
		ORDEN		PLAZO DE REPARACIÓN					
No.	TIPOS DE ANOMALÍA	VA	R	S	I	CP	MP	OBSERVACIONES	
INMUEBLE									
1	Difícil acceso a la subestación								NO
2	Portón de acceso en mal estado								BUEN ESTADO
3	Alarma de subestación en mal estado								NO TIENE
4	Candado de portón en mal estado								BUEN ESTADO
5	Muro Perimetral dañado								BUEN ESTADO
6	Malla perimetral en mal estado								BUEN ESTADO
7	Conexión a tierra de malla rota o dañada								BUEN ESTADO
8	Agujeros en terreno de la subestación								NO
9	Estado de la Grama o Maleza								NO
10	Falta de Piedrin								NO
11	Suciedad en la Subestación								NO
12	Advertencia de Peligro en muro dañada o no existe								NO TIENE
13	Estado de fosas o cajas de registro								HÚMEDAS
14	Estado de tapaderas de cajas de registro								BUEN ESTADO
CASETA									
15	Luminarias en mal estado								BUEN ESTADO
16	Piso en mal estado								BUEN ESTADO
17	Puerta en mal estado								BUEN ESTADO
ESTRUCTURA DE PÓRTICO									
18	Estado Físico de trafo. De servicio								BUEN ESTADO
19	Estado de HERRAJES								falta pintura
20	Alumbrado general del pórtico en mal estado								BUEN ESTADO
21	Flip-On de la caja del pórtico disparados								NO
22	Interruptor de control de alumbrado en mal estado	L			X				SUCIO
23	Tomacorrientes 120/240 en mal estado								BUEN ESTADO
24	Tubería sobrepuesta en mal estado								BUEN ESTADO
25	Estado de TP'S								BUEN ESTADO
26	Estructura metálica en mal estado								BUEN ESTADO
27	Conexión a tierra de estructura rota o dañada								BUEN ESTADO
AISLAMIENTO DE PÓRTICO									
28	Aisladores de 69 KV fisurados, astillados alta conta.	L			X				SUCIEDAD
29	Aisl. Soporte barra 69 KV fisurados, astillados alta cont.	L			X				SUCIEDAD
30	Estado físico de las barras 69 KV malo								BUEN ESTADO
31	Aisl. 69 KV tipo cadena fisurado, astillado alta cont.	L			X				SUCIEDAD
32	Pararrayos 69 KV fisurados, astillados alta cont.	L			X				SUCIEDAD
33	Conexión a tierra de pararrayos 69 KV rotas o dañadas	L			X				SUCIEDAD
34	Seccionador 69 KV dañado	L			X				SUCIEDAD
35	Portafusibles 69 KV dañado								NO TIENE
36	Aisl. 13.8 KV flameado, fisurados, astillados alta cont.	L			X				SUCIEDAD
37	Aisl. Soporte barra 13.8 fisurados, astillados, alta cont.	L			X				SUCIEDAD
38	Estado físico de las barras de 13.8 KV mala								BUEN ESTADO
39	Pararrayos 13.8 KV fisurados, astillados o con alta cont.	L			X				SUCIEDAD
40	Conexión a tierra de pararrayos 13.8 KV rota o dañada								BUEN ESTADO
41	Esta de punta Flankin y conexión a tierra								BUEN ESTADO
42	Hilo de guarda en mal estado y conexión a tierra								BUEN ESTADO
43	Estado de red de tierras de la subestación								BUEN ESTADO
44	Puntos calientes en IA'S de 69 KV								NO
OBSERVACIONES: Las fosas se encuentran un poco sucias y con evidencia de filtración de agua.									

4.2.13 Subestación eléctrica: Norte

RESISTENCIA DE AISLAMIENTO, ÍNDICE DE POLARIZACION PARA TRANSFORMADORES DE POTENCIA																																																														
SUBESTACIÓN:	Norte	FECHA:	09/09/2006																																																											
		TEMP. ACEITE EN °C	33°C																																																											
VOLTAJE APL MEGGER:	5,000 VOLTS	TEMP. BOBINA °C	32°C																																																											
CÓDIGO DEL TRAF0:	S - 145																																																													
Factor de corrección de temperatura:	0.76																																																													
Valor mínimo resistencia permitido para 69 KV:				1.860 Giga ohms																																																										
Valor mínimo resistencia permitido para 13.8 KV				0.410 Giga ohms																																																										
RESISTENCIA DE AISLAMIENTO EN G OHMS																																																														
MINUTOS	PRIM/SEC - TIERRA		PRI / SEC		SEC / PRI - TIERRA																																																									
	Valor Medido	Con Factor	Valor Medido	Con Factor	Valor Medido	Con Factor																																																								
0.25	20.50	15.58	24.80	18.85	5.00	3.80																																																								
0.5	22.80	17.33	31.60	24.02	7.30	5.55																																																								
0.75	23.60	17.94	33.80	25.69	8.90	6.76																																																								
1	24.40	18.54	36.20	27.51	10.20	7.75																																																								
2	27.00	20.52	43.00	32.68	14.20	10.79																																																								
3	29.00	22.04	48.20	36.63	16.90	12.84																																																								
4	31.60	24.02	51.00	38.76	18.90	14.36																																																								
5	32.40	24.62	54.00	41.04	21.00	15.96																																																								
6	34.40	26.14	56.00	42.56	22.20	16.87																																																								
7	35.80	27.21	58.50	44.46	23.40	17.78																																																								
8	36.60	27.82	59.50	45.22	24.80	18.85																																																								
9	37.70	28.65	62.00	47.12	25.80	19.61																																																								
10	39.60	30.10	62.00	47.12	26.80	20.37																																																								
ÍNDICE DE POLARIZACION	1.62	1.62	1.71	1.71	2.63	2.63																																																								
RESISTENCIA DE AISLAMIENTOS																																																														
<table border="1"> <caption>Data for Resistencia de Aislamientos Graph</caption> <thead> <tr> <th>MINUTOS</th> <th>PRIM / SEC - TIERRA (G OHMS)</th> <th>PRI / SEC (G OHMS)</th> <th>SEC / PRI - TIERRA (G OHMS)</th> </tr> </thead> <tbody> <tr><td>0.25</td><td>15.58</td><td>18.85</td><td>3.80</td></tr> <tr><td>0.5</td><td>17.33</td><td>24.02</td><td>5.55</td></tr> <tr><td>0.75</td><td>17.94</td><td>25.69</td><td>6.76</td></tr> <tr><td>1</td><td>18.54</td><td>27.51</td><td>7.75</td></tr> <tr><td>2</td><td>20.52</td><td>32.68</td><td>10.79</td></tr> <tr><td>3</td><td>22.04</td><td>36.63</td><td>12.84</td></tr> <tr><td>4</td><td>24.02</td><td>38.76</td><td>14.36</td></tr> <tr><td>5</td><td>24.62</td><td>41.04</td><td>15.96</td></tr> <tr><td>6</td><td>26.14</td><td>42.56</td><td>16.87</td></tr> <tr><td>7</td><td>27.21</td><td>44.46</td><td>17.78</td></tr> <tr><td>8</td><td>27.82</td><td>45.22</td><td>18.85</td></tr> <tr><td>9</td><td>28.65</td><td>47.12</td><td>19.61</td></tr> <tr><td>10</td><td>30.10</td><td>47.12</td><td>20.37</td></tr> </tbody> </table>							MINUTOS	PRIM / SEC - TIERRA (G OHMS)	PRI / SEC (G OHMS)	SEC / PRI - TIERRA (G OHMS)	0.25	15.58	18.85	3.80	0.5	17.33	24.02	5.55	0.75	17.94	25.69	6.76	1	18.54	27.51	7.75	2	20.52	32.68	10.79	3	22.04	36.63	12.84	4	24.02	38.76	14.36	5	24.62	41.04	15.96	6	26.14	42.56	16.87	7	27.21	44.46	17.78	8	27.82	45.22	18.85	9	28.65	47.12	19.61	10	30.10	47.12	20.37
MINUTOS	PRIM / SEC - TIERRA (G OHMS)	PRI / SEC (G OHMS)	SEC / PRI - TIERRA (G OHMS)																																																											
0.25	15.58	18.85	3.80																																																											
0.5	17.33	24.02	5.55																																																											
0.75	17.94	25.69	6.76																																																											
1	18.54	27.51	7.75																																																											
2	20.52	32.68	10.79																																																											
3	22.04	36.63	12.84																																																											
4	24.02	38.76	14.36																																																											
5	24.62	41.04	15.96																																																											
6	26.14	42.56	16.87																																																											
7	27.21	44.46	17.78																																																											
8	27.82	45.22	18.85																																																											
9	28.65	47.12	19.61																																																											
10	30.10	47.12	20.37																																																											
OBSERVACIONES:	Los datos obtenidos como se muestra en la figura están dados en Giga Ohmios																																																													

UNIDAD DE SUBESTACIONES			
RELACIÓN DE VUELTAS, RESISTENCIA DE DEVANADOS			
Y PRUEBAS AL ACEITE PARA TRANSFORMADORES DE POTENCIA			
SUBESTACIÓN:	Norte	NUMERO DE TRAF0:	S - 145
CIRCUITOS:	11 y 12	CAPACIDAD:	10 / 14 MVA
FECHA DE PRUEBA:	09/09/2006	NO. DE SERIE:	SJT 1190-02-01
MARCA:	Westinghouse	IMPEDANCIA:	7.06%
VOLTAJE PRIMARIO:	67,650 Volts	TAP NO.:	2
VOLTAJE SECUNDARIO:	13,800 Volts	VOLTAJE:	67650
		RELACIÓN TEÓRICA:	8.491
LA PRUEBA SE REALIZA EN EL TAP DE TRABAJO			
RELACIÓN DE VUELTAS CON TTR:			
BOBINAS	RELACIÓN TAP 2		
H1-H3 / X0-X1	8.453		
H1-H2 / X0-X2	8.478		
H2-H3 / X0-X3	8.475		
MEDICIÓN DE RESISTENCIA DE DEVANADO PRIMARIO			
BOBINAS	RESIST. TAP 2	RESIST. TAP 2 CORR.	TEMP. DEVAN.:
H1-H3	2.01	1.528	32°C
H1-H2	2.01	1.528	Fact. Corr. Temp:
H2-H3	2.01	1.528	0.76
MEDICIÓN DE RESISTENCIA DE DEVANADO SECUNDARIO			
BOBINAS	RESIST. TAP 2	RESIST. TAP 2 CORR.	TEMP. DEVAN.:
X1-X0	32.10	24.396	32°C
X2-X0	32.30	24.548	Fact. Corr. Temp:
X3-X0	32.10	24.396	0.76
OBSERVACIONES: La medición del devanado primario esta dado en Ohmios, mientras que la medición del devanado secundario esta dado en mili Ohmios.			

SECCIÓN DE TRANSFORMADORES Y SUBESTACIONES												
PRUEBA DE CAPACITANCIA Y FACTOR DE DISIPACIÓN												
FECHA	09/09/2006	MARCA:	Westinghouse	KVA:	10 / 14 MVA							
SUBSTAC.	Norte	SERIE:	SJT 1190-0201	NUMERO:	S - 145							
VOLTAJE	8 - 10KV/A	TEMP. ACEITE	33°C	FACTOR CORR. TEMP.	0.75							
MULT. CAP:	200											
VOLTAJE APLICADO KV	TIPO DE PRUEBA	POSICIÓN	NEGRO	ROJO	Corr. (mA)	% F.D.	LECTURA	% F. D.	CORREGIDO	% F.P.	Watts	Capacitancia (PF)
					APARATO					CALCULADO	PERDIDAS	LECTURA
8	UST	3	H	L	20.40		0.32		0.24	0.233	0.77	31.10
10	CHL	3	H	L	26.00		0.41		0.31	0.294	0.98	31.10
8	GST L-GND	4	H	L	31.90		0.31		0.23	0.226	1.16	49.57
10	CHL + CHG	4	H	L	40.00		0.39		0.29	0.281	1.47	49.57
8	GST L-GUARD	5	H	L	11.50		0.27		0.20	0.198	0.36	17.58
10	CHG	5	H	L	14.20		0.36		0.27	0.261	0.45	17.58
7	UST	3	L	H	17.70		0.30		0.23	0.220	0.71	31.10
10	CLH	3	L	H	25.50		0.41		0.31	0.294	0.98	31.10
7	GST L-GND	4	L	H	52.60		0.36		0.26	0.254	2.52	96.40
10	CLH + CLG	4	L	H	75.40		0.50		0.38	0.351	3.51	96.40
7	GST L-GUARD	5	L	H	35.20		0.37		0.28	0.267	1.80	64.70
10	CLG	5	L	H	50.10		0.53		0.40	0.369	2.54	64.70
10	GST L-GND	4	H & L	Masa	59.90		0.45		0.34	0.320	2.79	81.76
PRUEBA DE CORRIENTE DE EXCITACIÓN												
UST 3												
Medición	Negro	Rojo	Tierra	LECTURA (mA)								
H1-H2	H1	H2	H3	6.60								
H2-H3	H2	H3	H1	8.60								
H3-H1	H3	H1	H2	7.90	Voltaje Aplicado = 5 Kv							
OBSERVACIONES:												
En los resultados de F. D. y F. P. Existe una pequeña diferencia debido a como se explico en este capitulo existe una mínima perdida en el aislamiento.												
El factor de Potencia se calcula a partir de las formulas dadas en este capitulo.												
Las pruebas CHL, CHG y CLG son las que nos interesan, las demás mediciones son complementarias.												
Los datos corregidos están aproximados a 2 decimales. Los datos calculados están aproximados a 3 decimales												
El factor multiplicativo de 200 no aplica a la prueba de corriente de excitación												

UNIDAD DE MANTENIMIENTO DE SUBESTACIONES				
CALIBRACIÓN DE TERMÓMETROS DE ACEITE Y DEVANADO				
PRUEBA DE ALARMAS Y DISPAROS DEL TRANSFORMADOR DE POTENCIA				
SUBESTACIÓN:		Norte	FECHA:	09/09/2006
TERMÓMETRO DE ACEITE				
No.	TIPO DE PRUEBA	SI	NO	OBSERVACIONES
1	ARRANQUE PRIMERA ETAPA DE VENTILADORES A 65°C	----	----	
2	ARRANQUE SEGUNDA ETAPA DE VENTILADORES A 75°C	----	----	
3	LECTURA TERMÓMETRO IGUAL AL APARATO			2° menor al aparato
4	ALARMA POR TEMPERATURA ALTA DEL ACEITE A 90°C	----	----	
5	DISPARO POR TEMPERATURA ALTA DEL ACEITE A 95°C	----	----	
TERMÓMETRO DE DEVANADO				
No.	TIPO DE PRUEBA	SI	NO	OBSERVACIONES
6	ARRANQUE PRIMERA ETAPA DE VENTILADORES A 65°C	65°C		
7	ARRANQUE SEGUNDA ETAPA DE VENTILADORES A 75°C	----	----	
8	ALARMA DE TEMPERATURA ALTA DEVANADO A 95°C	100a.C.		
9	DISPARO DE TEMPERATURA ALTA DEVANADO A 100°C	120°C		
10	LECTURA TERMÓMETRO IGUAL AL APARATO			10° menor q el aparato
PRUEBA DE DISPAROS DEL TRANSFORMADOR				
No.	TIPO DE PRUEBA	SI	NO	OBSERVACIONES
11	DISPARO POR RELE BUCHHOLZ	----	----	
12	DISPARO POR SOBREPRESION	----	----	
13	DISPARO POR PRESIÓN SÚBITA	----	----	
14	DISPARO POR BAJO NIVEL DE ACEITE	----	----	
PRUEBA DE SEÑALES DEL TRANSFORMADOR				
No.	TIPO DE PRUEBA	SI	NO	OBSERVACIONES
15	ALARMA DE BAJO NIVEL DE ACEITE	----	----	
16	ALARMA DE BUCHHOLZ	----	----	
OBSERVACIONES: Se notifico al COI en cada una de las confirmaciones vía radio				
Termómetro Aceite: No arranque de primera ni segunda etapa de ventiladores ; no alarma ni disparo por temp. Alta.				
Termómetro Devanado: No arranque de segunda etapa de ventiladores.				
No disparo por presión súbita ni bajo nivel.				

RESULTADOS OBTENIDOS DE LA MEDICIÓN DE RED DE TIERRAS				SUBESTACIÓN:	Norte
				Fecha:	09/09/2006
MED. No.	UBICACIÓN	DISTANCIA C2	DISTANCIA P2 (62%)	LECTURA	
1	Picacho del lado de la caseta	23	14.26	0.97	
2	Picacho del lado del Trafo	100	62	1.29	
3	Lado del circuito 12	88	54.56	2.67	
4	columna del lado del portón	39	24.18	1.23	
OBSERVACIONES: Las distancias están dadas en Pies. La lectura esta dada en Ohmios.					
La corriente aplicada a esta prueba fue de 10 mA					

INSPECCIONES:

SUBESTACIÓN:	Norte	IG:	----	FECHA:	09/09/2006			
INTERRUPTOR DE 69 KV								
		ORDEN			PLAZO DE REPARACIÓN			
No.	TIPOS DE ANOMALÍA	VA	R	S	I	CP	MP	OBSERVACIONES
1	Aisladores entrada y salida fisurados, astillados							----
2	Puntos Calientes en interruptor de 69 KV							----
3	Fugas en Interruptor de 69 KV							----
4	Resistencias panel relev. Y mecanis. En mal estado							----
5	Estado de mecanismo de interruptor							----
6	baja presión de gas SF6							----
7	Falta de voltaje AC y DC							----
8	Estado de cargador de baterías							----
9	Estado de Baterías							----
10	Estado de Fusibles AC y DC de interruptor de gas							----
11	estado de Conexión a Tierra de Interruptor de gas							----
12	Estado de Fusible de 69 KV.							----
OBSERVACIONES: Esta Subestación Eléctrica cuenta con Fusibles como protección, por lo que no posee IG.								

SUBESTACIÓN: Norte		TRAFO: S - 145		FECHA: 09/09/2006					
TRANSFORMADOR DE POTENCIA 69/13.8 KV									
CIRCUITOS: 11 y 12									
		ORDEN		PLAZO DE REPARACIÓN					
No.	TIPOS DE ANOMALÍA	VA	R	S	I	CP	MP	OBSERVACIONES	
1	Aisladores ent. Y sal. Fisurados , astillados alta cont	L			X			Muy sucios	
2	Pararrayos ent. Y sal. Fisurados, astillados alta cont	L			X			Muy sucios	
3	Silica Húmeda							----	
4	Estado de conectores y/o terminales del trafo.	L			X			Muy sucios	
5	Puntos calientes							NO	
6	Estado de conexiones a tierra							normal	
7	Fugas de aceite							NO	
8	Estado y funcionamiento de ventiladores							Buen estado	
9	Estado de resistencia de panel de control							Buen estado	
10	Baja presión de Nitrógeno							NO	
11	Bajo nivel de aceite							NO	
12	Estado de Termómetros de aceite y devanado							Buen estado	
13	Estado de TC'S de protección Diferencial							Buen estado	
					MÁX.				
TEMPERATURA DEL ACEITE					33°C				
TEMPERATURA DEL DEVANADO					32°C				
		BUENO		MALO					
NIVEL DE ACEITE		X							
ESTADO DE SILICA		----		----					
PRESIÓN DE NITRÓGENO:		1.65 (PSI)							
PUNTOS CALIENTES:		---- °C		NO					
PARARRAYOS:		PRIMARIO ^X		SECUNDARIO ^X					
		MANUAL		AUTOMÁTICO					
FUNCIONAMIENTO DE VENTILADORES				X					
OBSERVACIONES: No existen puntos calientes, en cuanto a nivel de aceite y presión de gas normales.									
Los pararrayos se encontraron muy sucios por lo que se procedió a la limpieza correspondiente tanto en primario como en secundario.									
Este transformador de potencia es sumergido en aceite de tipo colchón de gas.									

SUBESTACIÓN: Norte		CTOS: 11 Y 12		FECHA: 09/09/06				
REGULADORES DE VOLTAJE 7.620 KV								
MARCA: SIEMENS ()		COOPER (X)		GE ()				
		ORDEN		PLAZO DE REPARACIÓN				
No.	TIPOS DE ANOMALÍA	VA	R	S	I	CP	MP	OBSERVACIONES
1	Fugas de Aceite							NO
2	Puntos calientes en reguladores de voltaje							NO
3	Pararrayos de bobina flameados o explotados	L			X			SUCIOS
4	Mal funcionamiento del control							FUNCIONA
5	Conectores en mal estado							BUEN ESTADO
6	Aisladores fisurados, astillados alta contaminación	L			X			SUCIOS
7	Indicadores de pasos en mal estado							BUEN ESTADO
8	Bajo nivel de aceite							NO
9	Cuchilla de Bypass en mal estado	L			X			SUCIOS
10	Puentes de regulado en mal estado							BUEN ESTADO
11	Conexión a tierra de reguladores rota o dañada							BUEN ESTADO
12	Estado de pintura del regulador de Voltaje							BUEN ESTADO
13	Estado del Aceite							BUEN ESTADO
OBSERVACIONES: Presentan suciedad los 2 circuitos.								
Se procedió a una limpieza total y minuciosa en cada aislador así como también en cuchillas y puentes de regulado.								

4.2.14 Subestación eléctrica: Gerona

RESISTENCIA DE AISLAMIENTO, ÍNDICE DE POLARIZACION PARA TRANSFORMADORES DE POTENCIA						
SUBESTACIÓN:	Gerona	FECHA:	10/09/2006			
		TEMP. ACEITE EN °C	24°C			
VOLTAJE APL MEGGER:	5,000 VOLTS	TEMP. BOBINA °C	25°C			
CÓDIGO DEL TRAFIO:	S - 133					
Factor de corrección de temperatura:	0.90					
Valor mínimo resistencia permitido para 69 KV:			1.860 Giga ohms			
Valor mínimo resistencia permitido para 13.8 KV:			0.410 Giga ohms			
RESISTENCIA DE AISLAMIENTO EN G OHMS						
MINUTOS	PRIM/SEC - TIERRA		PRI / SEC		SEC / PRI - TIERRA	
	Valor Medido	Con Factor	Valor Medido	Con Factor	Valor Medido	Con Factor
0.25	3.48	3.13	6.25	5.63	2.52	2.27
0.5	4.00	3.60	16.20	14.58	3.18	2.86
0.75	4.60	4.14	15.50	13.95	3.60	3.24
1	5.00	4.50	15.50	13.95	3.90	3.51
2	5.50	4.95	33.80	30.42	4.56	4.10
3	5.25	4.73	35.00	31.50	4.96	4.46
4	5.55	5.00	36.60	32.94	5.40	4.86
5	5.75	5.18	37.40	33.66	5.50	4.95
6	5.75	5.18	42.60	38.34	5.70	5.13
7	5.80	5.22	47.80	43.02	6.05	5.45
8	5.50	4.95	51.30	46.17	6.15	5.54
9	5.70	5.13	68.10	61.29	6.20	5.58
10	5.55	5.00	78.50	70.65	6.35	5.72
ÍNDICE DE POLARIZACION	1.11	1.11	5.06	5.06	1.63	1.63
RESISTENCIA DE AISLAMIENTOS						
OBSERVACIONES:	Los datos obtenidos como se muestra en la figura están dados en Giga Ohmios					

UNIDAD DE SUBESTACIONES			
RELACIÓN DE VUELTAS, RESISTENCIA DE DEVANADOS Y PRUEBAS AL ACEITE PARA TRANSFORMADORES DE POTENCIA			
SUBESTACIÓN:	Gerona	NUMERO DE TRAF0:	S - 133
CIRCUITOS:	136 y 137	CAPACIDAD:	10 / 14 MVA
FECHA DE PRUEBA:	10/09/2006	NO. DE SERIE:	H 888398 C
MARCA:	General Electric	IMPEDANCIA:	7.11%
VOLTAJE PRIMARIO:	66,000 Volts	TAP NO.:	1
VOLTAJE SECUNDARIO:	13,800 Volts	VOLTAJE:	66,000
		RELACIÓN TEÓRICA:	8.2839
LA PRUEBA SE REALIZA EN EL TAP DE TRABAJO			
RELACIÓN DE VUELTAS CON TTR:			
BOBINAS	RELACIÓN TAP 1		
H1-H3 / X0-X1	8.462		
H1-H2 / X0-X2	8.467		
H2-H3 / X0-X3	8.456		
MEDICIÓN DE RESISTENCIA DE DEVANADO PRIMARIO			
BOBINAS	RESIST. TAP 1	RESIST. TAP 1 CORR.	TEMP. DEVAN.:
H1-H3	1.75	1.575	25°C
H1-H2	1.77	1.593	Fact. Corr. Temp:
H2-H3	1.77	1.593	0.90
MEDICIÓN DE RESISTENCIA DE DEVANADO SECUNDARIO			
BOBINAS	RESIST. TAP 1	RESIST. TAP 1 CORR.	TEMP. DEVAN.:
X1-X0	33.00	29.700	25°C
X2-X0	33.00	29.700	Fact. Corr. Temp:
X3-X0	33.00	29.700	0.90
OBSERVACIONES: La medición del devanado primario esta dado en Ohmios, mientras que la medición del devanado secundario esta dado en mili Ohmios.			

SECCIÓN DE TRANSFORMADORES Y SUBESTACIONES											
PRUEBA DE CAPACITANCIA Y FACTOR DE DISIPACIÓN											
FECHA	10/09/2006	MARCA:	General Electric	KVA:	10 / 14 MVA						
SUBESTAC.	Gerona	SERIE:	H 888398 C	NUMERO:	S - 133						
VOLTAJE	8 - 10KVA	TEMP. ACEITE	24°C	FACTOR CORR. TEMP.	0.92						
MULT. CAP:	200										
VOLTAJE APLICADO KV	TIPO DE PRUEBA	POSICIÓN	NEGRO	ROJO	Corr. (mA)	% F. D. LECTURA	% F. D. CORREGIDO	% F. P. CALCULADO	Watts PERDIDAS	Capacitancia (PF) LECTURA	
8	UST	3	H	L	16.20	0.85	0.78	0.616	1.60	24.98	
10	CHL	3	H	L	20.00	1.07	0.98	0.702	2.01	24.98	
8	GST L-GND	4	H	L	25.50	0.81	0.75	0.598	2.43	39.83	
10	CHL + CHG	4	H	L	31.40	1.01	0.93	0.681	3.01	39.83	
8	GST L-GUARD	5	H	L	9.80	0.75	0.69	0.568	0.84	14.86	
10	CHG	5	H	L	12.00	0.91	0.84	0.642	1.01	14.86	
7	UST	3	L	H	15.90	0.85	0.78	0.616	1.59	24.99	
10	CLH	3	L	H	19.80	1.06	0.98	0.698	1.99	24.99	
7	GST L-GND	4	L	H	35.70	0.70	0.64	0.541	3.05	56.87	
10	CLH + CLG	4	L	H	44.20	0.87	0.80	0.625	3.75	56.87	
7	GST L-GUARD	5	L	H	20.20	0.59	0.54	0.477	1.42	31.90	
10	CLG	5	L	H	25.20	0.74	0.68	0.563	1.76	31.90	
10	GST L-GND	4	H & L	Masa	37.00	0.75	0.69	0.568	2.64	46.72	
PRUEBA DE CORRIENTE DE EXCITACIÓN											
UST-3											
Medición	Negro	Rojo	Tierra	LECTURA (mA)							
H1-H2	H1	H2	H3	4.90							
H2-H3	H2	H3	H1	12.30							
H3-H1	H3	H1	H2	12.60	Voltaje Aplicado = 5 kv						
OBSERVACIONES:											
En los resultados de F.D. y F.P. Existe una pequeña diferencia debido a como se explico en este capitulo existe una minima perdida en el aislamiento.											
El factor de Potencia se calcula a partir de las formulas dadas en este capitulo.											
Las pruebas CHL, CHG y CLG son las que nos interesan, las demás mediciones son complementarias.											
Los datos corregidos están aproximados a 2 decimales. Los datos calculados están aproximados a 3 decimales											
El factor multiplicativo de 200 no aplica a la prueba de excitación											

UNIDAD DE MANTENIMIENTO DE SUBESTACIONES				
CALIBRACIÓN DE TERMÓMETROS DE ACEITE Y DEVANADO				
PRUEBA DE ALARMAS Y DISPAROS DEL TRANSFORMADOR DE POTENCIA				
SUBESTACIÓN: Gerona			FECHA: 10/09/2006	
TERMÓMETRO DE ACEITE				
No.	TIPO DE PRUEBA	SI	NO	OBSERVACIONES
1	ARRANQUE PRIMERA ETAPA DE VENTILADORES A 65°C		X	
2	ARRANQUE SEGUNDA ETAPA DE VENTILADORES A 75°C		X	
3	LECTURA TERMÓMETRO IGUAL AL APARATO	X		2° menor al aparato
4	ALARMA POR TEMPERATURA ALTA DEL ACEITE A 90°C		X	
5	DISPARO POR TEMPERATURA ALTA DEL ACEITE A 95°C		X	
TERMÓMETRO DE DEVANADO				
No.	TIPO DE PRUEBA	SI	NO	OBSERVACIONES
6	ARRANQUE PRIMERA ETAPA DE VENTILADORES A 65°C		X	
7	ARRANQUE SEGUNDA ETAPA DE VENTILADORES A 75°C	77°C		
8	ALARMA DE TEMPERATURA ALTA DEVANADO A 95°C	105°C		
9	DISPARO DE TEMPERATURA ALTA DEVANADO A 100°C		X	
10	LECTURA TERMÓMETRO IGUAL AL APARATO	X		03° menor q el aparato
PRUEBA DE DISPAROS DEL TRANSFORMADOR				
No.	TIPO DE PRUEBA	SI	NO	OBSERVACIONES
11	DISPARO POR RELE BUCHHOLZ		X	
12	DISPARO POR SOBREPRESION	X		
13	DISPARO POR PRESIÓN SÚBITA	X		
14	DISPARO POR BAJO NIVEL DE ACEITE	X		
PRUEBA DE SEÑALES DEL TRANSFORMADOR				
No.	TIPO DE PRUEBA	SI	NO	OBSERVACIONES
15	ALARMA DE BAJO NIVEL DE ACEITE		X	
16	ALARMA DE BUCHHOLZ		X	
OBSERVACIONES: Se notifico al COI en cada una de las confirmaciones vía radio				
Termómetro aceite: No arranque de primera ni segunda etapa de ventiladores ; no alarma ni disparo por alta temp.				
Termómetro devanado: No arranque de 1ra etapa de venti. No disparo de temp. Alta.				
No hubo alarma por bajo nivel de aceite				

SUBESTACIÓN:		Gerona		TRAFO:	S - 133	FECHA:	10/09/2006	
TRANSFORMADOR DE POTENCIA 69/13.8 KV								
CIRCUITOS:		136 y 137						
				ORDEN		PLAZO DE REPARACIÓN		
No.	TIPOS DE ANOMALÍA	VA	R	S	I	CP	MP	OBSERVACIONES
1	Aisladores ent. Y sal. Fisurados , astillados alta cont.	L			X			Muy sucios
2	Pararrayos ent. Y sal. Fisurados, astillados alta cont.	L			X			Muy sucios
3	Silica Húmeda							---
4	Estado de conectores y/o terminales del trafo.	L			X			Muy sucios
5	Puntos calientes							NO
6	Estado de conexiones a tierra							normal
7	Fugas de aceite							NO
8	Estado y funcionamiento de ventiladores							Buen estado
9	Estado de resistencia de panel de control							Buen estado
10	Baja presión de Nitrógeno							NO
11	Bajo nivel de aceite							NO
12	Estado de Termómetros de aceite y devanado							Buen estado
13	Estado de TC'S de protección Diferencial							Buen estado
					MÁX.			
TEMPERATURA DEL ACEITE					24°C			
TEMPERATURA DEL DEVANADO					25°C			
			BUENO	MALO				
NIVEL DE ACEITE			X					
ESTADO DE SILICA			---					
PRESIÓN DE NITRÓGENO:			1.8	(PSI)				
PUNTOS CALIENTES:			----	°C	NO			
PARARRAYOS:			PRIMARIO	X	SECUNDARIO	X		
			MANUAL	AUTOMÁTICO				
FUNCIONAMIENTO DE VENTILADORES				X				
OBSERVACIONES: No existen puntos calientes, en cuanto a nivel de aceite y presión de gas Nitrógeno normales.								
Los pararrayos se encontraron muy sucios por lo que se procedió a la limpieza correspondiente tanto en primario como en secundario.								

SUBESTACIÓN: Gerona		CTOS: 136 y 137			FECHA: 10/09/2006			
RECLOSER 13.8 KV								
No. Recloser(s): no legible								
			ORDEN		PLAZO DE REPARACIÓN			
No.	TIPOS DE ANOMALÍA	VA	R	S	I	CP	MP	OBSERVACIONES
1	Fugas en reanectador							ninguna
2	Puntos calientes							NO
3	Aisladores de ent. Y sal. Fisurados, astillados	L			X			Muy sucios
4	Estado de TC'S de medición de circuito	L			X			Muy sucios
5	Tapadera de interruptor auxiliar dañada							buen estado
6	Amperímetros en mal estado							buen estado
7	Voltímetros en mal estado							buen estado
8	Giro del disco del contador al revés							buen estado
9	Batería del control electrónico en mal estado							buen estado
10	Falta de AC en control Electrónico							Existe AC
11	Empaque de puerta de control dañado							buen estado
12	Conexión a tierra de caja de control rota o dañada							buen estado
13	Conexión a tierra de reanectador rota o dañada							buen estado
14	Puentes de entrada y salida en mal estado	L			X			Muy sucios
15	Cuchillas de entrada y salida en mal estado	L			X			Muy sucios
16	Cuchillas de Bypass en mal estado	L			X			Muy sucios
17	Estado de Caja de demandómetro	L			X			sucia
18	Estado de espiga de caja de control y demandómetro							buen estado
19	Estado de pintura del Recloser							buen estado
OBSERVACIONES: La salida de los reclosers no presentan anomalías en ninguno de los circuitos de salida.								
En cuanto a los aisladores de ent. Y sal. Se procedió a la limpieza completa de cada uno de los aisladores.								
Con respecto a las cuchillas de entrada, salida y de Bypass, se procedió a la limpieza completa y minuciosa de cada una de las cuchillas.								

SUBESTACIÓN: Gerona		CTOS: 136 y 137		FECHA: 10/09/06				
REGULADORES DE VOLTAJE 7.620 KV								
MARCA: SIEMENS ()		COOPER (X)		GE ()				
		ORDEN		PLAZO DE REPARACIÓN				
No.	TIPOS DE ANOMALÍA	VA	R	S	I	CP	MP	OBSERVACIONES
1	Fugas de Aceite							NO
2	Puntos calientes en reguladores de voltaje							NO
3	Pararrayos de bobina flameados o explotados	L			X			Sucios
4	Mal funcionamiento del control							Buen estado
5	Conectores en mal estado							Buen estado
6	Aisladores fisurados, astillados alta contaminación	L			X			Sucios
7	Indicadores de pasos en mal estado							Buen estado
8	Bajo nivel de aceite							NO
9	Cuchilla de Bypass en mal estado	L			X			Sucios
10	Puentes de regulado en mal estado							Buen estado
11	Conexión a tierra de reguladores rota o dañada							Buen estado
12	Estado de pintura del regulador de Voltaje							Buen estado
13	Estado del Aceite							Buen estado
OBSERVACIONES: Se procedió a la completa y minuciosa limpieza de las cuchillas de Bypass, aisladores y puentes de regulado.								

4.2.15 Subestación eléctrica: San Juan Sacatepequez

RESISTENCIA DE AISLAMIENTO, ÍNDICE DE POLARIZACION PARA TRANSFORMADORES DE POTENCIA						
SUBESTACIÓN:	San Juan Sacatepequez	FECHA:	23/09/2006			
		TEMP. ACEITE EN °C	27°C			
VOLTAJE APL MEGGER:	2,500 VOLTS	TEMP. BOBINA °C	27°C			
CÓDIGO DEL TRAFÓ:	S - 183					
Factor de corrección de temperatura:	0.73					
Valor mínimo resistencia permitido para 69 KV:			1.860 Giga ohms			
Valor mínimo resistencia permitido para 13.8 KV:			0.410 Giga ohms			
RESISTENCIA DE AISLAMIENTO EN G OHMS						
MINUTOS	PRIM/SEC - TIERRA		PRI / SEC		SEC / PRI - TIERRA	
		Con Factor	Valor Medido	Con Factor		Con Factor
0.25	0.10	0.07	0.15	0.08	0.47	0.34
0.5	1.35	0.00	2.22	1.62	0.85	0.62
0.75	1.60	1.17	2.66	1.94	1.18	0.86
1	1.71	1.25	2.98	2.18	1.39	1.01
2	2.10	1.53	3.74	2.73	2.02	1.47
3	2.36	1.72	4.20	3.07	2.40	1.75
4	2.60	1.90	4.52	3.30	2.70	1.97
5	2.72	1.99	4.80	3.50	2.96	2.16
6	2.82	2.06	5.05	3.69	3.18	2.32
7	3.00	2.19	5.15	3.76	3.38	2.47
8	3.08	2.25	5.35	3.91	3.50	2.56
9	3.18	2.32	5.45	3.98	3.56	2.60
10	3.26	2.38	5.60	4.09	3.82	2.79
ÍNDICE DE POLARIZACION	1.91	1.91	1.88	1.88	2.75	2.75

RESISTENCIA DE AISLAMIENTOS

MINUTOS	PRIM / SEC - TIERRA (G OHMS)	PRI / SEC (G OHMS)	SEC / PRI - TIERRA (G OHMS)
0.25	0.07	0.15	0.08
0.5	0.00	2.22	1.62
0.75	1.17	2.66	1.94
1	1.25	2.98	2.18
2	1.53	3.74	2.73
3	1.72	4.20	3.07
4	1.90	4.52	3.30
5	1.99	4.80	3.50
6	2.06	5.05	3.69
7	2.19	5.15	3.76
8	2.25	5.35	3.91
9	2.32	5.45	3.98
10	2.38	5.60	4.09

OBSERVACIONES: Los datos obtenidos como se muestra en la figura están dados en Giga Ohmios

UNIDAD DE SUBESTACIONES			
RELACIÓN DE VUELTAS, RESISTENCIA DE DEVANADOS Y PRUEBAS AL ACEITE PARA TRANSFORMADORES DE POTENCIA			
SUBESTACIÓN:	San Juan Sacatepequez	NUMERO DE TRAF0:	S - 183
CIRCUITOS:	205 y 206	CAPACIDAD:	10 / 14 MVA
FECHA DE PRUEBA:	23/09/2006	NO. DE SERIE:	37630
MARCA:	OASA	IMPEDANCIA:	7.11%
VOLTAJE PRIMARIO:	67,650 Volts	TAP NO.:	2
VOLTAJE SECUNDARIO:	13,800 Volts	VOLTAJE:	67,650
		RELACIÓN TEÓRICA:	8.491
LA PRUEBA SE REALIZA EN EL TAP DE TRABAJO			
RELACIÓN DE VUELTAS CON TTR:			
BOBINAS	RELACIÓN TAP 2		
H1-H3 / X0-X1	8.472		
H1-H2 / X0-X2	8.474		
H2-H3 / X0-X3	8.474		
MEDICIÓN DE RESISTENCIA DE DEVANADO PRIMARIO			
BOBINAS	RESIST. TAP 2	RESIST. TAP 2 CORR.	TEMP. DEVAN.:
H1-H3	1.20	0.876	27°C
H1-H2	1.20	0.876	Fact. Corr. Temp:
H2-H3	1.20	0.876	0.73
MEDICIÓN DE RESISTENCIA DE DEVANADO SECUNDARIO			
BOBINAS	RESIST. TAP 2	RESIST. TAP 2 CORR.	TEMP. DEVAN.:
X1-X0	30.00	21.900	27°C
X2-X0	31.00	22.630	Fact. Corr. Temp:
X3-X0	31.00	22.630	0.73
OBSERVACIONES: La medición del devanado primario esta dado en Ohmios, mientras que la medición del devanado secundario esta dado en mili Ohmios.			

SECCIÓN DE TRANSFORMADORES Y SUBESTACIONES											
PRUEBA DE CAPACITANCIA Y FACTOR DE DISIPACIÓN											
FECHA	23/09/2006	MARCA:	OASA	KVA:	10 / 14 MVA						
SUBSTAC.	San Juan Saca.	SERIE:	37630	NUMERO:	S - 183						
VOLTAJE	8 - 10 KV	TEMP. ACEITE	27°C	FACTOR CORR. TEMP.	0.73						
MULT. CAP:	200										
VOLTAJE APLICADO KV	TIPO DE PRUEBA	POSICIÓN	NEGRO	ROJO	Corr. (mA)	% F. D. LECTURA	% F. D. CORREGIDO	% F. P. CALCULADO	Watts PERDIDAS	Capacitancia (PF) LECTURA	
8	UST	3	H	L	19.00	0.33	0.24	0.234	0.80	31.84	
10	CHL	3	H	L	23.50	0.42	0.31	0.293	1.00	31.84	
8	GST L-GND	4	H	L	26.60	0.22	0.16	0.159	0.74	44.52	
10	CHL + CHG	4	H	L	32.60	0.30	0.22	0.214	1.01	44.52	
8	GST L-GUARD	5	H	L	7.90	0.05	0.04	0.036	0.05	12.72	
10	CHG	5	H	L	9.70	0.04	0.03	0.029	0.04	12.72	
7	UST	3	L	H	15.90	0.30	0.22	0.214	0.70	31.84	
10	CLH	3	L	H	23.00	0.42	0.31	0.293	1.00	31.84	
7	GST L-GND	4	L	H	63.20	0.25	0.18	0.180	2.40	26.9 X 1K	
10	CLH + CLG	4	L	H	92.10	0.38	0.28	0.267	3.70	26.9 X 1K	
7	GST L-GUARD	5	L	H	48.60	0.23	0.17	0.166	1.68	98.62	
10	CLG	5	L	H	69.80	0.36	0.26	0.254	2.63	98.62	
10	GST L-GND	4	H & L	Masa	78.70	0.36	0.26	0.254	3.10	22.3 X 1K	
PRUEBA DE CORRIENTE DE EXCITACIÓN											
UST-3											
Medición	Negro	Rojo	Tierra	LECTURA (mA)							
H1-H2	H1	H2	H3	3.80							
H2-H3	H2	H3	H1	7.30							
H3-H1	H3	H1	H2	7.20							
					Voltaje Aplicado = 5 KV						
OBSERVACIONES:											
En los resultados de F.D. y F.P. Existe una pequeña diferencia debido a como se explico en este capitulo existe una minima perdida en el aislamiento.											
El factor de Potencia se calcula a partir de las formulas dadas en este capitulo.											
Las pruebas CHL, CHG y CLG son las que nos interesan, las demás mediciones son complementarias.											
Los datos corregidos están aproximados a 2 decimales. Los datos calculados están aproximados a 3 decimales											
El factor multiplicativo de 200 no aplica a la prueba de corriente de excitación											

UNIDAD DE MANTENIMIENTO DE SUBESTACIONES					
CALIBRACIÓN DE TERMÓMETROS DE ACEITE Y DEVANADO					
PRUEBA DE ALARMAS Y DISPAROS DEL TRANSFORMADOR DE POTENCIA					
SUBESTACIÓN:		San Juan Sacatepequez		FECHA:	23/09/2006
TERMÓMETRO DE ACEITE					
No.	TIPO DE PRUEBA	SI	NO	OBSERVACIONES	
1	ARRANQUE PRIMERA ETAPA DE VENTILADORES A 65°C	----	----		
2	ARRANQUE SEGUNDA ETAPA DE VENTILADORES A 75°C	----	----		
3	LECTURA TERMÓMETRO IGUAL AL APARATO	X		2° menor al aparato	
4	ALARMA POR TEMPERATURA ALTA DEL ACEITE A 90°C	X			
5	DISPARO POR TEMPERATURA ALTA DEL ACEITE A 95°C	X			
TERMÓMETRO DE DEVANADO					
No.	TIPO DE PRUEBA	SI	NO	OBSERVACIONES	
6	ARRANQUE PRIMERA ETAPA DE VENTILADORES A 65°C	X			
7	ARRANQUE SEGUNDA ETAPA DE VENTILADORES A 75°C	77°C			
8	ALARMA DE TEMPERATURA ALTA DEVANADO A 95°C	100°C			
9	DISPARO DE TEMPERATURA ALTA DEVANADO A 100°C	X			
10	LECTURA TERMÓMETRO IGUAL AL APARATO	X		03° menor q el aparato	
PRUEBA DE DISPAROS DEL TRANSFORMADOR					
No.	TIPO DE PRUEBA	SI	NO	OBSERVACIONES	
11	DISPARO POR RELE BUCHHOLZ	X			
12	DISPARO POR SOBREPRESION	X			
13	DISPARO POR PRESIÓN SÚBITA	----	----		
14	DISPARO POR BAJO NIVEL DE ACEITE	X			
PRUEBA DE SEÑALES DEL TRANSFORMADOR					
No.	TIPO DE PRUEBA	SI	NO	OBSERVACIONES	
15	ALARMA DE BAJO NIVEL DE ACEITE	X			
16	ALARMA DE BUCHHOLZ	X			
OBSERVACIONES: Se notifico al COI en cada una de las confirmaciones vía radio					
Termómetro de aceite: no arranque de primera ni segunda etapa de ventiladores.					

RESULTADOS OBTENIDOS DE LA MEDICIÓN DE RED DE TIERRAS				SUBESTACIÓN:	San Juan Sacatepequez
				Fecha:	23/09/2006
MED. No.	UBICACIÓN	DISTANCIA C2	DISTANCIA P2 (62%)	LECTURA	
1	Picacho lado portón	59.00	36.58	0.20	
2	Picacho lado Caseta	30.00	18.60	0.36	
3	Picacho lado de portón Posterior	48.00	29.76	0.16	
4	Picacho esquina posterior a caseta	16.00	9.92	2.49	
OBSERVACIONES: Las distancias están dadas en Pies. La lectura esta dada en Ohmios. La corriente aplicada a esta prueba fue de 10 mA					

INSPECCIONES:

SUBESTACIÓN:	San Juan Sacatepequez	IG:	no legible	FECHA:	23/09/2006			
INTERRUPTOR DE 69 KV								
No.	TIPOS DE ANOMALÍA	VA	R	S	I	CP	MP	OBSERVACIONES
1	Aisladores entrada y salida &isurados, astillados	L			X			Sucios
2	Puntos Calientes en interruptor de 69 KV							no
3	Fugas en Interruptor de 69 KV							no
4	Resistencias panel relev. Y mecanis. En mal estado							buen estado
5	Estado de mecanismo de interruptor							buen estado
6	baja presión de gas SF6							no
7	Falta de voltaje AC y DC							no
8	Estado de cargador de baterías							buen estado
9	Estado de Baterías							buen estado
10	Estado de Fusibles AC y DC de interruptor de gas							buen estado
11	estado de Conexión a Tierra de Interruptor de gas							buen estado
12	Estado de Fusible de 69 KV.							buen estado
OBSERVACIONES: Se procedió a la completa y minuciosa limpieza de los aisladores de este IG								

SUBESTACIÓN:		San Juan Sacatepequez		TRAFO:	S - 183	FECHA:	23/09/2006	
TRANSFORMADOR DE POTENCIA 69/13.8 KV								
CIRCUITOS:		205 y 206						
				ORDEN		PLAZO DE REPARACIÓN		
No.	TIPOS DE ANOMALÍA	VA	R	S	I	CP	MP	OBSERVACIONES
1	Aisladores ent. Y sal. Fisurados , astillados alta cont.	L			X			Muy sucios
2	Pararrayos ent. Y sal. Fisurados, astillados alta cont.	L			X			Muy sucios
3	Silica Húmeda							NO
4	Estado de conectores y/o terminales del trafo.	L			X			Muy sucios
5	Puntos calientes							NO
6	Estado de conexiones a tierra							normal
7	Bugas de aceite							NO
8	Estado y funcionamiento de ventiladores							Buen estado
9	Estado de resistencia de panel de control							Buen estado
10	Baja presión de Nitrógeno							----
11	Bajo nivel de aceite							NO
12	Estado de Termómetros de aceite y devanado							Buen estado
13	Estado de TC'S de protección Diferencial							Buen estado
					MÁX.			
TEMPERATURA DEL ACEITE					27°C			
TEMPERATURA DEL DEVANADO					27°C			
			BUENO		MALO			
NIVEL DE ACEITE			X					
ESTADO DE SILICA			X					
PRESIÓN DE NITRÓGENO:			---- (PSI)					
PUNTOS CALIENTES:			---- °C		NO			
PARARRAYOS:			PRIMARIO <u>X</u>		SECUNDARIO <u>X</u>			
			MANUAL		AUTOMÁTICO			
FUNCIONAMIENTO DE VENTILADORES					X			
OBSERVACIONES: No existen puntos calientes, en cuanto a nivel de aceite Normal.								
Los pararrayos se encontraron muy sucios por lo que se procedió a la limpieza correspondiente tanto en primario como en secundario.								
Este transformador de potencia es sumergido en aceite tipo respiradero libre.								

SUBESTACIÓN: San Juan Sacatepequez		CTOS: 205 y 206		FECHA: 23/09/2006				
RECLOSER 13.8 KV								
No. Recloser(s): no legible								
		ORDEN			PLAZO DE REPARACIÓN			
No.	TIPOS DE ANOMALÍA	VA	R	S	I	CP	MP	OBSERVACIONES
1	Fugas en reconnector							ninguna
2	Puntos calientes							NO
3	Aisladores de ent. Y sal. Fisurados, astillados	L			X			Muy sucios
4	Estado de TC'S de medición de circuito	L			X			Muy sucios
5	Tapadera de interruptor auxiliar dañada							buen estado
6	Amperímetros en mal estado							buen estado
7	Voltímetros en mal estado							buen estado
8	Giro del disco del contador al revés							buen estado
9	Batería del control electrónico en mal estado							buen estado
10	Falta de AC en control Electrónico							Existe AC
11	Empaque de puerta de control dañado							buen estado
12	Conexión a tierra de caja de control rota o dañada							buen estado
13	Conexión a tierra de reconnector rota o dañada							buen estado
14	Puentes de entrada y salida en mal estado							buen estado
15	Cuchillas de entrada y salida en mal estado	L			X			Muy sucios
16	Cuchillas de Bypass en mal estado	L			X			Muy sucios
17	Estado de Caja de demandómetro	L			X			sucia
18	Estado de espiga de caja de control y demandómetro							buen estado
19	Estado de pintura del Recloser							buen estado
OBSERVACIONES: La salida de los reclosers no presentan anomalías en ninguno de los circuitos de salida.								
En cuanto a los aisladores de ent. Y sal. Se procedió a la limpieza completa de cada uno de los aisladores.								
Con respecto a las cuchillas de entrada, salida y de Bypass, se procedió a la limpieza completa y minuciosa de cada una de las cuchillas.								

SUBESTACIÓN: San Juan Sacatepequez		CTOS: 205 y 206		FECHA: 23/09/06				
REGULADORES DE VOLTAJE 7.620 KV								
MARCA: SIEMENS ()		COOPER (X)		GE ()				
		ORDEN		PLAZO DE REPARACIÓN				
No.	TIPOS DE ANOMALÍA	VA	R	S	I	CP	MP	OBSERVACIONES
1	Fugas de Aceite							NO
2	Puntos calientes en reguladores de voltaje							NO
3	Pararrayos de bobina flameados o explotados	L			X			Sucios
4	Mal funcionamiento del control							Buen estado
5	Conectores en mal estado							Buen estado
6	Aisladores fisurados, astillados alta contaminación	L			X			Sucios
7	Indicadores de pasos en mal estado							Buen estado
8	Bajo nivel de aceite							NO
9	Cuchilla de Bypass en mal estado	L			X			Sucios
10	Puentes de regulado en mal estado							Buen estado
11	Conexión a tierra de reguladores rota o dañada							Buen estado
12	Estado de pintura del regulador de Voltaje							Buen estado
13	Estado del Aceite							Buen estado
OBSERVACIONES: Se procedió a la completa y minuciosa limpieza de las cuchillas de Bypass, aisladores y puentes de regulado.								

SUBESTACIÓN:		San Juan Sacatepequez			FECHA:		23/09/2006		
INSPECCIÓN DE ESTRUCTURA									
				ORDEN		PLAZO DE REPARACIÓN			
No.	TIPOS DE ANOMALÍA	VA	R	S	I	CP	MP	OBSERVACIONES	
INMUEBLE									
1	Difícil acceso a la subestación							NO	
2	Portón de acceso en mal estado							BUEN ESTADO	
3	Alarma de subestación en mal estado							NO TIENE	
4	Candado de portón en mal estado							BUEN ESTADO	
5	Muro Perimetral dañado							BUEN ESTADO	
6	Malla perimetral en mal estado							BUEN ESTADO	
7	Conexión a tierra de malla rota o daada							BUEN ESTADO	
8	Agujeros en terreno de la subestación							NO	
9	Estado de la Grama o Maleza							UN POCO	
10	Falta de Piedrin							NO	
11	Suciedad en la Subestación							NO	
12	Advertencia de Peligro en muro dañada o no existe							NO	
13	Estado de fosas o cajas de registro	L				X		HUMEDAS	
14	Estado de tapaderas de cajas de registro	L				X		sucias	
CASETA									
15	Luminarias en mal estado							BUEN ESTADO	
16	Piso en mal estado							BUEN ESTADO	
17	Puerta en mal estado							BUEN ESTADO	
ESTRUCTURA DE PÓRICO									
18	Estado Físico de trafo. De servicio							BUEN ESTADO	
19	Estado de Herrajes							falta pintura	
20	Alumbrado general del pórtico en mal estado							BUEN ESTADO	
21	Flip-On de la caja del pórtico disparados							NO	
22	Interruptor de control de alumbrado en mal estado							BUEN ESTADO	
23	Tomacorrientes 120/240 en mal estado							BUEN ESTADO	
24	Tubería sobrepuesta en mal estado							BUEN ESTADO	
25	Estado de TP'S							BUEN ESTADO	
26	Estructura metálica en mal estado							BUEN ESTADO	
27	Conexión a tierra de estructura rota o dañada							BUEN ESTADO	
 AISLAMIENTO DE PÓRICO									
28	Aisladores de 69 KV fisurados, astillados alta conta.	L				X		SUCIEDAD	
29	Aisl. Soporte barra 69 KV fisurados, astillados alta cont.	L				X		SUCIEDAD	
30	Estado físico de las barras 69 KV malo	L				X		SUCIEDAD	
31	Aisl. 69 KV tipo cadena fisurado, astillado alta cont.	L				X		SUCIEDAD	
32	Pararrayos 69 KV fisurados, astillados alta cont.	L				X		SUCIEDAD	
33	Conexión a tierra de pararrayos 69 KV rotas o dañadas	L				X		SUCIEDAD	
34	Seccionador 69 KV dañado	L				X		SUCIEDAD	
35	Portafusibles 69 KV dañado	L				X		NO TIENE	
36	Aisl. 13.8 KV flameado, fisurados, astillados alta cont.	L				X		SUCIEDAD	
37	Aisl. Soporte barra 13.8 fisurados, astillados, alta cont.	L				X		SUCIEDAD	
38	Estado físico de las barras de 13.8 KV mala							BUEN ESTADO	
39	Pararrayos 13.8 KV fisurados, astillados o con alta cont.	L				X		SUCIEDAD	
40	Conexión a tierra de pararrayos 13.8 KV rota o dañada							BUEN ESTADO	
41	Esta de punta Flankin y conexión a tierra							BUEN ESTADO	
42	Hilo de guarda en mal estado y conexión a tierra							BUEN ESTADO	
43	Estado de red de tierras de la subestación							BUEN ESTADO	
44	Puntos calientes en IA'S de 69 KV							NO	
OBSERVACIONES: Las fosas se encuentran un poco sucias y con evidencia de filtración de agua.									

4.2.16 Subestación eléctrica: San Cristóbal

RESISTENCIA DE AISLAMIENTO, ÍNDICE DE POLARIZACION PARA TRANSFORMADORES DE POTENCIA																																																														
SUBESTACIÓN:	San Cristóbal	FECHA:	24/09/2006																																																											
		TEMP. ACEITE EN °C	40°C																																																											
VOLTAJE APL MEGGER:	2,500 VOLTS	TEMP. BOBINA °C	25°C																																																											
CÓDIGO DEL TRAFÓ:	S - 130																																																													
Factor de corrección de temperatura:	0.90																																																													
Valor mínimo resistencia permitido para 69 KV:		1.860 Giga ohms																																																												
Valor mínimo resistencia permitido para 13.8 KV:		0.410 Giga ohms																																																												
RESISTENCIA DE AISLAMIENTO EN G OHMS																																																														
MINUTOS	PRIM/SEC - TIERRA		PRI / SEC		SEC / PRI - TIERRA																																																									
	Valor Medido	Con Factor	Valor Medido	Con Factor	Valor Medido	Con Factor																																																								
0.25	8.15	7.34	9.55	8.60	3.52	3.17																																																								
0.5	10.90	9.81	14.20	12.78	4.64	4.18																																																								
0.75	11.90	10.71	16.90	15.21	5.15	4.64																																																								
1	12.70	11.43	18.10	16.29	5.75	5.18																																																								
2	14.60	13.14	20.60	18.54	7.85	7.07																																																								
3	16.10	14.49	22.00	19.80	8.75	7.88																																																								
4	16.50	14.85	23.00	20.70	9.65	8.69																																																								
5	17.00	15.30	24.00	21.60	10.50	9.45																																																								
6	17.50	15.75	24.60	22.14	11.10	9.99																																																								
7	18.30	16.47	25.00	22.50	11.50	10.35																																																								
8	19.00	17.10	25.40	22.86	12.00	10.80																																																								
9	19.40	17.46	25.80	23.22	12.20	10.98																																																								
10	19.70	17.73	25.80	23.22	12.70	11.43																																																								
ÍNDICE DE POLARIZACION	1.55	1.55	1.43	1.43	2.21	2.21																																																								
RESISTENCIA DE AISLAMIENTOS																																																														
<table border="1"> <caption>Data for RESISTENCIA DE AISLAMIENTOS</caption> <thead> <tr> <th>MINUTOS</th> <th>PRIM / SEC - TIERRA (Giga Ohms)</th> <th>PRI / SEC (Giga Ohms)</th> <th>SEC / PRI - TIERRA (Giga Ohms)</th> </tr> </thead> <tbody> <tr><td>0.25</td><td>8.15</td><td>9.55</td><td>3.52</td></tr> <tr><td>0.5</td><td>10.90</td><td>14.20</td><td>4.64</td></tr> <tr><td>0.75</td><td>11.90</td><td>16.90</td><td>5.15</td></tr> <tr><td>1</td><td>12.70</td><td>18.10</td><td>5.75</td></tr> <tr><td>2</td><td>14.60</td><td>20.60</td><td>7.85</td></tr> <tr><td>3</td><td>16.10</td><td>22.00</td><td>8.75</td></tr> <tr><td>4</td><td>16.50</td><td>23.00</td><td>9.65</td></tr> <tr><td>5</td><td>17.00</td><td>24.00</td><td>10.50</td></tr> <tr><td>6</td><td>17.50</td><td>24.60</td><td>11.10</td></tr> <tr><td>7</td><td>18.30</td><td>25.00</td><td>11.50</td></tr> <tr><td>8</td><td>19.00</td><td>25.40</td><td>12.00</td></tr> <tr><td>9</td><td>19.40</td><td>25.80</td><td>12.20</td></tr> <tr><td>10</td><td>19.70</td><td>25.80</td><td>12.70</td></tr> </tbody> </table>							MINUTOS	PRIM / SEC - TIERRA (Giga Ohms)	PRI / SEC (Giga Ohms)	SEC / PRI - TIERRA (Giga Ohms)	0.25	8.15	9.55	3.52	0.5	10.90	14.20	4.64	0.75	11.90	16.90	5.15	1	12.70	18.10	5.75	2	14.60	20.60	7.85	3	16.10	22.00	8.75	4	16.50	23.00	9.65	5	17.00	24.00	10.50	6	17.50	24.60	11.10	7	18.30	25.00	11.50	8	19.00	25.40	12.00	9	19.40	25.80	12.20	10	19.70	25.80	12.70
MINUTOS	PRIM / SEC - TIERRA (Giga Ohms)	PRI / SEC (Giga Ohms)	SEC / PRI - TIERRA (Giga Ohms)																																																											
0.25	8.15	9.55	3.52																																																											
0.5	10.90	14.20	4.64																																																											
0.75	11.90	16.90	5.15																																																											
1	12.70	18.10	5.75																																																											
2	14.60	20.60	7.85																																																											
3	16.10	22.00	8.75																																																											
4	16.50	23.00	9.65																																																											
5	17.00	24.00	10.50																																																											
6	17.50	24.60	11.10																																																											
7	18.30	25.00	11.50																																																											
8	19.00	25.40	12.00																																																											
9	19.40	25.80	12.20																																																											
10	19.70	25.80	12.70																																																											
OBSERVACIONES:	Los datos obtenidos como se muestra en la figura están dados en Giga Ohmios																																																													

UNIDAD DE SUBESTACIONES			
RELACIÓN DE VUELTAS, RESISTENCIA DE DEVANADOS Y PRUEBAS AL ACEITE PARA TRANSFORMADORES DE POTENCIA			
SUBESTACIÓN:	San Cristóbal	NUMERO DE TRAF0:	S - 130
CIRCUITOS:	145 y 146	CAPACIDAD:	10 / 14 MVA
FECHA DE PRUEBA:	24/09/2006	NO. DE SERIE:	PGP - 1489
MARCA:	Westinghouse	IMPEDANCIA:	7.30%
VOLTAJE PRIMARIO:	67,650 Volts	TAP NO.:	1
VOLTAJE SECUNDARIO:	13,800 Volts	VOLTAJE:	67650
		RELACIÓN TEÓRICA:	8.491
LA PRUEBA SE REALIZA EN EL TAP DE TRABAJO			
RELACIÓN DE VUELTAS CON TTR:			
BOBINAS	RELACIÓN TAP 1		
H1-H3 / X0-X1	8.471		
H1-H2 / X0-X2	8.476		
H2-H3 / X0-X3	8.473		
MEDICIÓN DE RESISTENCIA DE DEVANADO PRIMARIO			
BOBINAS	RESIST. TAP 1	RESIST. TAP 1 CORR.	TEMP. DEVAN.:
H1-H3	1.83	1.647	25°C
H1-H2	1.83	1.647	Fact. Corr. Temp:
H2-H3	1.82	1.638	0.90
MEDICIÓN DE RESISTENCIA DE DEVANADO SECUNDARIO			
BOBINAS	RESIST. TAP 1	RESIST. TAP 1 CORR.	TEMP. DEVAN.:
X1-X0	33.90	30.510	25°C
X2-X0	33.90	30.510	Fact. Corr. Temp:
X3-X0	34.00	30.600	0.90
OBSERVACIONES: La medición del devanado primario esta dado en Ohmios, mientras que la medición del devanado secundario esta dado en mili Ohmios.			

SECCIÓN DE TRANSFORMADORES Y SUBESTACIONES											
PRUEBA DE CAPACITANCIA Y FACTOR DE DISIPACIÓN											
FECHA	24/09/2006	MARCA:	Westinghouse	KVA:	10 MVA						
SUBSTAC.	San Cristóbal	SERIE:	PGP - 14893	NUMERO:	S - 130						
VOLTAJE	5 / 8 / 10 KV	TEMP. ACEITE	40°C	FACTOR CORR. TEMP.	0.65						
MULT. CAP:	200										
VOLTAJE APLICADO KV	TIPO DE PRUEBA	POSICIÓN	NEGRO	ROJO	Corr. (mA)	% F. D. LECTURA	% F. D. CORREGIDO	% F. P. CALCULADO	Watts PERDIDAS	Capacitancia (PF) LECTURA	
8	UST	3	H	L	9.70	0.30	0.20	0.191	0.34	15.25	
10	CHL	3	H	L	12.00	0.37	0.24	0.234	0.43	15.25	
8	GST L-GND	4	H	L	17.90	0.20	0.13	0.129	0.43	28.70	
10	CHL + CHG	4	H	L	22.10	0.28	0.18	0.179	0.60	28.70	
8	GST L-GUARD	5	H	L	8.60	0.10	0.07	0.065	0.10	13.47	
10	CHG	5	H	L	10.70	0.18	0.12	0.116	0.19	13.47	
7	UST	3	L	H	9.70	0.30	0.20	0.191	0.34	15.25	
10	CLH	3	L	H	12.10	0.35	0.23	0.222	0.43	15.25	
7	GST L-GND	4	L	H	30.60	0.29	0.19	0.185	1.08	15.25	
10	CLH + CLG	4	L	H	37.90	0.38	0.25	0.240	1.40	49.55	
7	GST L-GUARD	5	L	H	11.30	0.29	0.19	0.185	0.74	34.33	
10	CLG	5	L	H	26.60	0.39	0.25	0.246	1.00	34.33	
10	GST L-GND	4	H & L	Masa	36.60	0.39	0.25	0.246	1.38	47.78	
PRUEBA DE CORRIENTE DE EXCITACIÓN											
UST-3											
Medición	Negro	Rojo	Tierra	LECTURA (mA)							
H1-H2	H1	H2	H3	5.10							
H2-H3	H2	H3	H1	13.70							
H3-H1	H3	H1	H2	17.20	Voltaje Aplicado = 5 kv						
OBSERVACIONES:											
En los resultados de F.D. y F.P. Existe una pequeña diferencia debido a como se explico en este capitulo existe una minima perdida en el aislamiento.											
El factor de Potencia se calcula a partir de las formulas dadas en este capitulo.											
Las pruebas CHL, CHG y CLG son las que nos interesan, las demás mediciones son complementarias.											
Los datos corregidos están aproximados a 2 decimales. Los datos calculados están aproximados a 3 decimales											
El factor multiplicativo de 200 no aplica a la prueba de corriente de excitación											

UNIDAD DE MANTENIMIENTO DE SUBESTACIONES				
CALIBRACIÓN DE TERMÓMETROS DE ACEITE Y DEVANADO				
PRUEBA DE ALARMAS Y DISPAROS DEL TRANSFORMADOR DE POTENCIA				
SUBESTACIÓN: San Cristóbal			FECHA: 24/09/2006	
TERMÓMETRO DE ACEITE				
No.	TIPO DE PRUEBA	SI	NO	OBSERVACIONES
1	ARRANQUE PRIMERA ETAPA DE VENTILADORES A 65°C		X	
2	ARRANQUE SEGUNDA ETAPA DE VENTILADORES A 75°C		X	
3	LECTURA TERMÓMETRO IGUAL AL APARATO		X	35° menor al aparato
4	ALARMA POR TEMPERATURA ALTA DEL ACEITE A 90°C		X	
5	DISPARO POR TEMPERATURA ALTA DEL ACEITE A 95°C		X	
TERMÓMETRO DE DEVANADO				
No.	TIPO DE PRUEBA	SI	NO	OBSERVACIONES
6	ARRANQUE PRIMERA ETAPA DE VENTILADORES A 65°C	67°		
7	ARRANQUE SEGUNDA ETAPA DE VENTILADORES A 75°C		X	
8	ALARMA DE TEMPERATURA ALTA DEVANADO A 95°C	90°		
9	DISPARO DE TEMPERATURA ALTA DEVANADO A 100°C		X	
10	LECTURA TERMÓMETRO IGUAL AL APARATO	aprox.		05° menor q el aparato
PRUEBA DE DISPAROS DEL TRANSFORMADOR				
No.	TIPO DE PRUEBA	SI	NO	OBSERVACIONES
11	DISPARO POR RELE BUCHHOLZ		X	
12	DISPARO POR SOBREPRESION	X		
13	DISPARO POR PRESIÓN SÚBITA		X	
14	DISPARO POR BAJO NIVEL DE ACEITE	X		
PRUEBA DE SEÑALES DEL TRANSFORMADOR				
No.	TIPO DE PRUEBA	SI	NO	OBSERVACIONES
15	ALARMA DE BAJO NIVEL DE ACEITE		X	
16	ALARMA DE BUCHHOLZ		X	
OBSERVACIONES: Se notifico al COI en cada una de las confirmaciones vía radio				
La alarma de Lockout del IG no se encontraba cableada, por lo que se cableo y se confirmo la señal con el COI				
Termómetro de aceite: No disparo de 1ra ni 2da etapa de ventiladores ; tampoco alarma ni disparo por temp. Alta				
Termómetro de devanado: no arranque de segunda etapa de ventiladores ; no disparo por temp. Alta.				
No disparo por presión Súbita				
Existe una diferencia de aprox. 35°C con respecto a la temperatura medida por la termocopla del aceite y 5° en la termocopla de devanado por lo que seria conveniente una calibración o revisión de cada una para poder obtener un dato real.				

SUBESTACIÓN:		San Cristóbal			CTOS:		145 y 146		FECHA:		24/09/2006	
		RECLOSER 13.8 KV										
No. Recloser(s):		no legible										
					ORDEN		PLAZO DE REPARACIÓN					
No.	TIPOS DE ANOMALÍA	VA	R	S	I	CP	MP	OBSERVACIONES				
1	Fugas en reconector							ninguna				
2	Puntos calientes							NO				
3	Aisladores de ent. Y sal. Fisurados, astillados	L			X			Muy sucios				
4	Estado de TC'S de medición de circuito	L			X			Muy sucios				
5	Tapadera de interruptor auxiliar dañada							buen estado				
6	Amperímetros en mal estado							buen estado				
7	Voltímetros en mal estado							buen estado				
8	Giro del disco del contador al revés							buen estado				
9	Batería del control electrónico en mal estado							buen estado				
10	Falta de AC en control Electrónico							Existe AC				
11	Empaque de puerta de control dañado							buen estado				
12	Conexión a tierra de caja de control rota o dañada							buen estado				
13	Conexión a tierra de reconector rota o dañada							buen estado				
14	Puentes de entrada y salida en mal estado	L			X			Muy sucios				
15	Cuchillas de entrada y salida en mal estado	L			X			Muy sucios				
16	Cuchillas de Bypass en mal estado	L			X			Muy sucios				
17	Estado de Caja de demandómetro	L			X			sucia				
18	Estado de espiga de caja de control y demandómetro							buen estado				
19	Estado de pintura del Recloser							buen estado				
OBSERVACIONES: La salida de los reclosers no presentan anomalías en ninguno de los circuitos de salida. En cuanto a los aisladores de ent. Y sal. Se procedió a la limpieza completa de cada uno de los aisladores. Con respecto a las cuchillas de entrada, salida y de Bypass, se procedió a la limpieza completa y minuciosa de cada una de las cuchillas.												

SUBESTACIÓN: San Cristóbal		CTOS: 145 y 146		FECHA: 24/09/06				
REGULADORES DE VOLTAJE 7.620 KV								
MARCA: SIEMENS ()		COOPER (X)		GE ()				
				ORDEN		PLAZO DE REPARACIÓN		
No.	TIPOS DE ANOMALÍA	VA	R	S	I	CP	MP	OBSERVACIONES
1	Fugas de Aceite							NO
2	Puntos calientes en reguladores de voltaje							NO
3	Pararrayos de bobina flameados o explotados	L			X			Sucios
4	Mal funcionamiento del control							Buen estado
5	Conectores en mal estado							Buen estado
6	Aisladores fisurados, astillados alta contaminación	L			X			Sucios
7	Indicadores de pasos en mal estado							Buen estado
8	Bajo nivel de aceite							NO
9	Cuchilla de Bypass en mal estado	L			X			Sucios
10	Puentes de regulado en mal estado	L			X			Sucios
11	Conexión a tierra de reguladores rota o dañada							Buen estado
12	Estado de pintura del regulador de Voltaje							Buen estado
13	Estado del Aceite							Buen estado
OBSERVACIONES: Se procedió a la completa y minuciosa limpieza de las cuchillas de Bypass, aisladores y puentes de regulado.								

4.2.17 Subestación eléctrica: Montserrat

RESISTENCIA DE AISLAMIENTO, ÍNDICE DE POLARIZACION PARA TRANSFORMADORES DE POTENCIA						
SUBESTACIÓN:	Montserrat	FECHA:	08/10/2006			
		TEMP. ACEITE EN °C	43°C			
VOLTAJE APL MEGGER:	2,500 VOLTS	TEMP. BOBINA °C	41°C			
CÓDIGO DEL TRAFIO:	S - 168					
Factor de corrección de temperatura:	0.40					
Valor mínimo resistencia permitido para 69 KV:			1.860 Giga ohms			
Valor mínimo resistencia permitido para 13.8 KV:			0.410 Giga ohms			
RESISTENCIA DE AISLAMIENTO EN G OHMS						
MINUTOS	PRIM/SEC - TIERRA		PRI / SEC		SEC / PRI - TIERRA	
	Valor Medido	Con Factor	Valor Medido	Con Factor	Valor Medido	Con Factor
0.25	0.79	0.31	1.34	0.54	0.41	0.16
0.5	1.03	0.41	1.64	0.66	0.56	0.22
0.75	1.20	0.48	1.88	0.75	0.69	0.27
1	1.33	0.53	2.04	0.82	0.80	0.32
2	1.63	0.65	2.44	0.98	1.09	0.44
3	1.78	0.71	2.64	1.06	1.31	0.52
4	1.89	0.76	2.78	1.11	1.47	0.59
5	1.96	0.78	2.88	1.15	1.60	0.64
6	2.02	0.81	2.96	1.18	1.71	0.68
7	2.08	0.83	3.04	1.22	1.81	0.72
8	2.10	0.84	3.10	1.24	1.90	0.76
9	2.14	0.86	3.16	1.26	1.97	0.79
10	2.18	0.87	3.20	1.28	2.04	0.82
ÍNDICE DE POLARIZACION	1.64	1.64	1.57	1.57	2.57	2.57
RESISTENCIA DE AISLAMIENTOS						
OBSERVACIONES:	Los datos obtenidos como se muestra en la figura están dados en Giga Ohmios La resistencia obtenida en le lado de alta (69KV) se encuentra por debajo de la resistencia permitida.					

UNIDAD DE SUBESTACIONES			
RELACIÓN DE VUELTAS, RESISTENCIA DE DEVANADOS			
Y PRUEBAS AL ACEITE PARA TRANSFORMADORES DE POTENCIA			
SUBESTACIÓN:	Montserrat	NUMERO DE TRAF0:	S - 168
CIRCUITOS:	100,101,102 y 103	CAPACIDAD:	15 / 28 MVA
FECHA DE PRUEBA:	08/10/2006	NO. DE SERIE:	501924
MARCA:	UÑIDO	IMPEDANCIA:	7.66%
VOLTAJE PRIMARIO:	67,650 Volts	TAP NO.:	2
VOLTAJE SECUNDARIO:	13,800 Volts	VOLTAJE:	67,650
		RELACIÓN TEÓRICA:	8.491
LA PRUEBA SE REALIZA EN EL TAP DE TRABAJO			
RELACIÓN DE VUELTAS CON TTR:			
BOBINAS	RELACIÓN TAP 2		
H1-H3 / X0-X1	8.482		
H1-H2 / X0-X2	8.485		
H2-H3 / X0-X3	8.482		
MEDICIÓN DE RESISTENCIA DE DEVANADO PRIMARIO			
BOBINAS	RESIST. TAP 2	RESIST. TAP 2 CORR.	TEMP. DEVAN.:
H1-H3	0.76	0.304	41°C
H1-H2	0.76	0.304	Fact. Corr. Temp:
H2-H3	0.76	0.304	0.40
MEDICIÓN DE RESISTENCIA DE DEVANADO SECUNDARIO			
BOBINAS	RESIST. TAP 2	RESIST. TAP 2 CORR.	TEMP. DEVAN.:
X1-X0	12.50	5.000	41°C
X2-X0	12.50	5.000	Fact. Corr. Temp:
X3-X0	12.50	5.000	0.40
OBSERVACIONES: La medición del devanado primario esta dado en Ohmios, mientras que la medición del devanado secundario esta dado en mili Ohmios.			

SECCIÓN DE TRANSFORMADORES Y SUBESTACIONES											
PRUEBA DE CAPACITANCIA Y FACTOR DE DISIPACIÓN											
FECHA	08/10/2006	MARCA:	Uñido	KVA:	15 / 28 MVA						
SUBSTAC.	Montserrat	SERIE:	501924	NUMERO:	S - 168						
VOLTAJE	5 / 8 / 10 KV	TEMP. ACEITE	43°C	FACTOR CORR. TEMP.	0.37						
MULT. CAP:	200										
VOLTAJE APLICADO KV	TIPO DE PRUEBA	POSICIÓN	NEGRO	ROJO	Corr. (mA)	% F.D. LECTURA	% F. D. CORREGIDO	% F.P. CALCULADO	Watts PERDIDAS	Capacitancia (PF) LECTURA	
8	UST	3	H	L	23.90	0.21	0.08	0.077	0.56	35.35	
10	CHL	3	H	L	29.10	0.26	0.10	0.096	0.70	35.37	
8	GST L-GND	4	H	L	31.60	0.27	0.10	0.099	0.96	47.33	
10	CHL + CHG	4	H	L	38.80	0.32	0.12	0.118	1.14	47.33	
8	GST L-GUARD	5	H	L	8.50	0.47	0.17	0.171	0.42	11.10	
10	CHG	5	H	L	10.40	0.32	0.12	0.118	0.47	11.10	
7	UST	3	L	H	22.50	0.21	0.08	0.077	0.56	35.35	
10	CLH	3	L	H	28.10	0.26	0.10	0.096	0.70	35.35	
7	GST L-GND	4	L	H	51.90	0.29	0.11	0.107	1.46	82.50	
10	CLH + CLG	4	L	H	69.30	0.35	0.13	0.128	1.77	82.49	
7	GST L-GUARD	5	L	H	29.60	0.34	0.13	0.125	1.21	47.18	
10	CLG	5	L	H	37.30	0.42	0.16	0.154	1.26	47.18	
10	GST L-GND	4	H & L	Masa	48.00	0.38	0.14	0.139	1.68	58.11	
PRUEBA DE CORRIENTE DE EXCITACIÓN											
UST-3											
Medición	Negro	Rojo	Tierra	LECTURA (mA)							
H1-H2	H1	H2	H3	7.40							
H2-H3	H2	H3	H1	16.80							
H3-H1	H3	H1	H2	17.20	Voltaje Aplicado = 5 Kv						
OBSERVACIONES:											
En los resultados de F. D. y F. P. Existe una pequeña diferencia debido a como se explico en este capitulo existe una mínima perdida en el aislamiento.											
El factor de Potencia se calcula a partir de las formulas dadas en este capitulo.											
Las pruebas CHL, CHG y CLG son las que nos interesan, las demás mediciones son complementarias.											
Los datos corregidos están aproximados a 2 decimales. Los datos calculados están aproximados a 3 decimales											
El factor multiplicativo de 200 no aplica a la prueba de corriente excitación.											

UNIDAD DE MANTENIMIENTO DE SUBESTACIONES					
CALIBRACIÓN DE TERMÓMETROS DE ACEITE Y DEVANADO					
PRUEBA DE ALARMAS Y DISPAROS DEL TRANSFORMADOR DE POTENCIA					
SUBESTACIÓN:		Montserrat	FECHA:		08/10/2006
TERMÓMETRO DE ACEITE					
No.	TIPO DE PRUEBA	SI	NO	OBSERVACIONES	
1	ARRANQUE PRIMERA ETAPA DE VENTILADORES A 65°C	--	--		
2	ARRANQUE SEGUNDA ETAPA DE VENTILADORES A 75°C	--	--		
3	LECTURA TERMÓMETRO IGUAL AL APARATO	X		03° menor al aparato	
4	ALARMA POR TEMPERATURA ALTA DEL ACEITE A 90°C	85°C			
5	DISPARO POR TEMPERATURA ALTA DEL ACEITE A 95°C	95°C			
TERMÓMETRO DE DEVANADO					
No.	TIPO DE PRUEBA	SI	NO	OBSERVACIONES	
6	ARRANQUE PRIMERA ETAPA DE VENTILADORES A 65°C	60°C			
7	ARRANQUE SEGUNDA ETAPA DE VENTILADORES A 75°C	75°C			
8	ALARMA DE TEMPERATURA ALTA DEVANADO A 95°C	83°			
9	DISPARO DE TEMPERATURA ALTA DEVANADO A 100°C	95°C			
10	LECTURA TERMÓMETRO IGUAL AL APARATO	X		03° menor q el aparato	
PRUEBA DE DISPAROS DEL TRANSFORMADOR					
No.	TIPO DE PRUEBA	SI	NO	OBSERVACIONES	
11	DISPARO POR RELE BUCHHOLZ	X			
12	DISPARO POR SOBREPRESION	X			
13	DISPARO POR PRESIÓN SÚBITA	--	--		
14	DISPARO POR BAJO NIVEL DE ACEITE	X			
PRUEBA DE SEÑALES DEL TRANSFORMADOR					
No.	TIPO DE PRUEBA	SI	NO	OBSERVACIONES	
15	ALARMA DE BAJO NIVEL DE ACEITE	X			
16	ALARMA DE BUCHHOLZ	X			
OBSERVACIONES: Se notifico al COI en cada una de las confirmaciones vía radio					
Termómetro de Aceite: No arranque de primera ni segunda etapa de ventiladores.					

SUBESTACIÓN: Montserrat		TRAF0: S - 168		FECHA: 08/10/2006					
TRANSFORMADOR DE POTENCIA 29/13.8 KV									
CIRCUITOS: 100,101,102 y 103									
		ORDEN		PLAZO DE REPARACIÓN					
No.	TIPOS DE ANOMALÍA	VA	R	S	I	CP	MP	OBSERVACIONES	
1	Aisladores ent. Y sal. Fisurados , astillados alta cont	L			X			Muy sucios	
2	Pararrayos ent. Y sal. Fisurados, astillados alta cont	L			X			Muy sucios	
3	Silica Húmeda							NO	
4	Estado de conectores y/o terminales del trafo	L			X			Muy sucios	
5	Puntos calientes							NO	
6	Estado de conexiones a tierra							normal	
7	Fugas de aceite							NO	
8	Estado y funcionamiento de ventiladores							Buen estado	
9	Estado de resistencia de panel de control							Buen estado	
10	Baja presión de Nitrógeno							----	
11	Bajo nivel de aceite							NO	
12	Estado de Termómetros de aceite y devanado							Buen estado	
13	Estado de TC'S de protección Diferencial							Buen estado	
					MÁX.				
TEMPERATURA DEL ACEITE					43°C				
TEMPERATURA DEL DEVANADO					41°C				
		BUENO		MALO					
NIVEL DE ACEITE		X							
ESTADO DE SILICA		X							
PRESIÓN DE NITRÓGENO:		----		(PSI)					
PUNTOS CALIENTES:		----		°C		NO			
PARARRAYOS:		PRIMARIO		X		SECUNDARIO		X	
		MANUAL		AUTOMÁTICO					
FUNCIONAMIENTO DE VENTILADORES				X					
OBSERVACIONES: No existen puntos calientes, en cuanto a nivel de aceite normal.									
Los pararrayos se encontraron muy sucios por lo que se procedió a la limpieza correspondiente tanto en primario como en secundario.									
Este transformador de potencia es sumergido en aceite del tipo respiradero libre.									

SUBESTACIÓN: Montserrat		CTOS: 100.101.102 y 103			FECHA: 08/10/2006			
RECLOSER 13.8 KV								
No. Recloser(s): no legible								
			ORDEN			PLAZO DE REPARACIÓN		
No.	TIPOS DE ANOMALÍA	VA	R	S	I	CP	MP	OBSERVACIONES
1	Fugas en reconectador							ninguna
2	Puntos calientes							NO
3	Aisladores de ent. Y sal. Fisurados, astillados	L			X			Muy sucios
4	Estado de TC'S de medición de circuito	L			X			Muy sucios
5	Tapadera de interruptor auxiliar dañada							buen estado
6	Amperímetros en mal estado							buen estado
7	Voltímetros en mal estado							buen estado
8	Giro del disco del contador al revés							buen estado
9	Batería del control electrónico en mal estado							buen estado
10	Falta de AC en control Electrónico							Existe AC
11	Empaque de puerta de control dañado							buen estado
12	Conexión a tierra de caja de control rota o dañada							buen estado
13	Conexión a tierra de reconectador rota o dañada							buen estado
14	Puentes de entrada y salida en mal estado	L			X			Muy sucios
15	Cuchillas de entrada y salida en mal estado	L			X			Muy sucios
16	Cuchillas de Bypass en mal estado	L			X			Muy sucios
17	Estado de Caja de demandómetro	L			X			sucia
18	Estado de espiga de caja de control y demandómetro							buen estado
19	Estado de pintura del Recloser							buen estado
OBSERVACIONES: La salida de los reclosers no presentan anomalías en ninguno de los circuitos de salida.								
En cuanto a los aisladores de ent. Y sal. Se procedió a la limpieza completa de cada uno de los aisladores.								
Con respecto a las cuchillas de entrada, salida y de Bypass, se procedió a la limpieza completa y minuciosa de cada una de las cuchillas.								

SUBESTACIÓN: Montserrat		CTOS: 100.101.102 y 103		FECHA: 08/10/2006				
REGULADORES DE VOLTAJE 7.620 KV								
MARCA: SIEMENS () COOPER (X) GE ()								
			ORDEN	PLAZO DE REPARACIÓN				
No.	TIPOS DE ANOMALÍA	VA	R	S	I	CP	MP	OBSERVACIONES
1	Fugas de Aceite							NO
2	Puntos calientes en reguladores de voltaje							NO
3	Pararrayos de bobina flameados o explotados	L			X			Sucios
4	Mal funcionamiento del control							Buen estado
5	Conectores en mal estado							Buen estado
6	Aisladores fisurados, astillados alta contaminación	L			X			Sucios
7	Indicadores de pasos en mal estado							Buen estado
8	Bajo nivel de aceite							NO
9	Cuchilla de Bypass en mal estado	L			X			Sucios
10	Puentes de regulado en mal estado	L			X			Sucios
11	Conexión a tierra de reguladores rota o dañada							Buen estado
12	Estado de pintura del regulador de Voltaje							Buen estado
13	Estado del Aceite							Buen estado
OBSERVACIONES: Se procedió a la completa y minuciosa limpieza de las cuchillas de Bypass, aisladores y puentes de regulado								

SUBESTACIÓN: Montserrat		FECHA: 08/10/2006						
INSPECCIÓN DE ESTRUCTURA								
		ORDEN		PLAZO DE REPARACIÓN				
No.	TIPOS DE ANOMALÍA	VA	R	S	I	CP	MP	OBSERVACIONES
INMUEBLE								
1	Difícil acceso a la subestación							NO
2	Portón de acceso en mal estado							BUEN ESTADO
3	Alarma de subestación en mal estado							NO TIENE
4	Candado de portón en mal estado							BUEN ESTADO
5	Muro Perimetral dañado							BUEN ESTADO
6	Malla perimetral en mal estado							BUEN ESTADO
7	Conexión a tierra de malla rota o dañada							BUEN ESTADO
8	Agujeros en terreno de la subestación							NO
9	Estado de la Grama o Maleza							NO TIENE
10	Falta de Piedrin							NO
11	Suciedad en la Subestación							NO
12	Advertencia de Peligro en muro dañada o no existe							NO
13	Estado de fosas o cajas de registro							BUEN ESTADO
14	Estado de tapaderas de cajas de registro							BUEN ESTADO
CASETA								
15	Luminarias en mal estado							BUEN ESTADO
16	Piso en mal estado							BUEN ESTADO
17	Puerta en mal estado							BUEN ESTADO
ESTRUCTURA DE PÓRTICO								
18	Estado Físico de trafo. De servicio							BUEN ESTADO
19	Estado de Herrajes							falta pintura
20	Alumbrado general del pórtico en mal estado							BUEN ESTADO
21	Flip-On de la caja del pórtico disparados							NO
22	Interruptor de control de alumbrado en mal estado							BUEN ESTADO
23	Tomacorrientes 120/240 en mal estado							BUEN ESTADO
24	Tubería sobrepuesta en mal estado							BUEN ESTADO
25	Estado de TP'S							BUEN ESTADO
26	Estructura metálica en mal estado							BUEN ESTADO
27	Conexión a tierra de estructura rota o dañada							BUEN ESTADO
 AISLAMIENTO DE PÓRTICO								
28	Aisladores de 69 KV fisurados, astillados alta conta.	L			X			SUCIEDAD
29	Aisl. Soporte barra 69 KV fisurados, astillados alta cont.	L			X			SUCIEDAD
30	Estado físico de las barras 69 KV malo							BUEN ESTADO
31	Aisl. 69 KV tipo cadena fisurado, astillado alta cont.	L			X			SUCIEDAD
32	Pararrayos 69 KV fisurados, astillados alta cont.	L			X			SUCIEDAD
33	Conexión a tierra de pararrayos 69 KV rotas o dañadas	L			X			SUCIEDAD
34	Seccionador 69 KV dañado	L			X			SUCIEDAD
35	Portafusibles 69 KV dañado							NO TIENE
36	Aisl. 13.8 KV flameado, fisurados, astillados alta cont.	L			X			SUCIEDAD
37	Aisl. Soporte barra 13.8 fisurados, astillados, alta cont.	L			X			SUCIEDAD
38	Estado físico de las barras de 13.8 KV mala							BUEN ESTADO
39	Pararrayos 13.8 KV fisurados, astillados o con alta cont.	L			X			SUCIEDAD
40	Conexión a tierra de pararrayos 13.8 KV rota o dañada							BUEN ESTADO
41	Esta de punta Flankin y conexión a tierra							BUEN ESTADO
42	Hilo de guarda en mal estado y conexión a tierra							BUEN ESTADO
43	Estado de red de tierras de la subestación							BUEN ESTADO
44	Puntos calientes en IA'S de 69 KV							NO
OBSERVACIONES: Se procedió a la correspondiente limpieza completa y minuciosa del sistema de aislamiento del pórtico.								

4.2.18 Subestación eléctrica: San Miguel Petapa

RESISTENCIA DE AISLAMIENTO, ÍNDICE DE POLARIZACION PARA TRANSFORMADORES DE POTENCIA																																																														
SUBESTACIÓN:	San Miguel Petapa		FECHA:	15/10/2006																																																										
			TEMP. ACEITE EN °C	41°C																																																										
VOLTAJE APL MEGGER:	2,500 VOLTS		TEMP. BOBINA °C	40°C																																																										
CÓDIGO DEL TRAF0:	S - 172																																																													
Factor de corrección de temperatura:	0.42																																																													
Valor mínimo resistencia permitido para 69 KV:	1.860 Giga ohms																																																													
Valor mínimo resistencia permitido para 13.8 KV:	0.410 Giga ohms																																																													
RESISTENCIA DE AISLAMIENTO EN G OHMS																																																														
MINUTOS	PRIM/SEC - TIERRA		PRI / SEC		SEC / PRI - TIERRA																																																									
	Valor Medido	Con Factor	Valor Medido	Con Factor	Valor Medido	Con Factor																																																								
0.25	1.40	0.59	2.68	1.13	0.68	0.29																																																								
0.5	1.78	0.75	3.20	1.34	0.90	0.38																																																								
0.75	2.08	0.87	3.54	1.49	1.10	0.46																																																								
1	2.32	0.97	3.82	1.60	1.25	0.53																																																								
2	2.98	1.25	4.56	1.92	1.80	0.76																																																								
3	3.36	1.41	4.98	2.09	2.20	0.92																																																								
4	3.62	1.52	5.25	2.21	2.52	1.06																																																								
5	3.80	1.60	5.50	2.31	2.78	1.17																																																								
6	3.94	1.65	5.65	2.37	3.00	1.26																																																								
7	4.06	1.71	5.80	2.44	3.20	1.34																																																								
8	4.16	1.75	5.95	2.50	3.36	1.41																																																								
9	4.24	1.78	6.05	2.54	3.50	1.47																																																								
10	4.30	1.81	6.15	2.58	3.64	1.53																																																								
INDICE DE POLARIZACION	1.85	1.85	1.61	1.61	2.91	2.91																																																								
RESISTENCIA DE AISLAMIENTOS																																																														
<table border="1"> <caption>Data for Resistencia de Aislamientos Graph</caption> <thead> <tr> <th>MINUTOS</th> <th>PRIM / SEC - TIERRA (Giga Ohms)</th> <th>PRI / SEC (Giga Ohms)</th> <th>SEC / PRI - TIERRA (Giga Ohms)</th> </tr> </thead> <tbody> <tr><td>0.25</td><td>0.59</td><td>1.13</td><td>0.29</td></tr> <tr><td>0.5</td><td>0.75</td><td>1.34</td><td>0.38</td></tr> <tr><td>0.75</td><td>0.87</td><td>1.49</td><td>0.46</td></tr> <tr><td>1</td><td>0.97</td><td>1.60</td><td>0.53</td></tr> <tr><td>2</td><td>1.25</td><td>1.92</td><td>0.76</td></tr> <tr><td>3</td><td>1.41</td><td>2.09</td><td>0.92</td></tr> <tr><td>4</td><td>1.52</td><td>2.21</td><td>1.06</td></tr> <tr><td>5</td><td>1.60</td><td>2.31</td><td>1.17</td></tr> <tr><td>6</td><td>1.65</td><td>2.37</td><td>1.26</td></tr> <tr><td>7</td><td>1.71</td><td>2.44</td><td>1.34</td></tr> <tr><td>8</td><td>1.75</td><td>2.50</td><td>1.41</td></tr> <tr><td>9</td><td>1.78</td><td>2.54</td><td>1.47</td></tr> <tr><td>10</td><td>1.81</td><td>2.58</td><td>1.53</td></tr> </tbody> </table>							MINUTOS	PRIM / SEC - TIERRA (Giga Ohms)	PRI / SEC (Giga Ohms)	SEC / PRI - TIERRA (Giga Ohms)	0.25	0.59	1.13	0.29	0.5	0.75	1.34	0.38	0.75	0.87	1.49	0.46	1	0.97	1.60	0.53	2	1.25	1.92	0.76	3	1.41	2.09	0.92	4	1.52	2.21	1.06	5	1.60	2.31	1.17	6	1.65	2.37	1.26	7	1.71	2.44	1.34	8	1.75	2.50	1.41	9	1.78	2.54	1.47	10	1.81	2.58	1.53
MINUTOS	PRIM / SEC - TIERRA (Giga Ohms)	PRI / SEC (Giga Ohms)	SEC / PRI - TIERRA (Giga Ohms)																																																											
0.25	0.59	1.13	0.29																																																											
0.5	0.75	1.34	0.38																																																											
0.75	0.87	1.49	0.46																																																											
1	0.97	1.60	0.53																																																											
2	1.25	1.92	0.76																																																											
3	1.41	2.09	0.92																																																											
4	1.52	2.21	1.06																																																											
5	1.60	2.31	1.17																																																											
6	1.65	2.37	1.26																																																											
7	1.71	2.44	1.34																																																											
8	1.75	2.50	1.41																																																											
9	1.78	2.54	1.47																																																											
10	1.81	2.58	1.53																																																											
OBSERVACIONES:	Los datos obtenidos como se muestra en la figura están dados en Giga Ohmios																																																													
	El valor de resistencia en el lado primario (69 KV) se encuentra por debajo de la resistencia permitido.																																																													

UNIDAD DE SUBESTACIONES			
RELACIÓN DE VUELTAS, RESISTENCIA DE DEVANADOS Y PRUEBAS AL ACEITE PARA TRANSFORMADORES DE POTENCIA			
SUBESTACIÓN:	San Miguel Petapa	NUMERO DE TRAF0:	S - 172
CIRCUITOS:	117,118,119 y 120	CAPACIDAD:	15 / 28 MVA
FECHA DE PRUEBA:	15/10/2006	NO. DE SERIE:	331578
MARCA:	UÑIDO	IMPEDANCIA:	7.70%
VOLTAJE PRIMARIO:	66,000 Volts	TAP NO.:	3
VOLTAJE SECUNDARIO:	13,800 Volts	VOLTAJE:	66,000
		RELACIÓN TEÓRICA:	8.2835
LA PRUEBA SE REALIZA EN EL TAP DE TRABAJO			
RELACIÓN DE VUELTAS CON TTR:			
BOBINAS	RELACIÓN TAP 3		
H1-H3 / X0-X1	8.2930		
H1-H2 / X0-X2	8.2920		
H2-H3 / X0-X3	8.2935		
MEDICIÓN DE RESISTENCIA DE DEVANADO PRIMARIO			
BOBINAS	RESIST. TAP 3	RESIST. TAP 3 CORR.	TEMP. DEVAN.:
H1-H3	0.73	0.3066	40°C
H1-H2	0.73	0.3066	Fact. Corr. Temp:
H2-H3	0.73	0.3066	0.42
MEDICIÓN DE RESISTENCIA DE DEVANADO SECUNDARIO			
BOBINAS	RESIST. TAP 3	RESIST. TAP 3 CORR.	TEMP. DEVAN.:
X1-X0	12.20	5.1240	40°C
X2-X0	12.20	5.1240	Fact. Corr. Temp:
X3-X0	12.30	5.1660	0.42
OBSERVACIONES: La medición del devanado primario esta dado en Ohmios, mientras que la medición del devanado secundario esta dado en mili Ohmios.			

SECCIÓN DE TRANSFORMADORES Y SUBESTACIONES												
PRUEBA DE CAPACITANCIA Y FACTOR DE DISIPACIÓN												
FECHA	15/10/2006	MARCA:	Uñido	KVA:	15 / 28 MVA							
SUBSTAC.	San Miguel Petapa	SERIE:	331578	NUMERO:	S - 172							
VOLTAJE	8 / 10 KV	TEMP. ACEITE	41°C	FACTOR CORR. TEMP.	0.40							
MULT. CAP:	200											
VOLTAJE APLICADO KV	TIPO DE PRUEBA	POSICIÓN	NEGRO	ROJO	Corr. (mA)	% F.D.	LECTURA	% F. D.	CORREGIDO	% F.P.	Watts	Capacitancia (PF)
					APARATO					CALCULADO	PERDIDAS	LECTURA
8	UST	3	H	L	21.00	0.15	0.08	0.06	0.080	0.060	0.40	34.29
10	CHL	3	H	L	25.80	0.20	0.08	0.08	0.080	0.080	0.52	34.16
8	GST L-GND	4	H	L	28.00	0.25	0.10	0.10	0.100	0.100	0.87	46.10
10	CHL + CHG	4	H	L	34.60	0.29	0.12	0.12	0.115	0.115	1.01	46.10
8	GST L-GUARD	5	H	L	7.60	0.49	0.20	0.20	0.192	0.192	0.44	11.96
10	CHG	5	H	L	9.50	0.54	0.22	0.22	0.211	0.211	0.48	11.96
7	UST	3	L	H	17.60	0.14	0.06	0.06	0.056	0.056	0.37	34.16
10	CLH	3	L	H	25.30	0.20	0.08	0.08	0.080	0.080	0.53	34.16
7	GST L-GND	4	L	H	41.30	0.28	0.11	0.11	0.111	0.111	1.74	81.06
10	CLH + CLG	4	L	H	59.10	0.38	0.15	0.15	0.150	0.150	2.34	81.06
7	GST L-GUARD	5	L	H	24.20	0.39	0.16	0.16	0.154	0.154	1.38	46.91
10	CLG	5	L	H	34.40	0.51	0.20	0.20	0.200	0.200	1.81	46.91
10	GST L-GND	4	H & L	Masa	43.80	0.45	0.18	0.18	0.177	0.177	1.99	56.97
PRUEBA DE CORRIENTE DE EXCITACIÓN												
UST-3												
Medición	Negro	Rojo	Tierra	LECTURA (mA)								
H1-H2	H1	H2	H3	7.60								
H2-H3	H2	H3	H1	16.40								
H3-H1	H3	H1	H2	15.60	Voltaje Aplicado = 5 Kv							
OBSERVACIONES:												
En los resultados de F. D. y F.P. Son casi idénticos y es debido a como se explico en este capitulo casi no existe perdida en el aislamiento.												
El factor de Potencia se calcula a partir de las formulas dadas en este capitulo.												
Las pruebas CHL, CHG y CLG son las que nos interesan, las demás mediciones son complementarias.												
Los datos corregidos están aproximados a 2 decimales. Los datos calculados están aproximados a 3 decimales												
El factor multiplicativo de 200 no aplica a la prueba de corriente de excitación.												

UNIDAD DE MANTENIMIENTO DE SUBESTACIONES					
CALIBRACIÓN DE TERMÓMETROS DE ACEITE Y DEVANADO					
PRUEBA DE ALARMAS Y DISPAROS DEL TRANSFORMADOR DE POTENCIA					
SUBESTACIÓN:		San Miguel Petapa		FECHA:	15/10/2006
TERMÓMETRO DE ACEITE					
No.	TIPO DE PRUEBA	SI	NO	OBSERVACIONES	
1	ARRANQUE PRIMERA ETAPA DE VENTILADORES A 65°C	--	--		
2	ARRANQUE SEGUNDA ETAPA DE VENTILADORES A 75°C	--	--		
3	LECTURA TERMÓMETRO IGUAL AL APARATO	X		03° menor al aparato	
4	ALARMA POR TEMPERATURA ALTA DEL ACEITE A 90°C	X			
5	DISPARO POR TEMPERATURA ALTA DEL ACEITE A 95°C	X			
TERMÓMETRO DE DEVANADO					
No.	TIPO DE PRUEBA	SI	NO	OBSERVACIONES	
6	ARRANQUE PRIMERA ETAPA DE VENTILADORES A 65°C	60°C			
7	ARRANQUE SEGUNDA ETAPA DE VENTILADORES A 75°C	68°C			
8	ALARMA DE TEMPERATURA ALTA DEVANADO A 95°C	X			
9	DISPARO DE TEMPERATURA ALTA DEVANADO A 100°C	X			
10	LECTURA TERMÓMETRO IGUAL AL APARATO			01° menor q el aparato	
PRUEBA DE DISPAROS DEL TRANSFORMADOR					
No.	TIPO DE PRUEBA	SI	NO	OBSERVACIONES	
11	DISPARO POR RELE BUCHHOLZ	X			
12	DISPARO POR SOBREPRESION	X			
13	DISPARO POR PRESIÓN SÚBITA	----	----		
14	DISPARO POR BAJO NIVEL DE ACEITE	X			
PRUEBA DE SEÑALES DEL TRANSFORMADOR					
No.	TIPO DE PRUEBA	SI	NO	OBSERVACIONES	
15	ALARMA DE BAJO NIVEL DE ACEITE	X			
16	ALARMA DE BUCHHOLZ	X			
OBSERVACIONES: Se notifico al COI en cada una de las confirmaciones vía radio					
Termómetro de aceite: no hubo arranque de primera ni segunda etapa de ventiladores.					
No hubo disparo por presión Súbita.					

SUBESTACIÓN: San Miguel Petapa		TRAFO: S - 172		FECHA: 15/10/2006					
TRANSFORMADOR DE POTENCIA 69/13.8 KV									
CIRCUITOS: 117,118,119 y 120									
		ORDEN		PLAZO DE REPARACIÓN					
No.	TIPOS DE ANOMALÍA	VA	R	S	I	CP	MP	OBSERVACIONES	
1	Aisladores ent. Y sal. Fisurados , astillados alta cont	L			X			Muy sucios	
2	Pararrayos ent. Y sal. Fisurados, astillados alta cont	L			X			Muy sucios	
3	Silica Húmeda							SI	
4	Estado de conectores y/o terminales del trafo.	L			X			Muy sucios	
5	Puntos calientes							NO	
6	Estado de conexiones a tierra							normal	
7	Fugas de aceite							NO	
8	Estado y funcionamiento de ventiladores							Buen estado	
9	Estado de resistencia de panel de control							Buen estado	
10	Baja presión de Nitrógeno							----	
11	Bajo nivel de aceite							NO	
12	Estado de Termómetros de aceite y devanado							Buen estado	
13	Estado de TC'S de protección Diferencial							Buen estado	
					MÁX.				
TEMPERATURA DEL ACEITE					41°C				
TEMPERATURA DEL DEVANADO					40°C				
			BUENO	MALO					
NIVEL DE ACEITE			X						
ESTADO DE SILICA				X					
PRESIÓN DE NITRÓGENO:			----	(PSI)					
PUNTOS CALIENTES:			----	°C	NO				
PARARRAYOS:			PRIMARIO	X	SECUNDARIO	X			
			MANUAL		AUTOMÁTICO				
FUNCIONAMIENTO DE VENTILADORES					X				
OBSERVACIONES: No existen puntos calientes, en cuanto a nivel de aceite normal.									
Los pararrayos se encontraron muy sucios por lo que se procedió a la limpieza correspondiente tanto en primario como en secundario.									
Este transformador es del tipo Respiradero libre.									
El estado de la Silica de este transformador de potencia presenta Humedad.									

SUBESTACIÓN:		San Miguel Petapa			CTOS:		117,118,119 y 120		FECHA:		15/10/2006	
		RECLOSER 13.8 KV										
No. Recloser(s):		no legible										
					ORDEN		PLAZO DE REPARACIÓN					
No.	TIPOS DE ANOMALÍA	VA	R	S	I	CP	MP	OBSERVACIONES				
1	Fugas en reconnector							ninguna				
2	Puntos calientes							NO				
3	Aisladores de ent. Y sal. Fisurados, astillados	L			X			Muy sucios				
4	Estado de TC'S de medición de circuito	L			X			Muy sucios				
5	Tapadera de interruptor auxiliar dañada							buen estado				
6	Amperímetros en mal estado							buen estado				
7	Voltímetros en mal estado							buen estado				
8	Giro del disco del contador al revés							buen estado				
9	Batería del control electrónico en mal estado							buen estado				
10	Falta de AC en control Electrónico							Existe AC				
11	Empaque de puerta de control dañado							buen estado				
12	Conexión a tierra de caja de control rota o dañada							buen estado				
13	Conexión a tierra de reconnector rota o dañada							buen estado				
14	Puentes de entrada y salida en mal estado	L			X			Muy sucios				
15	Cuchillas de entrada y salida en mal estado	L			X			Muy sucios				
16	Cuchillas de Bypass en mal estado	L			X			Muy sucios				
17	Estado de Caja de demandómetro	L			X			sucia				
18	Estado de espiga de caja de control y demandómetro							buen estado				
19	Estado de pintura del Recloser							buen estado				
OBSERVACIONES: La salida de los reclosers no presentan anomalías en ninguno de los circuitos de salida.												
En cuanto a los aisladores de ent. Y sal. Se procedió a la limpieza completa de cada uno de los aisladores.												
Con respecto a las cuchillas de entrada, salida y de Bypass, se procedió a la limpieza completa y minuciosa de cada una de las cuchillas.												

SUBESTACIÓN: San Miguel Petapa		CTOS: 117,118,119 y 120			FECHA: 15/10/06			
REGULADORES DE VOLTAJE 7.620 KV								
MARCA: SIEMENS ()		COOPER (X)			GE ()			
		ORDEN		PLAZO DE REPARACIÓN				
No.	TIPOS DE ANOMALÍA	VA	R	S	I	CP	MP	OBSERVACIONES
1	Fugas de Aceite							NO
2	Puntos calientes en reguladores de voltaje							NO
3	Pararrayos de bobina flameados o explotados	L			X			Sucios
4	Mal funcionamiento del control							Buen estado
5	Conectores en mal estado							Buen estado
6	Aisladores fisurados, astillados alta contaminación	L			X			Sucios
7	Indicadores de pasos en mal estado							Buen estado
8	Bajo nivel de aceite							NO
9	Cuchilla de Bypass en mal estado	L			X			Sucios
10	Puentes de regulado en mal estado	L			X			Sucios
11	Conexión a tierra de reguladores rota o dañada							Buen estado
12	Estado de pintura del regulador de Voltaje	L					X	Faltante
13	Estado del Aceite							Buen estado
OBSERVACIONES: Se procedió a la completa y minuciosa limpieza de las cuchillas de Bypass, aisladores y puentes de regulado								
Sería conveniente una aplicación de pintura anticorrosiva a estos reguladores de voltaje.								

SUBESTACIÓN: San Miguel Petapa		FECHA: 15/10/2006						
INSPECCIÓN DE ESTRUCTURA								
		ORDEN		PLAZO DE REPARACIÓN				
No.	TIPOS DE ANOMALÍA	VA	R	S	I	CP	MP	OBSERVACIONES
INMUEBLE								
1	Difícil acceso a la subestación							NO
2	Portón de acceso en mal estado							BUEN ESTADO
3	Alarma de subestación en mal estado							NO TIENE
4	Candado de portón en mal estado							BUEN ESTADO
5	Muro Perimetral dañado							BUEN ESTADO
6	Malla perimetral en mal estado							BUEN ESTADO
7	Conexión a tierra de malla rota o dañada							BUEN ESTADO
8	Agujeros en terreno de la subestación							NO
9	Estado de la Grama o Maleza							NO
10	Falta de Piedrin							NO
11	Suciedad en la Subestación							NO
12	Advertencia de Peligro en muro dañada o no existe							NO
13	Estado de fosas o cajas de registro							BUEN ESTADO
14	Estado de tapaderas de cajas de registro							BUEN ESTADO
CASETA								
15	Luminarias en mal estado							BUEN ESTADO
16	Piso en mal estado							BUEN ESTADO
17	Puerta en mal estado							BUEN ESTADO
ESTRUCTURA DE PÓRTICO								
18	Estado Físico de trafo. De servicio							BUEN ESTADO
19	Estado de Herrajes							falta pintura
20	Alumbrado general del pórtico en mal estado							BUEN ESTADO
21	Flip-On de la caja del pórtico disparados							NO
22	Interruptor de control de alumbrado en mal estado							BUEN ESTADO
23	Tomacorrientes 120/240 en mal estado							BUEN ESTADO
24	Tubería sobrepuesta en mal estado							BUEN ESTADO
25	Estado de TP'S							BUEN ESTADO
26	Estructura metálica en mal estado							BUEN ESTADO
27	Conexión a tierra de estructura rota o dañada							BUEN ESTADO
AISLAMIENTO DE PÓRTICO								
28	Aisladores de 69 KV fisurados, astillados alta conta.	L			X			SUCIEDAD
29	Aisl. Soporte barra 69 KV fisurados, astillados alta cont.	L			X			SUCIEDAD
30	Estado físico de las barras 69 KV malo							BUEN ESTADO
31	Aisl. 69 KV tipo cadena fisurado, astillado alta cont.	L			X			SUCIEDAD
32	Pararrayos 69 KV fisurados, astillados alta cont.	L			X			SUCIEDAD
33	Conexión a tierra de pararrayos 69 KV rotas o dañadas	L			X			SUCIEDAD
34	Seccionador 69 KV dañado	L			X			SUCIEDAD
35	Portafusibles 69 KV dañado							NO TIENE
36	Aisl. 13.8 KV flameado, fisurados, astillados alta cont.	L			X			SUCIEDAD
37	Aisl. Soporte barra 13.8 fisurados, astillados, alta cont.	L			X			SUCIEDAD
38	Estado físico de las barras de 13.8 KV mala							BUEN ESTADO
39	Pararrayos 13.8 KV fisurados, astillados o con alta cont.	L			X			SUCIEDAD
40	Conexión a tierra de pararrayos 13.8 KV rota o dañada							BUEN ESTADO
41	Esta de punta Flankin y conexión a tierra							BUEN ESTADO
42	Hilo de guarda en mal estado y conexión a tierra							BUEN ESTADO
43	Estado de red de tierras de la subestación							BUEN ESTADO
44	Puntos calientes en IA'S de 69 KV							NO
OBSERVACIONES: Con respecto a los herrajes de esta subestación sería conveniente una aplicación de pintura anticorrosiva.								

4.2.19 Subestación eléctrica: Ernesto Rodríguez Briones

RESISTENCIA DE AISLAMIENTO, ÍNDICE DE POLARIZACION PARA TRANSFORMADORES DE POTENCIA																																																														
SUBESTACIÓN:	Ernesto Rodríguez Briones	FECHA:	21/01/2007																																																											
		TEMP. ACEITE EN °C	28°C																																																											
VOLTAJE APL MEGGER:	5,000 VOLTS	TEMP. BOBINA °C	28°C																																																											
CÓDIGO DEL TRAFÓ:	S - 177																																																													
Factor de corrección de temperatura:	0.84																																																													
Valor mínimo resistencia permitido para 69 KV:		1.860 Giga ohms																																																												
Valor mínimo resistencia permitido para 13.8 KV		0.410 Giga ohms																																																												
RESISTENCIA DE AISLAMIENTO EN G OHMS																																																														
MINUTOS	PRIM/SEC - TIERRA		PRI / SEC		SEC / PRI - TIERRA																																																									
	Valor Medido	Con Factor	Valor Medido	Con Factor	Valor Medido	Con Factor																																																								
0.25	54.50	45.78	93.00	78.12	20.40	17.14																																																								
0.5	62.50	52.50	108.00	90.72	26.80	22.51																																																								
0.75	65.00	54.60	115.00	96.60	28.40	23.86																																																								
1	68.00	57.12	120.00	100.80	33.80	28.39																																																								
2	75.50	63.42	131.00	110.04	47.40	39.82																																																								
3	76.50	64.26	136.00	114.24	54.00	45.36																																																								
4	81.50	68.46	144.00	120.96	60.50	50.82																																																								
5	98.00	82.32	149.00	125.16	64.50	54.18																																																								
6	103.00	86.52	151.00	126.84	73.00	61.32																																																								
7	108.00	90.72	154.00	129.36	74.50	62.58																																																								
8	112.00	94.08	157.00	131.88	78.00	65.52																																																								
9	118.00	99.12	159.00	133.56	84.00	70.56																																																								
10	120.00	100.80	166.00	139.44	94.00	78.96																																																								
ÍNDICE DE POLARIZACION	1.76	1.76	1.38	1.38	2.78	2.78																																																								
RESISTENCIA DE AISLAMIENTOS																																																														
<table border="1"> <caption>Data for Resistencia de Aislamientos Graph</caption> <thead> <tr> <th>MINUTOS</th> <th>PRIM / SEC - TIERRA (G OHMS)</th> <th>PRI / SEC (G OHMS)</th> <th>SEC / PRI - TIERRA (G OHMS)</th> </tr> </thead> <tbody> <tr><td>0.25</td><td>45.78</td><td>78.12</td><td>17.14</td></tr> <tr><td>0.5</td><td>52.50</td><td>90.72</td><td>22.51</td></tr> <tr><td>0.75</td><td>54.60</td><td>96.60</td><td>23.86</td></tr> <tr><td>1</td><td>57.12</td><td>100.80</td><td>28.39</td></tr> <tr><td>2</td><td>63.42</td><td>110.04</td><td>39.82</td></tr> <tr><td>3</td><td>64.26</td><td>114.24</td><td>45.36</td></tr> <tr><td>4</td><td>68.46</td><td>120.96</td><td>50.82</td></tr> <tr><td>5</td><td>82.32</td><td>125.16</td><td>54.18</td></tr> <tr><td>6</td><td>86.52</td><td>126.84</td><td>61.32</td></tr> <tr><td>7</td><td>90.72</td><td>129.36</td><td>62.58</td></tr> <tr><td>8</td><td>94.08</td><td>131.88</td><td>65.52</td></tr> <tr><td>9</td><td>99.12</td><td>133.56</td><td>70.56</td></tr> <tr><td>10</td><td>100.80</td><td>139.44</td><td>78.96</td></tr> </tbody> </table>							MINUTOS	PRIM / SEC - TIERRA (G OHMS)	PRI / SEC (G OHMS)	SEC / PRI - TIERRA (G OHMS)	0.25	45.78	78.12	17.14	0.5	52.50	90.72	22.51	0.75	54.60	96.60	23.86	1	57.12	100.80	28.39	2	63.42	110.04	39.82	3	64.26	114.24	45.36	4	68.46	120.96	50.82	5	82.32	125.16	54.18	6	86.52	126.84	61.32	7	90.72	129.36	62.58	8	94.08	131.88	65.52	9	99.12	133.56	70.56	10	100.80	139.44	78.96
MINUTOS	PRIM / SEC - TIERRA (G OHMS)	PRI / SEC (G OHMS)	SEC / PRI - TIERRA (G OHMS)																																																											
0.25	45.78	78.12	17.14																																																											
0.5	52.50	90.72	22.51																																																											
0.75	54.60	96.60	23.86																																																											
1	57.12	100.80	28.39																																																											
2	63.42	110.04	39.82																																																											
3	64.26	114.24	45.36																																																											
4	68.46	120.96	50.82																																																											
5	82.32	125.16	54.18																																																											
6	86.52	126.84	61.32																																																											
7	90.72	129.36	62.58																																																											
8	94.08	131.88	65.52																																																											
9	99.12	133.56	70.56																																																											
10	100.80	139.44	78.96																																																											
OBSERVACIONES:	Los datos obtenidos como se muestra en la figura están dados en Giga Ohmios																																																													

UNIDAD DE SUBESTACIONES			
RELACIÓN DE VUELTAS, RESISTENCIA DE DEVANADOS			
Y PRUEBAS AL ACEITE PARA TRANSFORMADORES DE POTENCIA			
SUBESTACIÓN:	Ernesto Rodríguez Briones	NUMERO DE TRAF0:	S - 177
CIRCUITOS:	53,54,55,56 y 501	CAPACIDAD:	15 / 28 MVA
FECHA DE PRUEBA:	21/01/2007	NO. DE SERIE:	A 3109 T
MARCA:	WAUKESHA	IMPEDANCIA:	8.06%
VOLTAJE PRIMARIO:	67,650 Volts	TAP NO.:	2
VOLTAJE SECUNDARIO:	13,800 Volts	VOLTAJE:	67,650
		RELACIÓN TEÓRICA:	8.491
LA PRUEBA SE REALIZA EN EL TAP DE TRABAJO			
RELACIÓN DE VUELTAS CON TTR:			
BOBINAS	RELACIÓN TAP 2		
H1-H3 / X0-X1	8.4865		
H1-H2 / X0-X2	8.4865		
H2-H3 / X0-X3	8.4866		
MEDICIÓN DE RESISTENCIA DE DEVANADO PRIMARIO			
BOBINAS	RESIST. TAP 2	RESIST. TAP 2 CORR.	TEMP. DEVAN.:
H1-H3	0.66	0.5544	28°C
H1-H2	0.65	0.5460	Fact. Corr. Temp:
H2-H3	0.65	0.5460	0.84
MEDICIÓN DE RESISTENCIA DE DEVANADO SECUNDARIO			
BOBINAS	RESIST. TAP 2	RESIST. TAP 2 CORR.	TEMP. DEVAN.:
X1-X0	10.60	8.9040	28°C
X2-X0	10.60	8.9040	Fact. Corr. Temp:
X3-X0	10.60	8.9040	0.84
OBSERVACIONES: La medición del devanado primario esta dado en Ohmios, mientras que la medición del devanado secundario esta dado en mili Ohmios.			
-El circuito No. 501 se encuentra fuera de servicio.			
-El termómetro de devanado se encuentra fijo a 62°C (no funciona) por lo que usamos como referencia la temperatura del aceite para el factor de corrección.			

SECCIÓN DE TRANSFORMADORES Y SUBESTACIONES												
PRUEBA DE CAPACITANCIA Y FACTOR DE DISIPACIÓN												
FECHA	21/01/2007	MARCA:	WVAUKESHA	KVA:	15 / 28 MVA							
SUBESTAC.	Rodríguez Briónes	SERIE:	A.3109 T	NUMERO:	S - 177							
VOLTAJE	8 / 10 KV	TEMP. ACEITE	28°C	FACTOR CORR. TEMP.	0.84							
MULT. CAP:	200											
VOLTAJE APLICADO KV	TIPO DE PRUEBA	POSICIÓN	NEGRO	ROJO	Corr. (mA)	% F.D.	LECTURA	% F. D.	CORREGIDO	% F.P.	Watts	Capacitancia (PF)
					APARATO					CALCULADO	PERDIDAS	LECTURA
8	UST	3	H	L	18.30		0.17		0.14	0.141	0.32	25.18
10	CHL	3	H	L	23.00		0.21		0.18	0.174	0.39	25.18
8	GST L-GND	4	H	L	27.80		0.24		0.20	0.198	0.69	37.99
10	CHL + CHG	4	H	L	34.50		0.27		0.23	0.221	0.77	37.99
8	GST L-GUARD	5	H	L	9.80		0.39		0.33	0.311	0.38	12.86
10	CHG	5	H	L	12.10		0.45		0.38	0.354	0.43	12.86
7	UST	3	L	H	15.70		0.15		0.13	0.125	0.28	25.18
10	CLH	3	L	H	22.30		0.21		0.18	0.174	0.35	25.18
7	GST L-GND	4	L	H	4.80		0.18		0.15	0.150	1.01	74.98
10	CLH + CLG	4	L	H	66.00		0.26		0.22	0.213	1.44	74.98
7	GST L-GUARD	5	L	H	30.00		0.20		0.17	0.166	0.75	49.85
10	CLG	5	L	H	43.00		0.28		0.24	0.229	1.05	49.85
10	GST L-GND	4	H & L	Masa	57.00		0.30		0.25	0.244	1.49	62.62
PRUEBA DE CORRIENTE DE EXCITACIÓN												
UST-3												
Medición	Negro	Rojo	Tierra	LECTURA (mA)								
H1-H2	H1	H2	H3	4.00								
H2-H3	H2	H3	H1	9.00								
H3-H1	H3	H1	H2	8.90	Voltaje Aplicado = 5 Kv							
OBSERVACIONES:												
En los resultados de F. D. y F. P. Existe una pequeña diferencia debido a como se explico en este capitulo existe una mínima perdida en el aislamiento.												
El factor de Potencia se calcula a partir de las formulas dadas en este capitulo.												
Las pruebas CHL, CHG y CLG son las que nos interesan, las demás mediciones son complementarias.												
Los datos corregidos están aproximados a 2 decimales. Los datos calculados están aproximados a 3 decimales												
El factor multiplicativo de 200 no aplica a la prueba de corriente de excitación.												

UNIDAD DE MANTENIMIENTO DE SUBESTACIONES					
CALIBRACIÓN DE TERMÓMETROS DE ACEITE Y DEVANADO					
PRUEBA DE ALARMAS Y DISPAROS DEL TRANSFORMADOR DE POTENCIA					
SUBESTACIÓN:		Ernesto Rodríguez Briones		FECHA:	21/01/2007
TERMÓMETRO DE ACEITE					
No.	TIPO DE PRUEBA	SI	NO	OBSERVACIONES	
1	ARRANQUE PRIMERA ETAPA DE VENTILADORES A 65°C	60°C			
2	ARRANQUE SEGUNDA ETAPA DE VENTILADORES A 75°C	85°C			
3	LECTURA TERMÓMETRO IGUAL AL APARATO			02° menor al aparato	
4	ALARMA POR TEMPERATURA ALTA DEL ACEITE A 90°C	90°C			
5	DISPARO POR TEMPERATURA ALTA DEL ACEITE A 95°C	100°C			
TERMÓMETRO DE DEVANADO					
No.	TIPO DE PRUEBA	SI	NO	OBSERVACIONES	
6	ARRANQUE PRIMERA ETAPA DE VENTILADORES A 65°C	70°C		El termómetro se	
7	ARRANQUE SEGUNDA ETAPA DE VENTILADORES A 75°C	90°C		Encuentra fijo en	
8	ALARMA DE TEMPERATURA ALTA DEVANADO A 95°C	120°C		62°C	
9	DISPARO DE TEMPERATURA ALTA DEVANADO A 100°C	130°C		No Funciona	
10	LECTURA TERMÓMETRO IGUAL AL APARATO				
PRUEBA DE DISPAROS DEL TRANSFORMADOR					
No.	TIPO DE PRUEBA	SI	NO	OBSERVACIONES	
11	DISPARO POR RELE BUCHHOLZ	--	--		
12	DISPARO POR SOBREPRESION	--	--		
13	DISPARO POR PRESIÓN SÚBITA	--	--		
14	DISPARO POR BAJO NIVEL DE ACEITE	--	--		
PRUEBA DE SEÑALES DEL TRANSFORMADOR					
No.	TIPO DE PRUEBA	SI	NO	OBSERVACIONES	
15	ALARMA DE BAJO NIVEL DE ACEITE	--	--		
16	ALARMA DE BUCHHOLZ	--	--		
OBSERVACIONES: Se notificó al COI en cada una de las confirmaciones vía radio					
No hubo disparo por Presión Súbita ni por bajo nivel de aceite.					

SUBESTACIÓN: Ernesto Rodríguez Briones		TRAF0: S - 177		FECHA: 21/01/2007				
TRANSFORMADOR DE POTENCIA 69/13.8 KV								
CIRCUITOS: 53.54.55.56 y 501								
		ORDEN		PLAZO DE REPARACIÓN				
No.	TIPOS DE ANOMALÍA	VA	R	S	I	CP	MP	OBSERVACIONES
1	Aisladores ent. Y sal. Fisurados , astillados alta cont	L			x			Muy sucios
2	Pararrayos ent. Y sal. Fisurados, astillados alta cont	L			x			Muy sucios
3	Silica Húmeda							---
4	Estado de conectores y/o terminales del trafo.	L			X			Muy sucios
5	Puntos calientes							NO
6	Estado de conexiones a tierra							normal
7	Fugas de aceite							NO
8	Estado y funcionamiento de ventiladores							Buen estado
9	Estado de resistencia de panel de control							Buen estado
10	Baja presión de Nitrógeno							NO
11	Bajo nivel de aceite							NO
12	Estado de Termómetros de aceite y devanado							Devanado no Funcio.
13	Estado de TC'S de protección Diferencial							Buen estado
					MÁX.			
TEMPERATURA DEL ACEITE					28°C			
TEMPERATURA DEL DEVANADO					28°C			
			BUENO		MALO			
NIVEL DE ACEITE			X					
ESTADO DE SILICA			---					
PRESIÓN DE NITRÓGENO:			1.85 (PSI)					
PUNTOS CALIENTES:			---- °C		NO			
PARARRAYOS:			PRIMARIO X		SECUNDARIO X			
			MANUAL		AUTOMÁTICO			
FUNCIONAMIENTO DE VENTILADORES					X			
OBSERVACIONES: No existen puntos calientes, en cuanto a nivel de aceite y presión de gas normal.								
Los pararrayos se encontraron muy sucios por lo que se procedió a la limpieza correspondiente tanto en primario como en secundario.								
Este transformador de potencia es sumergido en aceite de tipo sellado colchón de gas								
El circuito 501 se encuentra fuera de servicio.								
El termómetro de devanado se encuentra fijo a 62°C por lo que no funciona.								

SUBESTACIÓN: Ernesto Rodríguez Briones		CTOS: 53,54,55,56 y 501			FECHA: 21/01/2007			
RECLOSER 13.8 KV								
No. Recloser(s): 350,364 y 366								
			ORDEN		PLAZO DE REPARACIÓN			
No.	TIPOS DE ANOMALÍA	VA	R	S	I	CP	MP	OBSERVACIONES
1	Fugas en reconectador							ninguna
2	Puntos calientes							NO
3	Aisladores de ent. Y sal. Fisurados, astillados	L			X			Muy sucios
4	Estado de TC'S de medición de circuito	L			X			Muy sucios
5	Tapadera de interruptor auxiliar dañada							buen estado
6	Amperímetros en mal estado							buen estado
7	Voltímetros en mal estado							buen estado
8	Giro del disco del contador al revés							buen estado
9	Batería del control electrónico en mal estado							buen estado
10	Falta de AC en control Electrónico							Existe AC
11	Empaque de puerta de control dañado							buen estado
12	Conexión a tierra de caja de control rota o dañada							buen estado
13	Conexión a tierra de reconectador rota o dañada							buen estado
14	Puentes de entrada y salida en mal estado							buen estado
15	Cuchillas de entrada y salida en mal estado	L			X			Muy sucios
16	Cuchillas de Bypass en mal estado	L			X			Muy sucios
17	Estado de Caja de demandómetro	L			X			sucia
18	Estado de espiga de caja de control y demandómetro							buen estado
19	Estado de pintura del Recloser							buen estado
OBSERVACIONES: La salida de los reclosers no presentan anomalías en ninguno de los circuitos de salida.								
En cuanto a los aisladores de ent. Y sal. Se procedió a la limpieza completa de cada uno de los aisladores.								
Con respecto a las cuchillas de entrada, salida y de Bypass, se procedió a la limpieza completa y minuciosa de cada una de las cuchillas.								
El circuito No. 54 no posee Recloser y el circuito No. 501 se encuentra fuera de servicio.								

SUBESTACIÓN: Ernesto Rodríguez Briones		CTOS: 53,54,55,56 y 501		FECHA: 21/01/2007				
REGULADORES DE VOLTAJE 7.620 KV								
MARCA: SIEMENS ()		COOPER (X)		GE ()				
		ORDEN		PLAZO DE REPARACIÓN				
No.	TIPOS DE ANOMALÍA	VA	R	S	I	CP	MP	OBSERVACIONES
1	Fugas de Aceite							NO
2	Puntos calientes en reguladores de voltaje							NO
3	Pararrayos de bobina flameados o explotados	L			X			Sucios
4	Mal funcionamiento del control							Buen estado
5	Conectores en mal estado							Buen estado
6	Aisladores fisurados, astillados alta contaminación	L			X			Sucios
7	Indicadores de pasos en mal estado							Buen estado
8	Bajo nivel de aceite							NO
9	Cuchilla de Bypass en mal estado	L			X			Sucios
10	Puentes de regulado en mal estado	L			X			Sucios
11	Conexión a tierra de reguladores rota o dañada							Buen estado
12	Estado de pintura del regulador de Voltaje							Buen estado
13	Estado del Aceite							Buen estado

OBSERVACIONES: Se procedió a la completa y minuciosa limpieza de las cuchillas de Bypass, aisladores y puentes de regulado

SUBESTACIÓN: Ernesto Rodríguez Briones		FECHA: 21/01/2007						
INSPECCIÓN DE ESTRUCTURA								
		ORDEN		PLAZO DE REPARACIÓN				
No.	TIPOS DE ANOMALÍA	VA	R	S	I	CP	MP	OBSERVACIONES
INMUEBLE								
1	Difícil acceso a la subestación							NO
2	Portón de acceso en mal estado							BUEN ESTADO
3	Alarma de subestación en mal estado							NO TIENE
4	Candado de portón en mal estado							BUEN ESTADO
5	Muro Perimetral dañado							BUEN ESTADO
6	Malla perimetral en mal estado							BUEN ESTADO
7	Conexión a tierra de malla rota o dañada							BUEN ESTADO
8	Agujeros en terreno de la subestación							NO
9	Estado de la Grama o Maleza	L					X	UN POCO
10	Falta de Piedrin	L					X	UN POCO
11	Suciedad en la Subestación							NO
12	Advertencia de Peligro en muro dañada o no existe							NO
13	Estado de fosas o cajas de registro							BUEN ESTADO
14	Estado de tapaderas de cajas de registro							BUEN ESTADO
CASETA								
15	Luminarias en mal estado							BUEN ESTADO
16	Piso en mal estado							BUEN ESTADO
17	Puerta en mal estado							BUEN ESTADO
ESTRUCTURA DE PÓRTICO								
18	Estado Físico de trafo. De servicio							BUEN ESTADO
19	Estado de Herrajes	L					X	falta pintura
20	Alumbrado general del pórtico en mal estado							BUEN ESTADO
21	Flip-On de la caja del pórtico disparados							NO
22	Interruptor de control de alumbrado en mal estado	L			X			SUCIO
23	Tomacorrientes 120/240 en mal estado							BUEN ESTADO
24	Tubería sobrepuesta en mal estado							BUEN ESTADO
25	Estado de TP'S							BUEN ESTADO
26	Estructura metálica en mal estado							BUEN ESTADO
27	Conexión a tierra de estructura rota o dañada							BUEN ESTADO
 AISLAMIENTO DE PÓRTICO								
28	Aisladores de 69 KV fisurados, astillados alta conta.	L			X			SUCIEDAD
29	Aisl. Soporte barra 69 KV fisurados, astillados alta cont.	L			X			SUCIEDAD
30	Estado físico de las barras 69 KV malo	L			X			SUCIEDAD
31	Aisl. 69 KV tipo cadena fisurado, astillado alta cont.	L			X			SUCIEDAD
32	Pararrayos 69 KV fisurados, astillados alta cont.	L			X			SUCIEDAD
33	Conexión a tierra de pararrayos 69 KV rotas o dañadas	L			X			SUCIEDAD
34	Seccionador 69 KV dañado	L			X			SUCIEDAD
35	Portafusibles 69 KV dañado							NO TIENE
36	Aisl. 13.8 KV flameado, fisurados, astillados alta cont.	L			X			SUCIEDAD
37	Aisl. Soporte barra 13.8 fisurados, astillados, alta cont.	L			X			SUCIEDAD
38	Estado físico de las barras de 13.8 KV mala							BUEN ESTADO
39	Pararrayos 13.8 KV fisurados, astillados o con alta cont.	L			X			SUCIEDAD
40	Conexión a tierra de pararrayos 13.8 KV rota o dañada							BUEN ESTADO
41	Esta de punta Flankin y conexión a tierra							BUEN ESTADO
42	Hilo de guarda en mal estado y conexión a tierra							BUEN ESTADO
43	Estado de red de tierras de la subestación							BUEN ESTADO
44	Puntos calientes en IA'S de 69 KV							NO
OBSERVACIONES: Las fosas se encuentran un poco sucias y con evidencia de filtración de agua.								
De parte de una empresa Mexicana (Industrias TITÁN) se le instalo una especie de mezcla de polietileno con aditivo a toda la parte de 13.8 KV debido a que se ha reportado mucho arco por roedores que transitan la subestación.								

4.2.20 Subestación eléctrica: Portuaria

RESISTENCIA DE AISLAMIENTO, ÍNDICE DE POLARIZACION PARA TRANSFORMADORES DE POTENCIA																																																														
SUBESTACIÓN:	Portuaria	FECHA:	25/01/2007																																																											
		TEMP. ACEITE EN °C	34°C																																																											
VOLTAJE APL MEGGER:	5,000 VOLTS	TEMP. BOBINA °C	38°C																																																											
CÓDIGO DEL TRAF0:	S - 134																																																													
Factor de corrección de temperatura:	0.67																																																													
Valor mínimo resistencia permitido para 69 KV:		1.860 Giga ohms																																																												
Valor mínimo resistencia permitido para 13.8 KV		0.410 Giga ohms																																																												
RESISTENCIA DE AISLAMIENTO EN G OHMS																																																														
MINUTOS	PRIM/SEC - TIERRA		PRI / SEC		SEC / PRI - TIERRA																																																									
	Valor Medido	Con Factor	Valor Medido	Con Factor	Valor Medido	Con Factor																																																								
0.25	3.84	2.57	7.50	5.03	2.22	1.49																																																								
0.5	4.68	3.14	8.35	5.59	2.78	1.86																																																								
0.75	4.92	3.30	8.70	5.83	3.12	2.09																																																								
1	5.20	3.48	9.00	6.03	3.38	2.26																																																								
2	5.90	3.95	9.80	6.57	4.16	2.79																																																								
3	6.40	4.29	10.10	6.77	4.86	3.26																																																								
4	6.80	4.56	10.40	6.97	5.30	3.55																																																								
5	7.00	4.69	10.60	7.10	5.70	3.82																																																								
6	7.25	4.86	11.00	7.37	6.20	4.15																																																								
7	7.40	4.96	11.20	7.50	6.55	4.39																																																								
8	7.55	5.06	11.40	7.64	6.95	4.66																																																								
9	7.70	5.16	11.60	7.77	7.20	4.82																																																								
10	7.80	5.23	11.80	7.91	7.50	5.03																																																								
ÍNDICE DE POLARIZACION	1.50	1.50	1.31	1.31	2.22	2.22																																																								
RESISTENCIA DE AISLAMIENTOS																																																														
<table border="1"> <caption>Data for RESISTENCIA DE AISLAMIENTOS (Giga Ohms)</caption> <thead> <tr> <th>MINUTOS</th> <th>PRIM / SEC - TIERRA</th> <th>PRI / SEC</th> <th>SEC / PRI - TIERRA</th> </tr> </thead> <tbody> <tr><td>0.25</td><td>2.57</td><td>5.03</td><td>1.49</td></tr> <tr><td>0.5</td><td>3.14</td><td>5.59</td><td>1.86</td></tr> <tr><td>0.75</td><td>3.30</td><td>5.83</td><td>2.09</td></tr> <tr><td>1</td><td>3.48</td><td>6.03</td><td>2.26</td></tr> <tr><td>2</td><td>3.95</td><td>6.57</td><td>2.79</td></tr> <tr><td>3</td><td>4.29</td><td>6.77</td><td>3.26</td></tr> <tr><td>4</td><td>4.56</td><td>6.97</td><td>3.55</td></tr> <tr><td>5</td><td>4.69</td><td>7.10</td><td>3.82</td></tr> <tr><td>6</td><td>4.86</td><td>7.37</td><td>4.15</td></tr> <tr><td>7</td><td>4.96</td><td>7.50</td><td>4.39</td></tr> <tr><td>8</td><td>5.06</td><td>7.64</td><td>4.66</td></tr> <tr><td>9</td><td>5.16</td><td>7.77</td><td>4.82</td></tr> <tr><td>10</td><td>5.23</td><td>7.91</td><td>5.03</td></tr> </tbody> </table>							MINUTOS	PRIM / SEC - TIERRA	PRI / SEC	SEC / PRI - TIERRA	0.25	2.57	5.03	1.49	0.5	3.14	5.59	1.86	0.75	3.30	5.83	2.09	1	3.48	6.03	2.26	2	3.95	6.57	2.79	3	4.29	6.77	3.26	4	4.56	6.97	3.55	5	4.69	7.10	3.82	6	4.86	7.37	4.15	7	4.96	7.50	4.39	8	5.06	7.64	4.66	9	5.16	7.77	4.82	10	5.23	7.91	5.03
MINUTOS	PRIM / SEC - TIERRA	PRI / SEC	SEC / PRI - TIERRA																																																											
0.25	2.57	5.03	1.49																																																											
0.5	3.14	5.59	1.86																																																											
0.75	3.30	5.83	2.09																																																											
1	3.48	6.03	2.26																																																											
2	3.95	6.57	2.79																																																											
3	4.29	6.77	3.26																																																											
4	4.56	6.97	3.55																																																											
5	4.69	7.10	3.82																																																											
6	4.86	7.37	4.15																																																											
7	4.96	7.50	4.39																																																											
8	5.06	7.64	4.66																																																											
9	5.16	7.77	4.82																																																											
10	5.23	7.91	5.03																																																											
OBSERVACIONES:	Los datos obtenidos como se muestra en la figura están dados en Giga Ohmios																																																													

UNIDAD DE SUBESTACIONES			
RELACIÓN DE VUELTAS, RESISTENCIA DE DEVANADOS Y PRUEBAS AL ACEITE PARA TRANSFORMADORES DE POTENCIA			
SUBESTACIÓN:	Portuaria	NUMERO DE TRAF0:	S-134
CIRCUITOS:	78 y 79	CAPACIDAD:	10 / 14 MVA
FECHA DE PRUEBA:	25/01/2007	NO. DE SERIE:	H 880066A
MARCA:	General Electric	IMPEDANCIA:	7.14%
VOLTAJE PRIMARIO:	66,000 Volts	TAP NO.:	3
VOLTAJE SECUNDARIO:	13,800 Volts	VOLTAJE:	66,000
		RELACIÓN TEÓRICA:	8.2839
LA PRUEBA SE REALIZA EN EL TAP DE TRABAJO			
RELACIÓN DE VUELTAS CON TTR:			
BOBINAS	RELACIÓN TAP 3		
H1-H3 / X0-X1	8.2925		
H1-H2 / X0-X2	8.2944		
H2-H3 / X0-X3	8.2866		
MEDICIÓN DE RESISTENCIA DE DEVANADO PRIMARIO			
BOBINAS	RESIST. TAP 3	RESIST. TAP 3 CORR.	TEMP. DEVAN.:
H1-H3	2.13	1.4271	38°C
H1-H2	2.13	1.4271	Fact. Corr. Temp:
H2-H3	2.13	1.4271	0.67
MEDICIÓN DE RESISTENCIA DE DEVANADO SECUNDARIO			
BOBINAS	RESIST. TAP 3	RESIST. TAP 3 CORR.	TEMP. DEVAN.:
X1-X0	37.00	24.7900	38°C
X2-X0	37.00	24.7900	Fact. Corr. Temp:
X3-X0	37.10	24.8570	0.67
OBSERVACIONES: La medición del devanado primario esta dado en Ohmios, mientras que la medición del devanado secundario esta dado en mili Ohmios.			

SECCIÓN DE TRANSFORMADORES Y SUBESTACIONES											
PRUEBA DE CAPACITANCIA Y FACTOR DE DISIPACIÓN											
FECHA	25/01/2007	MARCA:	General Electric	KVA:	10 / 14 MVA						
SUBSTAC.	Portuaria	SERIE:	H 860066 A	NUMERO:	S - 134						
VOLTAJE	8 / 10 KV	TEMP. ACEITE	34°C	FACTOR CORR. TEMP.	0.73						
MULT. CAP:	200										
VOLTAJE APLICADO KV	TIPO DE PRUEBA	POSICIÓN	NEGRO	ROJO	Contr. (mA)	% F.D. LECTURA	% F. D. CORREGIDO	% F.P. CALCULADO	Watts PERDIDAS	Capacitancia (PF) LECTURA	
8	UST	3	H	L	16.10	0.85	0.62	0.527	1.65	24.95	
10	CHL	3	H	L	18.00	1.06	0.77	0.612	2.02	24.95	
8	GST L-GND	4	H	L	24.00	0.82	0.60	0.514	2.44	39.80	
10	CHL + CHG	4	H	L	30.00	1.02	0.74	0.597	3.05	39.80	
8	GST L-GUARD	5	H	L	9.80	0.74	0.54	0.475	0.85	14.85	
10	CHG	5	H	L	11.59	0.90	0.66	0.549	1.05	14.85	
7	UST	3	L	H	15.89	0.85	0.62	0.527	1.58	24.90	
10	CLH	3	L	H	19.79	1.05	0.77	0.608	1.99	24.90	
7	GST L-GND	4	L	H	35.68	0.75	0.55	0.480	3.06	56.80	
10	CLH + CLG	4	L	H	44.23	0.85	0.62	0.527	3.74	56.80	
7	GST L-GUARD	5	L	H	20.18	0.58	0.42	0.390	1.44	31.90	
10	CLG	5	L	H	24.00	0.75	0.55	0.480	1.74	31.90	
10	GST L-GND	4	H & L	Masa	37.10	0.75	0.55	0.480	2.63	46.75	
PRUEBA DE CORRIENTE DE EXCITACIÓN											
UST-3											
Medición	Negro	Rojo	Tierra	LECTURA (mA)							
H1-H2	H1	H2	H3	4.93							
H2-H3	H2	H3	H1	12.35							
H3-H1	H3	H1	H2	12.60							
Voltaje Aplicado = 5 Kv											
OBSERVACIONES:											
En los resultados de F. D. y F. P. Existe una pequeña diferencia debido a como se explico en este capitulo existe una minima perdida en el aislamiento.											
El factor de Potencia se calcula a partir de las formulas dadas en este capitulo.											
Las pruebas CHL, CHG y CLG son las que nos interesan, las demás mediciones son complementarias.											
Los datos corregidos están aproximados a 2 decimales. Los datos calculados están aproximados a 3 decimales											
El factor multiplicativo de 200 no aplica a la prueba de corriente de excitación											

UNIDAD DE MANTENIMIENTO DE SUBESTACIONES				
CALIBRACIÓN DE TERMÓMETROS DE ACEITE Y DEVANADO				
PRUEBA DE ALARMAS Y DISPAROS DEL TRANSFORMADOR DE POTENCIA				
SUBESTACIÓN:		Portuaria	FECHA:	25/01/2007
TERMÓMETRO DE ACEITE				
No.	TIPO DE PRUEBA	SI	NO	OBSERVACIONES
1	ARRANQUE PRIMERA ETAPA DE VENTILADORES A 65°C	X		
2	ARRANQUE SEGUNDA ETAPA DE VENTILADORES A 75°C	X		
3	LECTURA TERMÓMETRO IGUAL AL APARATO	X		
4	ALARMA POR TEMPERATURA ALTA DEL ACEITE A 90°C	X		
5	DISPARO POR TEMPERATURA ALTA DEL ACEITE A 95°C	X		
TERMÓMETRO DE DEVANADO				
No.	TIPO DE PRUEBA	SI	NO	OBSERVACIONES
6	ARRANQUE PRIMERA ETAPA DE VENTILADORES A 65°C	X		
7	ARRANQUE SEGUNDA ETAPA DE VENTILADORES A 75°C	X		
8	ALARMA DE TEMPERATURA ALTA DEVANADO A 95°C	X		
9	DISPARO DE TEMPERATURA ALTA DEVANADO A 100°C	X		
10	LECTURA TERMÓMETRO IGUAL AL APARATO	X		
PRUEBA DE DISPAROS DEL TRANSFORMADOR				
No.	TIPO DE PRUEBA	SI	NO	OBSERVACIONES
11	DISPARO POR RELE BUCHHOLZ	--	--	
12	DISPARO POR SOBREPRESION	X		
13	DISPARO POR PRESIÓN SÚBITA	X		
14	DISPARO POR BAJO NIVEL DE ACEITE	X		
PRUEBA DE SEÑALES DEL TRANSFORMADOR				
No.	TIPO DE PRUEBA	SI	NO	OBSERVACIONES
15	ALARMA DE BAJO NIVEL DE ACEITE	X		
16	ALARMA DE BUCHHOLZ	X		
OBSERVACIONES: Se notifico al COI en cada una de las confirmaciones vía radio				

SUBESTACIÓN: Portuaria		TRAF0: S - 134		FECHA: 25/01/2007				
TRANSFORMADOR DE POTENCIA 69/13.8 KV								
CIRCUITOS: 78 y 79								
		ORDEN		PLAZO DE REPARACIÓN				
No.	TIPOS DE ANOMALÍA	VA	R	S	I	CP	MP	OBSERVACIONES
1	Aisladores ent. Y sal. Fisurados , astillados alta cont	L			X			Muy sucios
2	Pararrayos ent. Y sal. Fisurados, astillados alta cont	L			X			Muy sucios
3	Silica Húmeda							---
4	Estado de conectores y/o terminales del trafo.	L			X			Muy sucios
5	Puntos calientes							NO
6	Estado de conexiones a tierra							normal
7	Fugas de aceite							NO
8	Estado y funcionamiento de ventiladores							Buen estado
9	Estado de resistencia de panel de control							Buen estado
10	Baja presión de Nitrógeno							NO
11	Bajo nivel de aceite							NO
12	Estado de Termómetros de aceite y devanado							Buen estado
13	Estado de TC'S de protección Diferencial							Buen estado
					MÁX.			
TEMPERATURA DEL ACEITE					34°C			
TEMPERATURA DEL DEVANADO					38°C			
			BUENO	MALO				
NIVEL DE ACEITE			X					
ESTADO DE SILICA			---					
PRESIÓN DE NITRÓGENO:			1.9 (PSI)					
PUNTOS CALIENTES:			----	°C	NO			
PARARRAYOS:			PRIMARIO X	SECUNDARIO X				
			MANUAL	AUTOMÁTICO				
FUNCIONAMIENTO DE VENTILADORES				X				
OBSERVACIONES: No existen puntos calientes, en cuanto a nivel de aceite y presión de gas normal.								
Los pararrayos se encontraron muy sucios por lo que se procedió a la limpieza correspondiente tanto en primario como en secundario.								
Este transformador de potencia es sumergido en aceite de tipo sellado colchón de gas								

SUBESTACIÓN: Portuaria		CTOS: 78 y 79			FECHA: 25/01/2007			
RECLOSER 13.8 KV								
No. Recloser(s): no legible								
			ORDEN		PLAZO DE REPARACIÓN			
No.	TIPOS DE ANOMALÍA	VA	R	S	I	CP	MP	OBSERVACIONES
1	Fugas en reconnector							ninguna
2	Puntos calientes							NO
3	Aisladores de ent. Y sal. Fisurados, astillados	L			X			Muy sucios
4	Estado de TC'S de medición de circuito	L			X			Muy sucios
5	Tapadera de interruptor auxiliar dañada							buen estado
6	Amperímetros en mal estado							buen estado
7	Voltímetros en mal estado							buen estado
8	Giro del disco del contador al revés							buen estado
9	Batería del control electrónico en mal estado							buen estado
10	Falta de AC en control Electrónico							Existe AC
11	Empaque de puerta de control dañado							buen estado
12	Conexión a tierra de caja de control rota o dañada							buen estado
13	Conexión a tierra de reconnector rota o dañada							buen estado
14	Puentes de entrada y salida en mal estado	L			X			Muy sucios
15	Cuchillas de entrada y salida en mal estado	L			X			Muy sucios
16	Cuchillas de Bypass en mal estado	L			X			Muy sucios
17	Estado de Caja de demandómetro	L			X			sucia
18	Estado de espiga de caja de control y demandómetro							buen estado
19	Estado de pintura del Recloser							buen estado
OBSERVACIONES: La salida de los reclosers no presentan anomalías en ninguno de los circuitos de salida.								
En cuanto a los aisladores de ent. Y sal. Se procedió a la limpieza completa de cada uno de los aisladores.								
Con respecto a las cuchillas de entrada, salida y de Bypass, se procedió a la limpieza completa y minuciosa de cada una de las cuchillas.								

SUBESTACIÓN: Portuaria		CTOS: 78 y 79		FECHA: 25/01/2007				
REGULADORES DE VOLTAJE 7.620 KV								
MARCA: SIEMENS ()		COOPER (X)		GE ()				
		ORDEN		PLAZO DE REPARACIÓN				
No.	TIPOS DE ANOMALÍA	VA	R	S	I	CP	MP	OBSERVACIONES
1	Fugas de Aceite							NO
2	Puntos calientes en reguladores de voltaje							NO
3	Pararrayos de bobina flameados o explotados	L			X			Sucios
4	Mal funcionamiento del control							Buen estado
5	Conectores en mal estado							Buen estado
6	Aisladores fisurados, astillados alta contaminación	L			X			Sucios
7	Indicadores de pasos en mal estado							Buen estado
8	Bajo nivel de aceite							NO
9	Cuchilla de Bypass en mal estado	L			X			Sucios
10	Puentes de regulado en mal estado	L			X			Sucios
11	Conexión a tierra de reguladores rota o dañada							Buen estado
12	Estado de pintura del regulador de Voltaje							Faltante
13	Estado del Aceite							Buen estado
OBSERVACIONES: Se procedió a la completa y minuciosa limpieza de las cuchillas de Bypass, aisladores y puentes de regulado								

SUBESTACIÓN: Portuaria		FECHA: 25/01/2007							
INSPECCIÓN DE ESTRUCTURA									
		ORDEN		PLAZO DE REPARACIÓN					
No.	TIPOS DE ANOMALÍA	VA	R	S	I	CP	MP	OBSERVACIONES	
INMUEBLE									
1	Difícil acceso a la subestación								NO
2	Portón de acceso en mal estado								BUEN ESTADO
3	Alarma de subestación en mal estado								NO TIENE
4	Candado de portón en mal estado								BUEN ESTADO
5	Muro Perimetral dañado								BUEN ESTADO
6	Malla perimetral en mal estado								BUEN ESTADO
7	Conexión a tierra de malla rota o dañada								BUEN ESTADO
8	Agujeros en terreno de la subestación								NO
9	Estado de la Grama o Maleza								NO
10	Falta de Piedrin								NO
11	Suciedad en la Subestación								NO
12	Advertencia de Peligro en muro dañada o no existe								NO
13	Estado de fosas o cajas de registro								BUEN ESTADO
14	Estado de tapaderas de cajas de registro								BUEN ESTADO
CASETA									
15	Luminarias en mal estado								BUEN ESTADO
16	Piso en mal estado								BUEN ESTADO
17	Puerta en mal estado								BUEN ESTADO
ESTRUCTURA DE PÓRTICO									
18	Estado Físico de trafo. De servicio								BUEN ESTADO
19	Estado de Herrajes	L					X		falta pintura
20	Alumbrado general del pórtico en mal estado								BUEN ESTADO
21	Flip-On de la caja del pórtico disparados								NO
22	Interruptor de control de alumbrado en mal estado								BUEN ESTADO
23	Tomacorrientes 120/240 en mal estado								BUEN ESTADO
24	Tubería sobrepuesta en mal estado								BUEN ESTADO
25	Estado de TP'S								BUEN ESTADO
26	Estructura metálica en mal estado								BUEN ESTADO
27	Conexión a tierra de estructura rota o dañada								BUEN ESTADO
AISLAMIENTO DE PÓRTICO									
28	Aisladores de 69 KV fisurados, astillados alta conta.	L			X				SUCIEDAD
29	Aisl. Soporte barra 69 KV fisurados, astillados alta cont.	L			X				SUCIEDAD
30	Estado físico de las barras 69 KV malo								BUEN ESTADO
31	Aisl. 69 KV tipo cadena fisurado, astillado alta cont.	L			X				SUCIEDAD
32	Pararrayos 69 KV fisurados, astillados alta cont.	L			X				SUCIEDAD
33	Conexión a tierra de pararrayos 69 KV rotas o dañadas								BUEN ESTADO
34	Seccionador 69 KV dañado	L			X				SUCIEDAD
35	Portafusibles 69 KV dañado								NO TIENE
36	Aisl. 13.8 KV flameado, fisurados, astillados alta cont.	L			X				SUCIEDAD
37	Aisl. Soporte barra 13.8 fisurados, astillados, alta cont.	L			X				SUCIEDAD
38	Estado físico de las barras de 13.8 KV mala								BUEN ESTADO
39	Pararrayos 13.8 KV fisurados, astillados o con alta cont.	L			X				SUCIEDAD
40	Conexión a tierra de pararrayos 13.8 KV rota o dañada								BUEN ESTADO
41	Esta de punta Flankin y conexión a tierra								BUEN ESTADO
42	Hilo de guarda en mal estado y conexión a tierra								BUEN ESTADO
43	Estado de red de tierras de la subestación								BUEN ESTADO
44	Puntos calientes en IA'S de 69 KV								NO
OBSERVACIONES:									

4.2.21 Subestación eléctrica: Monte Cristo

RESISTENCIA DE AISLAMIENTO, ÍNDICE DE POLARIZACION PARA TRANSFORMADORES DE POTENCIA																																																														
SUBESTACIÓN:	Monte Cristo	FECHA:	28/01/2007																																																											
		TEMP. ACEITE EN °C	38°C																																																											
VOLTAJE APL MEGGER:	5,000 VOLTS	TEMP. BOBINA °C	35°C																																																											
CÓDIGO DEL TRAF0:	S - 160																																																													
Factor de corrección de temperatura:	0.71																																																													
Valor mínimo resistencia permitido para 69 KV:		1.860 Giga ohms																																																												
Valor mínimo resistencia permitido para 13.8 KV		0.410 Giga ohms																																																												
RESISTENCIA DE AISLAMIENTO EN G OHMS																																																														
MINUTOS	PRIM/SEC - TIERRA		PRI / SEC		SEC / PRI - TIERRA																																																									
	Valor Medido	Con Factor	Valor Medido	Con Factor	Valor Medido	Con Factor																																																								
0.25	36.60	25.99	46.80	33.23	13.70	9.73																																																								
0.5	43.20	30.67	76.00	53.96	22.60	16.05																																																								
0.75	49.40	35.07	87.50	62.13	27.60	19.60																																																								
1	54.00	38.34	95.00	67.45	31.40	22.29																																																								
2	67.00	47.57	111.00	78.81	42.60	30.25																																																								
3	70.50	50.06	119.00	84.49	49.20	34.93																																																								
4	55.00	39.05	126.00	89.46	54.00	38.34																																																								
5	71.00	50.41	130.00	92.30	59.00	41.89																																																								
6	91.00	64.61	133.00	94.43	63.50	45.09																																																								
7	95.00	67.45	137.00	97.27	66.50	47.22																																																								
8	96.50	68.52	142.00	100.82	70.00	49.70																																																								
9	101.00	71.71	142.00	100.82	71.00	50.41																																																								
10	101.00	71.71	144.00	102.24	75.00	53.25																																																								
ÍNDICE DE POLARIZACION	1.87	1.87	1.52	1.52	2.39	2.39																																																								
RESISTENCIA DE AISLAMIENTOS																																																														
<table border="1"> <caption>Data for Resistencia de Aislamientos Graph</caption> <thead> <tr> <th>MINUTOS</th> <th>PRIM / SEC - TIERRA (G OHMS)</th> <th>PRI / SEC (G OHMS)</th> <th>SEC / PRI - TIERRA (G OHMS)</th> </tr> </thead> <tbody> <tr><td>0.25</td><td>25.99</td><td>33.23</td><td>9.73</td></tr> <tr><td>0.5</td><td>30.67</td><td>53.96</td><td>16.05</td></tr> <tr><td>0.75</td><td>35.07</td><td>62.13</td><td>19.60</td></tr> <tr><td>1</td><td>38.34</td><td>67.45</td><td>22.29</td></tr> <tr><td>2</td><td>47.57</td><td>78.81</td><td>30.25</td></tr> <tr><td>3</td><td>50.06</td><td>84.49</td><td>34.93</td></tr> <tr><td>4</td><td>39.05</td><td>89.46</td><td>38.34</td></tr> <tr><td>5</td><td>50.41</td><td>92.30</td><td>41.89</td></tr> <tr><td>6</td><td>64.61</td><td>94.43</td><td>45.09</td></tr> <tr><td>7</td><td>67.45</td><td>97.27</td><td>47.22</td></tr> <tr><td>8</td><td>68.52</td><td>100.82</td><td>49.70</td></tr> <tr><td>9</td><td>71.71</td><td>100.82</td><td>50.41</td></tr> <tr><td>10</td><td>71.71</td><td>102.24</td><td>53.25</td></tr> </tbody> </table>							MINUTOS	PRIM / SEC - TIERRA (G OHMS)	PRI / SEC (G OHMS)	SEC / PRI - TIERRA (G OHMS)	0.25	25.99	33.23	9.73	0.5	30.67	53.96	16.05	0.75	35.07	62.13	19.60	1	38.34	67.45	22.29	2	47.57	78.81	30.25	3	50.06	84.49	34.93	4	39.05	89.46	38.34	5	50.41	92.30	41.89	6	64.61	94.43	45.09	7	67.45	97.27	47.22	8	68.52	100.82	49.70	9	71.71	100.82	50.41	10	71.71	102.24	53.25
MINUTOS	PRIM / SEC - TIERRA (G OHMS)	PRI / SEC (G OHMS)	SEC / PRI - TIERRA (G OHMS)																																																											
0.25	25.99	33.23	9.73																																																											
0.5	30.67	53.96	16.05																																																											
0.75	35.07	62.13	19.60																																																											
1	38.34	67.45	22.29																																																											
2	47.57	78.81	30.25																																																											
3	50.06	84.49	34.93																																																											
4	39.05	89.46	38.34																																																											
5	50.41	92.30	41.89																																																											
6	64.61	94.43	45.09																																																											
7	67.45	97.27	47.22																																																											
8	68.52	100.82	49.70																																																											
9	71.71	100.82	50.41																																																											
10	71.71	102.24	53.25																																																											
OBSERVACIONES:	Los datos obtenidos como se muestra en la figura están dados en Giga Ohmios																																																													

UNIDAD DE SUBESTACIONES			
RELACIÓN DE VUELTAS, RESISTENCIA DE DEVANADOS			
Y PRUEBAS AL ACEITE PARA TRANSFORMADORES DE POTENCIA			
SUBESTACIÓN:	Monte Cristo	NUMERO DE TRAF0:	S - 160
CIRCUITOS:	2	CAPACIDAD:	10 / 13 MVA
FECHA DE PRUEBA:	28/01/2007	NO. DE SERIE:	HCT 0435-0601
MARCA:	Westinghouse	IMPEDANCIA:	7.25%
VOLTAJE PRIMARIO:	67,650 Volts	TAP NO.:	2
VOLTAJE SECUNDARIO:	13,800 Volts	VOLTAJE:	67,650
		RELACIÓN TEÓRICA:	8.491
LA PRUEBA SE REALIZA EN EL TAP DE TRABAJO			
RELACIÓN DE VUELTAS CON TTR:			
BOBINAS	RELACIÓN TAP 2		
H1-H3 / X0-X1	8.4923		
H1-H2 / X0-X2	8.4920		
H2-H3 / X0-X3	8.4923		
MEDICIÓN DE RESISTENCIA DE DEVANADO PRIMARIO			
BOBINAS	RESIST. TAP 2	RESIST. TAP 2 CORR.	TEMP. DEVAN.:
H1-H3	2.12	1.5052	35°C
H1-H2	2.12	1.5052	Fact. Corr. Temp:
H2-H3	2.12	1.5052	0.71
MEDICIÓN DE RESISTENCIA DE DEVANADO SECUNDARIO			
BOBINAS	RESIST. TAP 2	RESIST. TAP 2 CORR.	TEMP. DEVAN.:
X1-X0	8.40	5.9640	35°C
X2-X0	8.40	5.9640	Fact. Corr. Temp:
X3-X0	8.40	5.9640	0.71
OBSERVACIONES: La medición del devanado primario esta dado en Ohmios, mientras que la medición del devanado secundario esta dado en mili Ohmios.			

SECCIÓN DE TRANSFORMADORES Y SUBESTACIONES											
PRUEBA DE CAPACITANCIA Y FACTOR DE DISIPACIÓN											
FECHA	28/01/2007	MARCA:	Westinghouse	KVA:	10 / 13 MVA						
SUBESTAC.	Monte Cristo	SERIE:	HCT 0435-601	NUMERO:	S - 160						
VOLTAJE	8 / 10 KV	TEMP. ACEITE	38°C	FACTOR CORR. TEMP.	0.67						
MULT. CAP:	200										
VOLTAJE APLICADO KV	TIPO DE PRUEBA	POSICIÓN	NEGRO	ROJO	Corr. (mA)	% F.D. LECTURA	% F. D. CORREGIDO	% F.P. CALCULADO	Watts PERDIDAS	Capacitancia (PF) LECTURA	
8	UST	3	H	L	13.00	0.27	0.18	0.178	0.45	22.84	
10	CHL	3	H	L	18.00	0.38	0.25	0.247	0.64	22.86	
8	GST L-GND	4	H	L	21.00	0.24	0.16	0.159	0.76	37.34	
10	CHL + CHG	4	H	L	29.00	0.34	0.23	0.222	0.95	37.32	
8	GST L-GUARD	5	H	L	10.00	0.24	0.16	0.159	0.25	14.52	
10	CHG	5	H	L	12.00	0.29	0.19	0.191	0.32	14.51	
7	UST	3	L	H	12.00	0.27	0.18	0.178	0.46	22.86	
10	CLH	3	L	H	17.00	0.38	0.25	0.247	0.65	22.86	
7	GST L-GND	4	L	H	52.00	0.28	0.19	0.184	2.11	101.34	
10	CLH + CLG	4	L	H	75.00	0.40	0.27	0.259	3.02	101.34	
7	GST L-GUARD	5	L	H	41.00	0.28	0.19	0.184	1.66	78.54	
10	CLG	5	L	H	58.00	0.40	0.27	0.259	2.38	78.54	
10	GST L-GND	4	H & L	Masa	70.00	0.39	0.26	0.253	2.72	93.06	
PRUEBA DE CORRIENTE DE EXCITACIÓN											
UST-3											
Medición	Negro	Rojo	Tierra	LECTURA (mA)							
H1-H2	H1	H2	H3	5.10							
H2-H3	H2	H3	H1	14.80							
H3-H1	H3	H1	H2	14.80							
				Voltaje Aplicado = 5 Kv							
OBSERVACIONES:											
En los resultados de F.D. y F.P. Existe una pequeña diferencia debido a como se explico en este capitulo existe una mínima perdida en el aislamiento.											
El factor de Potencia se calcula a partir de las formulas dadas en este capitulo.											
Las pruebas CHL, CHG y CLG son las que nos interesan, las demás mediciones son complementarias.											
Los datos corregidos están aproximados a 2 decimales. Los datos calculados están aproximados a 3 decimales											
El factor multiplicativo de 200 no aplica a la prueba de corriente de excitación											

UNIDAD DE MANTENIMIENTO DE SUBESTACIONES				
CALIBRACIÓN DE TERMÓMETROS DE ACEITE Y DEVANADO				
PRUEBA DE ALARMAS Y DISPAROS DEL TRANSFORMADOR DE POTENCIA				
SUBESTACIÓN:		Monte Cristo	FECHA:	28/01/2007
TERMÓMETRO DE ACEITE				
No.	TIPO DE PRUEBA	SI	NO	OBSERVACIONES
1	ARRANQUE PRIMERA ETAPA DE VENTILADORES A 65°C	----	----	
2	ARRANQUE SEGUNDA ETAPA DE VENTILADORES A 75°C	----	----	
3	LECTURA TERMÓMETRO IGUAL AL APARATO	X		02° menor al aparato
4	ALARMA POR TEMPERATURA ALTA DEL ACEITE A 90°C	----	----	
5	DISPARO POR TEMPERATURA ALTA DEL ACEITE A 95°C	----	----	
TERMÓMETRO DE DEVANADO				
No.	TIPO DE PRUEBA	SI	NO	OBSERVACIONES
6	ARRANQUE PRIMERA ETAPA DE VENTILADORES A 65°C	X		
7	ARRANQUE SEGUNDA ETAPA DE VENTILADORES A 75°C	X		
8	ALARMA DE TEMPERATURA ALTA DEVANADO A 95°C	105°C		
9	DISPARO DE TEMPERATURA ALTA DEVANADO A 100°C	X		
10	LECTURA TERMÓMETRO IGUAL AL APARATO	X		
PRUEBA DE DISPAROS DEL TRANSFORMADOR				
No.	TIPO DE PRUEBA	SI	NO	OBSERVACIONES
11	DISPARO POR RELE BUCHHOLZ			Al COI les marca
12	DISPARO POR SOBREPRESION			alarma de Buchols
13	DISPARO POR PRESIÓN SÚBITA			y es de presión
14	DISPARO POR BAJO NIVEL DE ACEITE			Súbita
PRUEBA DE SEÑALES DEL TRANSFORMADOR				
No.	TIPO DE PRUEBA	SI	NO	OBSERVACIONES
15	ALARMA DE BAJO NIVEL DE ACEITE	X		
16	ALARMA DE BUCHHOLZ	X		
OBSERVACIONES: Se notifico al COI en cada una de las confirmaciones vía radio				
Termómetro aceite: no hubo arranque de primera ni segunda etapa de ventiladores tampoco alarma ni disparo por alta temperatura				
En la prueba de disparos del transformador al COI les marca Buchholz y es de presión súbita.				

RESULTADOS OBTENIDOS DE LA MEDICIÓN DE RED DE TIERRAS				SUBESTACIÓN:	Monte Cristo
				FECHA:	28/01/2007
MED. No.	UBICACIÓN	DISTANCIA C2	DISTANCIA P2 (62%)	LECTURA	
1	Pórtico-portón	30	18.60	1.30	
2	Pórtico-Cto. 150	50	31.00	1.00	
3	Pórtico-Nor-Oriente	18	11.16	1.00	
4	Pórtico-Caseta	30	18.60	1.70	
OBSERVACIONES: Las distancias están dadas en Pies. La lectura esta dada en Ohmios.					
La corriente utilizada para esta prueba fue de 10 mA					

INSPECCIONES:

SUBESTACIÓN:		Monte Cristo			IG:	44	FECHA:	28/01/2007
INTERRUPTOR DE 69 KV								
No.	TIPOS DE ANOMALÍA	VA	R	S	I	CP	MP	OBSERVACIONES
1	Aisladores entrada y salida fisurados, astillados	L			X			Sucios
2	Puntos Calientes en interruptor de 69 KV							no
3	Fugas en Interruptor de 69 KV							no
4	Resistencias panel relev. Y mecanis. En mal estado							buen estado
5	Estado de mecanismo de interruptor							buen estado
6	baja presión de gas SF6							no
7	Falta de voltaje AC y DC							no
8	Estado de cargador de baterías							buen estado
9	Estado de Baterías							buen estado
10	Estado de Fusibles AC y DC de interruptor de gas							buen estado
11	estado de Conexión a Tierra de Interruptor de gas							buen estado
12	Estado de Fusible de 69 KV.							buen estado
OBSERVACIONES: Se procedió a la completa y minuciosa limpieza de los aisladores de este IG								

SUBESTACIÓN: Monte Cristo		TRAF0: S - 160		FECHA: 28/01/2007					
TRANSFORMADOR DE POTENCIA 69/13.8 KV									
CIRCUITOS: 151 y 150									
		ORDEN		PLAZO DE REPARACIÓN					
No.	TIPOS DE ANOMALÍA	VA	R	S	I	CP	MP	OBSERVACIONES	
1	Aisladores ent. Y sal. Fisurados , astillados alta cont	L			X			Muy sucios	
2	Pararrayos ent. Y sal. Fisurados, astillados alta cont	L			X			Muy sucios	
3	Silica Húmeda							---	
4	Estado de conectores y/o terminales del trafo.	L			X			Muy sucios	
5	Puntos calientes							NO	
6	Estado de conexiones a tierra							normal	
7	Fugas de aceite							NO	
8	Estado y funcionamiento de ventiladores							Buen estado	
9	Estado de resistencia de panel de control							Buen estado	
10	Baja presión de Nitrógeno							NO	
11	Bajo nivel de aceite							NO	
12	Estado de Termómetros de aceite y devanado							Buen estado	
13	Estado de TC'S de protección Diferencial							Buen estado	
					MÁX.				
TEMPERATURA DEL ACEITE					38°C				
TEMPERATURA DEL DEVANADO					35°C				
		BUENO		MALO					
NIVEL DE ACEITE		X							
ESTADO DE SILICA		---							
PRESIÓN DE NITRÓGENO:		1.8 (PSI)							
PUNTOS CALIENTES:		---- °C		NO					
PARARRAYOS:		PRIMARIO <u>X</u>		SECUNDARIO <u>X</u>					
		MANUAL		AUTOMÁTICO					
FUNCIONAMIENTO DE VENTILADORES				X					
OBSERVACIONES: No existen puntos calientes, en cuanto a nivel de aceite y presión de gas normal.									
Los pararrayos se encontraron muy sucios por lo que se procedió a la limpieza correspondiente tanto en primario como en secundario.									
Este transformador de potencia es sumergido en aceite de tipo sellado colchón de gas									

SUBESTACIÓN: Monte Cristo		CTOS: 150 y 151		FECHA: 28/01/2007				
RECLOSER 13.8 KV								
No. Recloser(s): 347 y 327								
		ORDEN		PLAZO DE REPARACIÓN				
No.	TIPOS DE ANOMALÍA	VA	R	S	I	CP	MP	OBSERVACIONES
1	Fugas en reconectador							ninguna
2	Puntos calientes							NO
3	Aisladores de ent. Y sal. Fisurados, astillados	L			X			Muy sucios
4	Estado de TC'S de medición de circuito	L			X			Muy sucios
5	Tapadera de interruptor auxiliar dañada							buen estado
6	Amperímetros en mal estado							buen estado
7	Voltímetros en mal estado							buen estado
8	Giro del disco del contador al revés							buen estado
9	Batería del control electrónico en mal estado							buen estado
10	Falta de AC en control Electrónico							Existe AC
11	Empaque de puerta de control dañado							buen estado
12	Conexión a tierra de caja de control rota o dañada							buen estado
13	Conexión a tierra de reconectador rota o dañada							buen estado
14	Puentes de entrada y salida en mal estado							buen estado
15	Cuchillas de entrada y salida en mal estado	L			X			Muy sucios
16	Cuchillas de Bypass en mal estado	L			X			Muy sucios
17	Estado de Caja de demandómetro	L			X			sucia
18	Estado de espiga de caja de control y demandómetro							buen estado
19	Estado de pintura del Recloser							buen estado
OBSERVACIONES: La salida de los reclosers no presentan anomalías en ninguno de los circuitos de salida.								
En cuanto a los aisladores de ent. Y sal. Se procedió a la limpieza completa de cada uno de los aisladores.								
Con respecto a las cuchillas de entrada, salida y de Bypass, se procedió a la limpieza completa y minuciosa de cada una de las cuchillas.								
El Recloser no. 191 se encuentra fuera de línea								

SUBESTACIÓN:		Monte Cristo			FECHA:		28/01/2007		
INSPECCIÓN DE ESTRUCTURA									
		ORDEN			PLAZO DE REPARACIÓN				
No.	TIPOS DE ANOMALÍA	VA	R	S	I	CP	MP	OBSERVACIONES	
INMUEBLE									
1	Difícil acceso a la subestación							NO	
2	Portón de acceso en mal estado							BUEN ESTADO	
3	Alarma de subestación en mal estado							NO TIENE	
4	Candado de portón en mal estado							BUEN ESTADO	
5	Muro Perimetral dañado							BUEN ESTADO	
6	Malla perimetral en mal estado							BUEN ESTADO	
7	Conexión a tierra de malla rota o dañada							BUEN ESTADO	
8	Agujeros en terreno de la subestación							NO	
9	Estado de la Grama o Maleza							NO	
10	Falta de Piedrin							NO	
11	Suciedad en la Subestación							NO	
12	Advertencia de Peligro en muro dañada o no existe							NO	
13	Estado de fosas o cajas de registro							BUEN ESTADO	
14	Estado de tapaderas de cajas de registro							BUEN ESTADO	
CASETA									
15	Luminarias en mal estado							BUEN ESTADO	
16	Piso en mal estado							BUEN ESTADO	
17	Puerta en mal estado							BUEN ESTADO	
ESTRUCTURA DE PÓRTICO									
18	Estado Físico de trafo. De servicio							BUEN ESTADO	
19	Estado de Herrajes	L					X	falta pintura	
20	Alumbrado general del pórtico en mal estado							BUEN ESTADO	
21	Flip-On de la caja del pórtico disparados							NO	
22	Interruptor de control de alumbrado en mal estado	L			X			SUCIO	
23	Tomacorrientes 120/240 en mal estado							BUEN ESTADO	
24	Tubería sobrepuesta en mal estado							BUEN ESTADO	
25	Estado de TP'S							BUEN ESTADO	
26	Estructura metálica en mal estado							BUEN ESTADO	
27	Conexión a tierra de estructura rota o dañada							BUEN ESTADO	
AISLAMIENTO DE PÓRTICO									
28	Aisladores de 69 KV fisurados, astillados alta conta.	L			X			SUCIEDAD	
29	Aisl. Soporte barra 69 KV fisurados, astillados alta cont.	L			X			SUCIEDAD	
30	Estado físico de las barras 69 KV malo							BUEN ESTADO	
31	Aisl. 69 KV tipo cadena fisurado, astillado alta cont.	L			X			SUCIEDAD	
32	Pararrayos 69 KV fisurados, astillados alta cont.	L			X			SUCIEDAD	
33	Conexión a tierra de pararrayos 69 KV rotas o dañadas							BUEN ESTADO	
34	Seccionador 69 KV dañado	L			X			SUCIEDAD	
35	Portafusibles 69 KV dañado							NO TIENE	
36	Aisl. 13.8 KV flameado, fisurados, astillados alta cont.	L			X			SUCIEDAD	
37	Aisl. Soporte barra 13.8 fisurados, astillados, alta cont.	L			X			SUCIEDAD	
38	Estado físico de las barras de 13.8 KV mala							BUEN ESTADO	
39	Pararrayos 13.8 KV fisurados, astillados o con alta cont.	L			X			SUCIEDAD	
40	Conexión a tierra de pararrayos 13.8 KV rota o dañada							BUEN ESTADO	
41	Esta de punta Flankin y conexión a tierra							BUEN ESTADO	
42	Hilo de guarda en mal estado y conexión a tierra							BUEN ESTADO	
43	Estado de red de tierras de la subestación							BUEN ESTADO	
44	Puntos calientes en IA'S de 69 KV							NO	
OBSERVACIONES:									

5 NIVELES DE CONCENTRACIÓN DE POTENCIA

Los Niveles de Potencia de las Subestaciones Eléctricas de la empresa Electrica de Guatemala, S.A. van a estar concentrados básicamente o principalmente por la potencia individual máxima de cada subestación.

Como todo sistema se busca principalmente la estabilidad. En este capítulo se ven los términos como flujo de carga así también se expone las potencias máximas de cada subestación estudiadas en este trabajo, la impedancia individual de cada transformador de potencia y por ultimo se ve estabilidad.

5.1 Flujo de carga

El problema conocido como flujo de carga consiste en obtener las condiciones de operación en régimen permanente de un sistema de energía eléctrica. Mas concretamente, dados los consumos y la potencia generada en cada nodo, se trata de encontrar las tensiones en los nodos y los flujos de potencia por medio de las líneas de transmisión y transformadores del sistema.

Sin duda alguna, la rutina del flujo de carga es una de las más empleadas por los ingenieros involucrados en la explotación y planificación de los sistemas de potencia, bien como aplicación independiente o como subrutina de aplicaciones más complejas tales como estabilidad transitoria, colapso de tensiones, problemas de optimización, simuladores de entrenamiento, etc.

En la operación diaria, el estudio de los flujos de carga constituye la base del análisis de seguridad del sistema. Esta herramienta se ejecuta periódicamente

para identificar posibles problemas de sobrecargas o tensiones inaceptables, como consecuencia de la evolución de la carga, o cuando ocurre algún cambio brusco sea este inesperado o causado en la topología de la red. En la planificación, permite simular el estado en que se encontrarían los distintos escenarios que se están analizando ante una demanda estimada.

El flujo de carga consta básicamente de dos etapas: la primera y más decisiva consiste en obtener las tensiones complejas en todos los nodos eléctricos.

Para calcular las tensiones complejas en los nodos del sistema no es posible utilizar herramientas convencionales de análisis de circuitos lineales, porque las restricciones de contorno no se especifican en términos de impedancias (cargas) y fuentes de tensión (generadores) sino de potencias, lo cual conduce a un sistema no lineal de ecuaciones. La segunda etapa consiste simplemente en el cálculo de todas las magnitudes de interés, como flujos de potencia activa y reactiva, pérdidas, etc. lo que es inmediato.

Los estudios de flujos de carga son de gran importancia en la planeación y diseño de la expansión futura de los sistemas de potencia, así como también en la determinación de las mejores condiciones de operación de los sistemas existentes.

El constante crecimiento y mantenimiento de las redes eléctricas debe ser periódicamente evaluado mediante estudios que reflejen las condiciones de operación ante cualquier tipo de modificación, sea por crecimiento como por la toma de acciones correctivas en la red existente. Toda red eléctrica es operada por un agente que vela por la seguridad y eficiencia en su funcionamiento, este agente es responsable de mantener actualizada la base de datos utilizada en los estudios de flujo de carga.

Los estudios de flujo de carga se basan en un modelo matemático en el cual sus variables son tratadas con métodos numéricos iterativos ampliamente utilizados en ingeniería, existe una increíble diversidad de programas computacionales algunos comerciales otros gratuitos que constituyen una valiosa herramienta en la solución del típico problema de flujo de carga.

5.1.1 Conceptos de flujo de carga

Entender la forma de operación individual de todos los elementos que conforman un Sistema Eléctrico de Potencia –SEP– es vital para establecer los principios que rigen su adecuada operación y control. El estado más importante de operación de un SEP es en estado simétrico estacionario. Esto significa conocer todas las variables que intervienen en el modelo justo en el momento en el que el SEP opera en régimen permanente, este documento no soporta el análisis dinámico por lo que se deja para otros trabajos.

La principal función de un SEP es proveer la potencia real y reactiva para satisfacer la demanda de las cargas conectadas al sistema, simultáneamente la frecuencia y los voltajes de todas las barras deben mantener la tolerancia de sus valores de operación, todo esto a pesar de que estas cargas experimenten cambios imprevisibles.

Como se verá adelante, se puede convenientemente dividir la operación de un SEP en estado estacionario en tres áreas como sigue.

- Modelo de SEP y flujo de carga
- Estrategia de despacho óptimo de generadores

- Control del SEP

Este trabajo da soporte únicamente al primer punto, se dejan los restantes para otros estudios.

Para poder entender y resolver el problema del flujo de carga es importante modelar el comportamiento de todos los elementos que conforman un SEP. Este modelo debe ser compacto a manera de englobar todas las variables eléctricas relacionadas, pero ser capaz de soportar todos aquellos casos especiales que lo representen.

5.1.1.1 Modelo de la admitancia e impedancia de red

Un SEP cubre una gran área geográfica e incluye un gran número y variedad de componentes. El objetivo se concentrara en la representación de estos componentes cuando se interconectan para formar una red que constituirán el modelo del SEP. En el análisis de los sistemas a gran escala, el modelo toma la forma de una matriz de la red cuyos elementos son determinados por los parámetros seleccionados, esta matriz puede representarse ya sea por admitancias o impedancias.

El modelo no requiere ni provee información en relación con la forma en que se interconectan los componentes para formar la red. La matriz de admitancias o impedancias de barra dan el comportamiento en estado estable de todos los componentes que actúan juntos para formar el sistema y se basa en el análisis nodal de las ecuaciones de red que se verá adelante, comúnmente estos modelos son llamados Y_{barra} y Z_{barra} respectivamente.

5.1.1.2 Modelo del flujo de potencia

Para entender las características esenciales del modelo del flujo de potencia se analiza y discute el sistema simple de dos barras mostrado en la figura 46.

En este sistema cada barra es alimentada por generadores síncronos que inyectan potencias S_{G1} y S_{G2} respectivamente, por otro lado las barras alimentan cargas cuyas cantidades vienen representadas por S_{D1} y S_{D2} respectivamente.

Figura 46. Sistema de potencia de dos barras simplificado



Las dos barras están interconectadas por medio de una línea de transmisión caracterizada por una impedancia serie Z_{SER} y dos admitancias paralelo Y_{SH} cuya función es transferir cualquier exceso de potencia en uno u otro lado ante cualquier cambio de carga, los voltajes de barra son representados por medio de V_1 y V_2 respectivamente.

Se inicia el análisis encontrando la potencia neta de cada barra mediante la sustracción de las potencias generadas SG1 y SG2 y las potencias demandadas SD1 y SD2 que se llaman S1 y S2 respectivamente. Para el modelo tratado se tiene:

$$\begin{aligned} S_1 &= P_1 + jQ_1 \geq P_{G1} - P_{D1} - j(Q_{G1} - Q_{D1}) \\ S_2 &= P_2 + jQ_2 \geq P_{G2} - P_{D2} - j(Q_{G2} - Q_{D2}) \end{aligned} \quad (1.1)$$

Donde: P_D = Potencia activa demandada

P_G = Potencia activa generada

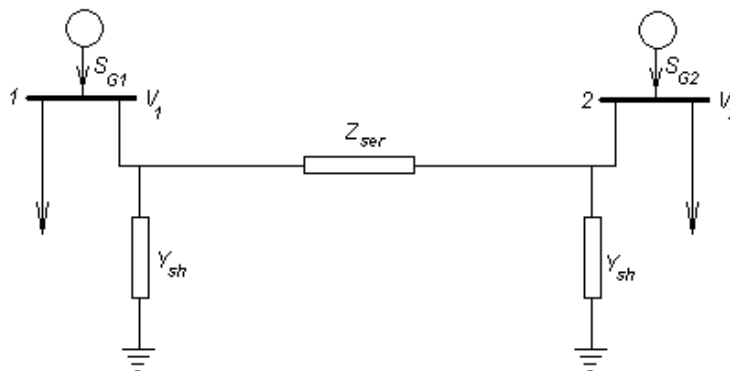
Q_D = Potencia reactiva demandada

Q_G = Potencia reactiva generada

S = Potencia aparente neta

En la figura 47 se muestra el sistema una vez incluido el modelo de la línea de transmisión.

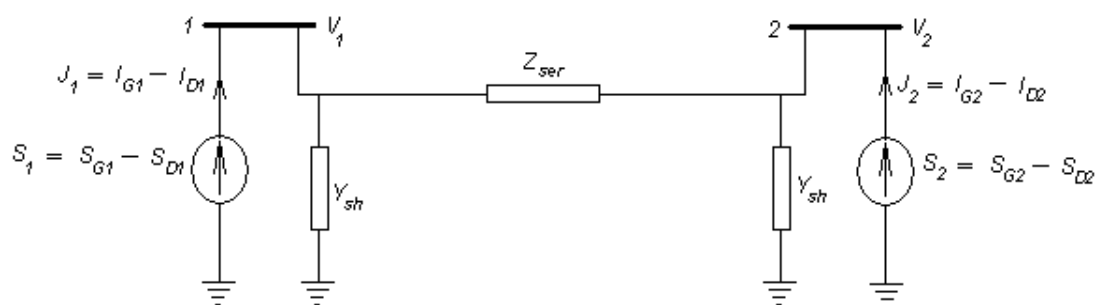
Figura 47. Sistema de potencia de dos barras con modelo de línea



Es importante citar que las reactancias en paralelo YSH forman parte del modelo de la línea y en ningún momento constituyen un elemento real de la red, por ello únicamente la corriente que circula por la impedancia ZSER es mensurable, las reactancias en paralelo denotan el efecto capacitivo del suelo característico de una línea de transmisión larga.

La figura 48 representa una simplificación de la red una vez hechas las asunciones de la potencia neta en cada barra, la manera de representar la potencia neta y la corriente que fluye a cada barra se hace mediante la sustracción de las corrientes generada y demandada.

Figura 48. Sistema de potencia de dos barras con modelo de potencia neta



5.1.1.3 Modelo matemático, ecuaciones de flujo de carga

Una vez definido el sistema físico a utilizar como modelo para solucionar el problema de flujo de potencia, se analiza el correspondiente modelo matemático que el mismo representa.

Un SEP debe ser capaz de mantener un balance adecuado entre potencias, voltajes y frecuencias. Para la barra 1 la corriente inyectada debe ser igual que la corriente que fluye por la línea de transmisión, de manera que:

$$\frac{S_1^*}{V_1^*} = V_1 Y_{SH} + \frac{V_1 - V_2}{Z_{SER}}$$

$$\frac{S_2^*}{V_2^*} = V_2 Y_{SH} + \frac{V_2 - V_1}{Z_{SER}} \quad (1.2)$$

Como se dijo antes, la reactancia Y_{SH} es puramente capacitiva, de ahí:

$$Y_{SH} = \frac{j}{X_C} \quad (1.3)$$

En (1.3) X_C es la reactancia capacitiva de media línea, la impedancia serie y el factor de pérdidas son equivalentes a:

$$Z_{SER} = R - jX_L \quad \text{y} \quad \alpha = \frac{R}{X_L}$$

Respectivamente.

Las pérdidas en la línea de transmisión pueden ser consideradas como pequeñas, usualmente R es mucho menor que X_L de ahí que α sea mucho menor que 1, con esta asunción se puede considerar que:

$$Z_{SER} \approx X_L e^{j(\pi/2 - \alpha)} \quad (1.4)$$

Los voltajes de barra V_1 y V_2 se caracterizan por su magnitud y fase por ello pueden ser definidos como:

$$V_1 = |V_1| e^{j\delta_1}$$

$$V_2 = |V_2| e^{j\delta_2} \quad (1.5)$$

Con la sustitución de las ecuaciones 1.1, 1.3, 1.4, y 1.5 en las ecuaciones complejas 1.2 y luego haciendo la separación de las partes reales e imaginarias, se obtienen las ecuaciones básicas del modelo matemático del flujo de carga en condiciones estáticas.

$$P_{G1} - P_{D1} - \frac{|V_1|^2}{X_L} \operatorname{sen}(\alpha) + \frac{|V_1||V_2|}{X_L} \operatorname{sen}[\alpha - (\delta_1 - \delta_2)] = 0$$

$$P_{G2} - P_{D2} - \frac{|V_2|^2}{X_L} \operatorname{sen}(\alpha) + \frac{|V_1||V_2|}{X_L} \operatorname{sen}[\alpha + (\delta_1 - \delta_2)] = 0$$

(1.6)

$$Q_{G2} - Q_{D2} + \frac{|V_2|^2}{X_C} - \frac{|V_2|^2}{X_L} \cos(\alpha) + \frac{|V_1||V_2|}{X_L} \cos[\alpha - (\delta_1 - \delta_2)] = 0$$

$$Q_{G2} - Q_{D2} + \frac{|V_2|^2}{X_C} - \frac{|V_2|^2}{X_L} \cos(\alpha) + \frac{|V_1||V_2|}{X_L} \cos[\alpha + (\delta_1 - \delta_2)] = 0$$

De acuerdo con el modelo matemático anteriormente definido, puede establecerse la existencia de doce variables.

5.1.1.3.1 Características de las ecuaciones del modelo de flujo de carga

- Las ecuaciones son algebraicas debido a que representan un modelo en condiciones estáticas o bien dicho de otra manera se considera que el sistema está trabajando en régimen permanente.
- Las ecuaciones son no lineales. Para poder obtener soluciones debemos recurrir a la aplicación de métodos numéricos.
- Usualmente, en redes eléctricas se analizan voltajes y corrientes, sin embargo en las ecuaciones del modelo de flujo de potencia se analizan voltajes y potencias.
- El análisis de las ecuaciones del modelo de flujo de carga requiere el tratamiento de la frecuencia como un parámetro constante, ya que las reactancias del modelo dependen de él.
- El balance de potencia activa en el modelo puede ser demostrado en términos matemáticos mediante la adición de las dos primeras ecuaciones de (1.6):

$$P_{G1} + P_{G2} = P_{D1} + P_{D2} + \frac{\text{sen}(\alpha)}{X_L} \left[|V_1|^2 + |V_2|^2 - 2|V_1||V_2|\cos(\delta_1 - \delta_2) \right] \quad (1.7)$$

La ecuación (1.7) representa que la suma de toda la potencia generada en el sistema es igual a toda la potencia demandada mas las perdidas activas, nótese que el término de pérdidas desaparece si el factor de

pérdidas α es cero, usualmente α es pequeño y representa un pequeño porcentaje de la demanda del sistema.

- El balance de potencia reactiva puede ser similarmente demostrado sumando las dos últimas ecuaciones en (1.7):

$$Q_{G1} + Q_{G1} = Q_{D1} + Q_{D1} + \frac{\cos(\alpha)}{X_L} \left[|V_1|^2 + |V_2|^2 - 2|V_1||V_2|\cos(\delta_1 - \delta_2) \right] - \frac{|V_1|^2 - |V_2|^2}{X_C} \quad (1.8)$$

El tercer término en la ecuación (1.8) representa las pérdidas reactivas, mientras que el cuarto, la potencia reactiva generada en la línea, es importante notar que el signo de este término es negativo.

- Los términos correspondientes a las pérdidas tanto activas como reactivas en el sistema son función únicamente de los voltajes de barra, en efecto se puede escribir:

$$P_L = P_L(|V_1|, |V_2|, \delta_1, \delta_2) \quad \text{y} \quad Q_L = Q_L(|V_1|, |V_2|, \delta_1, \delta_2) \quad (1.9)$$

- En las ecuaciones del modelo de flujo de potencia los ángulos δ_1 y δ_2 aparecen como la diferencia $\delta_1 - \delta_2$.
- Las ecuaciones del modelo de flujo de carga contienen doce variables (excluyendo la frecuencia que se encuentra implícita). En consecuencia no es posible obtener una solución adecuada, se debe, de hecho, reducir el número de incógnitas de las doce variables a cuatro que corresponde al número de ecuaciones del modelo, para tal fin, se especifican ocho de las doce variables y entonces las cuatro restantes pueden ser resueltas.

- Las variables del modelo de ecuaciones no lineales pueden ser resueltas usando métodos numéricos, tal como el de Gauss – Seidel o Newton – Raphson.

5.1.1.3.2 Clasificación de las variables del sistema

Las últimas observaciones referentes a la naturaleza del modelo matemático del flujo de potencia, dan una alta familiaridad con el fenómeno analizado, ahora compete conocer la relación de la causa–efecto de la interrelación de todas sus variables. Para este propósito se dividirán las variables en dos grupos naturales.

Variables de disturbio. De las doce variables definidas anteriormente, las potencias activa y reactiva demandadas son fijadas por los clientes que hacen uso de la red eléctrica, por ello se considera que son independientes o dicho de otra manera no tienen efecto en el control del sistema. Estas variables pueden ser definidas mediante el vector \vec{p} , como sigue:

$$\vec{p} = \begin{bmatrix} p_1 \\ p_2 \\ p_3 \\ p_4 \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} P_{D1} \\ Q_{D1} \\ P_{D2} \\ Q_{D2} \end{bmatrix} \quad (1-10)$$

Variables de control y variables de estado. Las ocho variables restantes, $|V_1|$, $|V_2|$, δ_1 , δ_2 , P_{G1} , P_{G2} , Q_{G1} y Q_{G2} , pueden ser fácilmente agrupadas en dos categorías, variables independientes y dependientes las cuales en la

teoría de sistemas de control son llamadas variables de control y variables de estado respectivamente. De las ocho variables citadas anteriormente, las potencias generadas P_{G1} , P_{G2} , Q_{G1} y Q_{G2} constituyen las variables de control.

Como se verá adelante el manejo de Q_{G1} y Q_{G2} tiene un gran efecto en las magnitudes de $|V_1|$ y $|V_2|$. El manejo de P_{G1} y P_{G2} tiene un efecto similar en δ_1 y δ_2 .

Resumiendo, se define $|V_1|$, $|V_2|$, δ_1 y δ_2 como las variables de estado, representadas mediante el vector \vec{x} , así mismo las variables P_{G1} , P_{G2} , Q_{G1} y Q_{G2} , corresponden a las variables de control y se representan mediante el vector \vec{u} como sigue:

$$\vec{x} = \begin{bmatrix} x_1 \\ x_2 \\ x_3 \\ x_4 \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \delta_1 \\ |V_1| \\ \delta_2 \\ |V_2| \end{bmatrix}$$

$$\vec{u} = \begin{bmatrix} u_1 \\ u_2 \\ u_3 \\ u_4 \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} P_{G1} \\ Q_{G1} \\ P_{G2} \\ Q_{G2} \end{bmatrix} \quad (1-11)$$

5.2. Algoritmo para la solución de las ecuaciones del modelo de flujo de carga

Teniendo clasificadas las doce variables de las ecuaciones (1.6), la solución de estas ecuaciones puede llevarse a cabo siguiendo los pasos siguientes:

- Se asume el conocimiento de las variables de disturbio, es decir, la demanda de los clientes que hacen uso de la red, es posible en efecto definir el vector \vec{p} .
- Se asume el conocimiento de las variables de control especificando las generaciones de cada barra.
- Asumidas las ocho variables anteriores, las cuatro restantes constituyen las incógnitas para cada una de las cuatro ecuaciones que constituyen el modelo matemático de flujo de potencia definidas por (1.6)

Una evaluación más de cerca de los pasos anteriormente citados denotan un dilema, entonces considérese:

- No se pueden definir las generaciones activa y reactiva en cada barra debido a que no se conocen las pérdidas P_L y Q_L del sistema, de acuerdo con (1.7) y (1.8). La suma de las variables de control debe ser igual a las variables de disturbio (demanda) más las pérdidas, en consecuencia no es posible definir las potencias activa y reactiva totales $P_{G1} + P_{G2}$ y $Q_{G1} + Q_{G2}$ respectivamente.

Sin embargo, pueden asumirse dos de las potencias generadas por ejemplo P_{G2} y Q_{G2} y dejar las dos restantes P_{G1} y Q_{G1} como incógnitas.

- Las ecuaciones del modelo de flujo de potencia no permiten obtener soluciones individuales para δ_1 y δ_2 sino únicamente para su diferencia $\delta_1 - \delta_2$,

5.2.1. Especificaciones modificadas para la solución del problema de flujo de carga

Como se dijo antes las ecuaciones del modelo de flujo de carga no dependen de los valores de δ_1 y δ_2 sino únicamente de su diferencia, es posible por tanto fijar cualquiera sea δ_1 o δ_2 con algún valor arbitrario, regularmente se elige fijar $\delta_1 = 0$, con ello se designa la barra 1 como el fasor de referencia del sistema, con ello se reduce a tres el número de incógnitas ($|V_1|$, $|V_2|$, y δ_2). Sin embargo, de acuerdo con lo dicho antes con P_{G1} y Q_{G1} ahora se tienen cinco incógnitas y únicamente cuatro ecuaciones.

Para reducir a cuatro el número de incógnitas, se debe fijar cualquiera de los voltajes $|V_1|$ y $|V_2|$, generalmente se fija $|V_1|$, al fijar $|V_1|$ y δ_1 se designa la barra 1 como la barra de referencia del sistema.

En vista del razonamiento anterior es posible ahora modificar el proceso de solución de las ecuaciones del modelo de flujo de potencia como sigue:

- Se asumen las variables de demanda como se definió antes.
- Se especifican las potencias generadas en una de las barras dejando como incógnitas las restantes generaciones, por ejemplo, se especifican P_{G2} y Q_{G2} y se dejan P_{G1} y Q_{G1} como incógnitas, fijando $\delta_1 = 0$.
- Se especifica $|V_1|$. Por ejemplo: $|V_1| = 1$ p.u.
- Resolver las ecuaciones para las cuatro incógnitas resultantes $|V_2|$, δ_2 , P_{G1} , y Q_{G1} .

Estas cuatro cantidades potencialmente desconocidas se asocian con cada nodo del sistema mediante la clasificación de tres tipos de barras en la red. En cada barra se especifican dos de las cuatro cantidades $|V_2|$, δ_2 , P_{G1} , y Q_{G1} y se calculan las dos restantes. Las cantidades especificadas se seleccionan de acuerdo con el siguiente análisis:

- Barras de carga: en cada barra que no tiene generación, llamada barra de carga, P_{Gi} y Q_{Gi} son cero y la potencia real P_{Di} y la reactiva Q_{Di} que son tomadas del sistema por la carga se conocen de los registros históricos, de la planeación de cargas o de mediciones (el subíndice i denota el número de barra del sistema). Con frecuencia en la práctica sólo se conoce la potencia real y la potencia reactiva se basa en un factor de potencia supuesto tal como 0.85 o mayor. Es frecuente que, a

una barra de carga se le llame barra P-Q porque los valores de potencia activa y reactiva demandada son conocidos.

- Barras de voltaje controlado: cualquier barra del sistema en la que se mantiene constante el voltaje se llama barra de voltaje controlado.

En las barras en las que hay un generador conectado se puede controlar la generación de potencia activa por medio del ajuste de la fuente de energía mecánica y la magnitud del voltaje puede ser controlado al ajustar la excitación del generador. Por lo tanto, en cada barra con generador, se pueden especificar apropiadamente P_{Gi} y $|V_i|$.

La potencia reactiva del generador que se requiere para mantener el voltaje programado $|V_i|$ no se puede conocer por anticipado y por ello Q_{Gi} no puede ser definida.

Por lo tanto, en una barra con un generador el ángulo del voltaje δ_i y la potencia reactiva Q_{Gi} son las cantidades desconocidas. Una barra de generación generalmente es llamada barra P-V debido a que son estos valores los que se conocen.

- Barra de compensación: en la barra de compensación tanto el voltaje como su ángulo de fase son conocidos, por ello, esta barra también es conocida como barra de referencia y efectivamente el ángulo del voltaje de fase de esta barra sirve de referencia para todas las demás barras del sistema. La razón por la cual la barra de referencia también es llamada barra de compensación es porque en esta barra no pueden programarse las potencias activa y reactiva debido a que ello dependerá de la

magnitud de las pérdidas del sistema, una vez conocidas las pérdidas por efecto Joule en líneas de transmisión y transformadores de la red se asigna a la barra de compensación el valor que compense las pérdidas para mantener el balance entre potencia generada y potencia demandada, por esta razón debe seleccionarse como barra de compensación aquella que posea un generador. En algunos textos esta barra también es llamada barra swing, barra oscilante o barra slack.

5.2.2. Método de Newton Raphson

El método de Newton Raphson, constituye un método numérico para solucionar sistemas de ecuaciones no lineales.

Este método obtiene sucesivamente nuevos valores mediante aproximaciones de primer orden de las funciones no lineales involucradas.

La expansión en serie de Taylor para una función de dos o más variables es la base del método de Newton Raphson para resolver el problema de flujos de carga.

A manera de ejemplo, considérese una función de dos variables $f(x, y)$, la expansión en polinomios de Taylor de esta función en el punto (x_0, y_0) da:

$$f(x, y) = a + b(x - x_0) + c(y - y_0) + d(x - x_0)^2 + e(x - x_0)(y - y_0) + g(y - y_0)^2 + \dots \quad (1.12)$$

Derivando (1.12) parcialmente con respecto a x se tiene:

$$\frac{\partial}{\partial x} f(x, y) = f_x(x, y) = b + 2(x - x_0)d + e(y - y_0) + \dots \quad (1.13)$$

con $b = f_x(x_0, y_0)$

De manera similar derivando implícitamente (1.12) para calcular las constantes c d e f y g se tiene:

$$\begin{aligned} c &= f_y(x_0, y_0) \\ d &= \frac{1}{2} \frac{\partial^2}{\partial x^2} f(x_0, y_0) = \frac{1}{2} f_{xx}(x_0, y_0) \\ c &= \frac{\partial^2}{\partial x \partial y} f(x_0, y_0) = f_{xy}(x_0, y_0) \\ g &= \frac{1}{2} \frac{\partial^2}{\partial y^2} f(x_0, y_0) = \frac{1}{2} f_{yy}(x_0, y_0) \end{aligned} \quad (1.13)$$

Lo que conduce a:

$$\begin{aligned} f(x, y) &= f(x_0, y_0) + f_x(x_0, y_0)[(x - x_0)] + f_y(x_0, y_0)[(y - y_0)] + \dots \\ &\dots + \frac{1}{2!} \left\{ f_{xx}(x_0, y_0)[(x - x_0)]^2 + f_{xy}(x_0, y_0)[(x - x_0)] \cdot [(y - y_0)] + f_{yy}(x_0, y_0)[(y - y_0)]^2 \right\} \end{aligned} \quad (1.14)$$

La expresión (1.19) es la forma general de la expansión del polinomio de Taylor para una función de dos variables. Sin embargo, para poder aplicar el proceso iterativo de Newton Raphson se analizará la expansión para una variable:

$$f(x) = f(a) + f'(a)(x - a) + \dots \quad (1.15)$$

Si se expande $f(\lambda)$, donde λ es la solución de la ecuación $f(x) = 0$; con x_0 como un punto cercano a λ , entonces basados en (1.15) con respecto a x_0 se puede decir que:

$$f(\lambda) = f(x_0) + f'(x_0)(\lambda - x_0) + \dots \quad (1.16)$$

En el lado derecho de (1.16) no se puede utilizar λ ya que es la solución del polinomio $f(x)$ que se desea conocer, por ello se debe utilizar una aproximación adecuada al punto λ y que se encuentre tan cercana a x_0 , como sea posible, se denominará a este punto x_1 , entonces se tiene:

$$f(\lambda) = 0 = f(x_0) + f'(x_0)(x_1 - x_0) \quad (1.17)$$

Resolviendo x_1 se tiene:

$$x_1 = x_0 - \frac{f(x_0)}{f'(x_0)} \quad (1.18)$$

La expresión (1.23) se puede expresar de la siguiente forma:

$$f'(x_0) \cdot \Delta x = f(x) \quad \text{donde: } \Delta x = x_0 - x_1 \quad (1.19)$$

por supuesto conduce a un método iterativo que denota el proceso del método Newton Raphson. Generalizando para el caso de varias variables y en forma matricial, se tiene:

$$\begin{bmatrix} \frac{\partial f_1}{\partial x_1} & \frac{\partial f_1}{\partial x_2} & \dots & \frac{\partial f_1}{\partial x_n} \\ \frac{\partial f_2}{\partial x_1} & \frac{\partial f_2}{\partial x_2} & \dots & \frac{\partial f_2}{\partial x_n} \\ \vdots & \vdots & \dots & \vdots \\ \frac{\partial f_n}{\partial x_1} & \frac{\partial f_n}{\partial x_2} & \dots & \frac{\partial f_n}{\partial x_n} \end{bmatrix} \times \begin{bmatrix} \Delta x_1 \\ \Delta x_2 \\ \vdots \\ \Delta x_n \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} f_1(x_1, x_2, \dots, x_n) \\ f_2(x_1, x_2, \dots, x_n) \\ \vdots \\ f_n(x_1, x_2, \dots, x_n) \end{bmatrix} \quad (1.20)$$

En la expresión (1.20) la matriz que se encuentra del lado izquierdo es llamada matriz Jacobiana, si se hace un arreglo matemático y se traslada la matriz Jacobiana al lado derecho de la ecuación, se pueden obtener los incrementos entre iteraciones de cada una de las incógnitas.

Nuevamente, por la ley de Ohm y la definición de potencia compleja en la i -ésima barra del sistema, se obtienen las expresiones del modelo de flujo de potencia.

La potencia compleja para la i -ésima barra da:

$$S = P_i + jQ_i \Rightarrow S_i^* = P_i - jQ_i = (V_i \times I^*)^* = V^* \times I \quad (1.21)$$

Que puede ser representado por medio de:

$$P_i + jQ_i = V_i^* \times \sum_{n=1}^N Y_{in} \times V_n = \sum_{n=1}^N |Y_{in} \times V_i \times V_n| e^{j(\theta_n + \delta_n - \delta_i)} \quad (1.22)$$

Separando en su parte real e imaginaria, (1.22) puede representarse por:

$$\begin{aligned}
P_i &= \sum_{n=1}^N |Y_{in} \times V_i \times V_n| \cdot [\cos(\theta_{in} + \delta_n - \delta_i)] \\
Q_i &= \sum_{n=1}^N |Y_{in} \times V_i \times V_n| \cdot [\text{sen}(\theta_{in} + \delta_n - \delta_i)]
\end{aligned}
\tag{1.23}$$

en donde las incógnitas son: δ_n y V_n con $n = 1, 2, \dots, N$, siendo N la cantidad de barras de la red.

A excepción de la barra de compensación, cada uno de los nodos es representado por una ecuación de potencia activa P y su correspondiente de potencia reactiva Q de acuerdo con la expresión (1.23).

Todo el análisis del proceso iterativo de Newton Raphson puede ahora implementarse al problema de los flujos de potencia, para ello (1.20) puede expresarse de la siguiente manera:

$$\begin{bmatrix} \Delta\delta_2 \\ \vdots \\ \Delta\delta_n \\ \Delta V_2 \\ \vdots \\ \Delta V_n \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} P_2 \\ \vdots \\ P_n \\ Q_2 \\ \vdots \\ Q_n \end{bmatrix} \times \begin{bmatrix} \frac{\partial P_2}{\partial \delta_2} & \dots & \frac{\partial P_2}{\partial \delta_n} & \frac{\partial P_2}{\partial V_2} & \dots & \frac{\partial P_2}{\partial V_n} \\ \vdots & \vdots & \vdots & \vdots & \vdots & \vdots \\ \frac{\partial P_n}{\partial \delta_2} & \dots & \frac{\partial P_n}{\partial \delta_n} & \frac{\partial P_n}{\partial V_2} & \dots & \frac{\partial P_n}{\partial V_n} \\ \frac{\partial Q_2}{\partial \delta_2} & \dots & \frac{\partial Q_2}{\partial \delta_n} & \frac{\partial Q_2}{\partial V_2} & \dots & \frac{\partial Q_2}{\partial V_n} \\ \vdots & \vdots & \vdots & \vdots & \vdots & \vdots \\ \frac{\partial Q_n}{\partial \delta_2} & \dots & \frac{\partial Q_n}{\partial \delta_n} & \frac{\partial Q_n}{\partial V_2} & \dots & \frac{\partial Q_n}{\partial V_n} \end{bmatrix}^{-1}
\tag{1.24}$$

El vector fila del lado derecho de (1.24) representa los factores de corrección, mientras que los dos términos del lado izquierdo son el vector fila de las potencias de red y la matriz Jacobiana respectivamente.

De manera compacta (1.29) puede expresarse por:

$$\begin{bmatrix} \Delta\delta \\ \Delta V \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} P \\ Q \end{bmatrix} \times \begin{bmatrix} H & N \\ M & L \end{bmatrix}^{-1} \quad (1.25)$$

En (1.25) los términos del Jacobiano se definen como:

$$\begin{aligned} H_{ij} &= \frac{\partial P_i}{\partial \delta_j} & N_{ij} &= V_j \frac{\partial P_i}{\partial V_j} \\ M_{ij} &= \frac{\partial Q_i}{\partial \delta_j} & L_{ij} &= V_j \frac{\partial Q_i}{\partial V_j} \end{aligned} \quad (1.26)$$

Analizar (1.31) pone en evidencia el acoplamiento entre $P-\delta$ y $Q-V$, El relativo desacoplo entre ambos subproblemas, se traduce en que los valores numéricos de los bloques N y M del jacobiano son bastante menores que los de las matrices diagonales H y L .

Ignorando dichos bloques en el cálculo del Jacobiano e introduciendo algunas simplificaciones adicionales, se llega a un modelo de dos sistemas desacoplados de matrices de coeficientes constantes. El llamado método desacoplado rápido (Fast Decoupled Load Flow –FDLF–) consiste en resolver alternativamente ambos sistemas, y representa habitualmente una convergencia comparable a la del método de Newton Raphson normal, al menos para redes en que la resistencia es mucho menor que la reactancia.

5.3 Capacidad

A continuación se muestra la capacidad máxima de cada subestación eléctrica medida en MVA, así como también la impedancia correspondiente a cada transformador de potencia de cada subestación eléctrica.

La capacidad máxima correspondiente a cada subestación eléctrica, la da básicamente el transformador de potencia con que cuenta cada subestación. De lo anterior podemos nosotros fácilmente obtener los datos de su capacidad máxima, así como también la impedancia, con lo cual ya podemos nosotros obtener la siguiente información:

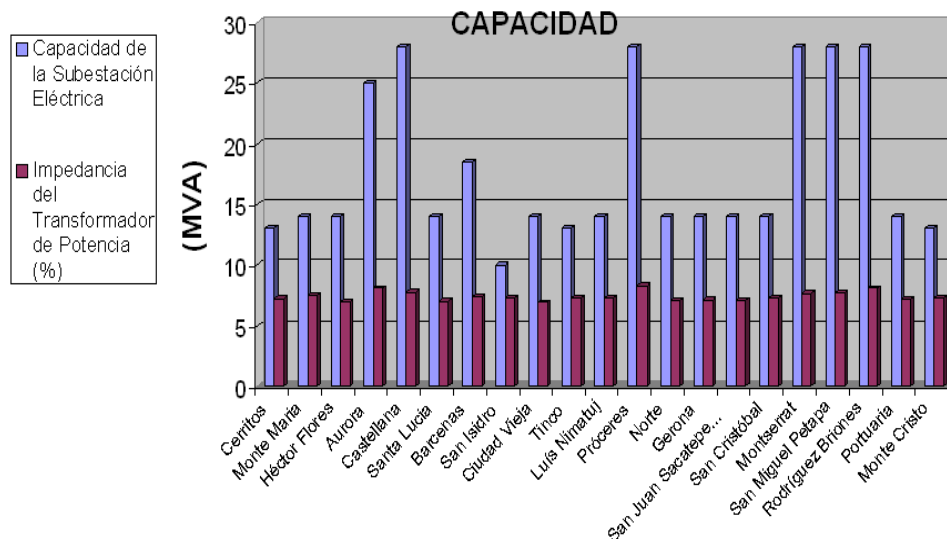
Tabla XIX. Potencia máxima e impedancia de los transformadores de potencia de las Subestaciones estudiadas.

No.	NOMBRE	POTENCIA MAX (MVA)	IMPEDANC. TRAF0 DE POTENCIA (%)
1	Cerritos	13	7.17
2	Monte Maria	14	7.50
3	Héctor Flores	14	6.97
4	Aurora	25	8.07
5	Castellana	28	7.75
6	Santa Lucia	14	7.04
7	Barcenas	18.5	7.35
8	San Isidro	10	7.30
9	Ciudad Vieja	14	6.89
10	Tinco	13	7.26
11	Luis Nimatuj	14	7.30
12	Próceres	28	8.30
13	Norte	14	7.06
14	Gerona	14	7.11
15	San Juan Sacatepequez	14	7.05
16	San Cristóbal	14	7.30
17	Montserrat	28	7.66
18	San Miguel Petapa	28	7.70
19	Rodríguez Briones	28	8.06
20	Portuaria	14	7.14
21	Monte Cristo	13	7.25

Como puede notarse la subestación con menor capacidad (10 MVA) es la subestación de San Isidro, mientras que las subestaciones que poseen mayor capacidad (28 MVA) son: Castellana, Próceres, Montserrat, San Miguel Petapa y Ernesto Rodríguez Briones.

En la figura 49 se muestra la grafica de la información anterior: Capacidad e Impedancia de los transformadores de potencia de las Subestaciones Eléctricas de La Empresa Electrica de Guatemala, S.A., estudiadas en este trabajo.

Figura 49. Gráfica de la capacidad e impedancia de los transformadores de potencia



En esta gráfica resulta un poco más descriptiva la comparación entre cada subestación.

5.4. Estabilidad de voltaje

Esta sección presenta las definiciones básicas que describen el significado de estabilidad de tensión en sistemas de energía eléctrica, desde el punto de

vista de colapso de tensiones y considerando que el modelo de la red es un sistema no lineal.

5.4.1. Estabilidad de tensión

Dada la relativa actualidad del tema no se tiene una definición universalmente aceptada, sin embargo El IEEE trabaja sobre la actualización, unificación y clasificación de una serie de conceptos relacionados a la estabilidad de sistemas de energía eléctrica, incluyendo la estabilidad de tensión, para proponer definiciones que sean más coherentes con aquellas usadas en las áreas de control y sistemas no lineales. Basado en estas discusiones y definiciones previas, estabilidad de tensión se define en este trabajo como:

la habilidad de un sistema eléctrico de potencia de alcanzar niveles de tensión fijos, mayores que cero, en todas sus barras luego de haber sufrido cualquier perturbación.

Se puede observar que sistemas con niveles permanentes de tensiones bajos, aunque no sean adecuados según el operador, son catalogados como estables de acuerdo a esta definición, lo cual está de acuerdo con definiciones de estabilidad en sistemas no lineales, donde un sistema se considera estable si alcanza un punto de equilibrio, o punto de operación fijo, después de haber sido perturbado.

En la práctica se han observado sistemas eléctricos estables con niveles inadecuadamente bajos de tensión, sin embargo, sistemas eléctricos con niveles permanentemente bajos de tensión, aunque sean estables, no son

necesariamente convenientes, debido a los problemas que las tensiones bajas pueden causar especialmente en cargas, como es el caso de sobrecorrientes en motores de inducción.

Es importante notar también que en esta definición las perturbaciones pueden ser de cualquier tipo: por ejemplo, en el caso de pérdida de líneas de transmisión pueden considerarse como grandes o en el caso de incrementos graduales de carga como pequeñas. Inestabilidades de tensión resultan en un colapso de las tensiones en la red, lo que lleva a una pérdida parcial o total del sistema, dependiendo de las acciones de los dispositivos de protección del sistema y también del operador.

Sistemas que presentan problemas de estabilidad de ángulos, es decir, una pérdida de sincronismo entre los diversos generadores de la red, también resultan eventualmente en problemas de estabilidad de tensión y viceversa. Sistemas que presentan un colapso de tensión llevan eventualmente a una separación angular de sus generadores.

En el caso de problemas de estabilidad de tensión, el colapso de tensión ocurre antes que la separación de ángulos, y lo opuesto sucede en el caso de problemas de estabilidad de ángulos.

Las razones para estos dos problemas de estabilidad son completamente distintas, ya que inestabilidades de tensión se deben principalmente a la ausencia total de un punto de equilibrio después de la perturbación, como se explica más adelante.

Las inestabilidades de ángulo se deben fundamentalmente a la ausencia de un par de sincronismo entre diversos generadores que conforman la red eléctrica.

El concepto de estabilidad de tensión fue inicialmente usado en el diseño y análisis de sistemas de control para generadores tal como: AVR, PSS y HVDC. En estos casos la idea es estudiar el efecto de variaciones relativamente rápidas de tensión y potencia en el control y en la estabilidad del sistema.

El problema de estabilidad de tensión en la actualidad es fundamentalmente distinto de como se lo veía anteriormente. Las diferencias básicas están en que la estabilidad de tensión se analiza ahora desde el punto de vista de estabilidad global del sistema, en vez de un elemento en particular como es el caso del regulador de tensión en un generador AVR o los controles de un sistema de transmisión HVDC.

Es por esto que el problema de estabilidad de tensión se estudia fundamentalmente, a través del estudio de estabilidad de los puntos de equilibrio de la red después de las perturbaciones.

6. ESTUDIO DE CORTO CIRCUITO EN SUBESTACIONES DE LA EMPRESA ELÉCTRICA DE GUATEMALA, S.A.

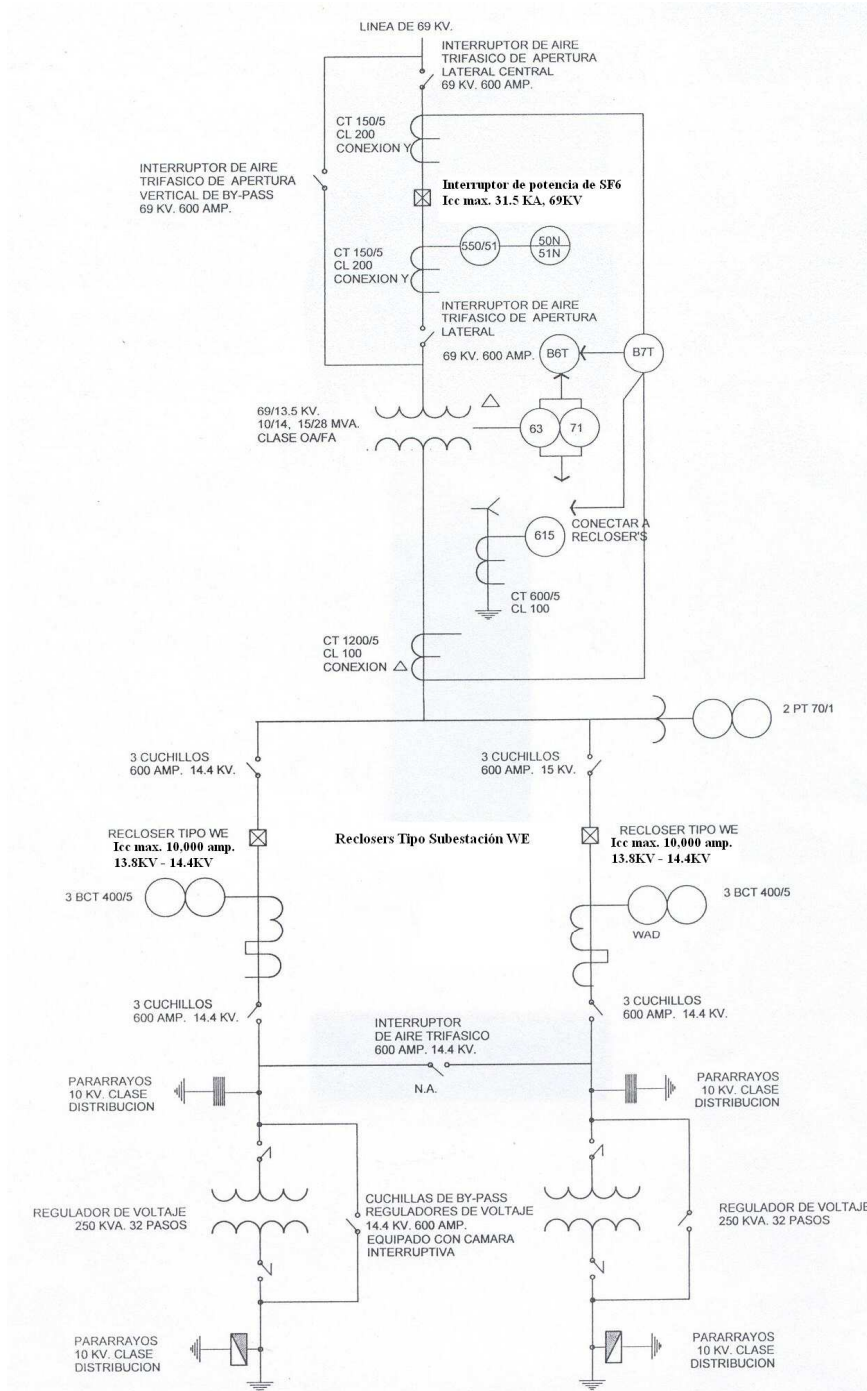
A continuación se presentan las bases teóricas con las cuales se pretenden dar el conocimiento necesario, en el cual se estudian los factores que entran en juego a un nivel de corto circuito en las subestaciones eléctricas de la Empresa Electrica de Guatemala, S.A.. Este documento no soporta el análisis a través de un software por lo que se deja para otros trabajos. A pesar de eso se plantean las bases y la logística de los parámetros necesarios utilizados en un programa de software. Se hace un análisis interno como externo de las subestaciones eléctricas

6.1 Protección: Análisis interno de la Subestación.

Internamente las subestaciones eléctricas poseen protección ante cualquier contingencia que pudiera ocurrir para esto, El interruptor de gas (IG), así como los recloser en cada circuito juegan un papel fundamental en el momento de cualquier contingencia. A estos dispositivos se integran los rele de protección, los ct`s y pt`s los cuales son los que constantemente se mantienen sondeando el flujo de corriente para que se encuentre dentro de los niveles permitidos.

En la figura 50 se muestra el diagrama unifilar, en donde se muestran los controles que posee una subestación eléctrica con protección de interruptor de gas SF6 y con dos cuerpos.

Figura 50. Unifilar de controles de una subestación con interruptor de gas SF6 a dos cuerpos



Dispositivos que juegan un papel importante en la protección dentro de la Subestación Eléctrica:

6.1.1 Interruptor de aire:

La línea que entra a una subestación, lo hace a través de un interruptor de aire de apertura vertical, equipado con cuernos de arqueo. Este interruptor no puede romper una corriente de carga; esta limitado únicamente a romper corrientes pequeñas, como la magnetizaste del transformador de potencia. Por lo tanto, antes de abrir el circuito de 69KV por medio del interruptor de potencia, es necesario abrir los interruptores del recloser, con el fin de eliminar así toda la carga en el lado de 13.8KV. En subestaciones que cuentas con disyuntor de SF6, este interruptor de apertura vertical sirve como by-pass, y cuando se acciona, es necesario deshabilitar la protección diferencial.

6.1.1.1 Faseo

La línea de transmisión de 69 KV, entra a la subestación así: La fase C al bushing H1 del trafo de potencia, la fase B al H2 y la fase A al H3. En el lado de 13.8 KV, las conexiones en las barras se determinan por la orientación que tenga el transformador de potencia respecto al norte, que es norte-poniente, centro-centro y sur oriente.

6.1.2 Interruptor de Potencia SF6

Con la implementación de la protección diferencial bloquean la alimentación al transformador de potencia, cuando los relevadores detectan las siguientes fallas:

- Corto circuitos entre el interruptor y los bushings de bajo voltaje del transformador (Relevador de sobrecorriente de fase 50/51 T)
- Sobre corriente en una fase de un circuito, sin actuación de su recloser (Relevadores de sobrecorriente de fase 50/51 T)
- Falla de línea a tierra en un circuito, sin apertura de su recloser (Relevador de Respaldo de protección de Línea a tierra 50/51 G)
- Fallas de línea a tierra entre el interruptor y el devanado primario del transformador de potencia (Relevador de sobrecorriente de Neutro en 69 KV 50/51N)
- Cambios de presión ocasionados por fallas incipientes de baja magnitud que se desarrollan en los devanados del transformador de potencia (Relevadores de Sobrepresión Súbita o Buchholz 63P)

6.1.3 Recloser

Cuando ocurre una falla, el recloser abre sus contactos y después de un tiempo predeterminado los cierra, si la falla es transitoria el restaurador queda conectado, pero si la falla continúa, repite el proceso anterior hasta que realice las operaciones de cierre y apertura programadas y finalmente queda desconectado. Básicamente es por programación los intervalos de apertura y cierre, lo cual, esta información es transmitida vía SCADA al COI donde allí queda registrado el problema.

El recloser se mantiene en constante comunicación con el transformador de potencia así como también con el interruptor de gas a través de los transformadores de corriente, de potencial, los cuales son “sensores” controlando y enviando esta información al COI.

6.1.4 Regulador de Voltaje:

Cada circuito de distribución posee un regulador de voltaje en cada fase, cuenta también con un control automático que mide continuamente el voltaje de salida, así como la corriente de carga para mantener un nivel constante de voltaje en un punto dado del circuito, compensando las variaciones de voltaje de entrada y la caída de voltaje debida a la corriente de carga. Con 32 pasos de regulación de 5/8%, tiene un rango de regulación de +/- 10% ; 13.8KV y 250 KVA nominales.

6.1.5 Red de tierras

En el capítulo cuatro se detalla la importancia del porque se debe de poseer un sistema de red de tierra en buen estado, pues a parte de la protección del equipo dentro de la subestación, el fin primordial es la seguridad humana.

6.2 Corrientes máximas y mínimas de corto circuito

En la sección 5.3 se muestran las capacidades como también la impedancia de cada transformador de potencia de cada subestación eléctrica. Estos datos son de suma importancia para el análisis y el cálculo interno de las corrientes de corto circuito, tanto para el lado de alta (69KV) como para el lado de bajo voltaje (13.8KV).

Si bien es cierto en el momento de calcular una corriente máxima de corto circuito la vamos a encontrar en el lado de baja (13.8 KV), esto es debido a la relación del transformador de potencia, así como su capacidad y su impedancia característica.

El cálculo para la corriente de corto circuito del lado de baja es el siguiente:

Por ejemplo la Subestación Cerritos:

Con una Potencia Max o carga nominal de 13 MVA y una impedancia del transformador de potencia de 7.17% tenemos:

Para el lado de baja (13.8KV)

Calculando una corriente nominal en el lado de bajo voltaje:

$$I_n = 13,000\text{KVA} / (13.8\text{KV} \times 1.7320) = 543.88 \text{ amp.}$$

$$I_{cc} (\text{bajo}) = 543.88 / 0.0717 = 7,585.49 \text{ amp.}$$

Para el lado de alta (69KV)

Calculando corriente nominal I_n en el lado de alto voltaje:

$$I_n = 13,000\text{KVA} / (69\text{KV} \times 1.7320) = 108.77 \text{ amp.}$$

$$I_{cc} (\text{alto}) = 108.77 / 0.0717 = 1,517.1 \text{ amp.}$$

Con esto se comprueba que la corriente máxima de corto circuito se da en el lado de baja del transformador de potencia. Realizando la mecánica anterior para cada subestación Eléctrica podemos llegar a obtener los datos correspondientes a los niveles de corto circuito, los cuales se muestra en la tabla XXI.

Como dato, se muestra a continuación la tabla XX, correspondiente a la corriente de corto circuito en los nodos de Guate Sur 69KV, Guate Norte 69KV y Guate Este 69KV, tanto Monofásico como Trifásico.

Tabla XX. Corriente de Corto circuito en los nodos de Guate Sur, Guate Norte y Guate Este en 69KV.

Nodo	Icc (monofásico)	Icc (trifásico)
Guate Sur, 69KV	28,100 A	21,000 A
Guate Norte, 69KV	17,700 A	13,500 A
Guate Este, 69KV	13,000 A	10,000 A

Fuente: Instituto Nacional de Electrificación (INDE)

Tabla XXI. Niveles máximo y mínimo de corrientes de Corto Circuito en las Subestaciones Eléctricas

No.	NOMBRE	ICC MAX (KA)	ICC MIN (KA)
1	Cerritos	7.59	1.52
2	Monte Maria	7.81	1.56
3	Héctor Flores	8.40	1.68
4	Aurora	12.96	2.59
5	Castellana	15.12	3.02
6	Santa Lucia	8.32	1.66
7	Barcenas	10.53	2.11
8	San Isidro	5.73	1.15
9	Ciudad Vieja	8.50	1.70
10	Tinco	7.49	1.50
11	Luís Nimatuj	8.02	1.60
12	Próceres	14.11	2.82
13	Norte	8.30	1.66
14	Gerona	8.24	1.65
15	San Juan Sacatepequez	8.31	1.66
16	San Cristóbal	8.02	1.60
17	Montserrat	15.29	3.06
18	San Miguel Petapa	15.21	3.04
19	Rodríguez Briones	14.53	2.91
20	Portuaria	8.20	1.64
21	Monte Cristo	7.50	1.50

En el cuadro anterior se muestran las corrientes máximas y mínimas para cada subestación eléctrica. También cabe mencionar que la impedancia de cada transformador juega un papel muy importante en la magnitud correspondiente a la corriente de falla o corriente de corto circuito.

Como se verá más adelante las fallas más comunes son las de fase a tierra, de aquí pueden ocurrir por error humano, por algún problema climatológico, por algún roedor que es el caso de la subestación: Ernesto Rodríguez Briones derivado a esto se decidió aislar la parte de 13.8 KV porque presentaba mucha falla debido a que roedores que transitan por el lugar provocaban arco en alguna de las fases.

6.3 Análisis externo

En el capítulo anterior se explicó el tema del flujo de carga, lo cual es fundamental hacer de un análisis de flujo de carga previo a identificar los parámetros que entrarán en juego en el estudio de corto circuito.

Las subestaciones de la Empresa Eléctrica de Guatemala, S.A. están a un nivel de distribución 69 / 13.8 KV, por lo que las líneas de transmisión que llegan a cada subestación es a partir de 69KV. Para una distribución en 13.8KV.

6.3.1 Análisis de Corto circuito

Es de suma importancia el presente análisis, ya que es posible conocer la cantidad de energía de cortocircuito que se verán sometidos los cables, seccionadores, disyuntores y demás equipo que quede dentro de la trayectoria que siga la corriente en el caso que se produzca una falla.

6.3.2 Valoración del nivel de falla con precisión

Bajo la legislación de la compañía nacional de red, por sus siglas en ingles *National Grid Company* (NGC), tiene los deberes ubicados propietario/gerente para la seguridad del personal. La electricidad de regulaciones de trabajo

(1989) regulación 5, requiere que ningún equipo de electricidad debe ser puesto en uso donde su fuerza y capacidad pueda excederse en una manera que pueda dar aumento en peligro de un nivel de falla, debe ser llevado para asegurar que los niveles de corto circuito estén en la capacidad del equipo instalado.

La Comisión Electrotécnica Internacional, (*Internacional Electrotechnical Comisión*) IEC 909 “cálculo de corriente en corto circuito en sistemas de AC y trifásicas” su emisión fue en 1988 y subsiguientemente publicado como BS7639. Cuando IEC 909 salio la industria de suministro (UK) no tenia metodología de un uniforme para la evaluación en nivel de falla. La metodología en cálculo a mano de IEC 909 fue considerado conservador (pesimista) por un grupo de trabajadores lo cual fue establecido en 1990 para definir “buena práctica en industria” para el cálculo en corrientes de corto circuito. El resultado del documento, ER G74 define un método basado en computadora para el cálculo en corrientes de corto circuito que es mas exacto (menos pesimista) que la metodología de IEC 909 y como consecuencia, una inversión potente de un capital y reemplazo por uno con mas precisión.

Los principios esenciales de la metodología basado en computadora ER G74 son 1) retroalimentación de todas las máquinas rotatorias pueden incluirse en los cálculos de corrientes de corto circuito. 2) las condiciones iniciales en red de prefalla deben ser establecidas usando un cálculo de AC en flujo de carga. Estas condiciones iniciales son después usadas en los cálculos subsiguientes en corrientes de corto circuito. La metodología ER G74 también describe el cálculo simétrico en la red, así como también, el cálculo asimétrico correspondiente a trabajos de corto circuito.

6.3.3 Técnicas de análisis en corto circuito

Corrientes de corto circuito pueden ser generalmente calculados por dos diferentes técnicas, es decir basados en paso-tiempo y simulaciones del estado cuasi-estable. La técnica antigua puede utilizar EMTP o programas escritos de transitorios de estabilidad y tiene la ventaja que toman en cuenta los efectos de la mayoría de los factores en corrientes de corto circuito. También puede ser usado para mejorar el modelo y la exactitud de las técnicas de estado cuasi estable donde se necesite, sin embargo la necesidad del significado de manipulación de información inherente de tal método lo hace lento, ineficiente y extensivo para escala grande de aplicaciones en sistema de transmisión. El estado de cuasi estable de las simulaciones de impedancia calculan las corrientes de corto circuito en el momento de contacto instantáneo. La técnica puede ser aplicada a ambos: red pasivo o inicialmente red cargada por medio de eso se toma en cuenta el efecto de las condiciones operativas de red inicial en las corrientes de corto circuito. Por esto, el teorema de superposición es usada. Mientras suministra suficiente precisión, rápido y eficiente para el análisis en sistema de transmisión. Sin embargo puede haber algunas limitaciones en la precisión de algunos parámetros deliberados y esto debe ser entendido por ingenieros de potencia.

6.3.4 Aplicación de ER G74 en programa de corto circuito

Un programa de análisis en corto circuito es una técnica de simulación de impedancia fija que usa el método de componentes simétricos y el teorema de superposición. Todo tipo de fallas simultaneas y también entre dos niveles de voltaje pueden ser calculados. La componente de DC de corriente de corto circuito es estimado por la proporción X/R deliberado en el punto de falla por

una compleja técnica de reducción en red. Es importante entender que tal método puede ser subestimado, el componente de dc y algunas compensaciones pueden ser necesitadas. Esto se habla mas adelante.

La NGC, por sus siglas en ingles *National Grid Company* , Compañía nacional de red, en un sistema completo de transmisión (cerca de 1200 nodos) comprime todas las líneas, cables, transformadores, propulsores de cuadratura, elevadores de potencia, reactores, condensadores y compensadores son modelados. Por su importancia, sistemas de generación son discretamente modelados y el informe es llevado a través de la retroalimentación a la estación de control. Los parámetros básicos calculados por el programa es la simetría subtransitoria de corrientes de corto circuito y el equivalente de la proporción X / R en el punto de falla. Estos son usados después para calcular el circuito de apertura, la cresta de la onda de corto circuito corriente rms, la corriente de DC, la magnitud actual en el momento de apertura.

6.3.5 Estimación de las fallas que ocurren naturalmente en el sistema

El requerimiento esencial en todo aspecto de diseño en sistemas de potencia es una evaluación de los niveles de falla de un swicheo particular o controlar los aspectos de la red (de potencia). Esto es parte de IEC 909

El nivel de falla puede variar conforme a la configuración de suministro y de carga, particularmente cuando se involucran también maquinas rotativas. Se ha hecho muy pocos trabajos para justificar los valores calculados de niveles de corriente de falla aunque ahora existen técnicas y programas de software para poder calcularlos.

En el presente no hay un método fácil para la medida de nivel de falla en un punto en particular de la red. En teoría una valoración del suministro de la impedancia puede hacerse de las perturbaciones ocurridas naturalmente.

Un instrumento basado en este principio esta siendo desarrollado en Technology EA.

El instrumento de monitor suministra el voltaje y continuamente la corriente identifica perturbación que son de suficiente magnitud para proveer información y aguarda las figuras de ondas para el análisis en el futuro. Periódicamente la función de grabación es interrumpida y un análisis detallado es llevado por correlacionar el voltaje y corrientes de excursión, es posible de determinar si la corriente cambiada fue causada por un paso de voltaje o viceversa. Cambio de cargas que causa que un voltaje cambie da un origen estimado del cálculo de las impedancias y cambio de cargas que son causadas por un paso de voltaje que dan una estimación de la inducción.

Así como el número de eventos analizados por el instrumento crece, así también la estimación de estos dos parámetros en sistema son mejorados.

El aspecto más nuevo el contador de algoritmo que da estimación en nivel de falla y la retroalimentación de información de los motores de inducción.

Esta teoría es basada en el desarrollo de Shackshaft. Cada evento, donde el voltaje y cambio de corriente son el mismo signo, tiene la potencia para ser interpretada por esta teoría.

Tal evento tiene que ser un paso de voltaje limpio creado externamente, que produce una variación de medida en la energía activa de carga. Usando el modelo, cada evento da un estimado de tres variables, dp , dv y $d\theta$, que si el

modelo esta correcto se puede ser capacitado por una línea recta donde A y B son constantes:

$$dp = AdV + Bde$$

El software utiliza un mínimo de información para estimar los valores de A y B con lo cual se puede estimar directamente la componente de la corriente de falla de los motores en el sistema la fórmula es:

$$\text{Corriente de falla: } \frac{\sqrt{(VA - P)^2 + B^2}}{V}$$

Desafortunadamente no todos los incidentes grabados pueden ser fácilmente interpretados.

6.3.6 Recomendación del desarrollo de la ingeniería para G74

Básico:

Métodos para calcular corrientes de corto circuito en tres fases ac en sistemas de potencia ha sido sujeto en muchos papeles durante años. Uno de los factores que preocupan en la contribución de corrientes de corto circuito son los motores de inducción conectados a bajo voltaje en la distribución de la red, en el que IEC 909 dio un pequeño pero ambiguo consejo. La contribución de corrientes de corto circuito de inducción de motores ha sido reconocida por un tiempo y ha sido subrayada recientemente por las regulaciones de trabajo y electricidad 1989. En el memorando de consejo y regulaciones pone atención a la necesidad para considerar cualquier contribución para la corriente de corto circuito de carga conectado como inducción de motores cuando es evaluada la seguridad de sistemas de potencia.

Estas dos consideraciones llevaron la necesidad de preparar un nuevo procedimiento.

Todo esto hace referencia a un grupo de trabajo de industria en electricidad que prepara recomendaciones en ingeniería ER G74 Y un comprensivo guía de aplicación (ETR 120). El documento formal fue dado en 1992 y el más reciente en 1995.

IEC 909 y sus limitaciones

IEC 909 es proyectado para aplicar los cálculos de corriente en corto circuito en:

- a) Bajo voltaje en sistemas de A.C.
- b) Alto voltaje en sistemas de AC hasta 230 KV.

6.3.7 Evaluación de nivel de falla: Experiencia en sistemas de distribución

Aquí se examina algunos de los componentes que contribuyen a un sistema de distribución, como son representados en los cálculos de de niveles de falla y sus efectos en corrientes de corto circuito basado en la experiencia que ha sido adquirida por estudios de niveles de falla en sistemas de distribución. Esencialmente, esta es la situación del punto de vista de la compañía regional de electricidad, a nivel de industria o individual.

Los niveles de falla en un sistema de distribución son requeridos por una variedad de propósitos por ejemplo una planta de labor, protección, cargas y un

aumento de potencial. Ya que los niveles de falla tienen un amplio alcance en sus potenciales es importante saber para qué propósitos serán usados.

6.3.8 Transformadores:

Los transformadores son componentes importantes del sistema de potencia porque controlan el voltaje y corriente de falla, (G74) da énfasis que el estudio de flujo de carga siempre tiene que llevarse a cabo antes de calcular niveles de falla. Esto asegura que los modelos de planta tengan los correctos voltajes internos que los transformadores de toma de corriente sean apropiados para especificar el voltaje objetivo y que el sistema perfil de pre-falla en voltaje sea establecido por los cálculos subsiguientes de corto circuito.

Es conveniente siempre representar a través de circuito equivalente el transformador de potencia ya que juega un papel muy importante para el estudio, además, que con un circuito equivalente se simplifica el estudio. Siempre se debe tener en cuenta la relación del transformador entre primario y secundario. La reactancia remanente equivalente permanece constante con respecto al tap en el cual se encuentra y es representado en por unidad (o porcentaje). La relación de voltaje entre primario y secundario, corriente de carga, reactancia y tap por unidad se muestra a continuación:

$$VL_v = VHV / n - IL X_{eqt}.$$

Donde n esta por unidad.

La posición de toma de corriente puede tener un efecto significativo en corriente de corto circuito en el lado inferior de voltaje de un trafo. Para ilustrar este efecto en una manera simplista, se considera el lado de alta del trafo conectado

a una barra de distribución infinito, voltaje V_s , y un corto circuito en el lado de baja. La fuente de impedancia es cero y V_{hv} puede ser remplazado por V_s , V_{lv} es cero. La ecuación se convierte en $I_L = V_s / nX_{eqt}$

V_s permanece constante, cambia la posición de toma de corriente para aumentar el voltaje en el lado de baja, disminuye el valor de n y aumenta la corriente de corto circuito.

6.3.9 Generadores:

Generadores y/o motores síncronos son representados por un voltaje detrás de un modelo de voltaje e impedancia. El campo dc sostiene corrientes de corto circuito. La contribución continuara hasta que la falla este claro o el generador este desconectado, por su propio equipo de protección. Corrientes de corto circuito son altos en el instante de falla y disminuye después debido a los cambios magnéticos de fluctuación o la desconexión a través del equipo de protección. La reactancia es después una función del tiempo. La reactancia subtransitoria refleja las condiciones en el instante de la falla, luego la reactancia transitoria y finalmente la reactancia sincronía la cual es una constante. Las reactancias subtransientes y transientes tienden a ser constantes. La impedancia entre el punto de falla y los terminales del equipo (trafo) afecta a ambos la magnitud de corriente de corto circuito contribuido por la máquina (trafo) y el tiempo de constantes que determinan la corriente de decremento.

Idealmente el análisis de software del sistema de potencia debería incorporar un modelo de máquina (trafo) relacionando con el tiempo para tomar en cuenta todos estos factores.

6.3.10 Motores Grandes

Los motores de inducción y generadores asíncronos, directamente conectados al sistema también contribuyen a la corriente de corto circuito, a diferencia de maquinas síncronas no tienen un campo de dc para sostener corriente de corto circuito y consecuentemente la descomposición es más rápida que una máquina síncrona, la corriente de los motores pequeños y medios es insignificante después del 120 ms

Cuando se hace un análisis a través de un software, es más conveniente que el programa contenga un modelo específico del motor para poder desglosar de una manera más detallada los parámetros del motor como su voltaje e impedancia, alternativamente es posible calcular los parámetros a mano, como se indica en G74 y usar el modelo del generador síncrono. Con esto se puede hacer que muchas maquinas similares sean combinadas y se pueda representar como un motor equivalente.

Para una falla trifásica de corriente de corto circuito de motores pequeños y medianos, decae rápidamente y es más significativo en el momento de falla que en el primero y segundo ciclo de falla. Los motores grandes tienen periodos largos constantes y su contribución puede ser significativa en los momentos de fliqueo.

6.3.11 Motores asíncronos, formado parte de la carga en general

Cada tipo de motor de inducción directamente conectado al sistema contribuye a la corriente de corto circuito y existen numerosas maquinas formando parte de la carga en general. En cualquier punto del sistema de

distribución va a depender de la composición de la carga, la configuración de red y muchos otros factores que dificultan la representación de este sistema.

La industria de suministro a principios de 1980 y el ejecutivo de salud y seguridad (Health and Safety Executive) en el memorando de dirección de la electricidad, señalo que una contribución para el nivel de falla de las cargas conectadas eran los motores. A diferencia de IEC 909 recomendación de ingeniería, por sus siglas en inglés *Engineering Recommendation* (ER) norma G74 positivamente declara que los motores de inducción formando parte de carga en general, debería ser representado por un motor equivalente

Porque la constante del tiempo del decaimiento es pequeña. La contribución del cortocircuito es más grande en el primer ciclo de la avería. Esto tiene un impacto significativo en los equipos los cuales se debe de prever en el diseño y ver las características de fabricación, especialmente en el lado de baja tensión de los transformadores de potencia ya que es allí donde se encuentra más alto el cociente de X/R y por lo tanto las corrientes máximas asimétricas.

6.3.12 ¿Por qué son importantes los cálculos?

La energía que se puede llegar a obtener en una avería de corto-circuito es un peligro que se debe plantar y puede dar lugar a la interrupción de la fuente de la electricidad que en el ambiente competitivo actual puede existir una pérdida de la “eficiencia económica”, la pérdida de vida, que es tristemente también un peligro del cortocircuito.

Los cálculos de cortocircuito por lo tanto se realizan para proporcionar la corriente y los voltajes en la avería, también muestran la energía durante un cortocircuito. Con esta información se diseña y se aplican esquemas de protección adecuados para la interrupción, tomando en cuenta también la

fabricación de los equipos involucrados para el primer ciclo de una falla de todos los dispositivos de distribución propuestos y los equipos asociados para asegurar colectivamente el retiro seguro y discriminatorio de los disturbios ocurridos por una falla de cortocircuito con el fin de asegurar la continuidad de la fuente de electricidad y de la operación de las plantas normales de energía eléctrica.

Las averías cambian la distribución de corrientes y de voltajes en redes del sistema de la energía, y las corrientes se aumentan generalmente grandemente de magnitud mientras que son los voltajes presionados debajo de normal. La revocación de la energía puede también ocurrir y la frecuencia del sistema puede ser afectada. El grado de éstos cambia principalmente dependiendo del tipo de avería, de la planta implicada y de la posición de la avería dentro de la red. Sigue eso en la aplicación del dispositivo de distribución y de la protección que es absolutamente esencial tener un buen conocimiento o las características de la avería de cada elemento de la planta, del sistema y del funcionamiento de la avería del sistema de energía en su totalidad. Este conocimiento debe incluir la corriente térmica o los límites de la operación térmica, el voltaje y el funcionamiento angular de la estabilidad de toda la planta del sistema y cargas conectadas mecánicas o eléctricamente, junto con el conocimiento de las contribuciones de la avería a través del tiempo y de su recuperación después de la avería.

Los relés de protección se utilizan casi exclusivamente en la protección de averías y, sin importar si estos dispositivos son análogos o algorítmicos, dos o más corrientes y/o cantidades de voltaje o sus derivados se pueden comparar en un solo dispositivo a partir de uno o varios puntos en el sistema de energía. Además, las características del relé pueden variar en condiciones de avería del sistema; incluso el más sofisticado también varía a menudo, junto con lugares

geométricos de la avería, como las funciones ortogonales de una variable compleja.

Cualquier relé o fusible, por sencillo que sea puede funcionar o comportarse mal si no es correctamente aplicado dentro de una gama o rangos de las posibles fallas. Por lo tanto, el cálculo de la respuesta de los reles debe ser una parte integral de cualquier estudio de falla, y a este respecto, la respuesta de los transformadores de la corriente y del voltaje y de otros transductores tampoco se debe de ignorar.

6.3.13 Cálculos a mano versus computadora

Para emprender los cálculos de falla, al mismo tiempo que otros estudios de sistema, un computadora analógica de propósito especial, llamada un analizador de la red, fue usado exhaustivamente antes del advenimiento de las técnicas digitales. Sin embargo, en el análisis de corto-circuito los cálculos de a mano directos también pueden ser aplicados siempre que la red de energía, no sea demasiado grande. A decir verdad, los cálculos de mano son a menudo más rápido que usar computadoras cuando el procesamiento de datos es tenido en cuenta, y sin pérdida de la exactitud en los términos prácticos. Además, en sistemas grandes en los que el análisis de computadora es obligatorio, los cálculos de mano son a menudo la mejor opción para corroborar la exactitud de la información. La operación segura es demasiado importante y no es aconsejable dejarse llevar por completo con los resultados de la computadora, incluso cuando se opera por ingenieros de estudios de sistemas muy experimentados. Y también tiene un sentido económico, en relación con el riesgo de reducir a pesar de las ideas de la última moda que se refiere a usar inteligencia artificial. Así que los métodos de cálculo de mano debieran de tomarse en cuenta.

Básicamente no es necesario saber cómo una computadora trabaja o las técnicas matemáticas involucradas en los programas de corto circuito. Sin embargo, es fundamental que aquellos que emprenden los análisis de corto circuito involucren a todos los elementos de la red, así como también analicen los alcances que una falla pudiera llegar a ocasionar y apliquen estos conocimientos eficazmente.

El punto de partida es un diagrama de una línea cuidadosamente preparada de la red a ser revisado. Programas de computadora que permiten que a los datos sean ingresadas y modificados desarrollando un diagrama de una línea son por lo tanto a menudo más "Amigables con el usuario", particularmente cuando este medio es generalmente la manera más clara de presentar los resultados de estudio.

En los cálculos (a mano) de rama de la avería, se substituyen básicamente, usando el teorema de Thevenin, por el voltaje de la pre-falla en el punto de la avería, cualquier dato asumido en el estudio. Las corrientes de avería entonces son obtenidas dividiendo cada reactancia de la rama de la red a la falla (o al equivalente por el voltaje de la pre-falla y después aplicando Kirchoff). Ley actual en el punto de la avería para dar la corriente total en la falla. Al usar las computadoras el equivalente de Norton del sistema en el punto de la avería se determina y la matriz de la entrada de bus de admitancia (Y_{bus}) formada y se extiende para incluir las admitancias de la fuente. Las corrientes entonces son obtenidas solucionando la ecuación $Y V = I$ que junto con la superposición, después proporcione las contribuciones de cada elemento y de rama de la red al punto de la avería.

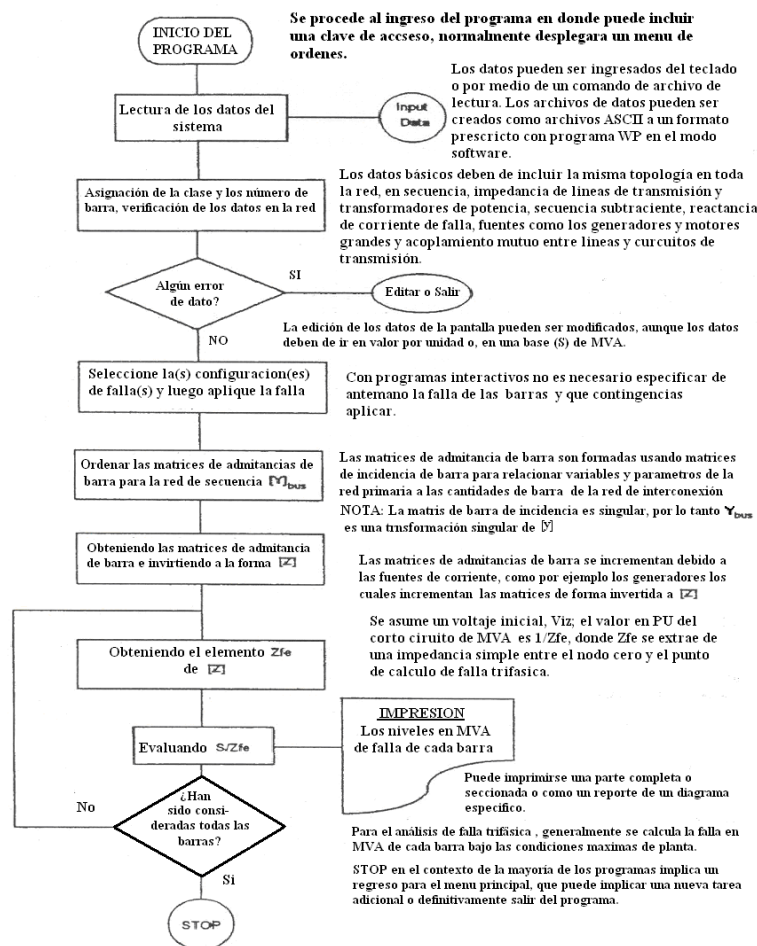
Un organigrama simplificado se muestra en la figura 51 para demostrar la lógica para un estudio del cortocircuito por medio de la computadora o software que da el nivel de la falla en cada barra de sistemas de potencias.

Hay muchos programas de computadora disponibles para las corrientes y los voltajes calculados del cortocircuito, y se basan generalmente sobre una representación componente simétrica de la red. Esto significa que los parámetros positivos, negativos, y secuencia cero de los elementos activos y pasivos del sistema de energía están requeridos además de la tierra del sistema y de arreglos de fase. Los programas que pueden ser clasificados como "estándares de la industria" pueden presentar los métodos concisos y eficientes para el estudio de averías totalmente arbitrarias. Estos programas pueden proveer de un menú completo de averías equilibradas y desequilibradas, desviación y serie, los efectos mutuos del acoplador de las líneas de la transmisión paralela. Las corrientes y los voltajes de avería se calculan junto con contribuciones del corto circuito y decaimiento actual (incluyendo compensación de dc).

Los eventos desequilibrados múltiples en cualquier combinación de buses y fases también pueden ser manejados. La falla y las probabilidades de apagón con tales programas pueden ser creadas interactivamente por el usuario. El producto puede ser organizado para dar las recapitulaciones de retroalimentaciones de falla a cada bus (en MVA) con los voltajes de bus y las corrientes de rama, y con las fallas aplicadas en cada bus en la secuencia o cualquier otra especificación elegida.

Desde hace 20 años, los análisis de corto circuito han llegado a ser cada vez más importantes en diseño industrial del sistema, sin importar si para el sistema eléctrico auxiliar de una central nuclear o la red de distribución de energía de una planta de proceso petroquímica.

Figura 51. Organigrama simplificado para un programa de corto circuito



Fuente: IEE96-01/PLA Energy

Ambos han concentrado altamente las cargas, que abarcan principalmente impulsiones del motor de inducción. Según lo explicado en un papel en la primera conferencia de CIRED en 1973: “estas impulsiones exigen un alto reactivo, corrientes de arranque altas y son a menudo sensibles a los disturbios del voltaje.

El suministro debe estar suficientemente rígido para superar estos apuros sin la pérdida de planta aún los niveles de falla deben ser contenida dentro de los límites económicos. También era notar que la falla debido a los niveles de potencia eran un problema las contribuciones de falla de motores de incorporación a filas, por lo tanto en el año de 1988 IEC 909 publico los lineamientos para este tipo de problemas. Desde el año 1995 estos problemas han venido quedando atrás, con redes de maniobra.

En sistemas de energía la economía de las centrales eléctricas y de las plantas petroquímicas es tal que la facilidad del servicio debe alcanzar un alto nivel total de la disponibilidad, ya que en los años 70 un paro podría costar fácilmente un 1 millón (euros).

Apenas si se asume que el costo de oportunidad han seguido siendo constante en un tipo de descuento mínimo de 7.5% excedente los 20 años pasados o así que significa que la interrupción típicamente ahora es por lo menos 5 millones (euros). Ahora como entonces estos costos significan que las medidas del diseño se deben tomar para reducir el riesgo de interrupciones no programadas, y dentro de ese requisito general el sistema eléctrico se debe diseñar a un estándar compatible con la planta de proceso principal. El diseño eléctrico es siempre una cuestión de equilibrio económico tanto como está sobre balance de la energía, y así que los estudios del cortocircuito son cruciales en un diseño de planta tanto para seguridad de personal y equipo como económico.

6.3.14 Tipos de avería y de su representación

Los tipos más importantes de tipos de la avería en la orden de la frecuencia son: L-G (65-70%), LL-G (10-20%) LL (10-15%). La estadística fue publicada en 1967 CEGB Report2, a pesar de eso no ha cambiado sobre los años aún se

mantiene. Los porcentajes en soportes dan la incidencia como porcentaje de todos los tipos de cortocircuito y fueron cotizados en 1960 por Atabekov.

Aproximadamente 85% de averías se dan en las líneas de tensión y arriba de la mitad son causadas por los relámpagos. Las fallas trifásicas son muy raras y disminuyen estadísticamente pues el voltaje de sistema aumenta: la causa más probable de los años 60 era por error humano, dejando las abrazaderas de tierra después de haber realizado un mantenimiento.

Ahora, las fallas pueden darse como bien se acaba de mencionar por fallas climatológicas, accidentes de tránsito, etc. Lo que bien es cierto que este porcentaje de error humano se ha disminuido considerablemente.

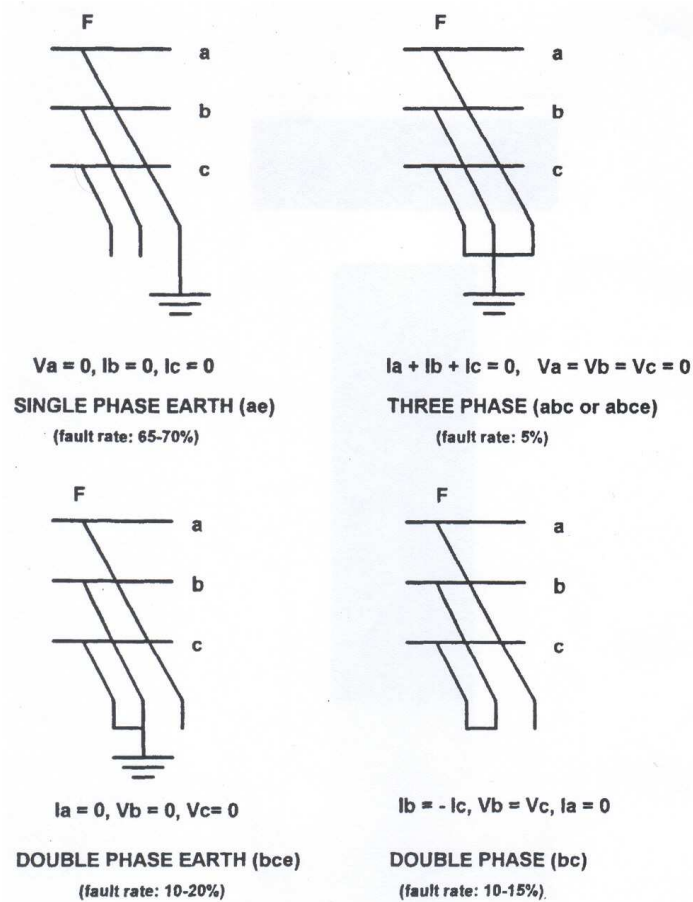
Los cortocircuitos implican una conexión entre una, dos o tres fases o una o dos conectadas a tierra, de tal modo que introduce un desbalance al sistema en qué generalmente se considera, como medida de estudio como una falla simétrica al sistema para después estudiarlo.

El método de componentes simétricos propuestos por Fortescue es particularmente conveniente para solucionar este tipo de problema.

Su aplicación hace necesario la suposición de que las impedancias son lineales por lo tanto, independiente de corriente y voltaje, involucra el principio de superposición; con el propósito de que cualquier red trifásica pueda ser representada por una fase (o secuencia) en que la suma del voltaje baja o aumenta (fems) se comparan con el voltaje intenso del sistema trifásico. Como indica Edith Clarke cuando determina las corrientes y los voltajes en el punto de la avería es posible definir la avería y conectar las redes independientes de las tres secuencias de tal manera que cuanto sea representante de la condición de avería. De las ecuaciones iniciales y del diagrama de la red es el posible determinar la naturaleza de los componentes de la secuencia de la corriente de

avería y los voltajes, en la figura 52 se ilustran la interpretación física de la ecuación inicial para las cuatro averías de la desviación, demostrando el rama de la avería conectado con el sistema normal en el punto F.

Figura 52. Relación entre el voltaje y la corriente para fallas comunes



Fuente: IEE96-01/PLA Energy

Se debe de observar que en la figura 52 para cualquier tipo de avería allí son las ecuaciones de falla trifásica que definen la condición de avería, y que se desarrollan las relaciones de la secuencia de estas ecuaciones, según lo demostrado por las tablas XXII y XXIII. Cuando hay una impedancia de la

avería éste tiene que ser considerado al anotar las ecuaciones. Por ejemplo, con una avería del L-G con una impedancia Z_g de la avería, las ecuaciones que definen están: $I_b = 0$; $I_c = 0$; y $V_a = I_a \cdot Z_g$. La presencia de la impedancia Z_g de la avería, en el rama de la avería, introduce una modificación a la ecuación de la secuencia del L-G para la tabla XXII, viz: $I_{a1} = E_1 / (Z_1 + Z_2 + Z_0 + 3Z_g)$. Así las redes de la secuencia están conectadas en serie, según lo demostrado en la tabla XIX, pero el lazo de la serie se modifica para incluir una impedancia igual a $3Z_g$. La conversión de la secuencia a las corrientes y a los voltajes de la fase se realiza usando las ecuaciones de la matriz de la transformación de la secuencia: $I = T_s \cdot I_s$ y $V = T_s V_s$, según lo dado en el Stagg & El-Abiad; con las matrices de incidencia/red, en la formación de algoritmos de la computadora.

Tabla XXII. La interconexión de las redes

Type of Fault	Interconnection of Networks Positive Negative Zero	General Equivalent Equations
L-G		$I_{a1} = I_{a2} = I_{a0}$ $V_{a1} + V_{a2} + V_{a0} = 0$
L-L		$I_{a1} = I_{a2}, I_{a0} = 0$ $V_{a1} = V_{a2}$
L-L-G		$I_{a1} + I_{a2} + I_{a0} = 0$ $V_{a1} = V_{a2} = V_{a0}$
L-L-L		$V_{a1} = 0, I_{a0} = 0$ $V_{a2} = 0$

Fuente: IEE96-01/PLA Energy

Tabla XXIII. Corrientes y voltajes de falla

Type of Fault	Sequence Components of Current in Fault	Sequence Components of Voltage across Fault
L-G	$I_{a1} = E1 / [Z1 + Z2 + Z0]$ $I_{a2} = I_{a1}$ $I_{a0} = I_{a1}$	$V_{a1} = E1 - I_{a1} \cdot Z1$ $V_{a2} = 0 - I_{a2} \cdot Z2$ $V_{a0} = 0 - I_{a0} \cdot Z0$
L-L	$I_{a1} = E1 / [Z1 + Z2]$ $I_{a2} = -I_{a1}$ $I_{a0} = 0$	$V_{a1} = E1 - I_{a1} \cdot Z1$ $V_{a2} = 0 - I_{a2} \cdot Z2 = V_{a1}$ $V_{a0} = 0$
L-L-G	$I_{a1} = E1 / [Z1 + Z2 \cdot Z0 / (Z2 + Z0)]$ $I_{a2} = -I_{a1} \cdot Z0 / (Z2 + Z0)$ $I_{a0} = -I_{a1} \cdot Z2 / (Z2 + Z0)$	$I_{a1} + I_{a2} + I_{a0} = 0$ $V_{a1} = V_{a2} = V_{a0}$
L-L-L	$I_{a1} = E1 / Z1$ $I_{a2} = 0$ $I_{a0} = 0$	$V_{a1} = E1 - I_{a1} \cdot Z1 = 0$ $V_{a2} = 0$ $V_{a0} = 0$

Fuente: IEE96-01/PLA Energy

6.3.15 Datos de organización para los estudios del sistema

Un buen sistema de gerencia de la base de datos, por sus siglas en ingles, Data Base management system (DBMS) debe abarcar un sistema comprensivo de los procedimientos y de los programas que se dedican independiente en los datos. La idea básica es tener una base de datos común de la cual sea necesario extraer los datos para un uso específico. Las mejores opciones el Sistema de Análisis de Potencia (PSA) proporcionan esta facilidad y permiten la incorporación de los datos según lo discutido anteriormente.

Cuando los datos de compaginación para los propósitos de (PSA), Power System Análisis, es necesario especificar y racionalizar correctamente los parámetros de la planta del sistema al sistema común de MVA y el kilovoltio. La línea y los datos de arriba del cable se tabulan a menudo en ohms/milla,

ohms/km, mientras que las impedancias del transformador, del motor y de generador se expresan invariables en términos del porcentaje en el grado de la planta. La entrada de datos en una base de datos de la computadora se hace en términos de por-unidad a una base común para todos los datos de la rama - transformadores, líneas y/o cables. Los datos de la máquina se incorporan a menudo a la base continua del grado de la máquina (MCR), y son convertidos a la base del sistema por el programa de computadora para el estudio.

Llevando fuera de estudios del sistema de la transmisión generalmente se adopta una base del sistema 100MVA, sin embargo, en sistema eléctrico industrial, incluyendo los auxiliares de la central eléctrica, es más práctico utilizar la base del sistema 10MVA. Los voltajes bajos del sistema son normalmente el voltaje nominal (en el kilovoltio) en cada nivel voltaico en el sistema bajo estudio. Como 'ayudante de memoria', todos los parámetros del sistema se deben convertir a una base común MVA y el KV para el sistema de estudio, y es generalmente utilizar cantidades en PU, es decir, en unidades por unidad. Las fórmulas de la conversión son:

$$1) \text{ Ohmios por unidad (PU) } Z_{pu} = Z(\text{ohms}) \times \text{base MVA} / (\text{base kV})^2$$

2) cambio de la base MVA:

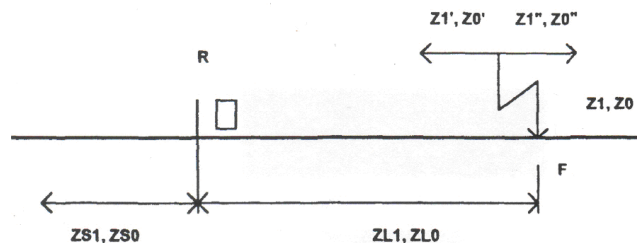
3) cambio de base KV:

$$Z_{pu} = Z_{pu} \times \frac{\text{nueva base}}{\text{Base anterior}} \quad Z_{pu} = Z_{pu} \times \frac{(\text{base nueva} / \text{base anterior})^2}{(\text{Base anterior}) (\text{Base nueva}) (\text{Base anterior})}$$

Si se asume que una entrada de una fuente y con poco conocimiento de la red excepto la entrada de la falla en la interconexión, el sistema se debe representar por un voltaje detrás de una fuente de impedancia; cuál se calcula simplemente como $Z_s = \text{base MVA} / \text{falla MVA}$. También observe que substituyendo Z_s de Z_f , la impedancia de la avería, la avería MVA puede ser

calculada. Éstos son todas las fórmulas relevantes de la conversión, y debe ser recordado también que $Z_{pu} = Z\%/100$. La representación de impedancias según lo visto del punto de retransmisión en sistemas de una transmisión se demuestra en la figura 53 junto con la línea de las formulas de las tablas XXII y XXIII. El circuito equivalente y las formulas para los transformadores y los parámetros de las plantas de maquinas rotativas se dan en las figuras 54 y 55.

Figura 53. Impedancias de falla visto desde el punto de relevación.



ZL1, ZL0 Línea de transmisión con impedancias de secuencia positiva y cero.
 $ZL1 = Zp - Zm$ and $ZL0 = Zp + 2 Zm$; also $ZL1 = ZL2$
 Zp y Zm se derivan de las ecuaciones de Carson y Rudenburg

ZS1, ZS0 Fuente positiva e impedancias de secuencia cero detrás del punto de retransmisión
ZS1 determinado de la falla trifásica MVA en la barra de relevación, considerando que **ZS0** depende del bobinado del transformador y los arreglos en la tierra neutral.

$ZS1 = S/\text{Fault MVA}$, donde **S** es la base del sistema, generalmente 100MVA.

Z1, Z0 Impedancia de secuencia positiva y cero en la falla del punto (F).
Z1', Z0' Impedancias equivalentes de secuencia positiva y cero de la rama Relevadora.
Z1'', Z0'' Impedancias equivalentes de secuencia positiva y cero de la rama remota.

$$Z1 = \frac{Z1' \cdot Z1''}{Z1' + Z1''} \quad Z0 = \frac{Z0' \cdot Z0''}{Z0' + Z0''}$$

Los parámetros de la línea de transmisión son derivados de las ecuaciones de Carson para la misma impedancia de un conductor con tierra de retorno (Zp) y la impedancia mutua entre dos conductores en paralelo (Zm), donde:

$$Zp = R + 0.00159.f + j 0.00466.f. \text{Log}_{10} [De/dc] \quad \text{ohms/milla}$$

$$Zm = 0.00159.f + j 0.00466.f \text{Log}_{10} [De/D] \quad \text{ohms/milla}$$

Donde, **R** = La resistencia del conductor de ca en ohms/milla
dc = El radio geométrico de un conductor simple, dado en pies.
D = Distancia entre los conductores en paralelo (pies)
f = Frecuencia del sistema (Hz)
De = Profundidad equivalente de la tierra de retorno.

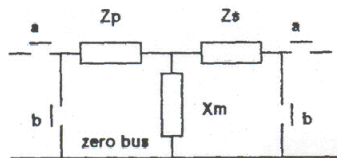
$$De = 2160 [\rho / f]^{1/2} \quad \text{en la cual } \rho \text{ es la resistividad de la tierra en ohms/cm}^3$$

NOTE: The simple sequence relationships using Zp and Zm only apply for "symmetrical" or GMD phase spacing.

Fuente: IEE96-01/PLA Energy

Se debe de tener un cuidado especial con la racionalización de las impedancias de los transformadores, cuando los transformadores de potencia poseen varios taps.

Figura 54. Formulas equivalentes del transformador



Cierre "a" si las corrientes de secuencia cero pueden fluir por un bobinado.

Cierre "b" si las corrientes de secuencia cero pueden fluir dentro de un bobinado sin salir al circuito externo.

Z_p y Z_s son las impedancias primaria y secundaria del bobinado del transformador y X_m es la reactancia magnética. Se aplica las reglas anteriores cuando se cierra "b" si el bobinado esta conectado en configuración delta, y se cierra "a" cuando el bobinado esta conectado en configuración estrella con neutro aterrizado.

De manera similar con un autotransformador, excepto que ahora existe un tercer o tercera impedancia de bobina (Z_t). Se debe de tomar en cuenta que se aplica el equivalente a la secuencia positiva, excepto que para "a" se encuentran cerrados y para "b" se encuentran abiertos, independientemente de la configuración de bobinado.

Cualquier rama equivalente de un circuito de 3 bobinados, se puede derivar para considerar la impedancia de corto circuito entre pares de bobinados con el tercer bobinado abierto. Así:

$$Z_p + Z_s = Z_{ps}$$

$$Z_p = \frac{1}{2} [Z_{ps} + Z_{pt} - Z_{ts}]$$

$$Z_t + Z_s = Z_{ts}$$

En la cual:

$$Z_s = \frac{1}{2} [Z_{ps} + Z_{ts} - Z_{pt}]$$

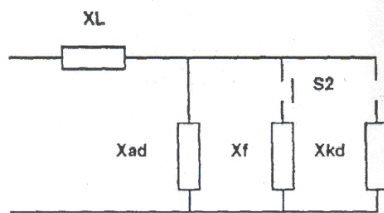
$$Z_p + Z_t = Z_{pt}$$

$$Z_t = \frac{1}{2} [Z_{pt} + Z_{ts} - Z_{ps}]$$

En el caso de un transformador de 2 bobinados: $Z_D + Z_s = Z_{ps}$.

Fuente: IEE96-01/PLA Energy

Figura 55. Circuito equivalente de la secuencia positiva de una máquina Síncrona



X_L = Bobinado del estator, pérdidas reactancia.
 X_{ad} = Reacción de la armadura a la reactancia.
 X_f = Bobinado del campo, pérdidas reactancia.
 X_{kd} = Devanado amortiguador de la reactancia de pérdidas.

Los interruptores S1 y S2 estan inicialmente cerrados para representar la etapa del subtransitorio, y luego se abre en secuencia para representar posteriormente las fases transitorias y sincrónica.

Raramente en los calculos de falla es necesario considerar las tres etapas. La etapa subtransiente es usada cuando se evaluan las maniobras y es así cuando se obtiene la corriente de falla mas alta. En las aplicaciones de proteccion normalmente se considera unicamente la etapa transiente, aunque las excepciones se deben de hacer en operaciones menores a 60 ms o mayores a 1 segundo.

Fuente: IEE96-01/PLA Energy

Las configuraciones de la bobina y los arreglos neutrales de tierra son también importantes para construir equivalentes, y con los transformadores de tres devanados puede ser necesario utilizar los buses ficticios para modelación de computadora. También debe ser observado que algunos programas del SC no toman en cuenta los desplazamientos de fase a través de los bancos del transformador debido a las conexiones de la bobina.

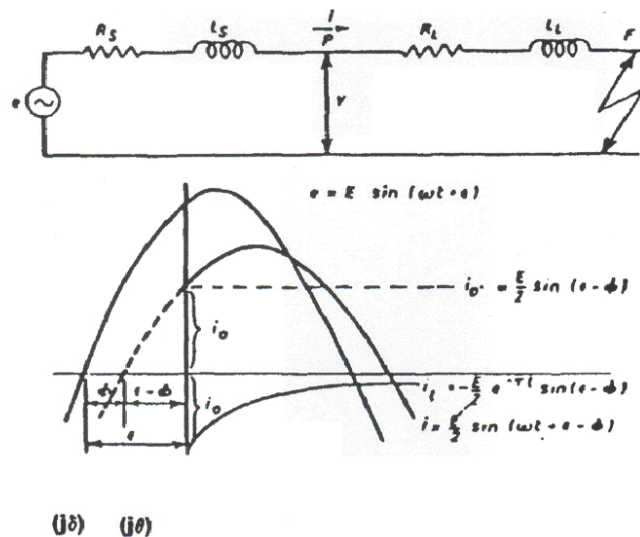
En estudios de la transmisión es válido asumir que Z_1 es igual a Z_2 porque las líneas y los transformadores de la transmisión constituyen la porción principal de la red. Con la planta de máquinas rotativas Z_1 no iguala Z_2 , pero la diferencia es pequeña si se toman los valores subtransientes, el caso generalmente. En la mayoría de los estudios prácticos de la falla no es relevante la desigualdad. La excepción es cuando las impedancias de la transferencia entre el generador y las barras del sistema son muy bajas.

6.3.16 Transitorios de corrientes de falla

Como ya señalamos, un corto circuito generalmente incrementa la magnitud de corrientes grandemente por encima de lo normal, y la magnitud de esta energía no puede ser calculada en un instante. Un periodo transitorio sigue al comienzo de falla con un componente de ca y un componente de dc de manera exponencial como se muestra en la figura 56. El componente de dc es dependiente sobre la proporción de X / R de la red y el punto sobre la ola de voltaje en la cual ocurre. El circuito equivalente comprende inductancia y resistencia eficazmente y el transitorio de dc es por lo tanto la energía sola, con lo cual la polaridad regulada por el ángulo de compensación ($\delta = \epsilon - \phi$). Se debe de observar que ϵ es el ángulo de voltaje o punto sobre la ola de voltaje en el comienzo de falla y ϕ es el ángulo del factor de potencia (arctan o tangente inversa de X / R).

El período de "Compensación" es usado porque el componente de ca es compensado completamente cuando $\delta = \pi/2$ radianes. En teoría la cima inicial puede ser dos veces el estado sostenido o la componente de ca. Pero esto puede ocurrir cuando el ángulo de voltaje es cero y el ángulo del factor de potencia sea $\pi/2$ rads. Se debe notar que, sin embargo, las condiciones para que se de la corriente de corto circuito de falla muy cerca o el doble a esta, se pueden dar y por lo tanto los conocimientos de transitorios de dc son importante en estudios de falla. En este respecto especial la proporción de X / R de un circuito para la apertura y cierre o breaker/relaying debe ser calculado con tanta exactitud como sea posible. Esto es necesario en usos de 909 de IEC y la guía de aplicación de la ANSI / IEEE para ca disyuntores de alto voltaje (C37.010 – 1979), tanto de cuál describir las técnica para determinar el primer ciclo e interrumpir; estos son los requisitos de servicio para la ANSI / IEEE esta guía quizás sea un poco mas clara que la 909 de IEC.

Figura 56. Representación de los transientes primarios para una falla de Corto Circuito



(jδ) (jθ)

Teniendo: $G(t) = E/Z \{ \exp(j\omega t) - \exp(-\alpha t) \}$
 y: $G = G(t) \exp(j\delta)$
 Donde: $\delta = \epsilon - \phi$, El ángulo de desfase en el inicio de falla,
 Entonces, la corriente de falla, i , es la parte imaginaria de G , por lo que:

$$i = \text{Im } G(t) \exp(j\delta)$$

$$\text{or } i = E/Z \{ \sin(\omega t + \epsilon - \phi) - \exp(-\alpha t) \sin(\epsilon - \phi) \}$$

Debido a que el ángulo de desfase δ es una constante y $G(t)$ es la variable del tiempo, entonces $G(t) \exp(j\delta)$ es equivalente a $IR \exp(j\theta)$ lo cual se utiliza para representar un vector de corriente monofásica IR de un sistema trifásico de vectores.

G puede usarse por consiguiente como un vector monofásico de transiente en un sistema trifásico de vectores y matrices sin pérdidas.

Fuente: IEE96-01/PLA Energy

Para obtener la exactitud más grande en los cálculos de mano de las proporciones de X / R cuando se aplican las guías anteriores, es prudente encontrar X independiente de R en los diagramas de secuencia positiva y secuencia cero para redes en estudios de interrupción para el primer ciclo de falla; después también se debe de tomar en cuenta la incorporación de los motores de inducción y las maquinas sincronías por las fallas que por supuesto

contribuyen. Algunos programas de corto circuito (SC) por sus siglas en inglés, short circuit, tienen una alternativa a las proporciones de X / R para contabilizar los decrementos de ac y dc para fallas de tres fases y para una fase a tierra. Éstos son computados para la red entera después de que los datos son leídos, aunque pueden ser exhibidos en cualquier momento. Una vez computado, estos datos son usados para determinar múltiples factores de curvas y tablas de corrientes de cortocircuito (del que se está estudiando) o cualquier otro primer ciclo que se prefiera estudiar.

Debe notarse que pueden usarse los componentes simétricos sin pérdida alguna de generalidad, analizando los trasientes de la falla en cada fase para las fallas de la desviación simples y secuenciales, y por último se ha mostrado que más de ser una corriente peligrosa (hablando teóricamente) puede ser real. La técnica se basa en la representación del trasiente actual como una función actual compleja (Gt) combinando con el ángulo del desplazamiento de principio de la falta de tal manera que se vuelve igual e idénticamente a una cantidad del vector como se muestra en la figura 57. Esta técnica se ha usado en las investigaciones de falla de máquinas rotativas llevando los flujos de corriente, y para el estudio de balances de flujo de transformador y saturación en que es importante saber la variación de fase a fase.

6.3.17 Comentarios finales

En Este trabajo se ha dado una visión general rápida de los cálculos de corto circuito (SC), sin poner demasiado detalle técnico, que puede ser encontrado en las referencias dadas, en general, uno puede "Adivinar con la precisión" por la atención al detalle, pero no mucho detalle si se quiere un resultado práctico en una época razonable solamente. Un buen modelado es la llave conjunto con un método sobre la base de los datos bien organizados. La mayoría de los

estudios son una combinación de computadora y los cálculos de mano. Algunas pistas han sido dadas sobre los atributos que deben ser pedidos al escoger el software de SC.

A medida de referencia en la Bibliografía se muestra una nueva metodología para probabilidad de corto circuito con aplicaciones en el análisis de calidad de potencia.

7. RESULTADOS RELEVANTES DE LAS REVISIONES

Aunque se iba detallando cada inspección y análisis de las subestaciones eléctricas las cuales se estudiaron en este trabajo, a continuación se muestran los resultados más relevantes y por ende que necesitan acciones inmediatas:

1. En la inspección realizada se encontró que La termocopla de devanado del transformador de potencia de la Subestación Cerritos no se le pudo realizar la prueba debido a que no se pudo extraer dicha termocopla, debido a lo frágil de la misma, aunque si funciona.
2. El termómetro de aceite de la subestación Barcenas se encuentra descalibrado por una diferencia de 25 grados centígrados
3. El termómetro del devanado del transformador de potencia de la subestación Aurora no funciona.
4. El termómetro del devanado de aceite de la subestación Santa Lucia no funciona.
5. El transformador de potencia del la subestación San Isidro se encuentra muy deteriorado y presenta fugas de gas. Además, las fosas presentan filtración de agua.
6. En la subestación Eléctrica San Isidro se encuentra crecida la grama.

7. El Transformador de potencia de la subestación Ciudad Vieja presenta deterioro.
8. Las subestaciones: Montserrat y San Miguel Petapa presentan en la prueba realizada en el índice de polarización, una resistencia del devanado primario (69KV) debajo de lo permitida.
9. El perímetro de la subestación eléctrica Castellana se encuentra en mal estado.
10. La Silica Gel del transformador de potencia de la Subestación Eléctrica San Miguel Petapa presenta excesiva humedad.
11. El gas de los extintores de fuego en todas las subestaciones Eléctricas se encuentra vencido en su vida útil.
12. Con respecto a la subestación Ernesto Rodríguez Briones, el aislamiento puesto en la parte de 13.8KV resulta eficaz pero a un corto plazo, ya que en ocasiones, este material ha presentado deficiencias hasta llegar a un punto que al elevarse la temperatura llega a agarrar fuego. En las inspecciones futuras también imposibilitara las lecturas correctas.

7.1 Acciones inmediatas

1. El termómetro o termocopla de devanado del transformador de potencia de la subestación eléctrica Cerritos, aunque funciona se debe calibrar debido a que es necesario contar con un dato real y exacto de la temperatura del devanado del transformador de potencia.
2. Calibrar el termómetro de aceite de la subestación Barcenas debido a la diferencia (25°C) que existe.
3. Cambiar el termómetro del devanado del transformador de potencia de la subestación Aurora para tener datos reales.
4. Arreglar el termómetro del devanado del aceite del transformador de potencia de la Subestación Eléctrica Santa Lucia.
5. Debido a que el transformador de potencia de la subes San Isidro se encuentra muy deteriorado, es conveniente prestarle mucha atención a las fugas de gas que presenta este transformador. Además, se deben de revisar las tapaderas y cerrar bien las fosas de tal manera de evitar la filtración de agua.
6. Debido a que como es del conocimiento se debe de eliminar la grama existente en la subestación San Isidro, debido a que se tiene el riesgo de aumentar el potencial de paso y de contacto dentro de la Subestación Eléctrica.

7. Aplicarle pintura anticorrosiva al transformador de potencia de la Subestación Eléctrica Ciudad Vieja.
8. Prestarle atención especial al aislamiento del lado del primario (69KV) de los transformadores de potencia de las subestaciones Montserrat y San Miguel Petapa, debido a que la resistencia se encuentra debajo de lo permitido.
9. Prestarle atención al perímetro de la subestación Castellana, para que todos los elementos de la subestación se encuentren delimitados.
10. Como se explica en la sección 3.2.2.1.7 se debe de cambiar la Silica Gel del transformador de potencia de la subestación San Miguel petapa.
11. Con respecto a la subestación Ernesto Rodríguez Briones, el aislamiento puesto en la parte de 13.8KV: Se debe de buscar otro tipo de material o medio para aislar la parte de 13.8KV, ya que imposibilitara las inspecciones futuras.

CONCLUSIONES

1. En la mayoría de las pruebas hechas al sistema de tierras existe un excedente de lo permitido, según la tabla XVIII, esto es debido a como se explica en la sección 4.1.15.7 existe influencia entre electrodos y por lo tanto solapamientos de los gradientes de potencial.
2. Cuando existe un decremento considerable o peor aún debajo de lo permitido en la resistencia de aislamiento del devanado del transformador de potencia (secundario o primario), como es el caso de las subestaciones Montserrat y San Miguel Petapa es de tener especial cuidado, debido a que puede presentar corto circuito entre espiras, lo cual es el causante de reducción de resistencia de devanado primario.
3. Una de las normas de seguridad Industrial, que tiene que ver con los extintores o extinguidores de fuego, los cuales a su vez, como su nombre lo indica, sirven para “extinguir” el fuego ocasionado por una falla en el equipo eléctrico, o bien, en el equipo de comunicación (equipo electrónico) dentro de la subestación. Si no se saben utilizar en lugar de beneficiarse de ellos, mas bien, resultan peligrosos no solo para el personal si no también para el equipo de la subestación, ya que como se menciono anteriormente, son una bomba de tiempo en el momento de que su vida útil se ha terminado.
4. Los niveles de corto circuito dentro de una subestación eléctrica no supera los 31.5 KA que puede soportar un interruptor de potencia SF6, tanto del lado de alta o de baja de un transformador de potencia, sin embargo como

se vio en el capítulo 6, las fallas por corto circuito son menores a este nivel de amperaje y que en condiciones de protección interactúa el recloser, el transformador de potencia y hasta el mismo interruptor de potencia. Es por ello que se debe de cuidar, el potencial de paso y de contacto, el sistema de tierra y que todo equipo este solidamente conectado a la red de tierra para evitar alguna pérdida humana.

5. Los reclosers tipo subestación WE, los cuales se encuentran en cada circuito de cada subestación eléctrica poseen una capacidad máxima interruptiva de corto circuito de 10.0 KA, como se describe en la figura 50 y, refiriéndonos a la tabla XXI notaremos que el cálculo de corto circuito del lado de baja de las subestaciones: Aurora, Castellana, Barcenas, Próceres, Montserrat, San Miguel Petapa y Ernesto Rodríguez Briones superan esa capacidad. Por lo que es conveniente monitorear continuamente los niveles máximos permitidos para evitar tanto esfuerzos mecánicos como eléctricos y mantener de esa manera también la seguridad del personal.

RECOMENDACIONES

1. Empezar a almacenar la información generada por medio de este trabajo para referencias futuras.
2. Para evitar la influencia entre electrodos y el solapamientos de los gradientes de potencial (que básicamente eso hace que se eleve la resistencia del suelo) se debe de alejar los puntos de medición, entre mas distantes se encuentren menos influencia existirá y por lo tanto, se tendrá un dato real de la resistencia del sistema de tierras.
3. Calibrar los termómetros de devanado y de aceite de las Subestaciones Eléctricas estudiadas en este trabajo, ya que al menos el 90% presentan diferencia de 3°C a 5°C de la temperatura real.
4. Llevar un control del equipo de seguridad para incendios, en este caso, los extintores existentes en las Subestaciones Eléctricas, es decir, de su fecha de llenado de cada uno, su estado físico etc., así también, capacitar al personal para su correcto uso.
5. Capacitar constantemente al personal que labora tanto directa e indirectamente en las Subestaciones Eléctricas para mantener la seguridad del equipo como de la misma vida humana.

6. Las siguientes Subestaciones Eléctricas: Héctor Flores, Ciudad Vieja, Próceres, San Juan Sacatepequez, Montserrat y San Miguel Petapa Cuentan con transformador de potencia tipo respiradero libre, por tal motivo, se les debe de realizar un programa especial para el respectivo mantenimiento que cuente con cambio y/o recuperación de la Silica Gel.
7. Retirar los extintores de fuego de todas las subestaciones eléctricas, ya que en seguridad industrial, estos extintores de fuego ya vencidos en su vida útil, son representados como bombas de tiempo, lo que repercute en la seguridad del personal así como de la misma subestación Eléctrica.
8. Aplicar pintura anticorrosiva a las estructuras de las subestaciones Eléctricas, debido a que un 90% de estas se encuentra en deterioro.

BIBLIOGRAFÍA

1. Protocolo para mantenimiento de subestaciones de distribución Tesis, **Ing. Eduardo Arita.**
2. Subestaciones de Distribución, Tesis, **Ing. Francisco Gressi.**
3. Análisis de la capacidad de transporte disponible SIN, Tesis , **Ing. Carlos Morataya.**
4. Diseño de Subestaciones Eléctricas. **Ing. José Raúl Martín**
5. Pruebas eléctricas a realizarse en sitio para recepción de sub. **Ing Luis A Aguirre.**
6. Operación y Mantenimiento De Transformadores de Potencia **CFE**
7. Instruction manual 670065J For **Biddle Capacitance & Dissipation.**
8. **IEE96-01/PLA Energy**
9. **IEE Colloquium on “Fault Level Assessment-Guessing With Greater Precision”**
10. Estimating System Fault Level From Naturally Occurring Disturbances (**G C Cornfield, EA Technology**)

11. Fault Level Assessment: **Experience in Distribution systems.**
12. Método de los KVA's equivalentes para el Cálculo de las corrientes de Corto Circuito. **CNFL**
13. A New Methodology for probabilistic Short-Circuit Evaluation With Applications in Power Quality Analysis, **Ulisses A. Bordalo, Anselmo B. Rodrigues, and Maria G. Da Silva, Member, IEEE,** IEEE Transactions on Power Systems. Vol. 21, No. 2 May 2006.

ANEXO 1

		SOLICITUD DE DESCARGO			CARÁCTER DEL DESCARGO	
		CENTRO DE OPERACION E INFORMACION			<input checked="" type="checkbox"/> Programado	<input type="checkbox"/> No programado
					<input type="checkbox"/> Urgente	
RESPONSABLE	NOMBRE	ORGANIZACION	TELEFONO	FAX		
Solicitante						
Peticionario						
Agente zona de trabajo						
INSTALACION (69KV)	SUB. MONTE CRISTO.					
Trabajos a realizar	MANTENIMIENTO PREVENTIVO DE LA SUB. PREUBAS COMPLETAS AL TRAFICO DE					
Puntos de aislamiento requeridos	APERTURA DE LOS IA 'S 1180 Y 1285 Y DE LAS CS- 778, 518 Y 516. EN LA SALIDA DE CADA UNO DE LOS CIRCUITOS.					
Tierra de Zona protegida solicitada	EN LA ENTRADA DE 69 Y EN LA SALIDA DE CADA UNO DE LOS CIRCUITOS.					
Observaciones o precauciones complementarias por proximidad de elemento u otros no protegidos en la zona de tra						
EL AZT SE COMUNICA CON EL COI PREVIO AL INICIO DE LOS TRABAJOS PARA SOLICITAR AUTORIZACION.						
Se modifica el esquema <input type="checkbox"/> Si <input checked="" type="checkbox"/> No						
PROGRAMACION SOLICITADA			MODALIDAD DEL DESCARGO <input checked="" type="checkbox"/> Continuo <input type="checkbox"/> Encadenado			
Desde: 28-01-2007 7:00			<input checked="" type="checkbox"/> FinSem/Festivo			
Hasta: 28-01-2007 17:00			Horas de reposición: 0:00			
Tiempo estimado de reposición: 6:00			<input type="checkbox"/> Diario			
			reposición: Horas 0:00			
No. SOLICITUD 0		FECHA 24-01-2007				
AUTORIZACION DEL DESCARGO			DESCARGO No. 34			
<input checked="" type="checkbox"/> Según propuesta			<input type="checkbox"/> Con modificaciones			
			<input type="checkbox"/> Denegado			
Descargos concurrentes		No. 0	No. 0	No. 0	No. 0	No. 0
Observaciones:						
	Entrada C. De C.	Resolucion C. De C.	Comunicado al Solicitante	Autorizado por		
Fecha	24-01-2007	24-01-2007	24-01-2007			
Ampliación hasta		Solicitado por:				
Motivo de la ampliación						
ENTREGA Y DEVOLUCION DEL DESCARGO						
Inicialización del		28-01-2007 0:00			Operador	
Finalización del descargo		28-01-2007 0:00				
Anulación del						
Motivo de anulación						

ANEXO 2

TABLAS DE MULTIPLICADORES PARA CONVERSIÓN DE FACTORES DE POTENCIA A 20 ° C, PARA TRANSFORMADORES DE POTENCIA SEGÚN DOBLE ENGINEERING COMPANY, AIEE Y EL COMITÉ DE TRANSFORMADORES

TEMPERATURA DEL EQUIPO BAJO PRUEBA		DOBLE	AIEE	COMITÉ DE TRANSFORMADORES
		TRANSFORMADORES DE POTENCIA SUMERGIDOS EN ACEITE (TIPOS RESPIRADERO LIBRE Y CONSERVADOR ANTIGUO)	TRANSFORMADORES DE POTENCIA SUMERGIDOS EN ACEITE (TIPOS SELLADO, COLCHÓN DE GAS Y CONSERVADOR MODERNO)	TRANSFORMADORES DE POTENCIA SUMERGIDOS EN ACEITE (TIPOS SELLADO, COLCHÓN DE GAS Y CONSERVADOR MODERNO)
°C	°F			
0	32	1.56	1.57	0.95
1	33.8	1.54	1.54	0.96
2	35.6	1.52	1.50	0.96
3	37.4	1.50	1.47	0.97
4	39.2	1.48	1.44	0.98
5	41.0	1.46	1.41	0.98
6	42.8	1.45	1.37	0.98
7	44.6	1.44	1.34	0.99
8	46.4	1.43	1.31	0.99
9	48.2	1.41	1.28	0.99
10	50.0	1.38	1.25	0.99
11	51.8	1.35	1.22	1.00
12	53.6	1.31	1.19	1.00
13	55.4	1.27	1.16	1.00
14	57.2	1.24	1.14	1.01
15	59.0	1.20	1.11	1.01
16	60.8	1.16	1.09	1.01
17	62.6	1.12	1.07	1.01
18	64.4	1.08	1.05	1.00
19	66.2	1.04	1.02	1.00
20	68.0	1.00	1.00	1.00
21	69.8	0.96	0.98	1.00
22	71.6	0.91	0.96	0.99
23	73.4	0.87	0.94	0.99
24	75.2	0.83	0.92	0.98
25	77.0	0.79	0.90	0.98
26	78.8	0.76	0.88	0.97
27	80.6	0.73	0.86	0.97
28	82.4	0.70	0.84	0.96
29	84.2	0.67	0.82	0.95
30	86.0	0.63	0.80	0.95
31	87.8	0.60	0.78	0.94
32	89.6	0.58	0.76	0.94
33	91.4	0.56	0.75	0.93
34	93.2	0.53	0.73	0.93
35	95.0	0.51	0.71	0.92
36	96.8	0.49	0.70	0.91
37	98.6	0.47	0.69	0.91
38	100.4	0.45	0.67	0.90
39	102.2	0.44	0.66	0.89
40	104.0	0.42	0.65	0.89
41	105.8	0.40	0.63	0.88
42	107.6	0.38	0.62	0.87
43	109.4	0.37	0.60	0.86
44	111.2	0.36	0.59	0.86
45	113.0	0.34	0.57	0.85
46	114.8	0.33	0.56	0.84
47	116.6	0.31	0.55	0.83
48	118.4	0.30	0.54	0.83
49	120.2	0.29	0.52	0.82
50	122.0	0.28	0.51	0.81
52	125.6	0.26	0.49	0.79
54	129.2	0.23	0.47	0.77
56	132.8	0.21	0.45	0.75
58	136.4	0.19	0.43	0.72
60	140.0	0.17	0.41	0.70
62	143.6	0.16	0.40	0.67
64	147.2	0.15	0.38	0.65
66	150.8	0.14	0.36	0.62
68	154.4	0.13	0.35	0.59
70	158.0	0.12	0.33	0.55
72	161.6	0.12	0.32	-
74	165.2	0.11	0.31	-
76	168.8	0.10	0.30	-
78	172.4	0.09	0.28	-
80	176.0	0.09	0.27	-