



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

**ANÁLISIS DEL FALLO EN EL INTERRUPTOR DE SINCRONISMO
DE LA UNIDAD GENERADORA “STEWART AND STEVENSON”
DE 25 MW, 12.47 KV, ENLAZADA CON EL SISTEMA NACIONAL
INTERCONECTADO.**

Guillermo Amilcar Chang Ortiz

Asesorado por el Ing. Alfredo de Jesús Muralles Aché

Guatemala, octubre de 2008

UNIVERSIDAD DE SAN CARLOS DE GUATEMALA



FACULTAD DE INGENIERÍA

**ANÁLISIS DEL FALLO EN EL INTERRUPTOR DE SINCRONISMO
DE LA UNIDAD GENERADORA “STEWART AND STEVENSON”
DE 25 MW, 12.47 KV, ENLAZADA CON EL SISTEMA NACIONAL
INTERCONECTADO.**

TRABAJO DE GRADUACIÓN

PRESENTADO A JUNTA DIRECTIVA DE LA
FACULTAD DE INGENIERÍA

POR

GUILLERMO AMILCAR CHANG ORTIZ

ASESORADO POR EL ING. ALFREDO DE JESÚS MURALLES ACHÉ

AL CONFERÍRSELE EL TÍTULO DE

INGENIERO ELECTRICISTA

GUATEMALA, OCTUBRE DE 2008

UNIVERSIDAD DE SAN CARLOS DE GUATEMALA

FACULTAD DE INGENIERÍA



NÓMINA DE JUNTA DIRECTIVA

DECANO	Ing. Murphy Olympo Paiz Recinos
VOCAL I	Inga. Glenda Patricia García Soria
VOCAL II	Inga. Alba Maritza Guerrero Spínola de López
VOCAL III	Ing. Miguel Ángel Dávila Calderón
VOCAL IV	Br. Milton De León Bran
VOCAL V	Br. Isaac Sultan Mejía
SECRETARIA	Inga. Marcia Ivónne Véliz Vargas

TRIBUNAL QUE PRACTICÓ EL EXAMEN GENERAL PRIVADO

DECANO	Ing. Jorge Mario Morales González
EXAMINADOR	Ing. José Luis Herrera Gálvez
EXAMINADOR	Ing. José Mauricio Velásquez Girón
EXAMINADOR	Ing. Herminio Quiroa Girón
SECRETARIO	Ing. Edgar José Bravatti Castro.

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:

ANÁLISIS DEL FALLO EN EL INTERRUPTOR DE SINCRONISMO DE LA UNIDAD GENERADORA “STEWART AND STEVENSON” DE 25 MW, 12.47 KV, ENLAZADA CON EL SISTEMA NACIONAL INTERCONECTADO,

tema que me fuera asignado por la Dirección de la Escuela de Ingeniería Mecánica Eléctrica, con fecha febrero de 2003.

A handwritten signature in black ink, featuring a large, stylized initial 'G' followed by the name 'GUILLERMO AMÍLCAR CHANG ORTIZ' written in a cursive script. The signature is positioned above the printed name.

Guillermo Amílcar Chang Ortiz

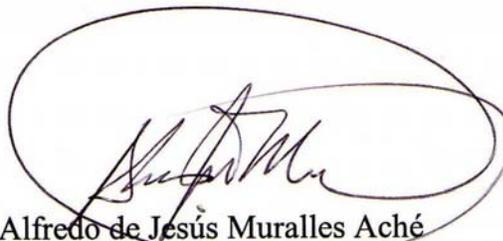
Guatemala, 10 de abril de 2,006

Ing. Renato Escobedo
Director
Escuela de Ingeniería Mecánica Eléctrica
Facultad de Ingeniería
Universidad de San Carlos de Guatemala

Estimado Ingeniero:

De la manera más cordial le saludo deseándole éxitos en sus labores diarias. El motivo de la presente es para hacer de su conocimiento que el señor **Guillermo Amilcar Chang Ortiz** quien se identifica con número cédula de vecindad A-1 16,347, y carné universitario 81-10523, ha finalizado su trabajo de graduación, que lleva como título **“Análisis del fallo en el interruptor de sincronismo de la unidad generadora Steward and Stevenson de 25 MW, 12.47 kV, enlazada con el Sistema Nacional Interconectado”**. Dicho trabajo cuenta, en cada uno de sus capítulos, con el contenido adecuado, por lo que doy mi aprobación sobre el mismo.

Atentamente,

A handwritten signature in black ink, enclosed within a large, hand-drawn oval. The signature is stylized and appears to read 'Alfredo de Jesús Muralles Aché'.

Alfredo de Jesús Muralles Aché
Ingeniero Electricista
Colegiado No. 3415

**UNIVERSIDAD DE SAN CARLOS
DE GUATEMALA**



Guatemala, 19 de agosto 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:
ANÁLISIS DEL FALLO EN EL INTERRUPTOR DE
SINCRONISMO DE LA UNIDAD GENERADORA STEWARD AND
STEVENSON DE 25 MW, 12.47 kV, ENLAZADA CON EL
SISTEMA NACIONAL INTERCONECTADO, del estudiante:
Guillermo Amílcar Chang Ortiz, que cumple con los requisitos
establecidos para tal fin.

Sin otro particular, aprovecho la oportunidad para saludarle.

Atentamente,



ID Y ENSEÑANZA A TODOS

Ing. Jose Guillermo Goyya Barrios
Coordinador Área de Potencia

JCSP/sro

UNIVERSIDAD DE SAN CARLOS
DE GUATEMALA



FACULTAD DE INGENIERIA

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: Guillermo Amílcar Chang Ortiz, titulado: ANÁLISIS DEL FALLO EN EL INTERRUPTOR DE SINCRONISMO DE LA UNIDAD GENERADORA STEWARD AND STEVENSON DE 25 MW, 12.47 kV, ENLAZADA CON EL SISTEMA NACIONAL INTERCONECTADO, procede a la autorización del mismo.


Ing. Mario Renato Escobedo Martínez
DIRECTOR



GUATEMALA, 21 DE AGOSTO 2,008.

Universidad de San Carlos
de Guatemala



Facultad de Ingeniería
Decanato

Ref. DTG. 331.2008

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: **ANÁLISIS DEL FALLO EN EL INTERRUPTOR DE SINCRONISMO DE LA UNIDAD GENERADORA "STEWART AND STEVENSON" DE 25 MW, 12.47 KV, ENLAZADA CON EL SISTEMA NACIONAL INTERCONECTADO**, presentado por el estudiante universitario **Guillermo Amilcar Chang Ortiz**, autoriza la impresión del mismo.

IMPRÍMASE.



Ing. Murphy Olympo Paiz Recinos
DECANO

Guatemala, octubre de 2008



/gdech

ACTO QUE DEDICO A:

- DIOS** Por ser la fuente de toda inspiración y por todas las bendiciones que ha derramado en mi vida y en toda mi familia.
- MIS PADRES** Guillermo Chang y Rosa Delia Ortiz de Chang, por su amor, esfuerzo y sacrificio, ya que sin su ayuda jamás hubiera logrado culminar una carrera universitaria.
- MI ESPOSA** Isabel, por todo su amor, comprensión y apoyo en todos los momentos difíciles que hemos vivido juntos y porque realmente es mi ayuda idónea.
- MIS HIJAS** Lizuly y Sanly , por todo su amor, Dios las bendiga y guarde, ahora y siempre.
- MIS HERMANAS** Lorena Jeaneth y Shirley Maybelí, por su cariño y ayuda.
- MIS SOBRINOS** Daniel Fernando, Welner Guillermo, Gabriela Alejandra y Guillermo Alberto, que este logro académico sirva de ejemplo para sus vidas.

AGRADECIMIENTOS A:

- Dios** Por haberme restaurado, por permitirme ser una nueva persona y por haberle dado un mejor rumbo a mi vida.
- Mis padres** Muchísimas gracias por toda su ayuda.
- Mi asesor** Ingeniero Alfredo Muralles, por haberme ayudado y apoyado en todo momento, por todo el tiempo que dedicó en esta asesoría y por su amistad.
- Mi Universidad** San Carlos de Guatemala, por brindarme la oportunidad de llegar a ser un profesional para beneficio y de nuestro país.
- Mi facultad** Gloriosa Facultad de Ingeniería, por darme la oportunidad de superarme profesional e intelectualmente.
- La Empresa Duke Energy Intl. de Guatemala** Por su colaboración en el desarrollo de este trabajo de graduación.

ÍNDICE GENERAL

ÍNDICE DE ILUSTRACIONES	V
LISTA DE SÍMBOLOS	XIII
GLOSARIO	XVII
RESUMEN	XXIX
OBJETIVOS	XXXI
INTRODUCCIÓN	XXXIII
1. SITUACIÓN PREVIA A LA FALLA	1
1.1 Análisis del sistema general original, antes de la falla	1
1.2 Investigación de problemas similares que sucedieron en años anteriores	10
2. ANÁLISIS DE LA CAUSA QUE PROVOCÓ EL DAÑO AL INTERRUPTOR DE SINCRONISMO	13
2.1 Análisis de la secuencia de eventos que provocaron la falla	13
2.2 Estudio de Cortocircuito	19
2.3 Determinación de posibles cambios que se hayan hecho en el diseño de protección original	22
2.4 Lineamientos y/o recomendaciones para el diseño de un nuevo tablero en 12.47 kV	22
2.4.1 Descripción de cambios hechos con respecto al diseño original	22
2.4.2 Descripción de los nuevos dispositivos de protección a utilizar	23

2.4.2.1	Interruptores al vacío tipo VCP-W	23
2.4.2.2	Conmutador interruptor tipo PIF	29
2.4.2.3	Transformador de corriente tipo SCV	30
2.4.2.4	Transformador de corriente tipo SCV-D	31
2.4.2.5	Transformador de voltaje VIZ y 11	33
2.5	Conclusiones	35
3.	DISEÑO DEL NUEVO TABLERO EN 12.47 KV	37
3.1.	Consideraciones generales	37
3.1.1	Dimensiones del nuevo gabinete eléctrico	37
3.1.2	Dibujos de planos eléctricos nuevos	39
3.1.3.	Características más importantes de los equipos	39
3.2.	Consideraciones específicas	44
3.2.1.	Funcionamiento de relés instalados	44
3.2.1.1	Relevadores que protegen al generador	44
3.2.1.2	Relevadores que protegen el transformador	49
3.2.1.3	Relevadores que protegen las barras	54
3.2.1.4	Relevadores de muchas funciones	58
3.2.1.5	Reporte de pruebas a Relevadores de protección	62
4.	PRUEBAS PARA PUESTA EN OPERACIÓN	97
4.1	Definición de pruebas hechas al equipo	97
4.1.1.	Cables	97
4.1.2.	Transformadores	102
4.1.3.	Interruptores	124
4.1.4.	Aislamientos	130

4.1.5.	Comprobación de la red de tierras por el método de caída de potencial	136
4.2	Descripción de los diferentes aparatos que se utilizaron para la pruebas	140
4.2.1	Medidor de tierra	140
4.2.2	Megóhmetro (Resistencia del aislamiento)	141
4.2.3	TTR (Relación de vueltas del transformador)	143
4.2.4	Micro óhmetro	144
4.2.5	Analizador de aceite dieléctrico	145
4.3	Resultados de las pruebas al equipo	146
5.	ANÁLISIS ECONÓMICO DE LA FALLA	155
5.1	Factor económico	155
5.1.1.	Estimación de pérdidas que provocó la falla	155
5.1.2.	Inversión en equipo nuevo	161
5.1.3.	Cuantificación de mano de obra	163
5.1.3.1	Reporte de actividades para el cambio y puesta en operación del nuevo gabinete eléctrico	163
5.1.4.	Multas por indisponibilidad	181
	CONCLUSIONES	185
	RECOMENDACIONES	187
	BIBLIOGRAFÍA	189
	ANEXOS	191

ÍNDICE DE ILUSTRACIONES

FIGURAS

1	Edificio de Cuarto de control, Mediano y bajo voltaje	3
2	Tablero eléctrico original en 12.47 kV	4
3	Diagrama unifilar del sistema 12.47 kV	5
4	Listado original de símbolos utilizados en los diagramas eléctricos originales	6
5	Diagrama unifilar original de la protección del generador	7
6	Diagrama trifásico de protección del generador	8
7	Diagrama trifásico de medición del generador	9
8	Pared del edificio donde entra el cableado de potencia	12
9	Diagrama unifilar de potencia de la unidad generadora Stewart <i>and</i> Stevenson	13
10	Fotografía del incendio	14
11	Fotografía del incendio	15
12	Fotografía del incendio	17
13	Fotografía del incendio	18
14	Elemento típico del corta circuito al vacío tipo VCP-W, con la cubierta de enfrente retirada	26
15	Curva de interrupción del arco en el corta circuito tipo VCP-W	27
16	Dimensiones del CT tipo CV	30

17	Curva de funcionamiento del CT tipo SCV	31
18	Dimensiones del CT tipo SCV-D	32
19	Curva de funcionamiento del CT tipo SCV-D	33
20	Dimensiones y curva típica de funcionamiento del transformador de voltaje tipos VIZ-75 y 11	34
21	Vista en elevación frontal y diagrama Eléctrico unifilar del nuevo tablero	38
22	Diagrama eléctrico monofásico	40
23	Diagrama eléctrico trifásico	41
24	Circuito de protección diferencial de barra	42
25	Vistas en elevación de las 7 secciones del gabinete eléctrico de 12.47 kV	43
26	Funcionalidad del relevador 489 de protección del generador	45
27	Fotografía del relevador 745 de protección del transformador	51
28	Diagrama unifilar del relevador 745	52
29	Orden de códigos del relevador 745	53
30	Fotografía del relevador 750/760 de protección de barra	56
31	Diagrama unifilar de protección del relevador 750/760	56
32	Código de orden del relevador 750/760	57
33	Fotografía del medidor de calidad de potencia	60
34	Comunicación al PQMPC, utilizando el puerto frontal RS485	60
35	Comunicación al PQMPC, utilizando el puerto trasero RS485	61

36	Protección diferencial 87 fase A, Relevador 745	64
37	Protección diferencial 87 fase B, Relevador 745	64
38	Protección diferencial 87 fase C, Relevador 745	65
39	Protección 51/50 fase A W1, Relevador 745	67
40	Protección 51/50 fase B W1, Relevador 745	67
41	Protección 51/50 fase C W1, Relevador 745	68
42	Protección 51/50 N W1, Relevador 745	69
43	Protección 51/50 fase A W2, Relevador 745	70
44	Protección 51/50 fase B W2, Relevador 745	71
45	Protección 51/50 fase C W2, Relevador 745	71
46	Relevador 51 de Transformador fase A, lado 69 kV	73
47	Relevador 51 de Transformador fase B, lado 69 kV	74
48	Relevador 51 de Transformador fase C, lado 69 kV	74
49	Protección 51/50 fase A, Relevador 750	76
50	Protección 51/50 fase B, Relevador 750	77
51	Protección 51/50 fase C, Relevador 750	77
52	Protección 51/50 N, Relevador 750	78
53	Curva característica de operación Protección diferencial 87 fase A	81
54	Curva característica de operación Protección diferencial 87 fase B	83
55	Curva característica de operación Protección diferencial 87 fase C	85
56	Protección por pérdida de excitación 40	87
57	Curva de sobrecorriente restringido por voltaje 51 V, fase A, Relevador 489	88

58	Curva de sobrecorriente restringido por voltaje 51 V, fase B, Relevador 489	89
59	Curva de sobrecorriente restringido por voltaje 51 V, fase C, Relevador 489	90
60	Curva de protección por sobrecorriente de secuencia negativa 46	91
61	Curva de protección por sobre excitación 46	93
62	Curva de protección por bajo voltaje 27	94
63	Curva de protección por sobrevoltaje 59	95
64	Fotografía del equipo de Hipot utilizado para las pruebas de cables de potencia	101
65	Fotografía del equipo de Hipot utilizado para las pruebas de cables de potencia	102
66	Probeta para análisis de aceite	105
67	Colorímetro	106
68	Hidrómetro graduado	107
69	Aparato para medir tensión interfacial	108
70	Micro ohmetro para medición de resistencia de devanados	121
71	Circuito básico para medir relación de vueltas en un transformador	123
72	Gráfica de lecturas de resistencia de aislamiento	136
73	Circuito del método del 62% para red de tierras	137
74	Método de caída de potencial y curva de Resistencia para red de tierras	139
75	Circuito para medición de resistencia de mallas a tierra	140

76	Equipo para medición de tierra	141
77	Megóhmetro electrónico	142
78	Megóhmetro analógico	142
79	Equipo para medición de relación de vueltas de un transformador	143
80	Medidor de resistencia óhmica de los devanados de un transformador (Microhmetro)	144
81	Analizador de aceite dieléctrico	145

TABLAS

I	Características más importantes de los equipos	39
II	Porcentaje de disparos del relevador 489 de protección del generador	46
III	Tabla de protección de alarmas	47
IV	Parámetros de medición disponibles en el relevador 489	49
V	Características adicionales del Relevador 489	49
VI	Datos de prueba a Relevador 745 de protección diferencial de corriente de fases 87	63
VII	Tabla de datos de protección por sobrecorriente 51/50 W1 del relevador 745	66
VIII	Datos de prueba de protección por sobrecorriente 51/50 Neutro W1	69
IX	Datos de prueba de protección por sobrecorriente 51/50 W2, Relevador 745	70

X	Datos de prueba de protección por sobrecorriente 51/50 W1, lado de 69 kv	73
XI	Datos de protección por sobre corriente de fases 51/50, relevador 750	76
XII	Datos de protección por sobre corriente 51/50 Neutro, relevador 750	78
XIII	Tabla de resultados de características de operación de protección diferencial 87 fases A	80
XIV	Tabla de resultados de características de operación de protección diferencial 87 fases B	82
XV	Tabla de resultados de características de operación de protección diferencial 87 fase C	84
XVI	Resultados de prueba de protección por pérdidas de excitación 40	86
XVII	Datos de pruebas a relevador de sobre corriente restringido por voltaje 51 V fase A, relevador 489	88
XVIII	Datos de pruebas a relevador de sobre corriente restringido por voltaje 51 V fase B, relevador 489	89
XIX	Datos de pruebas a relevador de sobre corriente restringido por voltaje 51 V fase C, relevador 489	90
XX	Datos de prueba de protección por sobre corriente de secuencia negativa 46, relevador 489	91

XXI	Datos de ajustes a protección de sobre corriente a neutro o tierra, potencia activa inversa, potencia reactiva inversa y potencia reactiva positiva	92
XXII	Datos de protección por sobre excitación 24	93
XXIII	Datos de protección por bajo voltaje 27	94
XXIV	Datos de protección por sobre voltaje 59	95
XXV	Datos de protección por baja frecuencia	96
XXVI	Datos de protección por alta frecuencia	96
XXVII	Pruebas básicas de un análisis físico químico para aceite dieléctrico	104
XXVIII	Límites mínimos de pruebas básicas de análisis físico químico de aceite	112
XXIX	Gases analizados por medio cromatográfico	116
XXX	Gases encontrados relacionados con fallas en transformadores	117
XXXI	Nombre genérico de todas las pruebas	133
XXXII	Factores de corrección de temperatura para pruebas de aislamiento en transformadores	134
XXXIII	Datos para cálculo de desvíos de potencia y oferta firme	155
XXXIV	Datos para cálculo de Oferta firme	160
XXXV	Precios de accesorios utilizados en la reparación del tablero destruido	162
XXXVI	Cálculo del promedio móvil del factor de disponibilidad	182

LISTA DE SÍMBOLOS

AC:	Corriente alterna.
AMM:	Asociación del Mercado Mayorista.
ASTM:	American Society for Testing and Measurement, por sus siglas en inglés (Sociedad Americana para pruebas y mediciones).
AWG:	American Wire Gauge, por sus siglas en inglés (Norma Americana de Cables).
CENADO:	Centro Nacional de Despacho.
CT:	Current Transformer, por sus siglas en inglés (Transformador de corriente)
DC:	Corriente directa.
DP:	Degree Polarization, por sus siglas en inglés (grado de polarización).
EEGSA:	Empresa Eléctrica de Guatemala.
Hz:	Dimensional para frecuencia.
Ge:	Gravedad específica.

Ip:	Índice de polarización.
kW:	Mil watts, medida de potencia eléctrica.
kV:	Mil voltios (medida de voltaje).
MW:	Un millón de Watts, medida de potencia eléctrica (potencia activa o real).
MVA_r:	Un millón de volt-amperios reactivos, medida de potencia eléctrica (medida de potencia reactiva)
MVA:	Un millón de volt-amperios, medida de potencia eléctrica (potencia aparente).
MW-h:	Un millón de Watts de potencia producidos en una hora.
GGG:	Grupo Generador de Guatemala.
MΩ:	Un millón de ohmios (medida de resistencia eléctrica).
PC:	Personal computer, por sus siglas en inglés (Computadora personal).
PT:	Potencial Transformer, por sus siglas en inglés (Transformador de voltaje).

R.P.M.:	Revoluciones por minuto.
PM:	Potencia máxima.
PREFP:	Precio de Referencia de la Potencia.
R:	Resistencia.
RTD:	Resistente Temperatura Detector, por sus siglas en inglés (Detector de Temperatura por resistencia).
S & S:	Steward and Stevenson (nombre de la unidad generadora).
S.N.I.:	Sistema Nacional Interconectado.
TTR:	Turns Transformer Ratio, por sus siglas en inglés (Relación de Vueltas de Transformador).
TR-2:	Transformador de auxiliares No. 2.
TR-3:	Transformador de auxiliares No. 3.
U.S.A.:	Estados Unidos de América.
U.S.D.	Dólar americano.

GLOSARIO

- ANÁLISIS FÍSICO QUÍMICO:** Para establecer el estado del aceite dieléctrico se le hace un análisis Físico-Químico, el cual consta de varias pruebas individuales regidas por la ASTM (American Society for Testing and Measurements) que juntas dan una proyección no solo de la calidad del aceite sino del funcionamiento del equipo.
- ACEITE DIELECTRICO:** Se utiliza como medio aislante y refrigerante en transformadores de potencia y de distribución con capacidades y en interruptores de potencia en baños de aceite.
- ARCO ELÉCTRICO:** Sinónimo de arco voltaico. Descarga luminosa que se produce por el paso de la carga eléctrica entre dos electrodos o conductores (de electricidad), los cuales no están en contacto directo entre sí.
- ARMÓNICOS:** En un sistema de potencia ideal, el voltaje que abastece a los equipos de los clientes, y la corriente de carga resultante son perfectas sinusoides. En la práctica, sin embargo, las condiciones nunca son ideales, tan así que estas formas de onda se encuentran frecuentemente muy deformadas. Esta diferencia con la perfecta senoide se

expresa comúnmente desde el punto de vista de la distorsión armónica de las formas de onda del voltaje y de la corriente.

**ATRACCIÓN
MOLECULAR:**

Las moléculas de un líquido tienden a atraerse y mantenerse juntas mediante una fuerza llamada cohesión

ACIDEZ:

La **acidez** de una sustancia es el grado en el que es ácida. La escala más común para cuantificar la acidez o la basicidad es el pH, que sólo es aplicable para disolución acuosa. Sin embargo, fuera de disolución acuosa también es posible determinar y cuantificar la acidez de diferentes sustancias.

**ANÁLISIS
CROMATOGRÁFICO:**

Este análisis permite evaluar el estado del transformador en lo que se refiere a producción de arcos, descargas parciales, puntos calientes y deterioro del papel aislante.

CAPABILIDAD:

Es una amplitud total de la variación inherente a un proceso estable. Ella es determinada utilizándose datos provenientes de las cartas de control. Los gráficos de control deben indicar la estabilidad antes que los cálculos de capacidad sean efectuados.

CARGAS ESPACIALES:	Al establecerse estas corrientes aparecen cargas fijas en una zona a ambos lados de la unión.
COMPUESTOS HIDROFÍLICOS:	Son materiales con capacidad para absorber agua.
CICLO SENCILLO:	Esta unidad posee una caldera de recuperación, cuando esta caldera produce vapor con los gases de escape y el vapor se devuelve a la turbina, deja de ser ciclo sencillo para convertirse en ciclo combinado.
CORTOCIRCUITO:	Es la unión de dos o más fases antes de la carga.
DESIONIZACIÓN:	Proceso que utiliza resinas de intercambio iónico de fabricación especial que eliminan las sales ionizadas del agua.
DESVÍOS DE POTENCIA:	Es el conjunto de intercambios en el Mercado Mayorista, que resulta de los excedentes o faltantes de potencia comprometida en contratos entre sus participantes.
DISYUNTOR:	Es un interruptor que puede abrir u operar bajo carga.
ENSAYOS HIPOT:	Es una prueba que se hace con alto potencial al aislamiento de un cable, transformadores, etc.

ESPINTERÓMETRO: Es un aparato compuesto por dos esferas huecas de cobre, enfrentadas entre sí, cuya separación se puede regular. Entre las esferas hay aire. Se conecta el espinterómetro a un potencial variable V y se va aumentando hasta que salta una chispa entre las esferas.

FACTOR DE POTENCIA: Denominamos factor de potencia al cociente entre la potencia activa y la potencia aparente, que es coincidente con el coseno del ángulo entre la tensión y la corriente cuando la forma de onda es sinusoidal pura, etc.

FURANOS: Los furanos cuyo nombre genérico es policloro-dibenzofuranos (PCDF) son un grupo de 135 compuestos de estructura y efectos similares a las dioxinas y cuyas fuentes de generación son la misma. Se considera que estos compuestos son los contaminantes principales de los policlorobifenilos (PCB). Cuando se hace referencia a las dioxinas y compuestos similares en los textos de divulgación se incluye también a los furanos y PCB.

GRAVEDAD ESPECÍFICA: La gravedad específica está definida como el peso unitario del material dividido por el peso unitario del agua destilada a 4 grados centígrados. Se representa la gravedad específica por G_s , y también se puede calcular utilizando cualquier relación de peso de la

sustancia a peso del agua siempre y cuando se consideren volúmenes iguales de material y agua.

GRADIENTE: Se denomina gradiente a la variación de intensidad de un fenómeno por unidad de distancia entre un lugar y un centro (o un eje) dado.

GENERADOR ELÉCTRICO: Es una máquina que consiste de devanados estacionarios de alambre de cobre, llamado Devanados del Estator y un campo magnético rotativo llamado Rotor o Campo del Generador.

HUMEDAD RELATIVA: Es la humedad que contiene una masa de aire, en relación con la máxima humedad absoluta que podría admitir, sin producirse condensación, conservando las mismas condiciones de temperatura y presión atmosférica. Esta es la forma más habitual de expresar la humedad ambiental.

HEXAFLORURO DE AZUFRE (SF6): Es un excelente gas dieléctrico para de aislamiento de alto voltaje. Ha sido utilizado extensamente en interruptores de circuito de alto voltaje y otros dispositivos de distribución empleados por la industria de energía. Sus propiedades eléctricas, físicas, químicas y térmicas combinadas ofrecen muchas ventajas cuando son utilizadas en dispositivos de distribución.

HI POT:	(Alta Potencia) Método para probar la rigidez dieléctrica de los materiales aislantes.
ÍNDICE DE POLARIZACIÓN:	Es la razón entre las mediciones de resistencia de aislamiento a los diez (10) minutos y un (1) minuto.
INTERRUPTOR OCB:	Son interruptores los cuales como medio de extinción del arco utilizan aceite dieléctrico, por sus siglas en inglés, OCB es Oil Circuit Breaker.
INTERRUPTOR:	Es un mecanismo que se utiliza para cerrar o abrir un circuito eléctrico.
INDISPONIBILIDAD:	Es el tiempo que una unidad generadora no está en condiciones de entregar potencia al Sistema Nacional por algún desperfecto o mantenimiento programado.
LOCKOUT:	Palabra en idioma inglés que significa, en electricidad, “disparo general”
MAGNETO:	Son los encargados de producir magnetismo en el generador, pueden ser permanentes o temporales.
MEGAOHMS:	Equivalente a un millón de ohmios.

- OFERTA FIRME:** Es la máxima potencia neta (descontados sus consumos internos) capaz de producir, en función de sus características técnicas, su potencia máxima y disponibilidad.
- POLIMERIZACIÓN:** Es un proceso químico por el que los reactivos, monómeros (compuestos de bajo peso molecular) se agrupan químicamente entre sí dando lugar a una molécula de gran peso, llamada polímero, bien una cadena lineal o una macromolécula tridimensional.
- POTENCIA ACTIVA:** Es la potencia en que el proceso de transformación de la energía eléctrica se aprovecha como trabajo.
- POTENCIA REACTIVA:** Esta potencia no tiene tampoco el carácter de realmente consumida y sólo aparecerá cuando existan bobinas o condensadores en los circuitos. La potencia reactiva tiene un valor medio nulo, por lo que no produce trabajo útil. Se mide en volt amperios reactivos (VAR) y se designa con la letra Q.
- pH:** Es una medida del nivel de acidez o alcalinidad de un medio, se expresa en una escala de 0 a 14 siendo de 0 a 7 el rango ácido y de 8 a 14 el rango alcalino. Se define como el potencial negativo de la concentración de iones de hidrógeno.

PLASMA:

Al Plasma se le llama a veces "el cuarto estado de la materia", además de los tres conocidos, sólido, líquido y gas. Es un gas en el que los átomos se han roto, que está formado por electrones negativos y por iones positivos, átomos que han perdido electrones y han quedado con una carga eléctrica positiva y que están moviéndose libremente.

POTENCIA ELÉCTRICA: Es la cantidad de energía que entrega la unidad generadora por unidad de tiempo.

RIGIDEZ DIELECTRICA: Se denomina rigidez dieléctrica de un determinado material, el gradiente eléctrico máximo que puede soportar. Su valor se puede determinar experimentalmente mediante los procedimientos e indicaciones establecidos por normas.

NORMA DE REFERENCIA

Las presentes especificaciones están referidas a lo estipulado en las siguientes normas:

NMX-J-123/1-ANCE-1999 "Aceites minerales aislantes para transformador" Parte 1: especificaciones

NMX-J-123/2-ANCE-1999 "Productos eléctricos - transformadores " Parte 2: Muestreo y métodos de prueba.

MÉTODO DE PRUEBA.

El método de prueba es directo a la muestra con

equipo de medición, bajo la norma ASTM-D 877.

RELACIÓN DE TRANSFORMACIÓN: Es el número de vueltas que lleva el devanado de alta tensión contra el número de vueltas del devanado de baja tensión.

RTD: Resistance Temperature Detectors (por sus siglas en inglés). Los **RTD** son sensores de temperatura resistivos. En ellos se aprovecha el efecto que tiene la temperatura en la conducción de los electrones para que, ante un aumento de temperatura, haya un aumento de la resistencia eléctrica que presentan.

STEWART AND STEVENSON: Es la marca registrada de General Electric para esta unidad generadora.

SISTEMA NACIONAL INTERCONECTADO: Es el sistema eléctrico de Guatemala, donde todos los productores de energía entregan su potencia.

SINCRONISMO: Es la igualación de onda de voltaje y frecuencia de una unidad generadora con respecto al Sistema Nacional Interconectado.

SECCIONADOR: Es un interruptor que no puede abrir u operar bajo carga, si lo hace se destruye, debido al arco eléctrico que se produce cuando se abre o cierra un interruptor.

SOBRECARGA:	Es la cantidad de carga arriba de la cual fue diseñado un equipo.
SINCRONIZADOR AUTOMÁTICO:	Es un aparato que sirve para ejecutar automáticamente el cierre del interruptor entre la unidad generadora y el Sistema Nacional Interconectado, cuando las ondas de voltaje y frecuencia se encuentran igualadas.
TRANSFORMADOR:	Es una máquina que convierte una cantidad de voltaje primario a otra cantidad de voltaje secundario.
TURBINA AERODERIVATIVA:	Se refiere a una turbina que utilizan los aviones, estas trabajan o son impulsadas por medio de gas, el cual se produce al quemarse el combustible.
TRANSFORMADOR ZIG ZAG	En cuanto a la forma de conectar los arrollamientos existen tres posibilidades: estrella (designada como “Y” o “y” según en el lado de alta o baja tensión), triángulo (designado por “D” o “d”), y zigzag (designado por “Z” o “z”). La conexión en zigzag se usa sólo en el lado de menor tensión del transformador, y para poder realizarla el devanado en cuestión debe estar construido en dos partes iguales. Tres mitades del devanado se conectan en estrella, y las otras tres, en serie con las ramas de la estrella, pero alternando las fases. Se les utiliza para obtener

una conexión de neutro en sistemas que no lo tienen, con el propósito de aterrizarlos. Corresponde básicamente a un transformador trifásico de dos enrollados por fase, conectados entre sí en conexión zigzag, quedando tres terminaciones por fase y un terminal de neutro. De esta manera, deberá presentar una alta impedancia al ser alimentado con tensiones de secuencia positiva o negativa, y una baja impedancia al ser alimentado con tensión de secuencia cero.

**TRANSDUCTOR DE
4 – 20 mA:**

La corriente de salida, la cual es independiente de la carga, en un amplio rango, es usada para proveer indicación o manipulación de datos a una distancia considerable del punto de medición. Similarmente, una señal de voltaje o de potencia puede ser convertida en una señal de corriente continua la cual es una función lineal de la primera y es leída a distancia.

**TENSIÓN
INTERFACIAL:**

La energía por área unitaria presente en el límite de dos líquidos inmiscibles. Por lo general, se expresa en dynes/cm (Designación ASTM D 971).

“Inmiscibilidad”:

Es la inhabilidad de dos o más sólidos o líquido para disolverse fácilmente uno dentro del otro.

VOLTAJES

TRANSITORIOS:

Son niveles de voltajes diferentes a su valor nominal, los cuales son de muy corta duración.

RESUMEN

La demanda de potencia eléctrica en nuestro país aumenta cada año, lo cual hace que sea necesaria la construcción de nuevas plantas de generación y que a su vez sean de mucha confiabilidad, que su disponibilidad sea alta y lo más importante, que el personal a cargo de estas plantas sea bien calificado, que los técnicos mecánicos, electricistas y de operación estén en constante capacitación con el fin de mantener trabajando el equipo cada vez que las unidades sean convocadas por el despacho.

La generación de la planta generadora Steward and Stevenson se ha visto afectada en varios aspectos, uno es la caldera de recuperación, esta caldera trabajó unos años y luego quedó fuera de operación, afectando mucho al S.N.I. porque se perdieron aproximadamente 12 MW de potencia activa. Luego vino el problema en la turbina, el cual fue un problema mecánico, esta turbina fue enviada a otro país para su reparación. Estuvo indisponible también por problemas de humedad en la barra de 12.47 kV, en esta ocasión se produjo un incendio el cual no provocó mayor daño. El mayor problema eléctrico se dio cuando se dio el problema con el “interruptor de sincronismo”, en este accidente se quemó todo el tablero en 12.47 kV, no quedó nada bueno, provocando una indisponibilidad de tres meses, afectando no solo la generación del país sino también muchos gastos para empresa propietaria de esta unidad.

Para reestablecer de nuevo esta máquina se requirió de mucho esfuerzo por parte de la parte técnica de la Empresa propietaria y por parte de la Empresa en el extranjero que fabricó el nuevo gabinete en tiempo record, así, juntos, mano de obra extranjera y nacional se logró reestablecer la unidad, la cual quedó en excelentes condiciones de operación.

Con el nuevo gabinete eléctrico, se aprovechó lo moderno de los nuevos equipos de protección y medición, y se instalaron relevadores programables desde una computadora personal, estos son más fáciles de calibrar, por lo avanzado de la tecnología, se mejoró mucho es aspecto de protección al personal, para poder abrir una celda hay que seguir una serie de instrucciones para que al momento de abrir una puerta para acceder a la barra ésta ya se ha desenergizado. Se hicieron pruebas a todo el equipo antes del arranque de prueba, se probaron transformadores, generador, asilamiento de cables, se calibraron relevadores, se comprobaron interruptores, aisladores, barras, etc., todas estas pruebas están debidamente documentadas en este trabajo de graduación

También se hace un análisis económico de la indisponibilidad que se provocó y se presentan los costos en que se incurrió para el reestablecimiento de todo el equipo.

OBJETIVOS

General:

Analizar la causa que provocó el daño al interruptor de Sincronismo y hacer un nuevo diseño para la óptima protección de tan importante unidad generadora.

Específicos:

1. Diseñar el nuevo tablero en 12.47 kV, conteniendo los relés de protección, breakers, seccionadores, aparatos de medición, barras etc.
2. Estructurar una guía que permita solucionar problemas similares.
3. Definir las pruebas hechas a cables, transformadores, interruptores, aislamientos, etc.
4. Describir los diferentes aparatos que se utilizaron para las pruebas, se incluirán fotografías digitales de las distintas etapas del avance de los trabajos.
5. Analizar económicamente el impacto que causó a la empresa generadora.

INTRODUCCIÓN

La unidad generadora STEWARD AND STEVENSON, ubicada en la planta de Generación de Energía Eléctrica “LAS PALMAS” en la ciudad de Escuintla, entrega en ciclo sencillo, una potencia de 25 MW al Sistema Nacional Interconectado. El voltaje del generador es de 12.47 kV y el transformador principal lo eleva de 12.47 a 69 kV conectado a la sub-estación Mauricio. En años anteriores se produjeron dos incidentes en el tablero de 12.47 kV y en esta ocasión se produjo el peor de todos, llegando al extremo que explotó el interruptor que cierra al estar en sincronismo la unidad con el Sistema Nacional Interconectado (S.N.I.), provocándose un incendio, el cual quemó todos los cables arriba de este panel, así como el cable de control dentro del panel, gran parte del cielo falso y parte de la estructura del edificio; el incendio se sofocó gracias a la oportuna intervención de los operadores de esta máquina. Se determinó que la protección tenía una deficiencia en su diseño y varias protecciones no actuaron, otra causa que tuvo influencia es la antigüedad del equipo. Para el tablero de 12.47 kV ya se había hecho recomendaciones de cambiarlo por los antecedentes de los dos primeros incidentes ocurridos.

Una unidad generadora, consiste principalmente de una parte mecánica, la cual se encarga de dar la potencia mecánica y la otra parte es el generador, el cual entrega la potencia eléctrica. El generador está acoplado mecánicamente al mecanismo que da el movimiento, este puede ser un motor de combustión interna, una turbina movida por agua (hidroeléctrica), por vapor (térmica), por vapor natural (geotérmica) o por gas (aeroderivativa), también existen eólicas, las que utilizan el aire para dar el movimiento. Al producirse el movimiento en la parte mecánica se produce el movimiento en el generador y se produce la energía eléctrica. El generador eléctrico es una máquina que

consiste de devanados estacionarios de alambre de cobre, llamado “Devanados del Estator” y un campo magnético rotativo llamado “Rotor o Campo del Generador”. La rotación del campo del Generador (Campo Magnético) causa que la corriente eléctrica fluya a través de los devanados del estator. Cuando los devanados del estator están conectados a una carga, por ejemplo: un motor eléctrico, la corriente fluye desde los devanados del generador a través de los devanados del motor, causando su rotación. La corriente que fluye a través del motor eléctrico, retorna a los devanados del estator del Generador. Los magnetos pueden ser clasificados en dos categorías, permanentes o temporales, esto depende su habilidad para retener magnetismo. Si un conductor es movido hacia dentro y hacia fuera en un campo magnético, de tal manera que el conductor corta completamente las líneas de flujo, entonces una corriente eléctrica será producida y fluirá a través del conductor. Esto no ocurrirá si el conductor es movido paralelamente con las líneas de flujo.

El interruptor de sincronismo puede dispararse por varias causas: una puede ser si se presenta un problema en la red y se abre el interruptor del transformador principal, al abrir éste se abre automáticamente el de sincronismo. Otra causa puede ser fallos en el generador o en la Turbina aeroderivativa.

La protección se efectúa con dispositivos especiales que son ajustados para dispararse dependiendo de los diferentes fallos que pueden ocurrir en un sistema de este tipo. Las protecciones mandan abrir el interruptor o los interruptores que sean necesarios para proteger el sistema de generación y evitar daños mayores.

Con el daño que hubo en este interruptor, esta unidad generadora cayó en INDISPONIBILIDAD, esto es, el tiempo que una unidad generadora no está en condiciones de entregar potencia al Sistema Nacional por algún desperfecto o mantenimiento programado.

1. SITUACIÓN PREVIA A LA FALLA

1.1 Análisis del Sistema General original, antes de la falla.

El sistema original antes de la falla, en el lado de 12.47 kV, estaba conformado por equipo analógico, esto, debido a la antigüedad de la máquina. Todos los relevadores, medidores, etc. eran del tipo análogo, los cuales hicieron bien su función durante varios años.

En la figura 1 se muestra la disposición de todo el equipo dentro del Cuarto de Control, el cuarto de Mediano y Bajo Voltaje, así como el lugar donde se encuentra el banco de baterías. Lo que está resaltado con color verde son las paredes del edificio.

En la figura 2 se muestra la colocación de los gabinetes, este es un plano de los gabinetes originales, se puede apreciar las dimensiones y los lugares donde estaban instalados todos los relevadores, contadores, medidores, interruptores, etc.

En la figura 3 se encuentra el diagrama eléctrico unifilar, este es el plano original de cómo estaban instalados los interruptores de sincronismo, el del transformador Zig zag para puesta a tierra, los fusibles de protección de los dos transformadores auxiliares y la salida hacia el transformador principal para elevar el voltaje de 12.47 a 69 kV. También aquí se muestran las dimensiones del área que ocupaba todo el gabinete original.

En las figuras 4 a 7 se tienen los planos originales del sistema eléctrico antes de la explosión del interruptor de sincronismo. En la figura 4 se detallan todos los símbolos utilizados en los planos, así como lo que significa cada número escrito en cada diagrama. En la figura 5 se muestra el diagrama unifilar del generador en 12.47 kV, se muestra toda la protección que tenía originalmente, por ejemplo se ve un círculo con el número 87, este es el relevador diferencial del generador, enlazada a este relevador está un círculo con el número 86, este es el relevador de “*Lockout*”, en español, *lockout* significa disparo general, a este relevador vienen a dar todas las alarmas que hacen disparar a la unidad completamente. En la figura 6 tenemos siempre la protección del generador, con la diferencia de la figura 5 que aquí se muestra el diagrama en tres fases, se muestran los medidores de potencia activa, potencia reactiva, factor de potencia, los contadores de Watts-hora, voltímetro, etc. Por último, en la figura 7 se muestra el diagrama trifásico de la medición del generador.

Figura 1. Edificio de Cuarto de Control

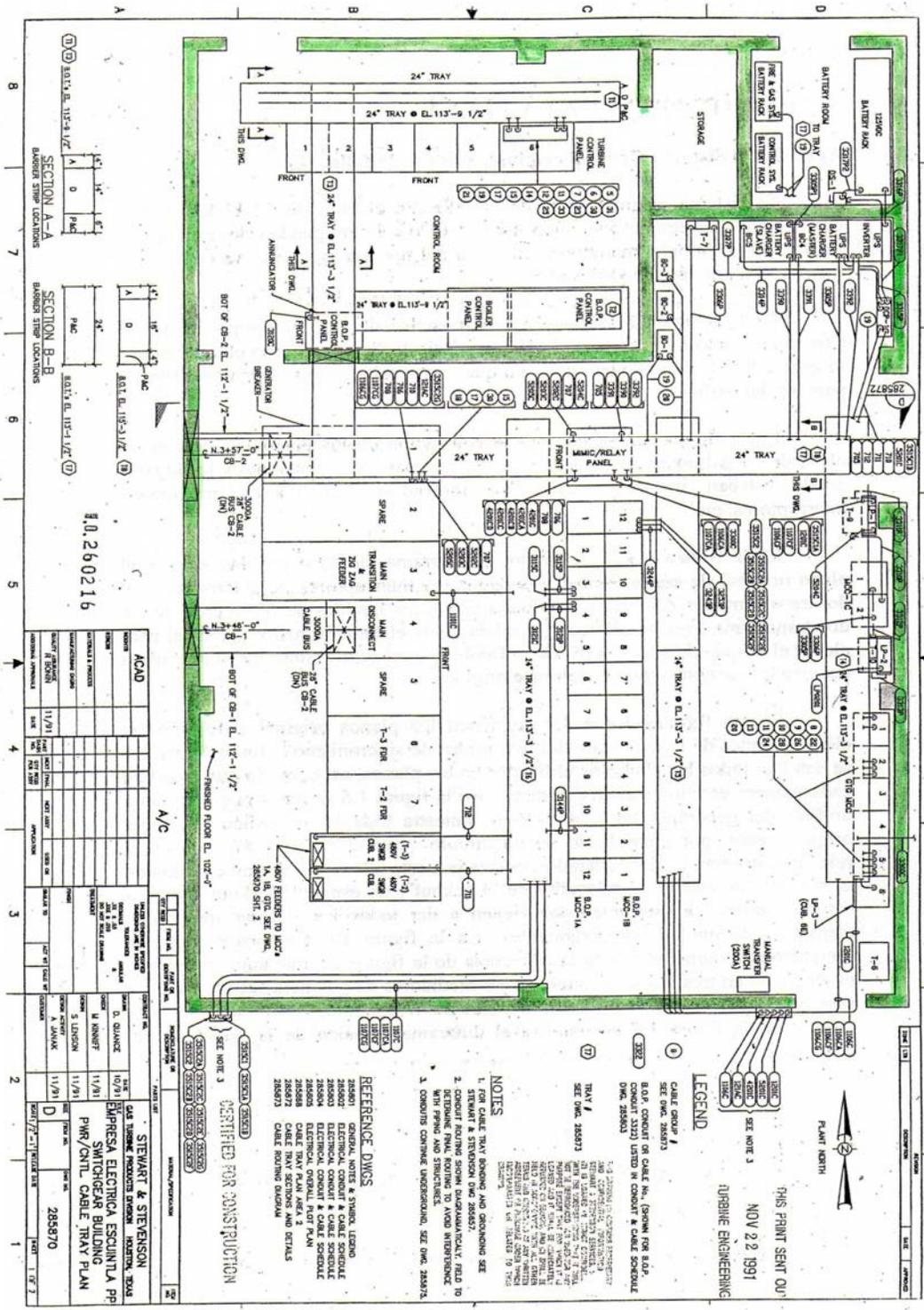


Figura 2. Tablero Eléctrico Original en 12.47 Kv

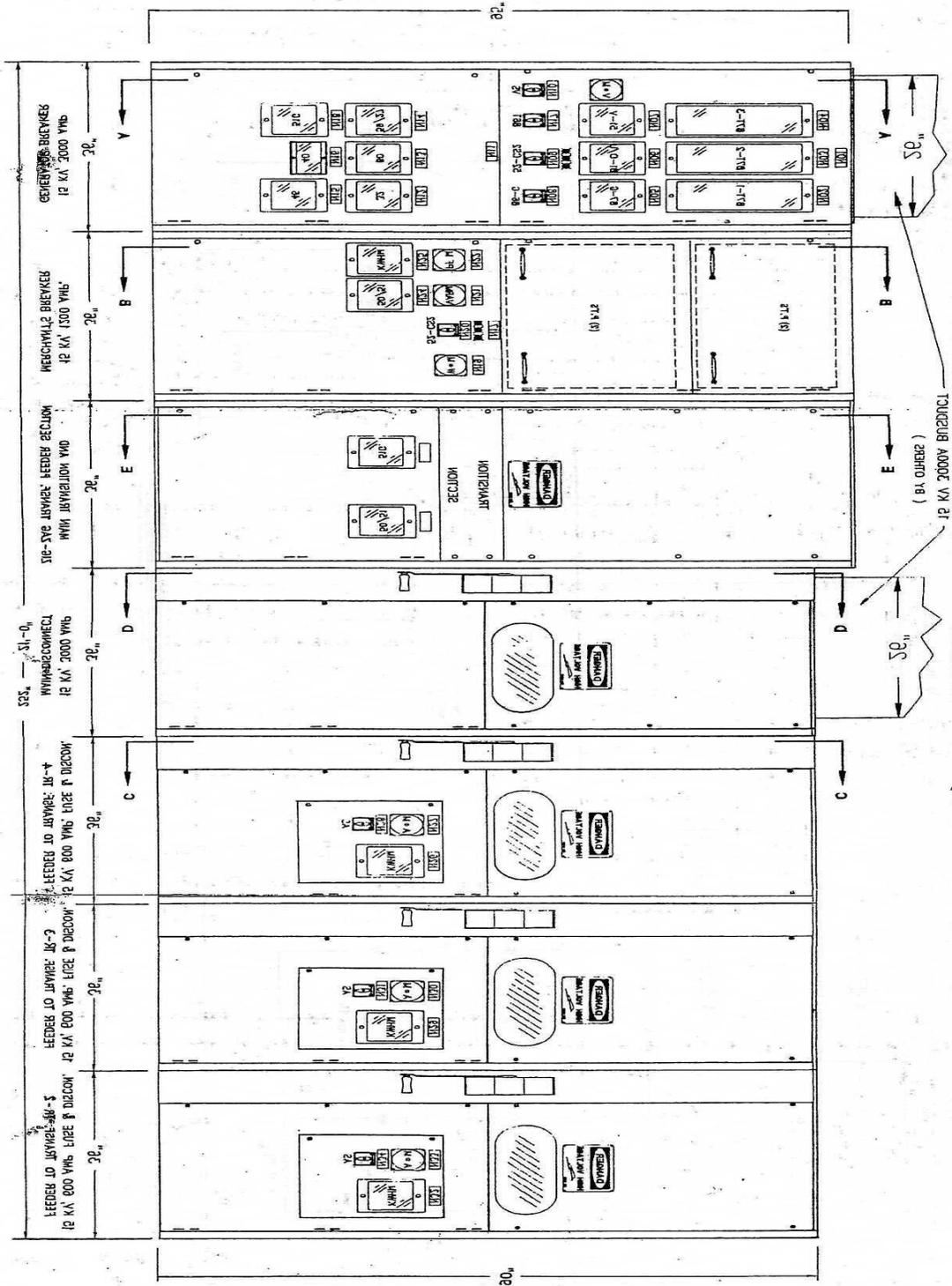


Figura 3. Diagrama Unifilar del Sistema 12.47 Kv

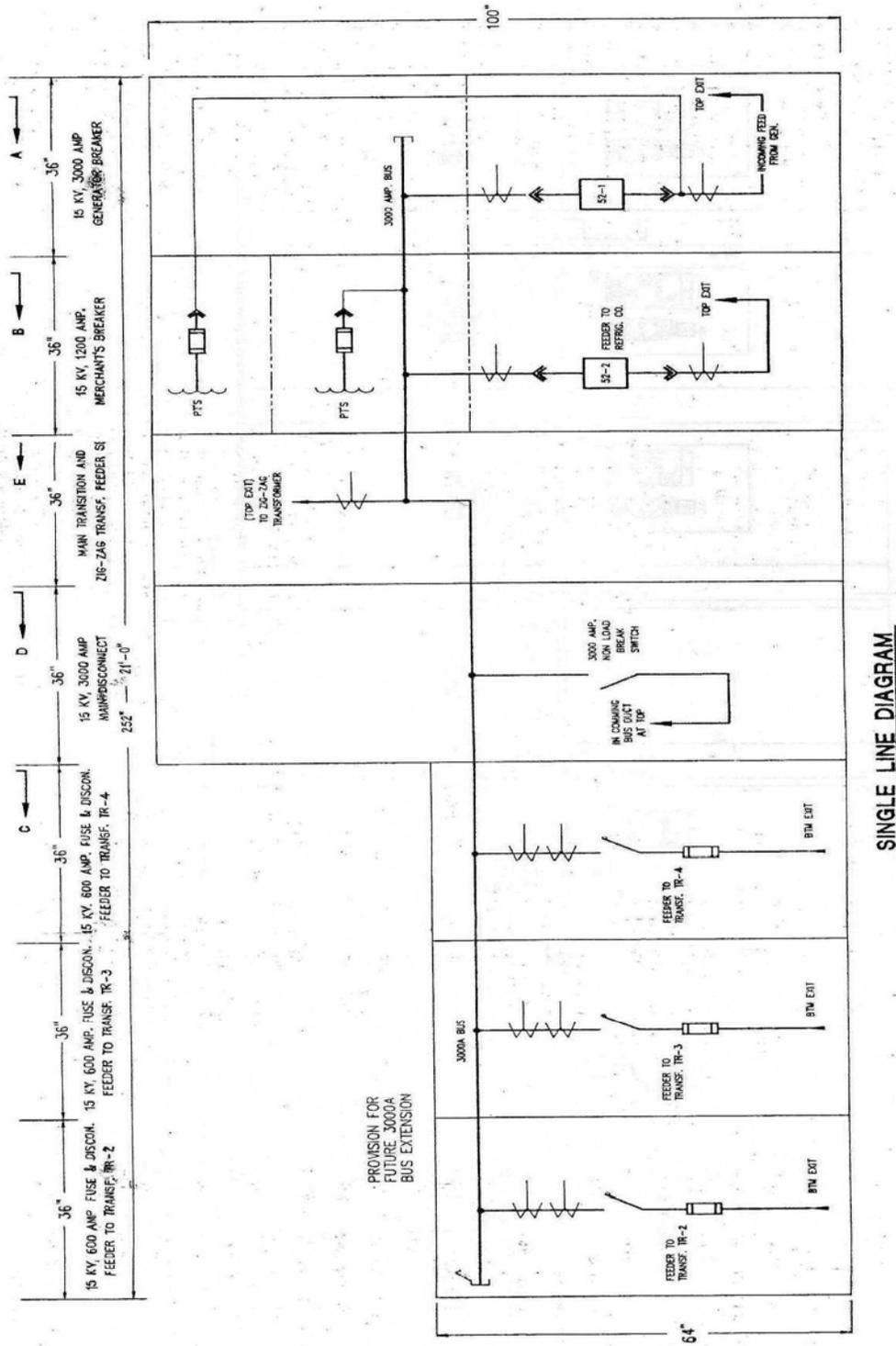


Figura 6. Diagrama Trifásico de Protección del Generador

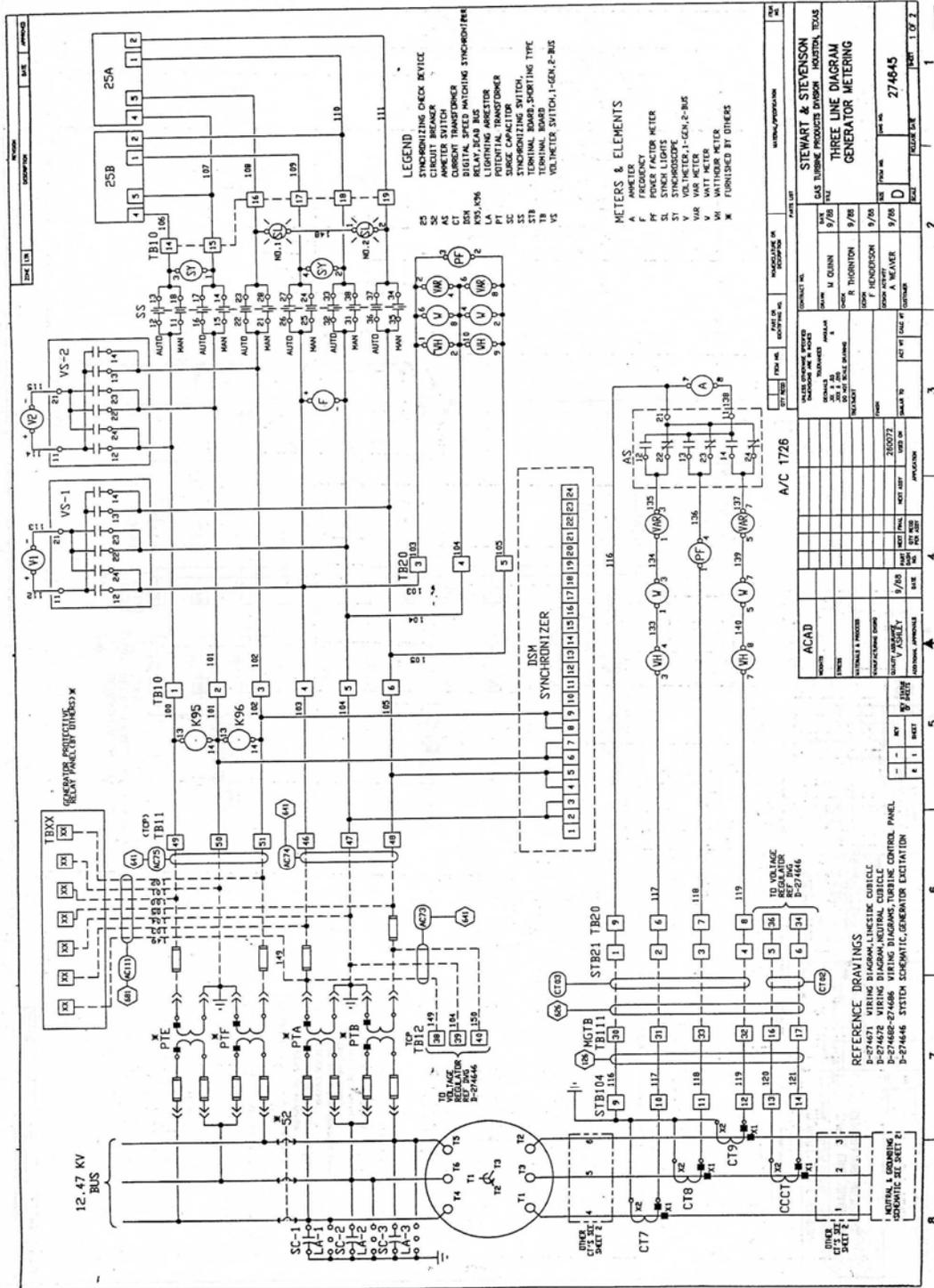
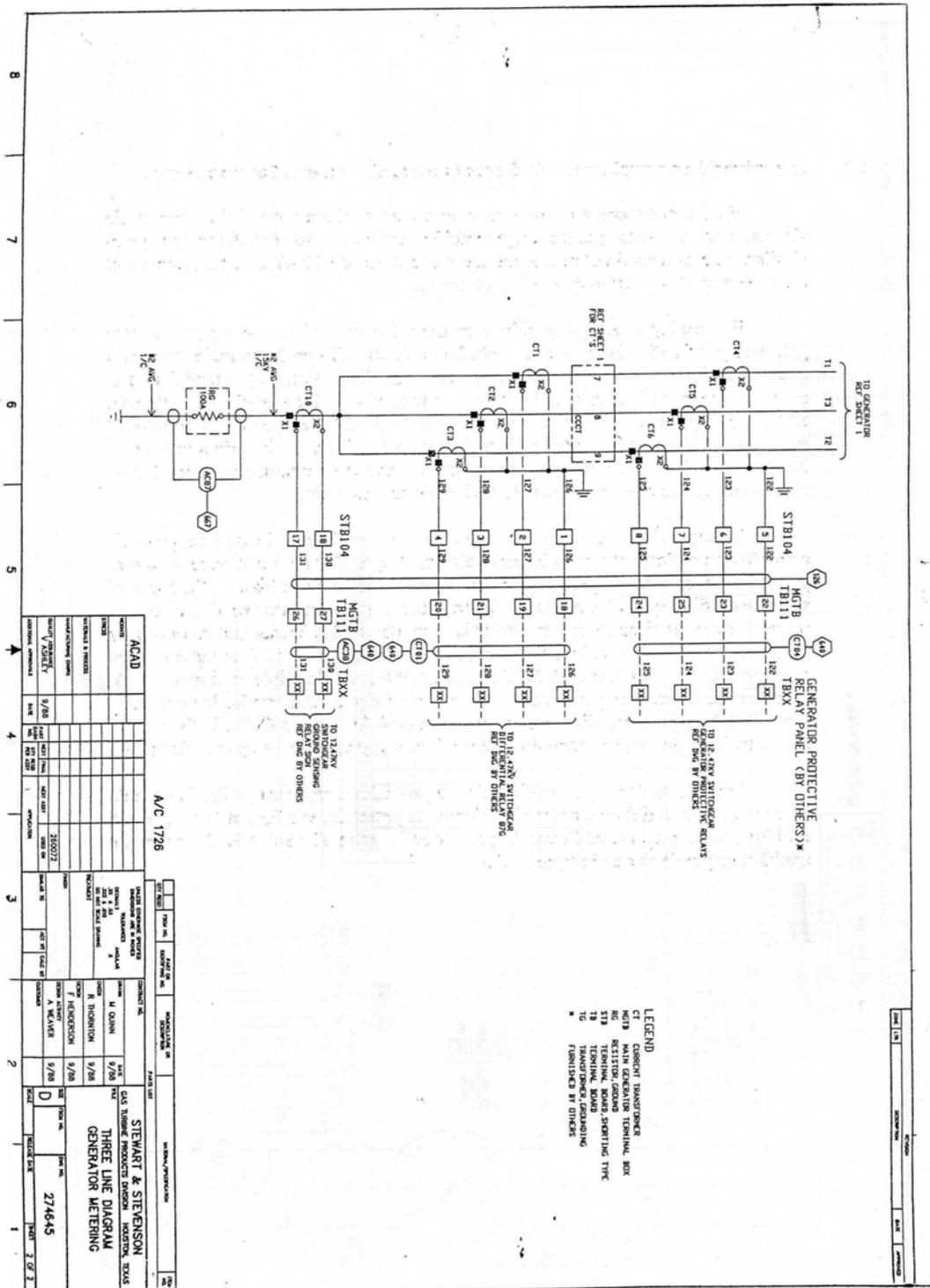


Figura 7. Diagrama Trifásico de Medición del Generador



1.2 Investigación de problemas similares que sucedieron en años anteriores.

Varios años antes que sucediera este accidente en el interruptor de sincronismo en esta planta de generación, se dio otro problema un poco similar, en esta ocasión el problema fue en la barra de 12.47 kV, también en el mismo gabinete eléctrico de mediana tensión.

El problema se dio debido a la excesiva humedad que ingresó a este gabinete por medio de la lluvia. No había buen sello en la bandeja de cables que va desde el generador hasta el cuarto de mediano voltaje y sucedió que el agua se fue introduciendo a las barras por medio del cableado de potencia. Hubo un disparo del interruptor de línea (lado de 69 kV) por cortocircuito, el operador de turno no encontró nada malo pero no quiso energizar de nuevo hasta que no se revisara con más detalle el por qué del disparo.

Por otro lado y dado que no era posible observar la cantidad de agua que estaba entrando al tablero, este líquido estaba humedeciendo cada vez más las barras de 12.47 kV.

El supervisor de turno no encontró nada malo por lo que se puso de acuerdo con el despacho para hacer el cierre. El operador no quiso hacer el cierre porque no estaba conforme con la poca investigación que se hizo. Entonces el supervisor dijo que él cerraría el interruptor y en el momento del cierre se provocó un cortocircuito con mucha más humedad en las barras que en el primer disparo, provocándose así un incendio, el cual fue apagado rápidamente por los operadores. No hubo daño (aparentemente) en los interruptores, el de sincronismo estaba en buenas condiciones, y se siguió utilizando, las barras se limpiaron bien y se reutilizaron, lo que se quemó fueron los CT's, PT's y cable

de control, por lo que se procedió a hacer limpieza y cambiar las partes dañadas.

Con el problema ya identificado, se procedió a reparar o sellar la entrada de agua en la pared donde entra el cableado de potencia, ver figura 8. En esta foto se muestra con una flecha la parte donde entra el cableado de potencia, también se puede ver en la figura 1.

En todas las plantas de este tipo se cuenta con un sistema eléctrico de soporte de corriente directa, el cual está formado por un banco de baterías, este banco y por medio de un inversor para convertir la corriente directa en alterna suministran la energía necesaria para mantener trabajando el equipo básico si se llega a presentar una emergencia, por ejemplo un corte de energía, estas baterías se encargan de dar iluminación y bombear el aceite lubricante a donde se necesite. Este banco, por su antigüedad y dado que varias baterías estaban consumiendo demasiada agua desmineralizada, se optó por cambiarlo por un banco de baterías a base de gel, las cuales son libres de mantenimiento, quedando así este sistema bastante confiable.

Figura 8: Bandeja eléctrica que lleva el cableado de potencia del generador hacia el Cuarto de Mediano Voltaje.

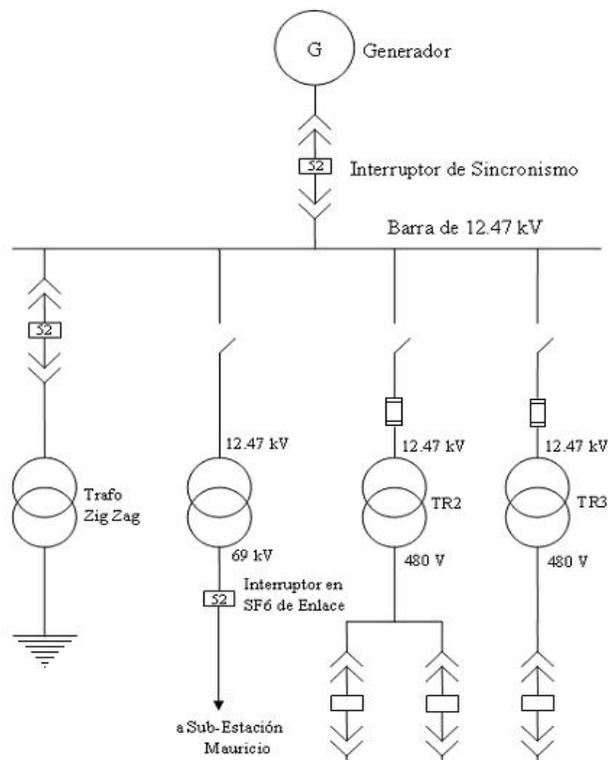


2. ANÁLISIS DE LA CAUSA QUE PROVOCÓ EL DAÑO AL INTERRUPTOR DE SINCRONISMO

2.1 Análisis de la secuencia de eventos que provocaron la falla.

- La máquina estaba en línea, entregando 23 MW de potencia activa y 15 MVAR de potencia reactiva al Sistema Nacional Interconectado (S.N.I.).
- Por causa de un disturbio en el S.N.I., se abrió el interruptor en 69 kV que enlaza la unidad a la subestación Mauricio (ver figura 9).

Figura 9. Diagrama unifilar de potencia de la unidad generadora Steward and Stevenson



- c. La turbina siguió girando a sus 3,600 r.p.m., no se disparó, solamente abrió el interruptor de sincronismo (supuestamente), esto, en el lado de 12.47 kV.
- d. Luego de que el despacho (C.E.N.A.D.O.) comprobó la situación del S.N.I., autorizó la sincronización, de nuevo, de la unidad.
- e. El operador fue a comprobar el estado del interruptor de Sincronismo y las alarmas de los relevadores, comprobó que todo estaba bien.
- f. Antes de sincronizar de nuevo la máquina, se necesita cerrar el interruptor en 69 kV. Se dio la señal de cierre y al momento de cerrar se produjo una gran explosión en el gabinete donde se encontraba el interruptor de Sincronismo, a tal grado que se produjo mucho fuego, el cual se apagó por la buena labor de los operadores de turno.

Figura 10. Fotografía del incendio



Este interruptor, su cableado, medidores, relevadores, etcétera, quedaron inservibles (ver figuras). El cableado de potencia que pasaba por encima de este gabinete también se quemó, así como el cielo falso, fue un incendio severo. En la Figura 10 se muestra la celda donde se encontraba el interruptor de sincronismo, en la parte superior se encontraban los relevadores, todo esto quedó completamente quemado.

En la figura 11 se puede observar lo severo que fue la explosión y el incendio en este interruptor, en esta figura se muestra lo que quedó de la parte del fondo del interruptor, de los seis mecanismos de conexión solo quedó uno, el cual estuvo a punto de caerse.

Figura 11. Fotografía del incendio.



El interruptor de circuitos marca Powell Industries que se utilizaron en esta unidad de generación, eran interruptores al vacío sellados, uno servía para controlar la sincronización y el otro para el transformador Zig zag. Las conexiones primarias al respectivo tablero de distribución con cerramiento de metal se efectuaban mediante barras de distribución de energía en paralelo fabricadas de cobre que terminan en múltiples dedos de contacto, los cuales forman parte de las barras de distribución de energía.

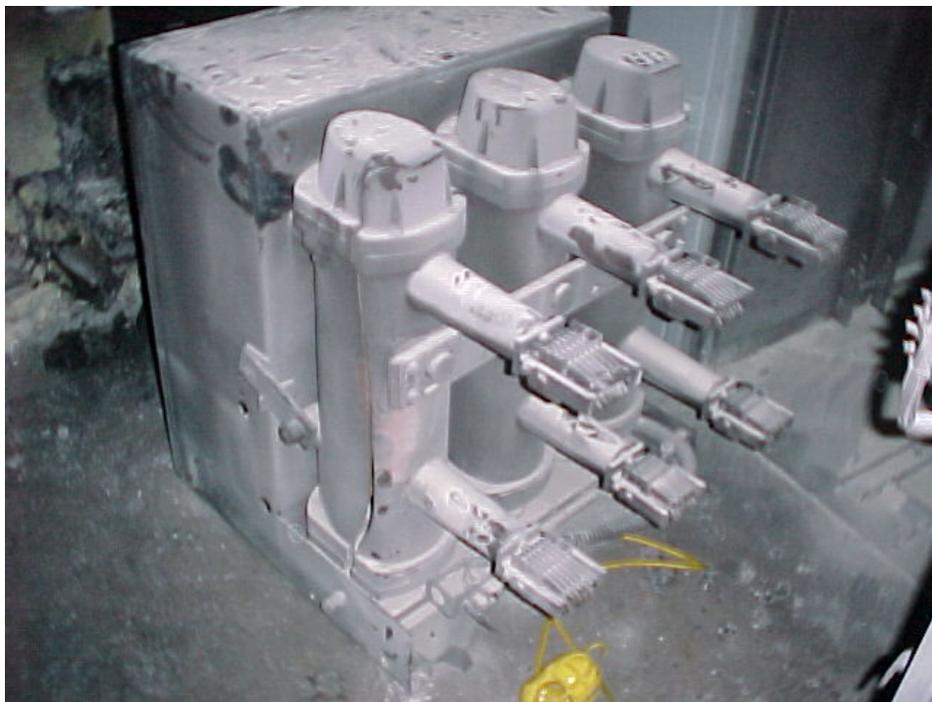
Todos los componentes que llevaban corriente estaban ubicados detrás de una barrera de metal que soportaba los aisladores. Enfrente de esta barrera en una posición accesible se encontraba el ensamble del mecanismo de operación, el cual impartía movimiento a cada uno de los contactos del interruptor al vacío mediante varillas de operación. En el mismo compartimiento encerrado en metal que el mecanismo de operación, se encontraba el mecanismo de palanca, el cual controlaba el movimiento del interruptor de la posición desconectada a la posición de conectada.

Por causa de lo grande del incendio, se perdió mucha información del equipo eléctrico original, así como bitácoras de mantenimiento y operación. Se tuvo que desechar mucha papelería que se quemó y mojó cuando se combatió el incendio. No se encontró el manual del interruptor de sincronismo.

En la página 16 se encuentra un estudio de corto circuito de la falla. Debido a la explosión, también el interruptor que estaba instalado a la

par del gabinete donde se encontraba el interruptor de sincronismo, sufrió serios daños, en la figura 12, puede observarse la rajadura que se produjo en una de las cámaras de extinción de arco. Lo blanco que se ve es por el polvo químico que se utilizó para apagar el incendio. Este es el interruptor del transformador Zig-Zag de puesta a tierra.

Figura 12. Fotografía del incendio.



En la Figura 13, se puede apreciar como quedó el gabinete, en esta foto ya no aparece el interruptor, ya se había empezado la labor de limpieza, todo esto quedó completamente inservible.

Figura 13. Fotografía del incendio.



2.2 Estudio de corto-circuito:

Generador fuera de servicio

Falla 3 fases a tierra

Summary of fault being displayed:
 Prefault voltage: From a Power Flow solution
 Generator impedance: Transient
 MOV iteration: [Off]

1. Bus Fault on: 1622 S&S-D 13.8 kV 3LG

		+ SEQ		- SEQ		FAULT CURRENT (A @ DEG)			B PHASE		C PHASE				
		13162.6@ -93.0		0.0@ 0.0		0 SEQ	A PHASE	13162.6@ -93.0		13162.6@ 147.0		13162.6@ 27.0			
		0.0137+j0.62337		0.0137+j0.62337		THEVENIN IMPEDANCE (OHM)			0.+j-9.9E+5						
SHORT CIRCUIT MVA=		324.1		X/R RATIO=		45.503		R0/X1=		0.		X0/X1=		-1.6E+6	
BUS	1622 S&S-D	13.8KV	AREA	1	ZONE	6	TIER	0	(PREFault V=1.030@ -4.2 PU)						
VOLTAGE (KV, L-G)		>		+ SEQ		- SEQ		0 SEQ		A PHASE		B PHASE		C PHASE	
SHUNT CURRENTS (A)		>		0.0@ 0.0		0.0@ 0.0		0.0@ 0.0		0.0@ 0.0		0.0@ 0.0		0.0@ 0.0	
TO LOAD		>		0.0@ 0.0		0.0@ 0.0		0.0@ 0.0		0.0@ 0.0		0.0@ 0.0		0.0@ 0.0	
BRANCH CURRENT (A) TO		>		13162.6@ 87.0		0.0@ 0.0		0.0@ 0.0		13162.6@ 87.0		13162.6@ -33.0		13162.6@ -153.0	
1151 ESC-691		69. 1T		13162.6@ 87.0		0.0@ 0.0		0.0@ 0.0		13162.6@ 87.0		13162.6@ -33.0		13162.6@ -153.0	
CURRENT TO FAULT (A)		>		13162.6@ -93.0		0.0@ 0.0		0.0@ 0.0		13162.6@ -93.0		13162.6@ 147.0		13162.6@ 27.0	
THEVENIN IMPEDANCE (OHM)		>		0.62352@ 88.7		0.62352@ 88.7		990099 @ -90.0							

Falla 2 fases a tierra

Summary of fault being displayed:
 Prefault voltage: From a Power Flow solution
 Generator impedance: Transient
 MOV iteration: [Off]

1. Bus Fault on: 1622 S&S-D 13.8 kV 2LG Type=A-B

		+ SEQ		- SEQ		FAULT CURRENT (A @ DEG)			B PHASE		C PHASE				
		6581.3@ -93.0		6581.3@ -33.0		0 SEQ	A PHASE	11399.2@ -63.0		11399.2@ 117.0		0.0@ 0.0			
		0.0137+j0.62337		0.0137+j0.62337		THEVENIN IMPEDANCE (OHM)			0.+j-9.9E+5						
SHORT CIRCUIT MVA=		280.7		X/R RATIO=		45.5016		R0/X1=		0.		X0/X1=		-1.6E+6	
BUS	1622 S&S-D	13.8KV	AREA	1	ZONE	6	TIER	0	(PREFault V=1.030@ -4.2 PU)						
VOLTAGE (KV, L-G)		>		4.104@ -4.2		4.104@ -124.2		4.104@ 115.8		0.000@ 0.0		0.000@ 0.0		12.311@ 115.8	
SHUNT CURRENTS (A)		>		1.4@ -4.2		1.4@ -124.2		0.0@ 0.0		1.4@ -64.2		1.4@ -64.2		2.8@ 115.8	
TO LOAD		>		1.4@ -4.2		1.4@ -124.2		0.0@ 0.0		1.4@ -64.2		1.4@ -64.2		2.8@ 115.8	
BRANCH CURRENT (A) TO		>		6581.3@ 87.0		6581.3@ 147.0		0.0@ 0.0		11400.6@ 117.0		11397.7@ -63.0		2.8@ -64.2	
1151 ESC-691		69. 1T		6581.3@ 87.0		6581.3@ 147.0		0.0@ 0.0		11400.6@ 117.0		11397.7@ -63.0		2.8@ -64.2	
CURRENT TO FAULT (A)		>		6581.3@ -93.0		6581.3@ -33.0		0.0@ 0.0		11399.2@ -63.0		11399.2@ 117.0		0.0@ 0.0	
THEVENIN IMPEDANCE (OHM)		>		0.62352@ 88.7		0.62352@ 88.7		990099 @ -90.0							

Falla 1 fase a tierra

Summary of fault being displayed:
 Prefault voltage: From a Power Flow solution
 Generator impedance: Transient
 MOV iteration: [Off]

1. Bus Fault on: 1622 S&S-D 13.8 kV 1LG Type=A															
		+ SEQ		- SEQ		0 SEQ		A PHASE		B PHASE		C PHASE			
		0.0@	0.0	0.0@	0.0	0.0@	0.0	0.0@	0.0	0.0@	0.0	0.0@	0.0		
		0.0137+j0.62337		0.0137+j0.62337		0.+j-9.9E+5		THEVENIN IMPEDANCE (OHM)							
SHORT CIRCUIT MVA= 0.0										X/R RATIO= 53.6906		R0/X1= 0.		X0/X1= -1.6E+6	
BUS	1622 S&S-D	13.8KV	AREA	1	ZONE	6	TIER	0	(PREFault V=1.030@ -4.2 PU)						
		+ SEQ		- SEQ		0 SEQ		A PHASE		B PHASE		C PHASE			
VOLTAGE (KV, L-G)		>	8.207@	-4.2	0.000@	0.0	8.207@	175.8	0.000@	0.0	14.215@	-154.2	14.215@	145.8	
SHUNT CURRENTS (A)		>	2.8@ -4.2		0.0@ 0.0		0.0@ 0.0		2.8@ -4.2		2.8@ -124.2		2.8@ 115.8		
TO LOAD		>	2.8@ -4.2		0.0@ 0.0		0.0@ 0.0		2.8@ -4.2		2.8@ -124.2		2.8@ 115.8		
BRANCH CURRENT (A) TO		>	2.8@ 175.9		0.0@ 0.0		0.0@ 0.0		2.8@ 176.3		2.8@ 55.8		2.8@ -64.2		
1151 ESC-691		69.	1T												
CURRENT TO FAULT (A)		>	0.0@ 0.0		0.0@ 0.0		0.0@ 0.0		0.0@ 0.0		0.0@ 0.0		0.0@ 0.0		
THEVENIN IMPEDANCE (OHM)		>	0.62352@ 88.7		0.62352@ 88.7		990099 @ -90.0								

Falla 2 fases

Summary of fault being displayed:
 Prefault voltage: From a Power Flow solution
 Generator impedance: Transient
 MOV iteration: [Off]

1. Bus Fault on: 1622 S&S-D 13.8 kV LL Type=A-B															
		+ SEQ		- SEQ		0 SEQ		A PHASE		B PHASE		C PHASE			
		6581.3@	-93.0	6581.3@	-33.0	0.0@	0.0	11399.2@	-63.0	11399.2@	117.0	0.0@	0.0		
		0.0137+j0.62337		0.0137+j0.62337		0.+j-9.9E+5		THEVENIN IMPEDANCE (OHM)							
SHORT CIRCUIT MVA= 280.7										X/R RATIO= 45.5016		R0/X1= 0.		X0/X1= -1.6E+6	
BUS	1622 S&S-D	13.8KV	AREA	1	ZONE	6	TIER	0	(PREFault V=1.030@ -4.2 PU)						
		+ SEQ		- SEQ		0 SEQ		A PHASE		B PHASE		C PHASE			
VOLTAGE (KV, L-G)		>	4.104@	-4.2	4.104@	-124.2	0.000@	0.0	4.104@	-64.2	4.104@	-64.2	8.207@	115.8	
SHUNT CURRENTS (A)		>	1.4@ -4.2		1.4@ -124.2		0.0@ 0.0		1.4@ -64.2		1.4@ -64.2		2.8@ 115.8		
TO LOAD		>	1.4@ -4.2		1.4@ -124.2		0.0@ 0.0		1.4@ -64.2		1.4@ -64.2		2.8@ 115.8		
BRANCH CURRENT (A) TO		>	6581.3@ 87.0		6581.3@ 147.0		0.0@ 0.0		11400.6@ 117.0		11397.7@ -63.0		2.8@ -64.2		
1151 ESC-691		69.	1T												
CURRENT TO FAULT (A)		>	6581.3@ -93.0		6581.3@ -33.0		0.0@ 0.0		11399.2@ -63.0		11399.2@ 117.0		0.0@ 0.0		
THEVENIN IMPEDANCE (OHM)		>	0.62352@ 88.7		0.62352@ 88.7		990099 @ -90.0								

Generador en servicio

Falla 3 fases a tierra

Summary of fault being displayed:
 Prefault voltage: From a Power Flow solution
 Generator impedance: Transient
 MOV iteration: [Off]

1. Bus Fault on: 1622 S&S-D 13.8 kV 3LG															
		+ SEQ		- SEQ		0 SEQ		A PHASE		B PHASE		C PHASE			
		22312.2@	-87.2	0.0@	0.0	0.0@	0.0	22312.2@	-87.2	22312.2@	152.8	22312.2@	32.8		
		0.00481+j0.36956		0.00481+j0.36956		0.+j0.36304		THEVENIN IMPEDANCE (OHM)							
SHORT CIRCUIT MVA= 552.0										X/R RATIO= 76.7972		R0/X1= 0.		X0/X1= 0.98237	
BUS	1622 S&S-D	13.8KV	AREA	1	ZONE	6	TIER	0	(PREFault V=1.035@ 2.0 PU)						
		+ SEQ		- SEQ		0 SEQ		A PHASE		B PHASE		C PHASE			
VOLTAGE (KV, L-G)		>	0.000@	0.0	0.000@	0.0	0.000@	0.0	0.000@	0.0	0.000@	0.0	0.000@	0.0	
SHUNT CURRENTS (A)		>	9210.4@ -82.9		0.0@ 0.0		0.0@ 0.0		9210.4@ -82.9		9210.4@ 157.1		9210.4@ 37.1		
FROM GENERATOR		>	9210.4@ -82.9		0.0@ 0.0		0.0@ 0.0		9210.4@ -82.9		9210.4@ 157.1		9210.4@ 37.1		
UNIT 1		>	0.0@ 0.0		0.0@ 0.0		0.0@ 0.0		0.0@ 0.0		0.0@ 0.0		0.0@ 0.0		
TO LOAD		>	0.0@ 0.0		0.0@ 0.0		0.0@ 0.0		0.0@ 0.0		0.0@ 0.0		0.0@ 0.0		
BRANCH CURRENT (A) TO		>	13145.7@ 89.8		0.0@ 0.0		0.0@ 0.0		13145.7@ 89.8		13145.7@ -30.2		13145.7@ -150.2		
1151 ESC-691		69.	1T												
CURRENT TO FAULT (A)		>	22312.2@ -87.2		0.0@ 0.0		0.0@ 0.0		22312.2@ -87.2		22312.2@ 152.8		22312.2@ 32.8		
THEVENIN IMPEDANCE (OHM)		>	0.36959@ 89.3		0.36959@ 89.3		0.36304@ 90.0								

Falla 2 fases a tierra

Summary of fault being displayed:
 Prefault voltage: From a Power Flow solution
 Generator impedance: Transient
 MOV iteration: [Off]

```

-----
1. Bus Fault on:      1622 S&S-D      13.8 kV 2LG Type=A-B
                    + SEQ      - SEQ      0 SEQ      A PHASE      B PHASE      C PHASE
                    14919.2@ -87.4      7393.1@ -27.0      7526.4@ -147.7      22294.9@ -87.7      22463.2@ 152.9      0.0@ 0.0
                    0.00481+j0.36956      0.00481+j0.36956      0.+j0.36304
                    THEVENIN IMPEDANCE (OHM)

                    SHORT CIRCUIT MVA= 555.7      X/R RATIO= 92.2067      RO/X1= 0.      XO/X1= 0.98237
-----
BUS 1622 S&S-D      13.8KV AREA 1 ZONE 6 TIER 0      (PREFault V=1.035@ 2.0 PU)
                    + SEQ      - SEQ      0 SEQ      A PHASE      B PHASE      C PHASE
VOLTAGE (KV, L-G) >      2.732@ 2.3      2.732@ -117.7      2.732@ 122.3      0.000@ 0.0      0.000@ 0.0      8.197@ 122.3

SHUNT CURRENTS (A) >
FROM GENERATOR
UNIT 1      6214.6@ -80.6      3011.4@ -27.7      7526.4@ -147.7      11859.6@ -103.1      12355.7@ 174.5      4437.8@ -157.7
TO LOAD      6214.6@ -80.6      3011.4@ -27.7      7526.4@ -147.7      11859.6@ -103.1      12355.7@ 174.5      4437.8@ -157.7
BRANCH CURRENT (A) TO >
1151 ESC-691 69. 1T 8777.6@ 87.9      4382.1@ 153.5      0.0@ 0.0      11313.4@ 108.5      11877.1@ -49.6      4437.5@ -157.7

CURRENT TO FAULT (A) >      14919.2@ -87.4      7393.1@ -27.0      7526.4@ -147.7      22294.9@ -87.7      22463.2@ 152.9      0.0@ 0.0
THEVENIN IMPEDANCE (OHM) >      0.36959@ 89.3      0.36959@ 89.3      0.36304@ 90.0
-----
  
```

Falla 1 fase a tierra

Summary of fault being displayed:
 Prefault voltage: From a Power Flow solution
 Generator impedance: Transient
 MOV iteration: [Off]

```

-----
1. Bus Fault on:      1622 S&S-D      13.8 kV 1LG Type=A
                    + SEQ      - SEQ      0 SEQ      A PHASE      B PHASE      C PHASE
                    7481.7@ -87.5      7481.7@ -87.5      7481.7@ -87.5      22445.1@ -87.5      0.0@ 0.0      0.0@ 0.0
                    0.00481+j0.36956      0.00481+j0.36956      0.+j0.36304
                    THEVENIN IMPEDANCE (OHM)

                    SHORT CIRCUIT MVA= 555.3      X/R RATIO= 114.492      RO/X1= 0.      XO/X1= 0.98237
-----
BUS 1622 S&S-D      13.8KV AREA 1 ZONE 6 TIER 0      (PREFault V=1.035@ 2.0 PU)
                    + SEQ      - SEQ      0 SEQ      A PHASE      B PHASE      C PHASE
VOLTAGE (KV, L-G) >      5.481@ 2.1      2.765@ -178.2      2.716@ -177.5      0.000@ 0.0      8.253@ -117.6      8.191@ 121.8

SHUNT CURRENTS (A) >
FROM GENERATOR
UNIT 1      3233.4@ -73.7      3047.5@ -88.2      7481.7@ -87.5      13689.1@ -84.4      5106.6@ -92.5      3699.1@ -91.9
TO LOAD      3233.4@ -73.7      3047.5@ -88.2      7481.7@ -87.5      13689.1@ -84.4      5106.6@ -92.5      3699.1@ -91.9
BRANCH CURRENT (A) TO >
1151 ESC-691 69. 1T 4407.9@ 82.5      4434.7@ 93.0      0.0@ 0.0      8805.4@ 87.8      5104.1@ -92.5      3701.5@ -91.9

CURRENT TO FAULT (A) >      7481.7@ -87.5      7481.7@ -87.5      7481.7@ -87.5      22445.1@ -87.5      0.0@ 0.0      0.0@ 0.0
THEVENIN IMPEDANCE (OHM) >      0.36959@ 89.3      0.36959@ 89.3      0.36304@ 90.0
-----
  
```

Falla 2 fases

Summary of fault being displayed:
 Prefault voltage: From a Power Flow solution
 Generator impedance: Transient
 MOV iteration: [Off]

```

-----
2. Bus Fault on:      1622 S&S-D      13.8 kV LL Type=A-B
                    + SEQ      - SEQ      0 SEQ      A PHASE      B PHASE      C PHASE
                    11156.1@ -87.2      11156.1@ -27.2      0.0@ 0.0      19322.9@ -57.2      19322.9@ 122.8      0.0@ 0.0
                    0.00481+j0.36956      0.00481+j0.36956      0.+j0.36304
                    THEVENIN IMPEDANCE (OHM)

                    SHORT CIRCUIT MVA= 478.0      X/R RATIO= 76.7904      RO/X1= 0.      XO/X1= 0.98237
-----
BUS 1622 S&S-D      13.8KV AREA 1 ZONE 6 TIER 0      (PREFault V=1.035@ 2.0 PU)
                    + SEQ      - SEQ      0 SEQ      A PHASE      B PHASE      C PHASE
VOLTAGE (KV, L-G) >      4.123@ 2.0      4.123@ -118.0      0.000@ 0.0      4.123@ -58.0      4.123@ -58.0      8.246@ 122.0

SHUNT CURRENTS (A) >
FROM GENERATOR
UNIT 1      4700.7@ -78.1      4544.1@ -28.0      0.0@ 0.0      8375.6@ -53.5      7577.9@ 127.6      813.1@ 115.9
TO LOAD      4700.7@ -78.1      4544.1@ -28.0      0.0@ 0.0      8375.6@ -53.5      7577.9@ 127.6      813.1@ 115.9
BRANCH CURRENT (A) TO >
1151 ESC-691 69. 1T 6557.9@ 86.2      6612.6@ 153.3      0.0@ 0.0      10980.3@ 119.9      11788.7@ -60.4      810.2@ 115.9

CURRENT TO FAULT (A) >      11156.1@ -87.2      11156.1@ -27.2      0.0@ 0.0      19322.9@ -57.2      19322.9@ 122.8      0.0@ 0.0
THEVENIN IMPEDANCE (OHM) >      0.36959@ 89.3      0.36959@ 89.3      0.36304@ 90.0
-----
  
```

2.3 Determinación de posibles cambios que se hayan hecho con el diseño de protección original.

Hubo un cambio significativo con respecto al diseño original:

Los permisos de cierre, apertura y disparos por fallas, solo se daban cuando el control del interruptor de 69 kV estaba en modo “Remoto”, si se colocaba en modo “Local”, podía cerrarse el interruptor, no importando si el 86B u 86T estaban mandando a Lockout. Para que el interruptor del generador esté abierto, este permiso tenía un puente eléctrico, es decir estaba anulado.

Lo correcto es que el interruptor se dispare si llega señal del 86B u 86T, no importando si está en local o remoto y no podrá cerrarse hasta resetear los lockouts.

2.4 Lineamientos y/o recomendaciones para el diseño de un nuevo tablero en 12.47 kV.

2.4.1 Descripción de cambios hechos con respecto al diseño original.

Los interruptores y todo el equipo de relevación eran muy antiguos, por lo que se decidió comprar equipo moderno, los relevadores nuevos son programados desde una computadora personal. Los interruptores son del tipo al vacío (los dañados también eran al vacío), los cuales son bastante confiables. Se hicieron varios cambios en lo que respecta a la protección, se mejoró mucho este aspecto. En la reparación de esta unidad salió a luz que habían hecho varias

modificaciones al sistema de protección y una de estas modificaciones tuvo mucho que ver para que sucediera este desastre.

2.4.2 Descripción de los nuevos dispositivos de protección a utilizar.

2.4.2.1 Interruptores al vacío tipo VCP-W.

Prácticas de seguridad

Recomendaciones:

Los elementos del interruptor al vacío tipo VCP-W, están equipados con mecanismos de operación de alta velocidad y alta energía. Están diseñados con varios interlocks incorporados y características de seguridad para proveer secuencias de operaciones seguras y apropiadas. Para proteger al personal asociado con la instalación, operación y mantenimiento de estos elementos de interrupción eléctrica, las siguientes prácticas deben seguirse:

a) Solamente personas calificadas quienes están familiarizadas con la instalación y mantenimiento de circuitos y equipo de mediano voltaje, deberían ser permitidos para trabajar en estos elementos de interrupción de circuitos eléctricos.

b) Lea las instrucciones cuidadosamente antes de intentar

alguna instalación, operación o mantenimiento en este tipo de interruptor.

Siempre remueva los interruptores de su recinto antes de llevar a cabo algún mantenimiento.

c) Sea extremadamente cuidadoso mientras el interruptor esté en los rieles de extensión.

d) No trabaje cerca de un interruptor cerrado o con los resortes de cierre cargados. Los resortes de cierre cargados deberían ser descargados y los contactos principales abiertos antes de trabajar en un interruptor.

e) No utilice un interruptor como un único medio de desconexión en un circuito de alto voltaje. Remueva el interruptor a la posición DESCONECTADO y haga un buen etiquetado y bloqueo según las normas de seguridad y reglas de trabajo.

f) No deje el interruptor en una posición intermedia dentro del gabinete. Siempre tenga el interruptor en la Posición de PRUEBA (Test) o CONECTADO (Connected).

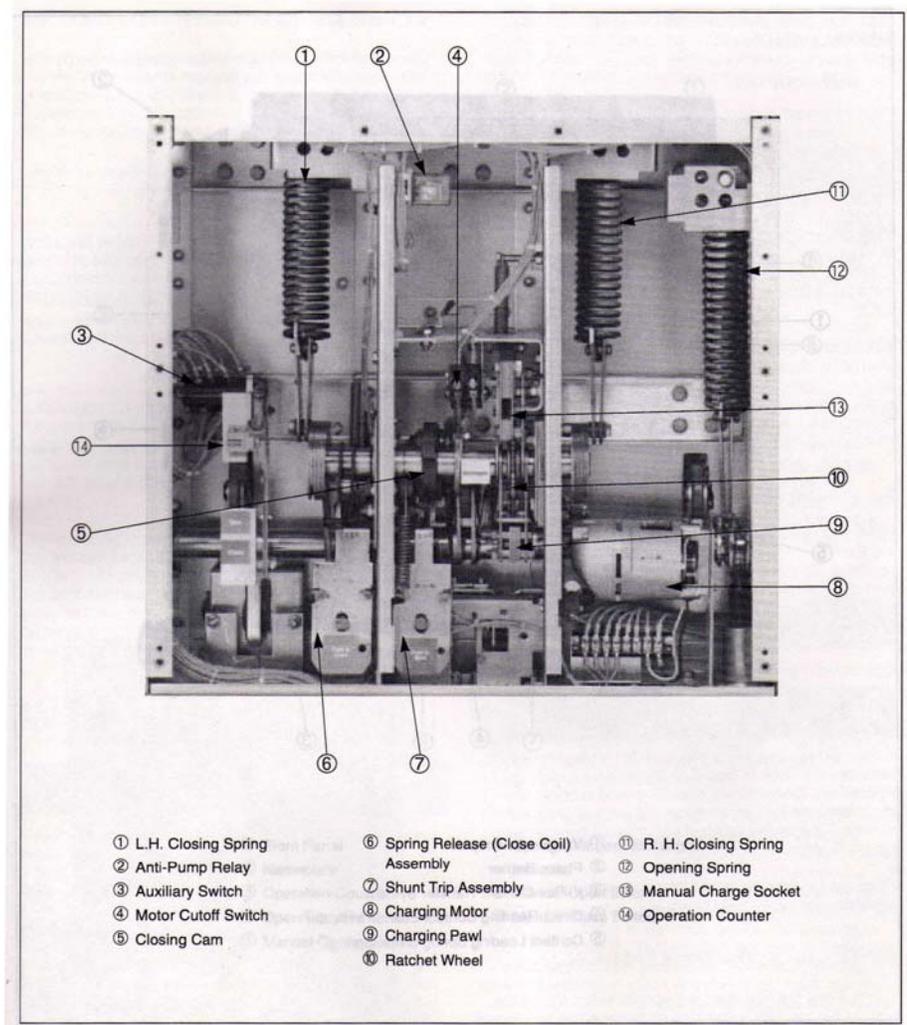
g) Siempre remueva toda la herramienta, utilizada en los mantenimientos del interruptor. Después cargue los resortes de cierre.

h) Los interruptores están equipados con interlocks de seguridad. No los anule. Esto podría resultar en muerte al personal y daño al equipo.

DESCRIPCIÓN Y OPERACIÓN:

Los interruptores de circuitos al vacío tipo VCP-W, están diseñados para trabajar horizontalmente en compartimientos metálicos. La mayoría pueden instalarse uno sobre otro en una sección vertical, resultando en un gran ahorro de espacio. Los interruptores al vacío son utilizados con todos los interruptores de circuitos para cerrar y abrir los circuitos primarios. Todos los Cortadores de circuitos tipo CVP-W son operados por un mecanismo almacenador de energía, montado al frente, del tipo resorte (ver figura 14). El mecanismo que almacena energía es normalmente cargado por un motor eléctrico, pero puede ser cargado manualmente con la herramienta apropiada.

Figura 14. Elemento típico del corta circuito al vacío tipo VCP-W, con cubierta frontal retirada.

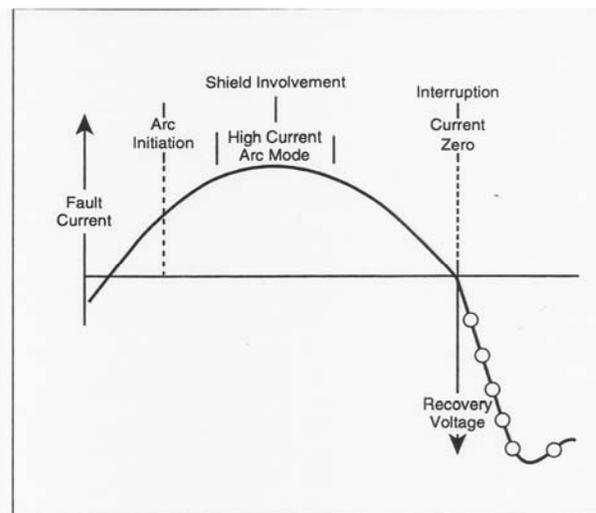


Los Cortadores VCP-W utilizan interruptores al vacío para las funciones de interrupción y conexión. Los interruptores al vacío utilizan contactos cobre-cromo para esfuerzos dieléctricos superiores, mejores características de

funcionamiento y baja corriente de golpe. La interrupción al vacío provee las ventajas de: interruptores sellados, peso y tamaño reducidos, corto tiempo de interrupción, larga vida, mantenimiento reducido y compatibilidad al medio ambiente.

La interrupción del arco es simple y rápida, según el manual del fabricante y a la norma ANSI C37-09-1979, el tiempo de interrupción es de 5 ciclos (ver figura 15). En la posición cerrada, las corrientes fluyen a través del interruptor. Cuando los contactos están abiertos, el arco es conducido entre las superficies de los contactos, es movido rápidamente alrededor de las ranuras de las superficies de los contactos por medio de una fuerza magnética auto-inducida la cual previene la densa corrosión por contacto así como también, la formación de puntos calientes en las superficies de contacto.

Figura 15. Representación gráfica de Interrupción de arco.



A corriente cero, en el tiempo del primer ciclo, el arco es extinguido y el vapor producido cesa. La dispersión muy rápida de enfriamiento, recombinación y desionización del plasma del vapor de metal, juntos con la rápida condensación de los productos del vapor de metal, causan el vacío a ser restaurado rápidamente. Por lo tanto, los contactos abiertos resisten los voltajes transitorios de recuperación. Según el fabricante resiste un pico de 51 kV y lo alcanza en 105 micro segundos.

Operación del mecanismo de almacenamiento de energía:

El mecanismo almacena la energía de cierre, cargando los resortes para esta acción. El mecanismo puede permanecer en alguna de estas cuatro posiciones:

1. Abierto – resortes de cierre descargados
2. Abierto – resortes de cierre cargados
3. Cerrado - resortes de cierre descargados
4. Cerrado - resortes de cierre cargados

Carga de resortes de cierre:

La carga del resorte se puede hacer de dos maneras, una dándole señal de arranque a un motor eléctrico el cual hace funcionar el mecanismo de carga del resorte y la otra es manualmente; se inserta la herramienta en la posición de carga manual y se mueve hacia arriba y hacia abajo

aproximadamente 36 veces hasta que se escucha un sonido peculiar que indica que terminó la carga y en la cara del interruptor aparece “Charged”.

Operación de cierre:

Una vez cargados, los resortes de cierre pueden ser liberados para cerrar el interruptor moviendo de su lugar el mecanismo de liberación del resorte. Esto es hecho manual o mecánicamente.

Operación de disparo:

Cuando gira el eje de disparo, ya sea por accionamiento del botón de disparo o por la bobina de disparo, todos los acoplamientos regresan a su posición original (condición “abierta”).

2.4.2.2 Conmutador interruptor, corta carga, tipo PIF.

Para montaje en estructuras metálicas, conforme a ANSI C37.20.3

El corta carga Powercon tipo PIF representa el último diseño en equipo de conmutación en mediano voltaje y alta corriente. El simple diseño del mecanismo almacenador de energía asegura una positiva y constante fuerza de cierre de las cuchillas principales aun con variaciones de los controles

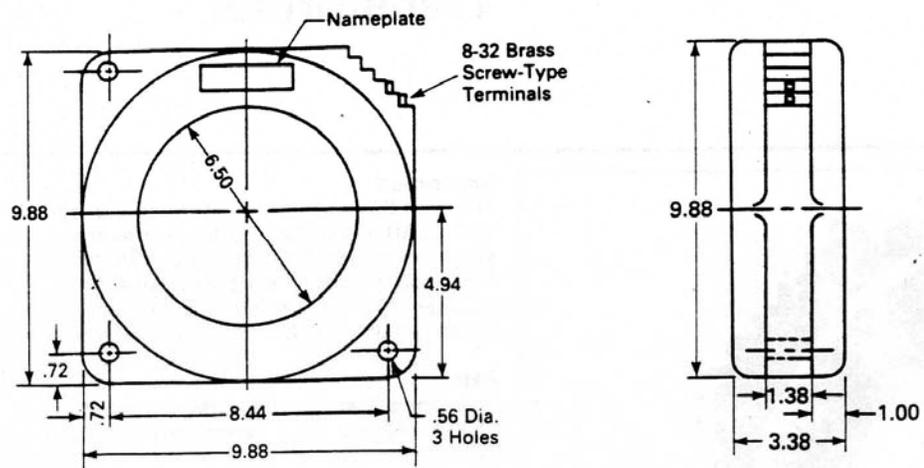
manuales de cierre. Con la adición de la operación eléctrica y protección de sobre corriente, el conmutador tipo PIF provee un medio económico de control de circuitos de potencia y están disponibles para un amplio rango de aplicación.

Los conmutadores tipo PIF son aplicados en el control y conmutación de Sistemas de Distribución de Potencia teniendo voltajes nominales de corriente alterna desde 2.4 kV a 34.5 kV. Son capaces de conmutar de 600 a 1200 amperios. Cuando son usados en conjunto con fusibles proporcionarán protección contra cortocircuitos y servicios de desconexión. Estos conmutadores son usados para:

- * Protección y aislamiento de transformadores.
- * Protección y aislamiento de circuitos monofásicos
- * Protección y aislamiento de sistemas trifásicos

2.4.2.3 Transformador de corriente tipo SCV.

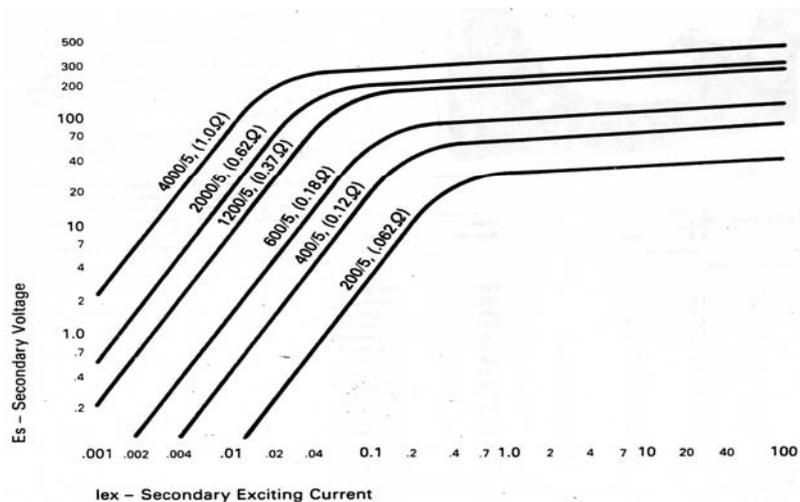
Figura 16. Dimensiones del CT.



El transformador de corriente tipo SCV es utilizado en tableros eléctricos como la fuente de corriente para relevadores y medidores. Arriba de cuatro transformadores por fase, pueden ser montados sobre los tubos de aislamiento primario localizado en el compartimiento del corta circuito.

En la Figura 16 se muestra las dimensiones de este transformador de corriente y en la siguiente figura, la 17, la Curva de Funcionamiento, es la curva de excitación del secundario.

Figura 17. Curva de funcionamiento del CT SCV.



2.4.2.4 Transformador de corriente tipo SCV-D

El transformador de corriente tipo SCV-D es usado en tableros eléctricos cuando la protección por relevadores es

muy importante y la medición es requerida. Dos transformadores de corriente por fase, pueden ser montados sobre los tubos de aislamiento primario localizado en el compartimiento del corta circuito.

En la Figura 18 se muestra las dimensiones de este Transformador de Corriente SCV-D y en la Figura 19 la Curva de Funcionamiento, es la curva de excitación del secundario.

Figura 18. Dimensiones del CT, tipo SCV-D

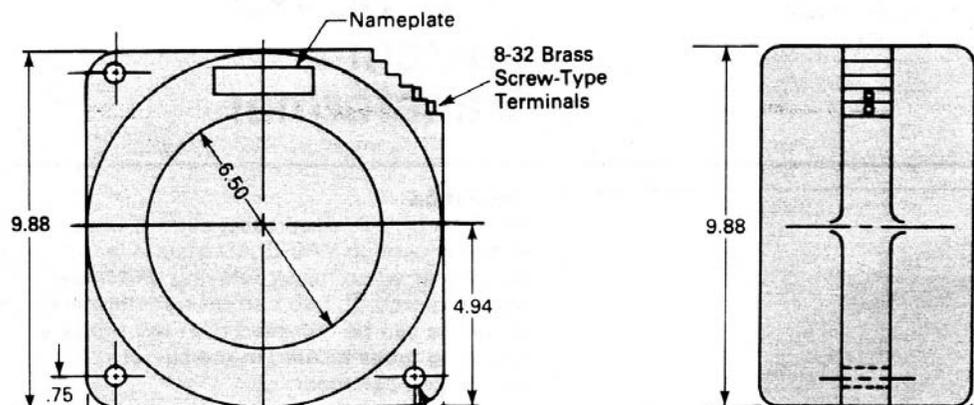
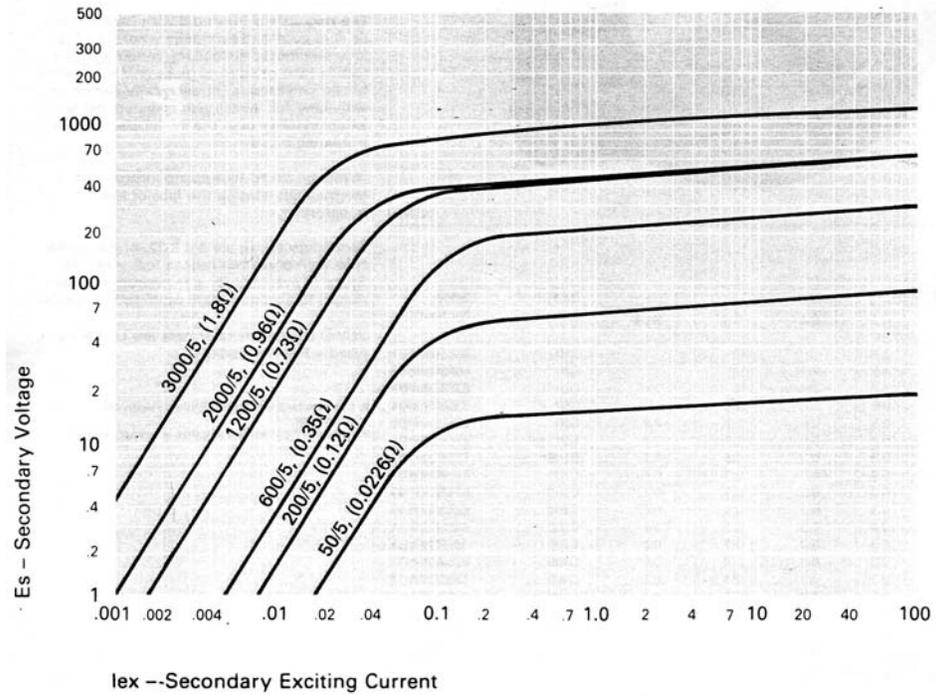


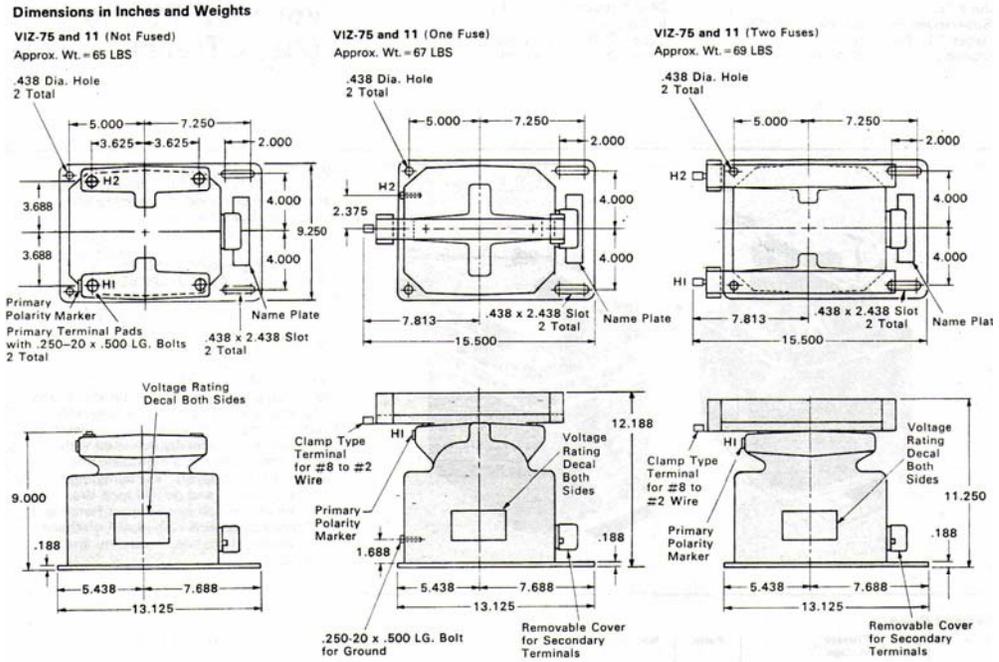
Figura 19. Curva de Funcionamiento



2.4.2.5 Transformadores de voltaje tipos viz-75 y 11.

Los tipos VIZ-75 y 11 son transformadores de voltaje diseñados para interiores, utilizados en aplicaciones de medición y relevación. Ver la siguiente figura 20, se muestran las dimensiones y la curva típica de funcionamiento.

Figura 20: Dimensiones y curva típica de funcionamiento.



Fuse for Type VIZ Transformers

Type	Fuse Type	Fuse Style Number ①	Fuse Rating			Dimensions (Inches)		
			Volts	Interrupting Amperes ②	Continuous Amperes	End Diameter	Overall Length	Distance Between Clip Centers
VIZ-75, VIZ-11	CLE-PT	677C452G03	14400	80000	1/2	1.609	12 7/8	11 1/2

① See DB 36-651, PL 36-621 for Fuse Details. ② RMS Symmetrical.

Typical Performance Curve
Typical ratio correction factors and phase angle values plotted for standard burdens, using the Farber Method ("The Analytical and Graphical Determination of Complete Potential Transformer Characteristics"—Settles, Farber, Conner—AIEE Transaction Paper 60-1246, October, 1960).

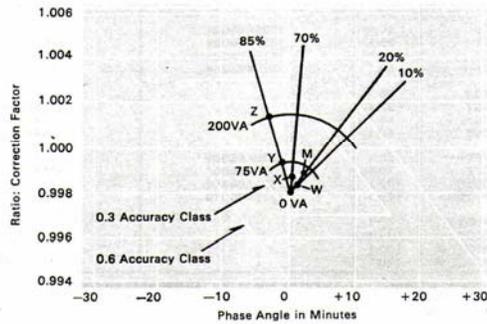


ABB Power T&D Company Inc.
Low Voltage Instrument Transformer
Pinetops, North Carolina, U.S.A. 27864

2.5 Conclusiones:

1. El disparo del interruptor de línea, en el lado de 69 kV, antes del siniestro, fue debido a disturbios en el Sistema Nacional Interconectado.
2. La unidad generadora Steward and Stevenson estaba trabajando en operación normal, con 23 MW de potencia activa y 15 MVAR de potencia reactiva.
3. La alarma que se activó fue la de "Diferencial de corriente".
4. El operador de turno comprobó, en el panel del interruptor de sincronismo, que este interruptor estaba abierto.
5. La turbina no se disparó y siguió girando a sus 3,600 r.p.m, la excitación tampoco se disparó por lo que la máquina estaba lista para ser sincronizada.
6. En el momento en que se corroboró con el despacho de la situación eléctrica en esta planta y que el operador del despacho dijo que todo estaba bien, se cerró el interruptor en SF6, en el lado de 69 kV y se provocó una gran explosión en el interruptor de sincronismo, esta explosión fue tan grande y el calor tan intenso que le hizo un gran agujero al gabinete donde estaba instalado este interruptor, también provocó severos daños al interruptor que estaba a la par de éste, el del transformador Zig zag de puesta a tierra (ver figura 2.4).
7. Se concluye que debido a la vejez del interruptor de sincronismo, este quedó cerrado en dos fases, el operador comprobó que estaba abierto, pero en realidad no lo estaba y cuando se cerró el interruptor del lado de 69 kV se unió con la energía del generador sin sincronismo lo cual provocó la explosión.

3. DISEÑO DEL NUEVO TABLERO EN 12.47 KV.

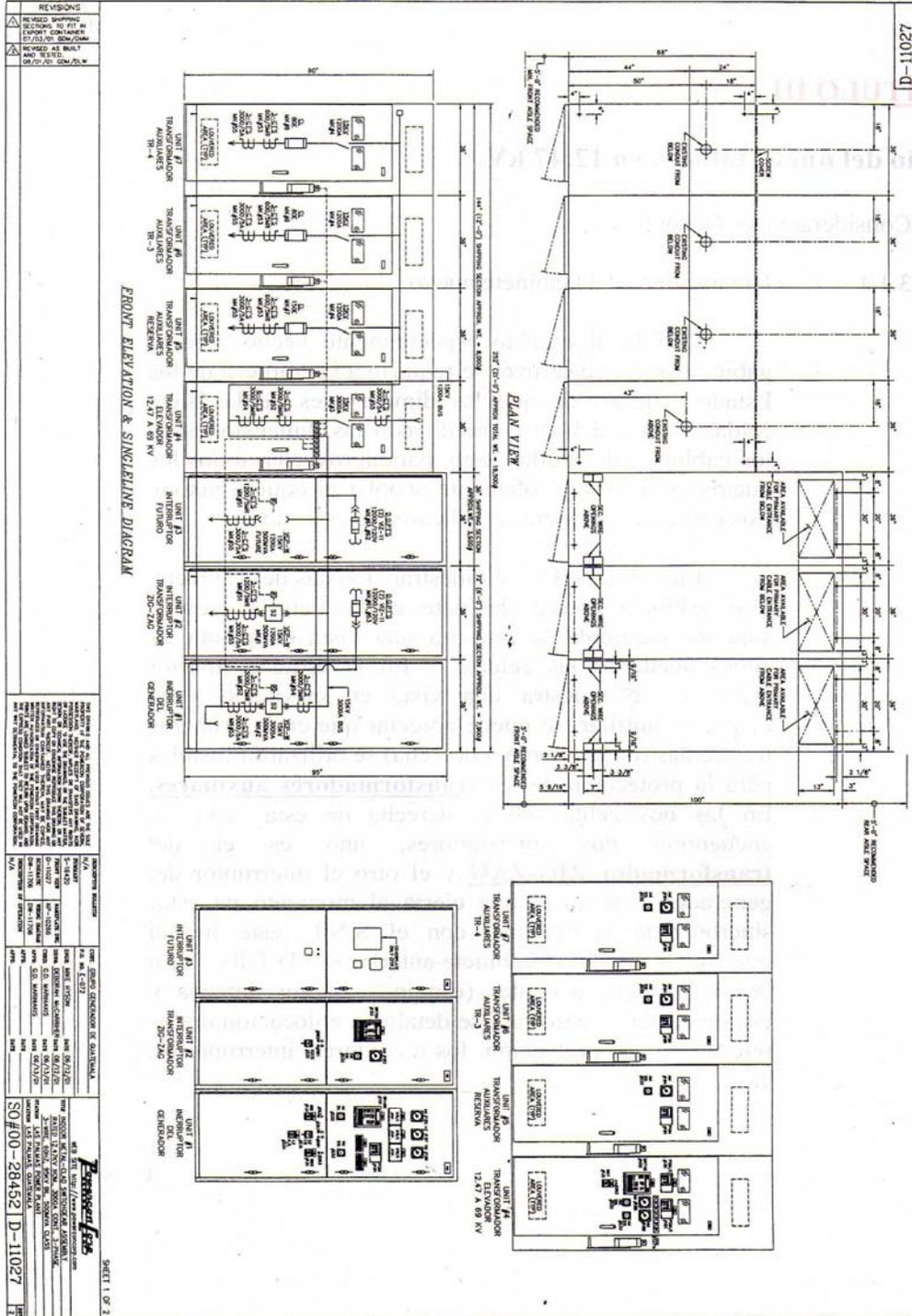
3.1 Consideraciones Generales

3.1.1. Dimensiones del Gabinete nuevo.

Debido al espacio especialmente hecho para el gabinete que se destruyó, se requirió a la empresa de los Estados Unidos de que las dimensiones de las siete celdas nuevas debían coincidir con las dimensiones de los gabinetes destruidos, esto, para aprovechar todos los ductos existentes y solamente acoplar el equipo nuevo. Los cables de potencia se utilizaron los mismos.

En la figura 21, se muestran 4 vistas del gabinete, este gabinete consta de siete celdas, en la esquina superior izquierda se muestra una vista en planta de cómo quedaron las celdas. En la esquina inferior izquierda se muestra una vista en elevación y el diagrama unifilar, se puede apreciar que en la primeras tres celdas (de izquierda a derecha) se utilizaron fusibles para la protección de los transformadores auxiliares. En las dos celdas de la derecha de esta vista, se encuentran dos interruptores, uno es el del transformador ZIG-ZAG y el otro el interruptor del generador, este es el que cierra al momento de estar sincronizada la máquina con el S.N.I., estos interruptores quedaron exactamente en la misma posición que el original.

Figura 21. Vista en elevación frontal y diagrama eléctrico unifilar



3.1.2 Dibujos de planos eléctricos nuevos.

En las siguientes figuras, la 22, 23, 24 y 25, se muestran los planos eléctricos principales. En la figura 22 se detalla, en un diagrama unifilar, todo lo concerniente a la protección diferencial, luego en la figura 23 ya se detalla toda la protección en un diagrama trifásico, en la figura 24 se encuentra el circuito de control del interruptor de sincronismo y el circuito de control de la protección diferencial de barra y en la figura 25 se detalla la disposición de las barras de 12.47 kV, las diferentes vistas son de lado, se puede apreciar también la forma en que van colocados los aisladores, CT's, PT's, etc. Ver figuras.

3.1.3 Características más importantes de los equipos.

Tabla I. Resumen de características de los equipos utilizados.

ITEM	EQUIPO	CARACTERÍSTICAS
1	Celdas	Siete celdas de 0.915 m. de ancho cada una, cuatro de ellas miden 2.286 metros y las otras tres miden 2.413 metros de alto
2	Interruptor de sincronismo	Interruptor al vacío, 15 kV, 3000 amperios, 500 MVA, 23 kA de interrupción máxima, 95 kV BIL, carga, cierre y disparo en 125 v DC (52)
3	Interruptor del trafo Zig-Zag	Interruptor al vacío, 15 kV, 1200 amperios, 500 MVA, 23 kA de interrupción máxima, 95 kV BIL, carga, cierre y máxima, 95 kV BIL, carga, cierre y disparo en 125 v DC (52)
		Trasformadores de corriente, SCV, multi relación 1200/5A, 3000/5A y 600/5A.
5	PT's	Transformador de voltaje, tipo VIZ-11, con dos fusibles, 12000/12000Y/120V, Relación 100:1.
6	Relé del generador	"Relé administrador del Generador, Control de potencia en 125 VDC, 5A de corriente de entrada, 4-20 mA de salidas análogas (SR489)
7	Relé del transformador	"Relé administrador del Transformador, Control de Pot. en 125 VDC, 5A de l de entrada, tiene la opción de entradas y salidas análogas (SR745)
8	Relé de protección de barra	"Relevador de protección de barra", Control de potencia en en 125 VDC, 5A de corriente de entrada, ocho salidas análogas de 4-20 mA (SR750)
9	PQM	Medidor de la calidad de potencia.

Figura 22. Diagrama eléctrico monofásico.

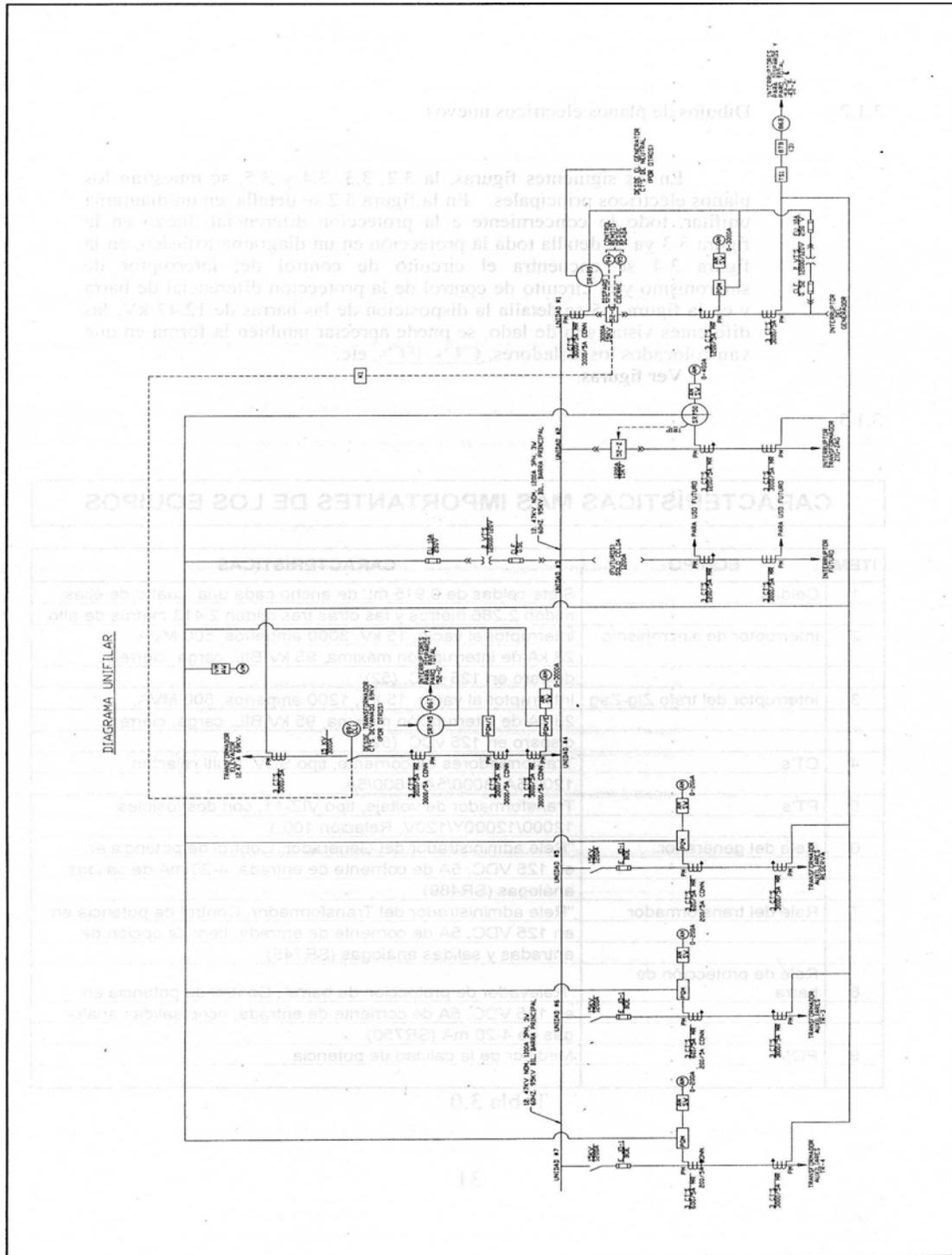
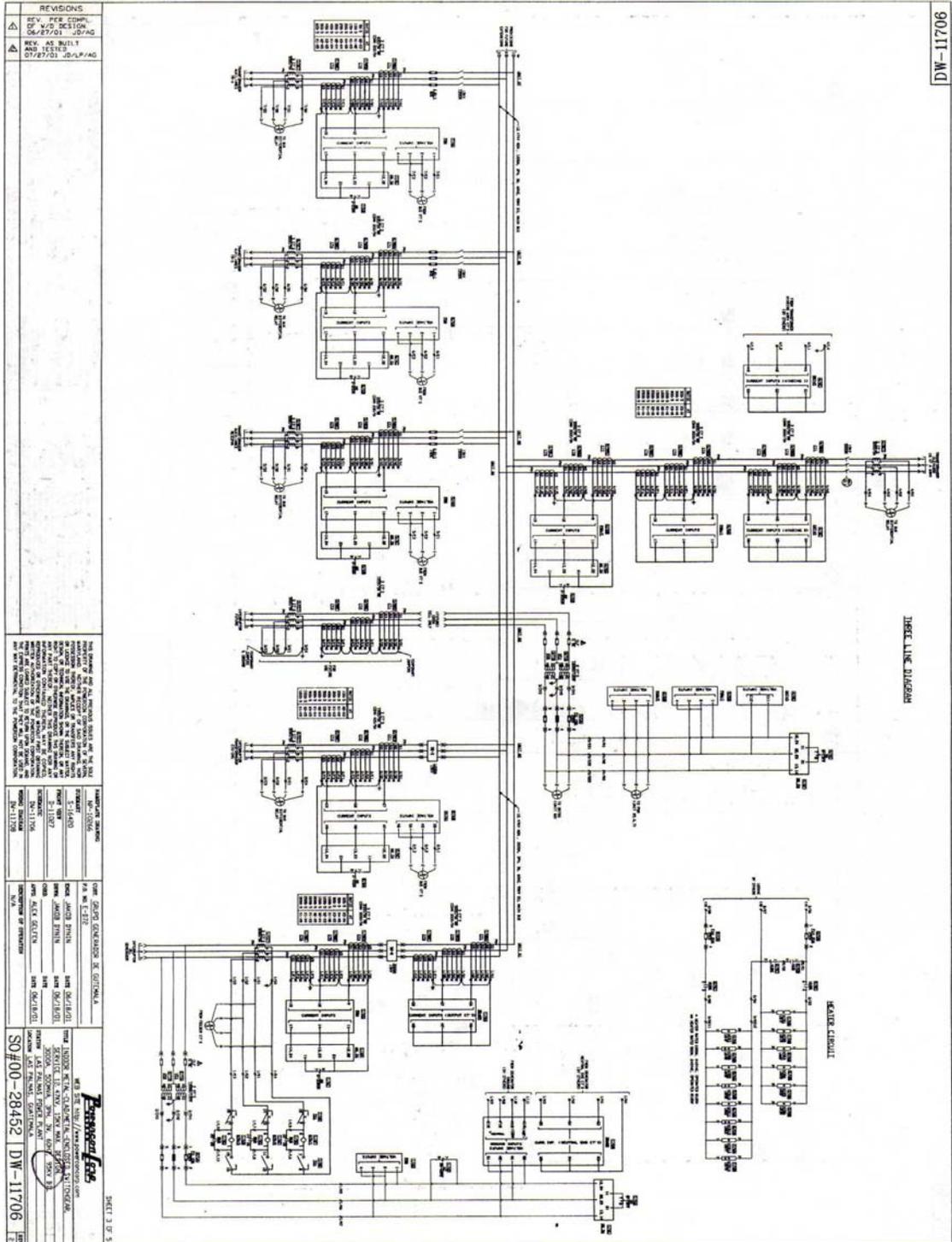


Figura 23. Diagrama eléctrico trifásico.



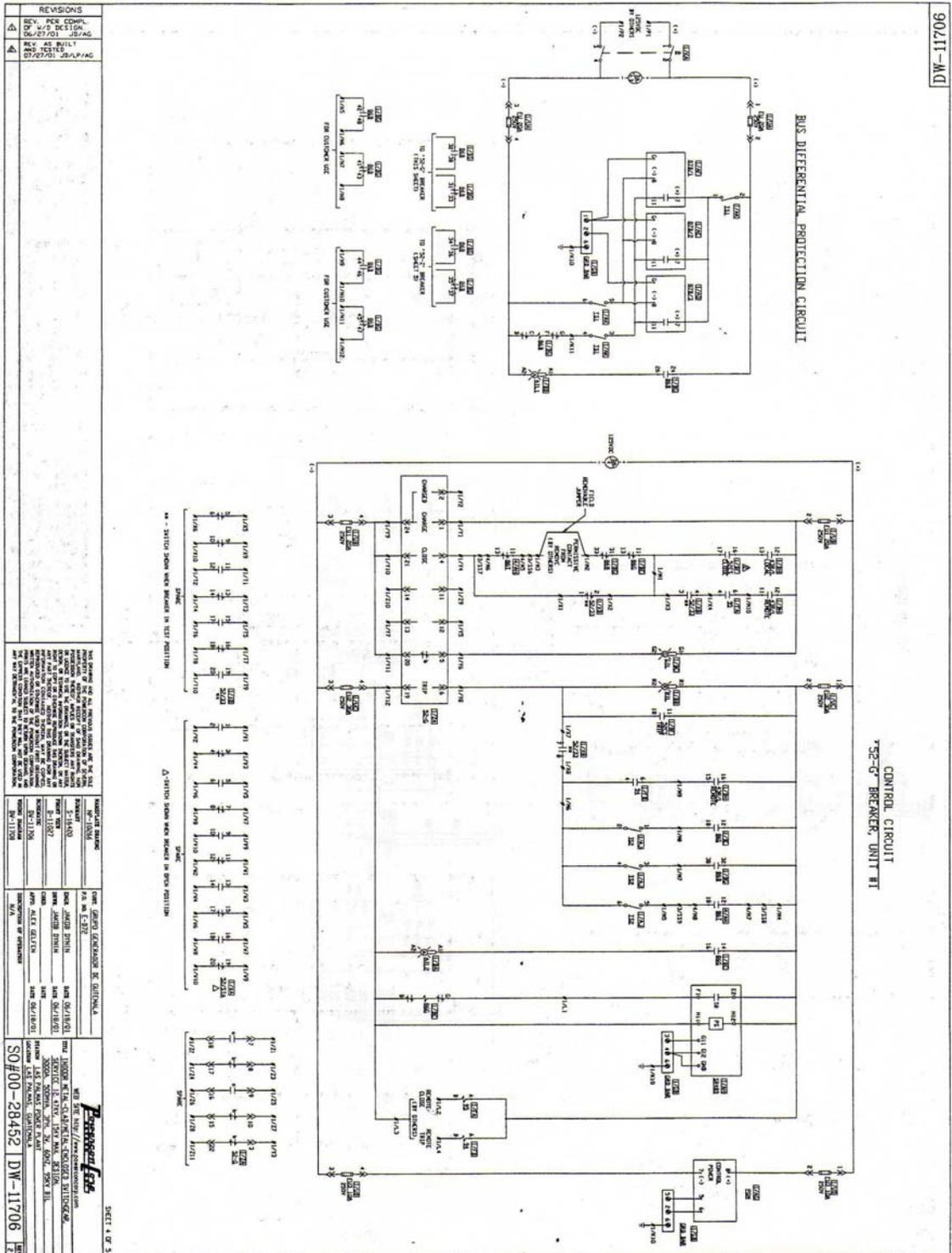
REVISIONS	
Δ	REV. FOR CORRECTION OF V/S DESIGN (04/27/01) JDL/P/AG
Δ	REV. AS BUILT AND TESTS (07/27/01) JDL/P/AG

DATE: 07/27/01	BY: JDL/P/AG
DATE: 04/27/01	BY: JDL/P/AG
DATE: 02/11/97	BY: JDL/P/AG
DATE: 01/29/96	BY: JDL/P/AG
DATE: 01/29/96	BY: JDL/P/AG
DATE: 01/29/96	BY: JDL/P/AG

DATE: 07/27/01	BY: JDL/P/AG
DATE: 04/27/01	BY: JDL/P/AG
DATE: 02/11/97	BY: JDL/P/AG
DATE: 01/29/96	BY: JDL/P/AG
DATE: 01/29/96	BY: JDL/P/AG
DATE: 01/29/96	BY: JDL/P/AG

DATE: 07/27/01	BY: JDL/P/AG
DATE: 04/27/01	BY: JDL/P/AG
DATE: 02/11/97	BY: JDL/P/AG
DATE: 01/29/96	BY: JDL/P/AG
DATE: 01/29/96	BY: JDL/P/AG
DATE: 01/29/96	BY: JDL/P/AG

Figura 24. Circuito de protección diferencial de barra.



DW-11706

3.2 Consideraciones específicas:

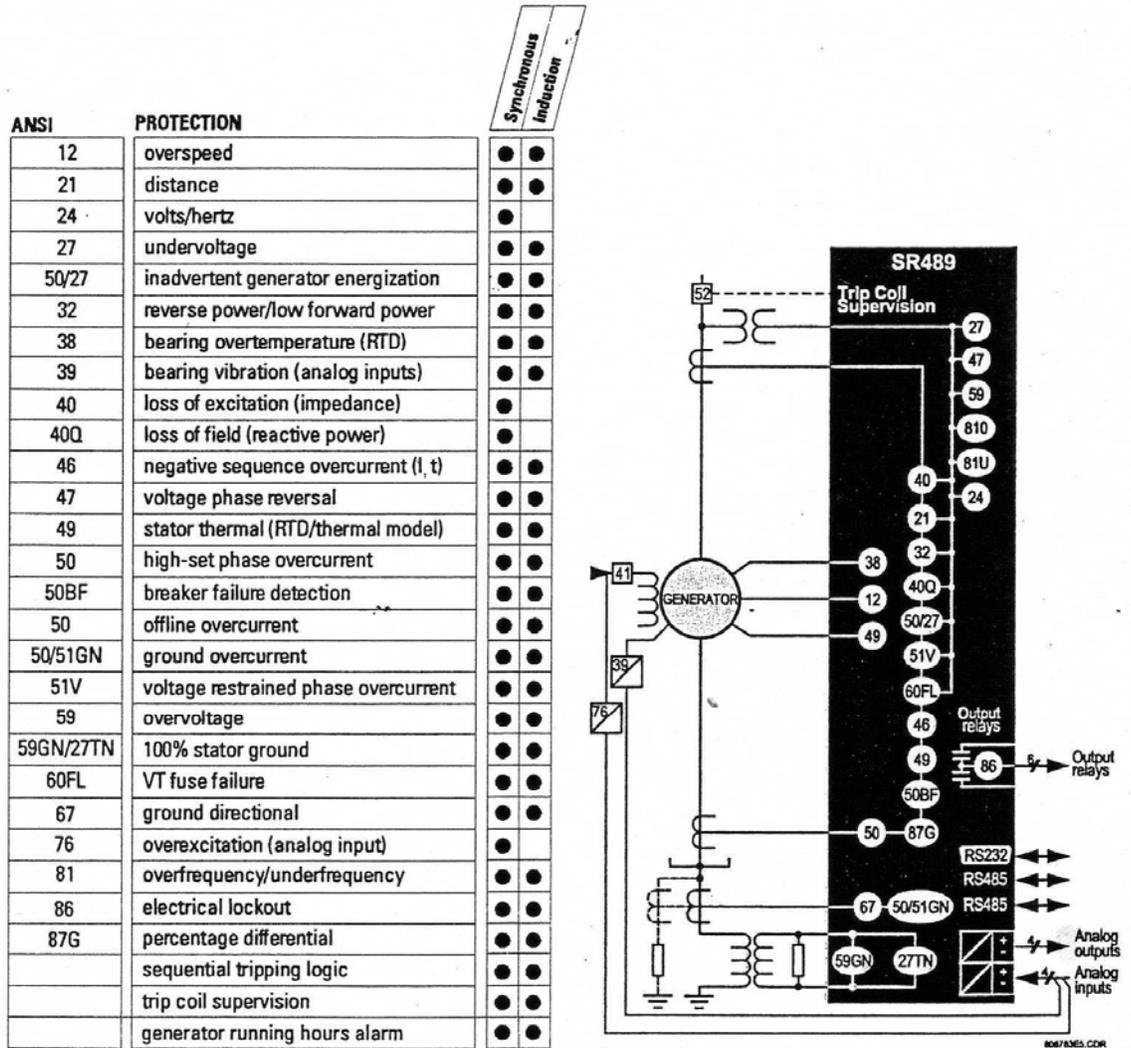
3.2.1. Funcionamiento de relevadores instalados:

3.2.1.1. Relevadores que protegen el generador.

“489” Relevador Administrador del Generador

El Relevador Administrador del Generador “489” es un relevador basado en tecnología de microprocesadores, diseñado para la protección y administración de generadores síncronos y de inducción. El 489 está equipado con 6 relevadores de salida para disparos y alarmas. La protección del Generador, diagnóstico de fallas, medición de potencia y las funciones de la Unidad Remota de Transmisión están integradas en un paquete. El diagrama unifilar de la figura No. 26 ilustra la funcionalidad del 489 utilizando los números de mecanismo de ANSI (American National Standard Institute).

Figura 26. Funcionalidad del relevador 489.



Una lista completa de características de protección pueden ser encontradas abajo en las siguientes tablas: Tabla II y tabla III.

En el nuevo diseño de protección, no se consideró una protección adicional o de respaldo, solamente está este relevador para proteger el generador.

Tabla II. Protección de disparos del relevador 489.

1	Siete entradas digitales asignadas: entrada general, disparo secuencial (baja potencia o potencia inversa), discrepancia campo-interruptor y tacómetro.
2	Sobre corriente al salir de línea (protección durante el arranque).
3	Energización inadvertida
4	Sobre corriente de fase con voltaje restringido
5	Sobre corriente de secuencia negativa
6	Sobre corriente a tierra
7	Diferencial de porcentaje de fase
8	Direccional de tierra
9	Sobre corriente de fase con ajuste muy alto
10	Bajo voltaje
11	Sobre voltaje
12	Voltios/hertz
13	Voltaje de fase inverso
14	Baja frecuencia
15	Sobre frecuencia
16	Sobrevoltaje neutral (fundamental)
17	Bajo voltaje neutral (tercer armónico)
18	Pérdida de excitación (dos círculos de impedancia)
19	Elemento de distancia (dos zonas de protección)
20	Potencia reactiva (kvar) para pérdida de campo
21	Potencia inversa para la no motorización
22	Baja potencia en adelanto
23	RTDs: estator, cojinetes, ambiente, otros.
24	Sobrecarga térmica
25	Entradas análogas 1-4
26	Bloqueo eléctrico

Tabla III. Protección de alarmas

1	Siete entradas digitales asignadas: entrada general y tacómetro.
2	Sobrecarga
3	Secuencia negativa
4	Sobre corriente a tierra
5	Direccional a tierra
6	Bajo voltaje
7	Sobre voltaje
8	Voltios/hertz
9	Baja frecuencia
10	Sobre frecuencia
11	Sobrevoltaje a neutral(fundamental)
12	Bajo voltaje a neutral (tercer armónico)
13	Potencia reactiva (kvar)
14	Potencia inversa
15	Baja potencia en adelanto
16	RTD: estator, cojinete, ambiente, otros.
17	Corto/bajo RTD
18	Abrir RTD
19	Sobrecarga térmica
20	Contador de disparos
21	Falla del interruptor
22	Monitor de disparo de bobina
23	Falla de fusibles VT
24	Demanda: corriente, MW, Mvar, MVA
25	Horas de corrido del generador
26	Entradas análogas 1-4.

Diagnósticos de fallas son provistos a través de datos antes de un disparo, registro de eventos, captura de la forma de onda y estadísticas. Antes de utilizar un disparo, el 489 tomará una instantánea de los parámetros medidos y los almacena en un

registro con la causa del disparo. Estos datos antes del disparo podrían ser vistos utilizando la llave [NEXT] antes de que el disparo sea reestablecido, o accediendo al último dato de disparo de Valor Actual. El registrador de eventos 489 almacenará arriba de 40 eventos señalados de tiempo y fecha, incluyendo los datos antes del disparo. En cada tiempo que ocurre un disparo, el 489 almacenará un trazo de 16 ciclos para todas las cantidades en AC medidos. El contador de disparos registra el número de ocurrencias de cada tipo de disparo. Los valores mínimos y máximos para RTDs y entradas análogas, son también registradas.

La medición de Potencia está incorporada en el 489 como una característica estándar. La tabla IV nos muestra los parámetros de medición que están disponibles para el operador o para el ingeniero de planta a través del panel frontal o a través de los puertos de comunicación. El 489 está equipado con puertos de comunicaciones multifuncionales e independientes. El puerto RS232 en la parte frontal del panel puede ser usado para programación de ajustes, interrogación, control local y actualización del 489 desde la casa matriz. El puerto de computadora RS485 puede ser conectado a un PLC, DCS, o PC basado en un programa de interfase máquina-hombre. El puerto auxiliar RS485 puede ser usado para interrogación redundante o simultánea y/o control desde un programa secundario de PLC, DCS o PC. También puede recibir cuatro señales de transductores de 4-20 ma las cuales pueden ser

asignadas a cualquier parámetro de medición.

Características adicionales se muestran en la tabla V:

Tabla IV. Mediciones

1	Voltaje (fasores)
2	Corriente (fasores) y demanda de amperios
3	Potencia real, demanda de MW, MWh
4	Potencia aparente y demanda de MVA
5	Potencia reactiva, demanda de Mvar, Mvarh positivo/negativo
6	Frecuencia
7	Factor de potencia
8	RTD
9	Velocidad en RPM con una llave de entrada al fasor
10	Usuario programable de entradas análogas.

Tabla V. Características adicionales.

1	Casco desmontable (para facilidad de mantenimiento y pruebas)
2	Falla de interruptor
3	Supervisión de disparo de bobina
4	Falla de fusibles tipo VT
5	Simulación
6	Memoria rápida para facilidad de actualización.

3.2.1.2. Relevadores que protegen el transformador.

“745” Relevador para manejo de protección de Transformador

El Relevador de Protección de Transformador 745, es de alta velocidad, basado en multiprocesador, trifásico, dos o tres

devanados hechos para la protección primaria y manejo de transformadores pequeños, medianos y grandes.

El 745 combina Porcentaje Diferencial, Sobre corriente, elementos de protección de frecuencia y sobre excitación junto con el monitoreo de armónicos individuales.

El Relevador provee una variedad de características de relevación adaptivas:

- Moderación Adaptiva de Armónicos los cuales direccionan el problema de falso disparo durante la corriente de magnetización.
- Elementos Adaptivos de Tiempo de Sobre corriente el cual ajustará sus “**Pickup Settings**” basado en la capacidad calculada de Transformador cuando está suministrando corrientes de carga con alto contenidos de armónicos.
- Grupos múltiples de **puntos de ajuste**, los cuales permiten entrar y seleccionar dinámicamente desde arriba para cuatro grupos de ajustes de relevadores para direccionar los requerimientos de protección de las diferentes configuraciones del sistema de potencia.

El 745 también incluye una poderosa característica de “prueba y simulación”. Esto permite a la Ingeniería de protección la posibilidad de probar la operación del Relevador basado en capturar o computar los datos de la forma de onda generada el cual puede ser convertido a un formato digital y descargado en el

amortiguador de simulación del 745 para su lectura.

El 745 también provee su propia función de “Capturar la Forma de Onda” la cual registrará el dato de la forma de onda por falla, corriente de magnetización o condiciones de alarma.

La función de “Auto configuración elimina la necesidad para alguna conexión especial de Transformador de corriente teniendo todos los CT’s conectados en estrella.

Nota: En el nuevo diseño de protección, no se consideró una protección adicional o de respaldo, solamente está este relevador para proteger el generador.

Figura 27. Relevador 745

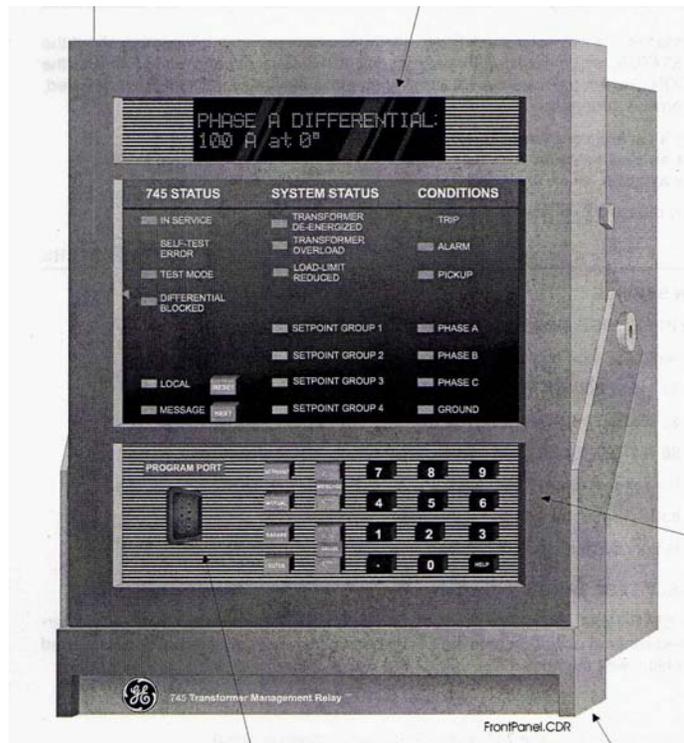


Figura 28. Diagrama unifilar del relevador 745

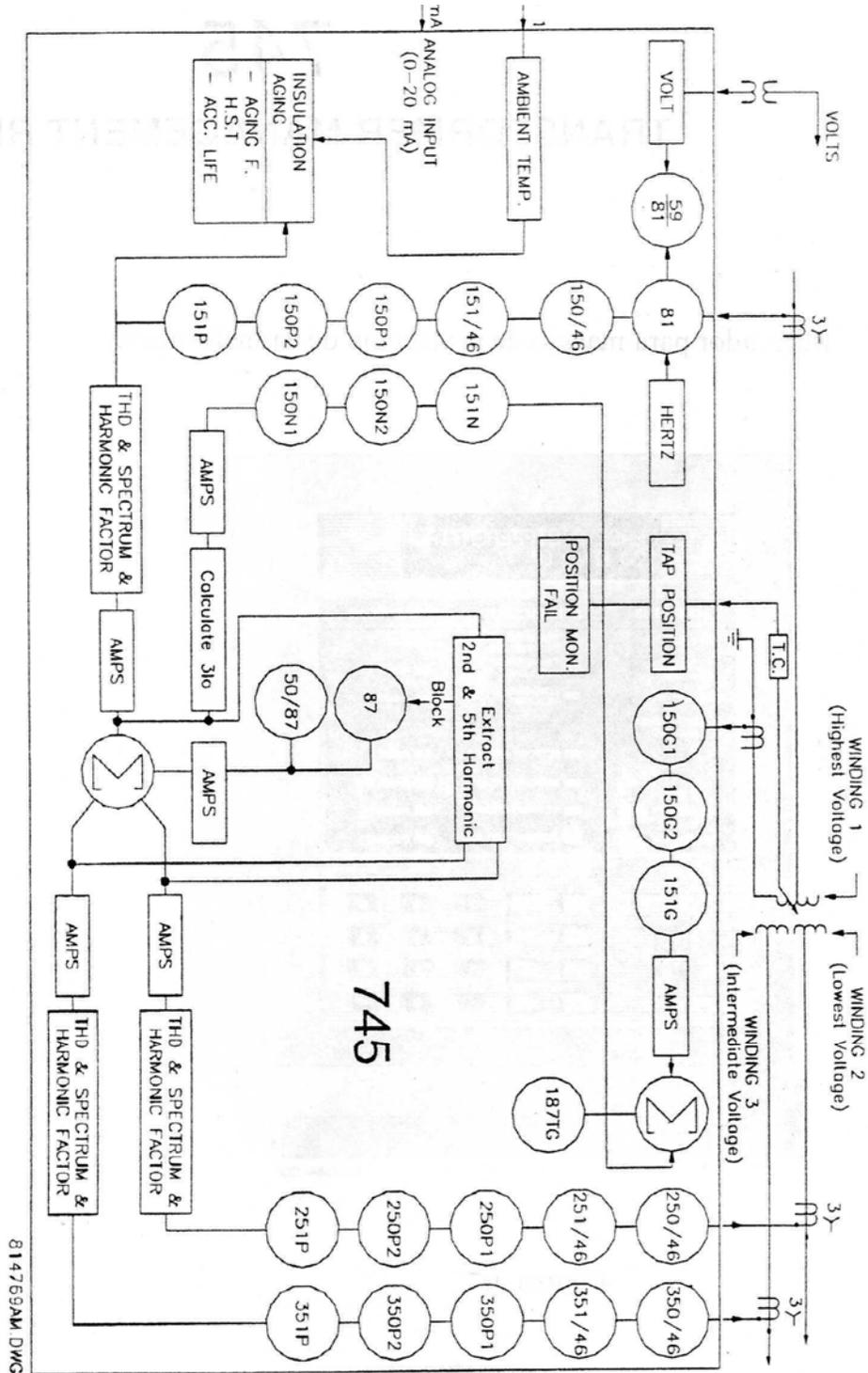
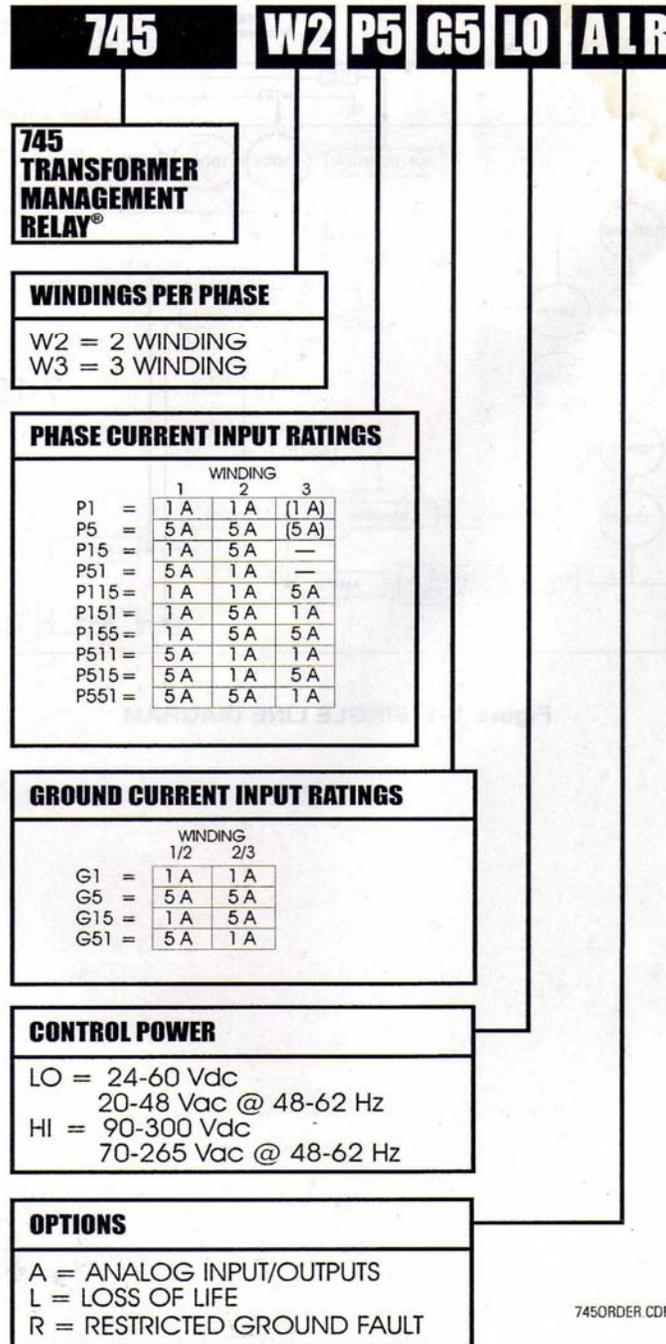


Figura 29. Orden de códigos del relevador 745.



3.2.1.3. Relevadores que protegen la barra.

750 y 760

Los relevadores 750 y 760, están hechos para el manejo de Alimentadores, son unidades basadas en tecnología de microprocesadores, para el manejo de protección primaria de los alimentadores de distribución, así como para el manejo y protección de barras transformadores y líneas de transmisión. El relevador 760 es particularmente conveniente para alimentadores principales, donde el recierre automático es aplicado normalmente.

Cada relevador provee protección, control y funciones de monitoreo y puede realizar la tarea de interfase humana tanto local como remotamente. Estos relevadores también muestran las condiciones actuales de disparo/alarma y la mayoría de los más de 35 parámetros del sistema que se pueden medir. El registro del disparo anterior, alarmas o control de eventos, niveles de demanda máxima y consumo de energía es también ejecutado.

Estos relevadores contienen muchas características innovativas. Para conocer los diversos estándares de utilidad y requerimientos industriales, estas características tienen la flexibilidad de ser programadas para conocer las necesidades específicas del usuario. Para ayudar a nuevos usuarios a obtener una rápida comprensión de la operación de protección básica, los puntos de ajuste son ajustados a valores típicos de fallas y las características avanzadas son deshabilitadas.

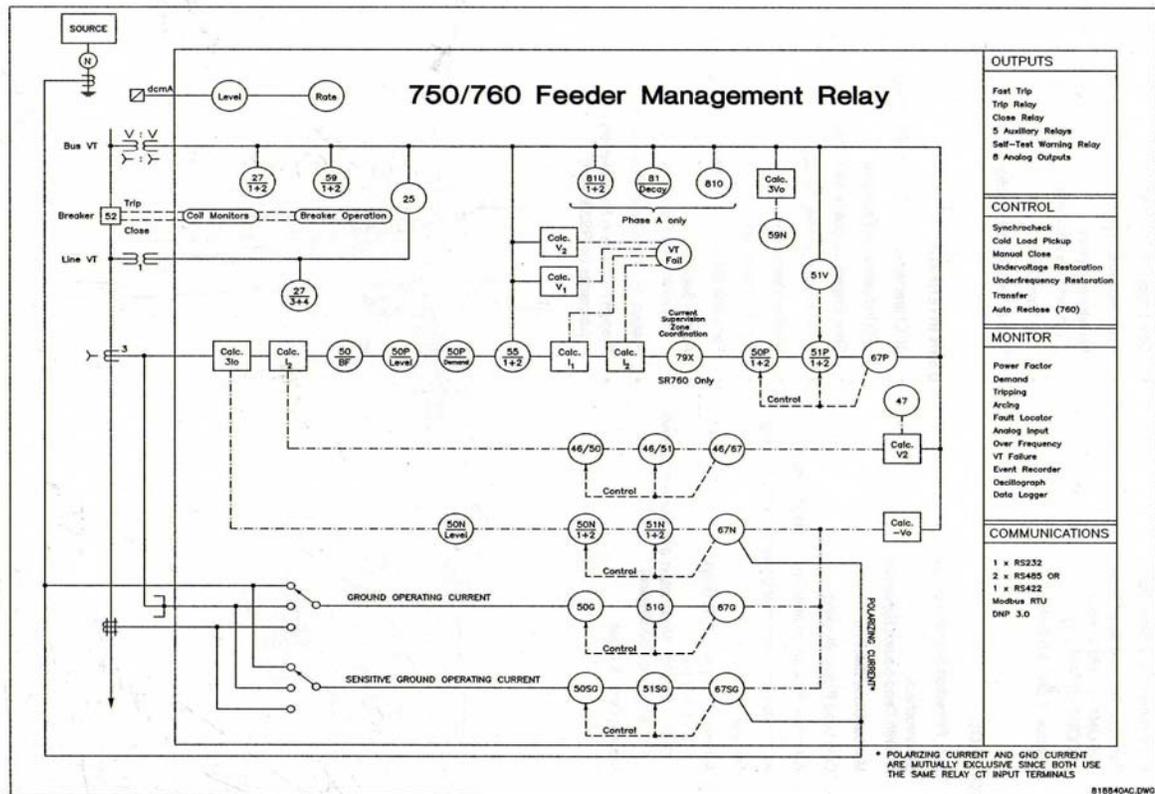
La programación puede ser realizada con las teclas frontales del panel y vistos en un monitor. Debido a los numerosos ajustes, este método manual puede ser un tanto laborioso. Para simplificar la programación y proveer una interfase mas intuitiva, la programación puede ser llevada a cabo corriendo el programa **“750/760 PC”** en una computadora personal, este programa viene incluido en cada relevador. Aun con un mínimo conocimiento en computación, este programa provee un acceso fácil a todas las funciones del panel frontal. Los valores actuales y los ajustes pueden ser mostrados, alterados, almacenados e impresos. Si los ajustes son almacenados en un archivo de puntos de ajuste, estos pueden ser descargados, en cualquier tiempo, al puerto del panel frontal del relevador por medio de un cable de computadora conectado al puerto serial de cualquier computadora personal.

En la figura 30, se muestra como es físicamente el relevador 750/760, en la figura 31 se muestra un diagrama unifilar de las más importantes características de protección y control y en la figura 32 los códigos de orden

Figura 30. Relevador 750/760

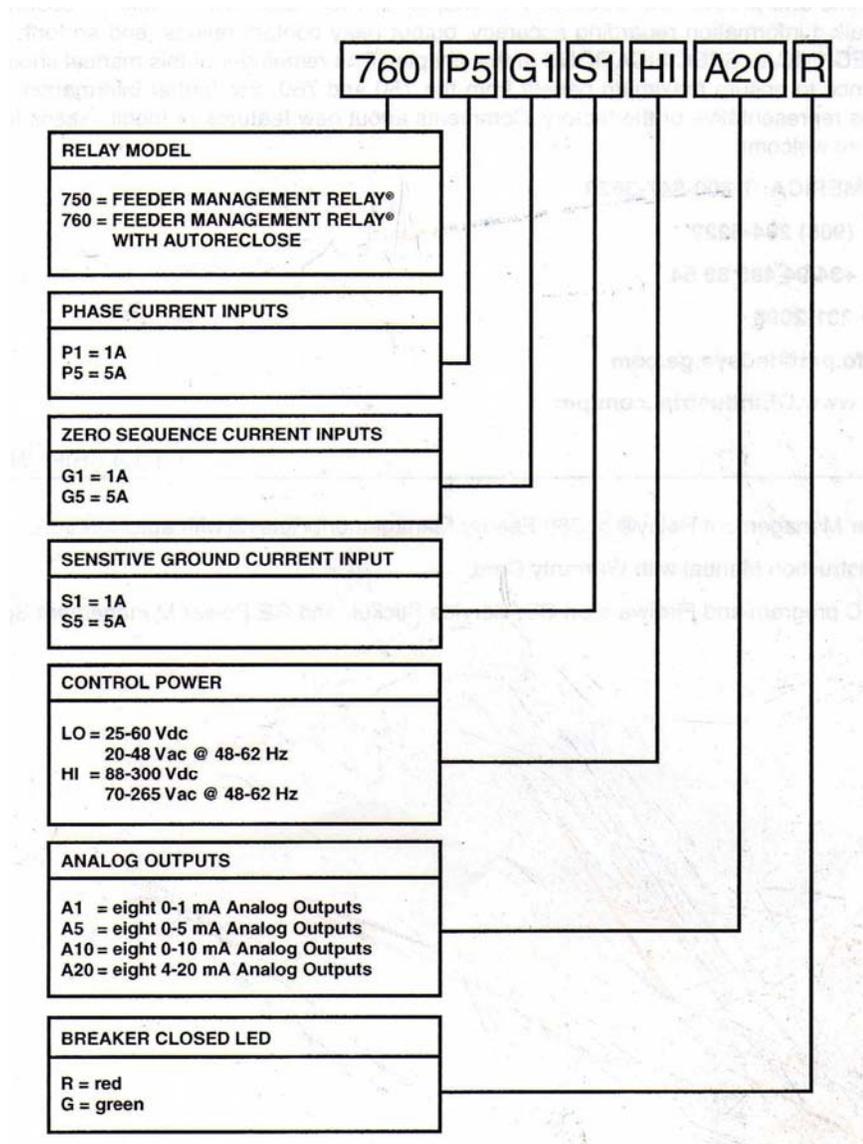


Figura 31. Diagrama unifilar de protección del relevador 750/760.



El número de modelo del relevador, estará indicado en el lado donde se encuentra la identificación de la unidad. Esta etiqueta de identificación, puede ser interpretada con el siguiente código de orden.

Figura 32. Código de orden del relevador 750/760.



3.2.1.4. Relevadores multifuncionales.

P Q M

El manejador de potencia GE PQM (Power Quality Meter, por sus siglas en inglés) es una elección ideal para el monitoreo continuo de un sistema monofásico o trifásico. Provee medición de corriente, voltaje, potencia real, potencia reactiva, potencia aparente, uso de energía, costo de potencia, factor de potencia y frecuencia. Los puntos de ajuste programable permiten y los cuatro relevadores de salida asignable permiten las funciones de control a ser adheridas para aplicaciones específicas. Esto incluye alarmas básicas en baja o alta corriente, en bajo o alto voltaje, desbalance, demanda basada en entrega de carga y control de corrección de factor de potencia por medio de capacitores. Un control mas complejo es posible utilizando los cuatro interruptores de entrada; esto también puede ser usado para tener el estado de la información, tal como apertura o cierre de un interruptor, información de flujo, etc.

Es utilizado como un mecanismo recolector de datos para sistemas de automatización de plantas que integra procesos, instrumentos y requerimientos eléctricos, todos los valores monitoreados están disponibles por medio de uno de los dos puertos de comunicación RS485, los cuales corren con el protocolo MODBUS. Si valores análogos son requeridos para interfase directa al PLC, algunos de los valores monitoreados pueden salir como señal de 4 a 20 mA (ó 0 a 1mA) para

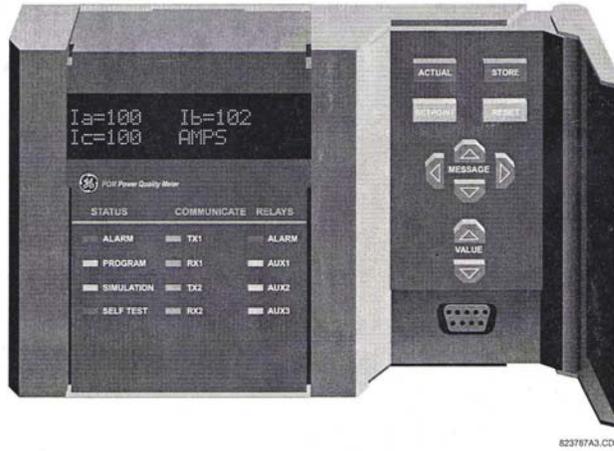
reemplazar a cuatro transductores separados.

Un tercer puerto de comunicación RS232 se conecta a una PC desde el panel frontal para acceso simultáneo de información por otro personal de planta.

Con el incremento del uso de cargas electrónicas, tales como: computadoras, balastos y variadores de frecuencia, la calidad del sistema de potencia es importante. Con la opción de análisis de armónicos, cualquier control de fase o voltaje puede ser monitoreado y ser calculada la cantidad de armónicos. El conocimiento de la distribución de los armónicos permite la acción a ser tomada para prevenir sobrecalentamiento en transformadores, motores, capacitores, cables de neutro y los molestos disparos de interruptores. La redistribución de la carga de sistema puede también ser determinadas. El PQM puede también proveer formas de onda e imprimir datos para asistir en el diagnóstico de problemas.

En la figura 33 se muestra físicamente como es un PQM y en las siguientes figuras, la 34 y 35, se detallan diversas formas de comunicación. Por ser un equipo de medición interna no es necesario cumplir con las normas del AMM.

Figura 33. Fotografía del medidor de calidad de potencia



La comunicación del PQM puede ser organizada de dos formas. En la figura 34 muestra las conexiones utilizando el puerto frontal RS232.

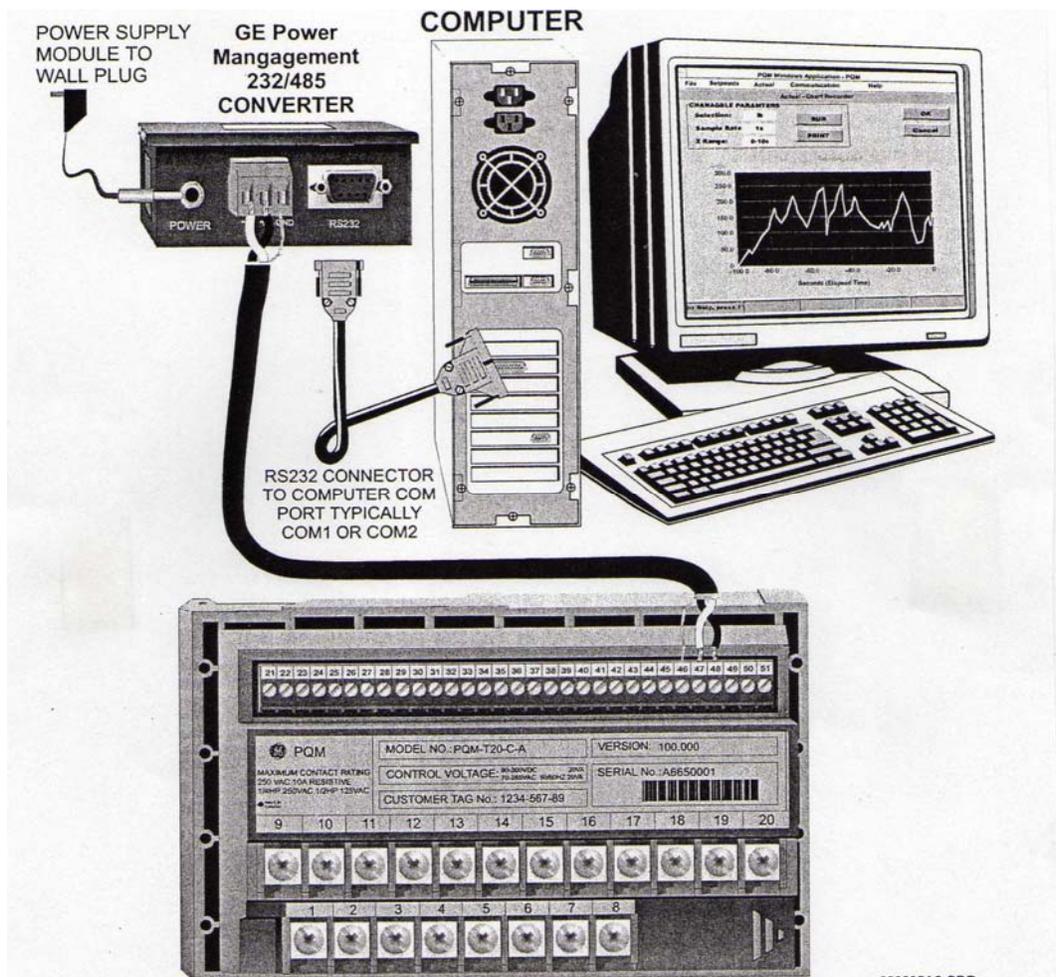
Figura 34. Comunicación al PQMPC, utilizando el puerto frontal RS485.



En la figura 35, “Comunicaciones al PQMPC utilizando el puerto trasero RS485”, se muestra la conexión a través del puerto RS485. Si la opción RS232 es instalada, este puerto será visible en el panel frontal.

Figura 35 en la siguiente página.

Figura 35. Comunicación al PQMPC, por puerto RS485.



3.2.1.5 Reporte de pruebas a relevadores de protección.

Cliente	UNIDAD GENERADORA STWEWARD AND STEVENSON
Planta/subestación	Central de generación Las Palmas. Kilómetro 61.5 antigua carretera a Puerto de San José Escuintla, Guatemala.
Posición	Transformador de potencia de 12,470/69,000 V Generador, S & S.
Función	Protección por sobre corriente de fases y tierra.
Fabricante & Modelo	General Electric Multilin 745W2P5G5HIA
Número de serie	D3310780
Fecha de la prueba	17 de noviembre del 2005.
Equipo patrón	OMICRON CPC 100 S.N. EB480F
No. total de páginas del reporte	09
Observaciones	El relevador respondió correctamente a todas las pruebas de acuerdo a lo especificado en el manual de operación.

PROTECCIÓN DIFERENCIAL DE CORRIENTE DE FASES 87

Tabla VI. Datos de prueba a Relevador 745

Ajustes			
Pickup	0.30 X CT	Percent slope	25 & 100 %
Pruebas I_A-I_a			
I _A	I _a	I operación	I restricción
0.06	0.00	0.06	0.00
0.11	0.03	0.08	0.11
0.18	0.07	0.11	0.18
0.30	0.14	0.16	0.30
0.42	0.21	0.21	0.42
0.57	0.28	0.29	0.57
0.71	0.35	0.36	0.71
1.07	0.53	0.54	1.07
1.30	0.63	0.67	1.30
Pruebas I_B-I_b			
I _B	I _b	I operación	I restricción
0.06	0.00	0.06	0.00
0.11	0.03	0.08	0.11
0.18	0.07	0.11	0.18
0.30	0.14	0.16	0.30
0.42	0.21	0.21	0.42
0.57	0.28	0.29	0.57
0.71	0.35	0.36	0.71
1.07	0.53	0.54	1.07
1.29	0.63	0.65	1.29
Pruebas I_C-I_c			
I _A	I _a	I operación	I restricción
0.06	0.00	0.06	0.00
0.11	0.03	0.08	0.11
0.18	0.07	0.11	0.18
0.30	0.14	0.16	0.30
0.42	0.21	0.21	0.42
0.57	0.28	0.29	0.57
0.71	0.35	0.36	0.71
1.07	0.53	0.54	1.07
1.29	0.63	0.66	1.29

Figura 36. Protección diferencial 87 fase A, relevador 745

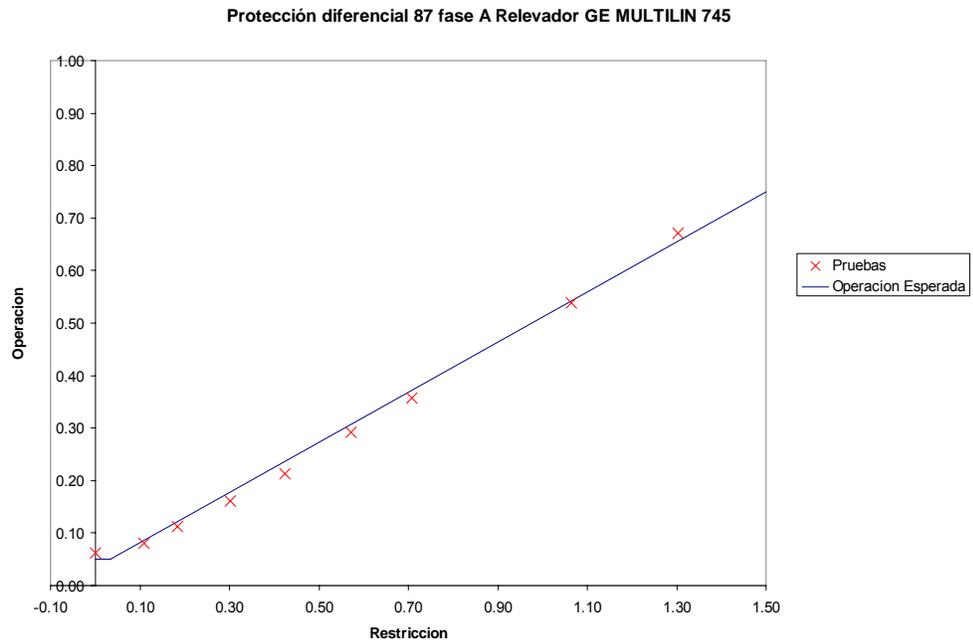


Figura 37. Protección diferencial 87 fase B, relevador 745

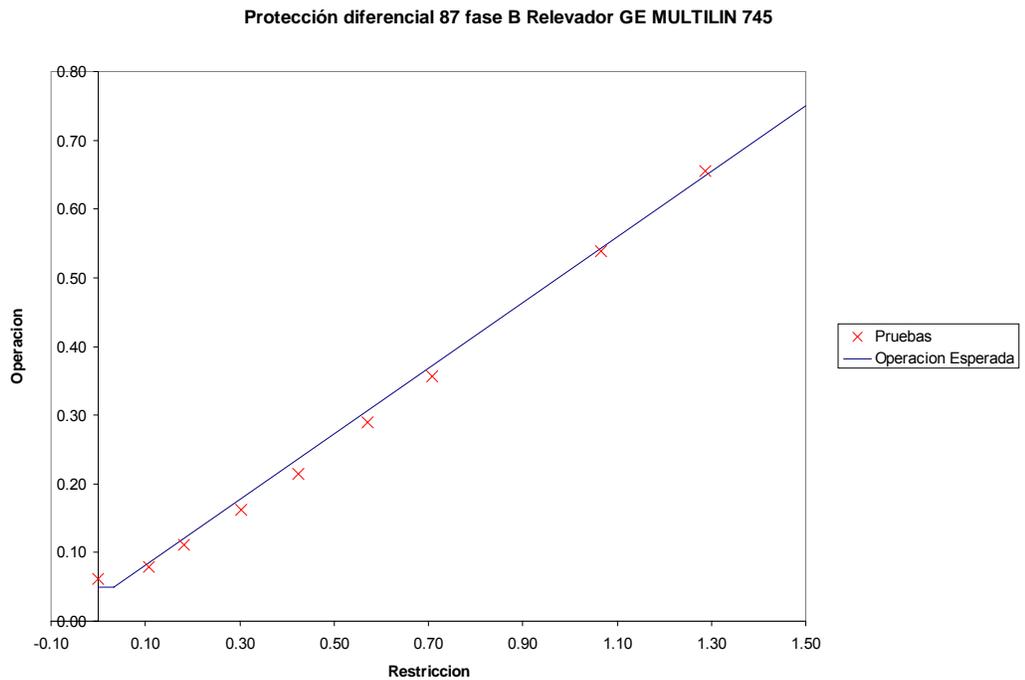


Figura 38. Protección diferencial 87 fase C, relevador 745

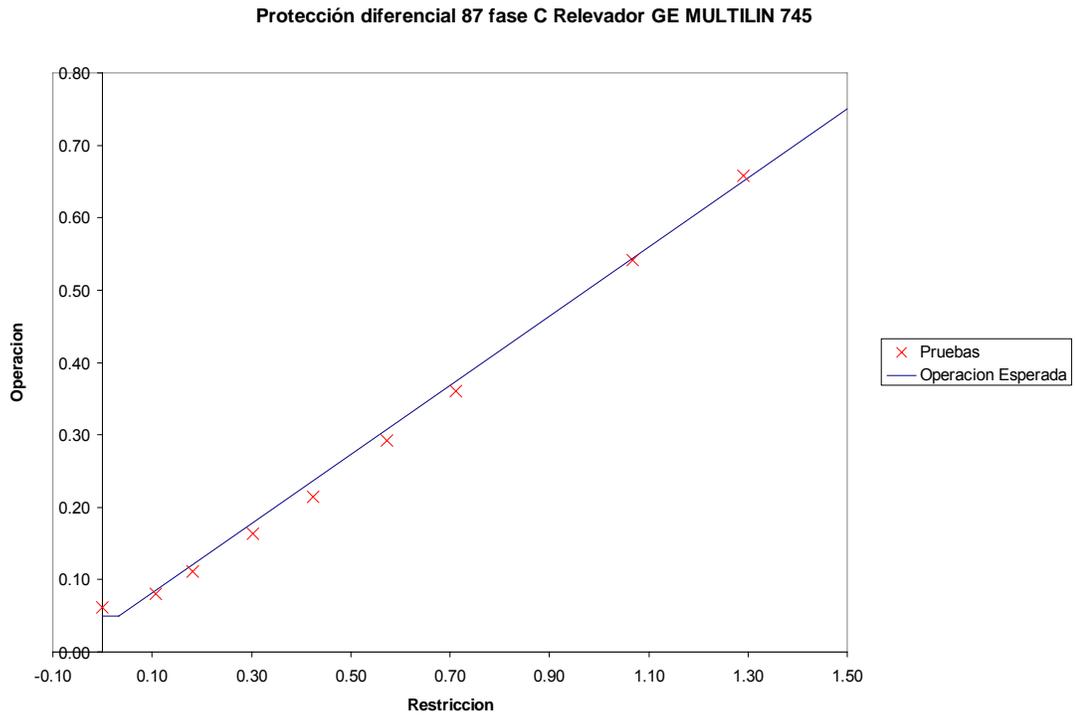


Tabla VII. Tabla de datos de protección por sobrecorriente 51/50 W1 del Relevador 745.

Protección por sobre corriente 51/50 W1				
Ajustes 51				
Arranque	2.15 A.	Curva	Ext. Inversa	
Multiplicador de tiempo	5.00 Seg.			
Ajustes 50				
Arranque	12.50 A.	Tiempo de operación	0.00 Seg.	
Pruebas				
Corriente de prueba amperios	Tiempo de operación Fase A segundos	Tiempo de operación Fase B segundos	Tiempo de operación Fase C segundos	Tiempo de operación esperado Seg.
3.225	20.1800	20.2100	20.2800	20.0000
4.300	8.7610	8.7860	8.8020	8.7720
6.450	3.3050	3.3210	3.3100	3.2970
8.600	1.8480	1.8500	1.8470	1.8400
10.750	1.2400	1.2320	1.2390	1.2370
12.255	0.9901	1.0050	0.9967	1.0020
12.900	0.0422	0.0476	0.0449	0.0000
15.050	0.0308	0.0355	0.0372	0.0000

Figura 39. Protección 51/50 fase A W1, Relevador 745.

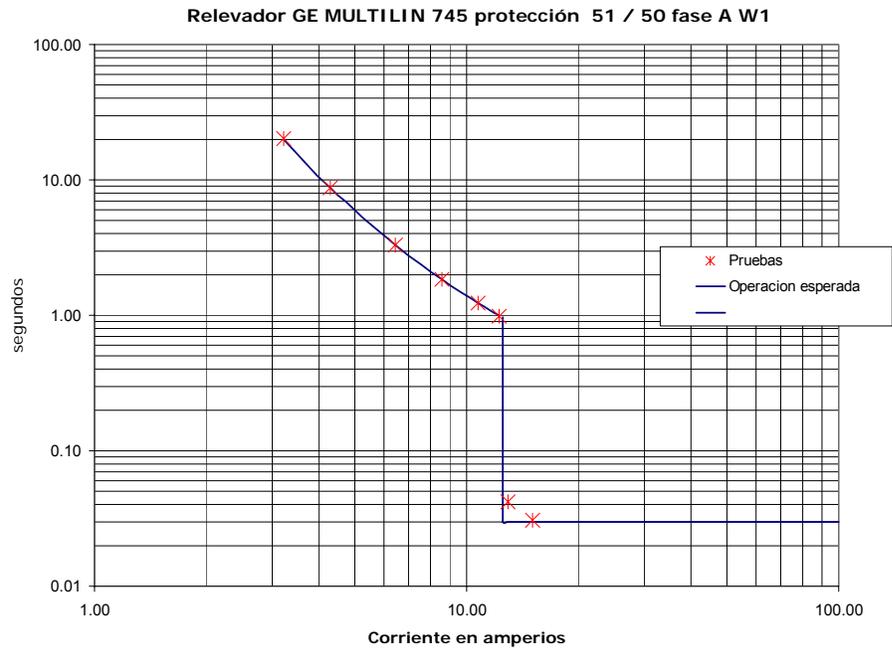


Figura 40. Protección 51/50 fase B W1, relevador 745.

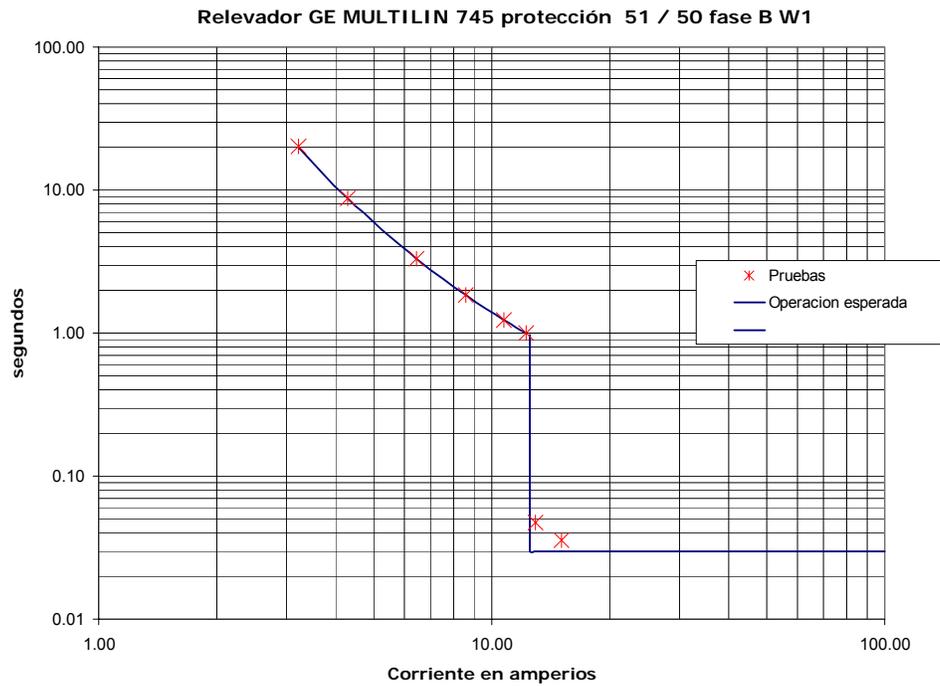


Figura 41: Protección 51/50 fase C W1, relevador 745.

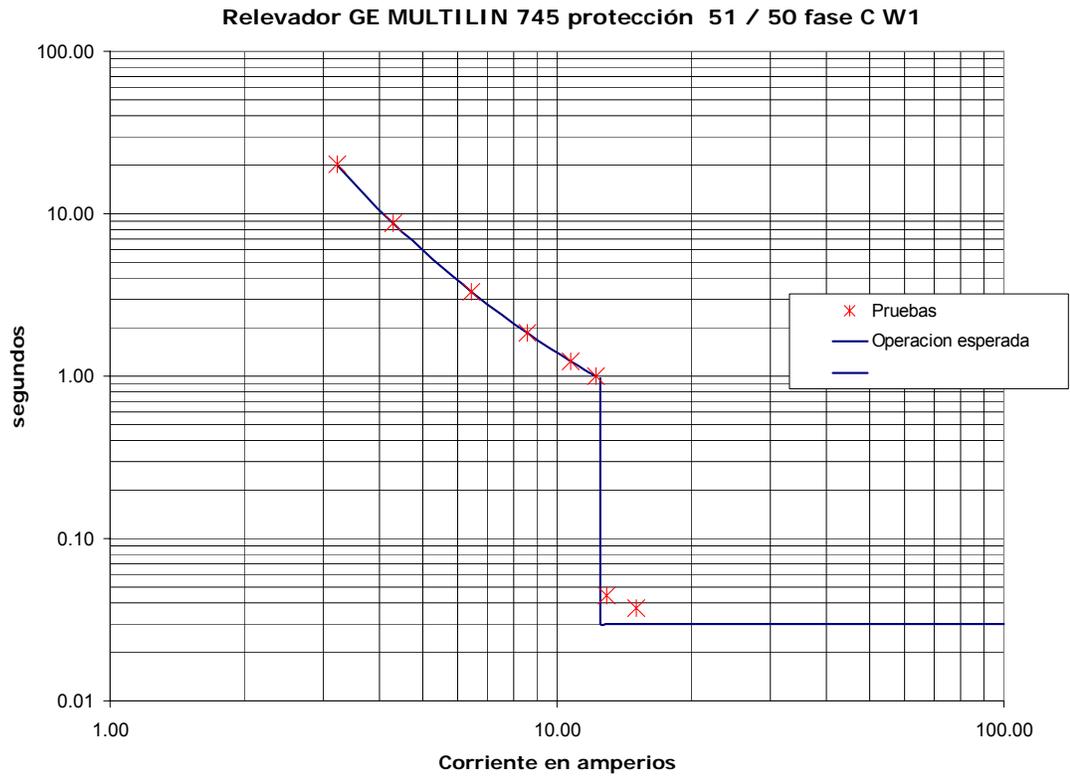


Tabla VIII. Datos de protección por sobrecorriente 51/50 Neutro W1

Protección por sobre corriente 51/50 Neutro W1			
Ajustes 51			
Arranque	1.10 A.	Curva	Mod. Inversa
Multiplicador de tiempo	1.00 Seg.		
Ajustes 50			
Arranque	4.35 A.	Tiempo de operación	0.00 Seg.
Pruebas			
Corriente de prueba (amp)	Tiempo de operación (seg)	Tiempo de operación Esperado Seg.	
1.65	1.3760	1.3510	
2.20	0.7720	0.7574	
3.30	0.4791	0.4776	
4.29	0.3803	0.3885	
4.51	0.0470	0.0000	
5.50	0.0296	0.0000	

Figura 42. Protección 51/50 N W1, Relevador 745

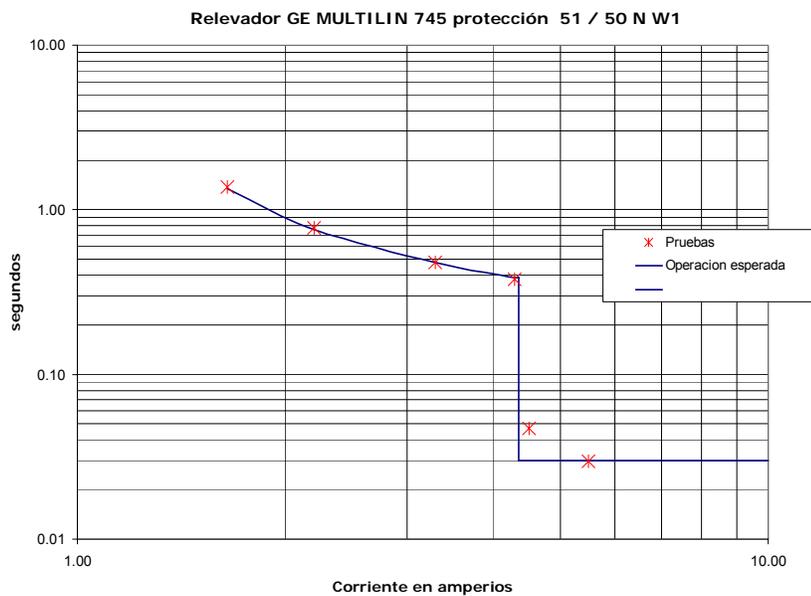


Tabla IX. Datos protección sobrecorriente 51/50 W2, Relevador 745

Protección por sobre corriente 51/50 W2				
Ajustes 51				
Arranque	4.80 A.	Curva	Ext. Inversa	
Multiplicador de tiempo	4.00 Seg.			
Ajustes 50				
Arranque	20.00 A.	Tiempo de operación	0.00 Seg.	
Pruebas				
Corriente de prueba amperios	Tiempo de operación Fase A segundos	Tiempo de operación Fase B segundos	Tiempo de operación Fase C segundos	Tiempo de operación esperado Seg.
7.200	16.1500	16.2000	16.2000	16.0000
9.600	7.0110	7.0360	7.0160	6.9770
14.400	2.6440	2.6490	2.6420	2.6380
19.200	1.4820	1.4770	1.4730	1.4720
21.600	0.0387	0.0402	0.038	0.00
24.000	0.0302	0.0326	0.0318	0.00

Figura 43. Protección 51/50 Fase A W2, Relevador 745

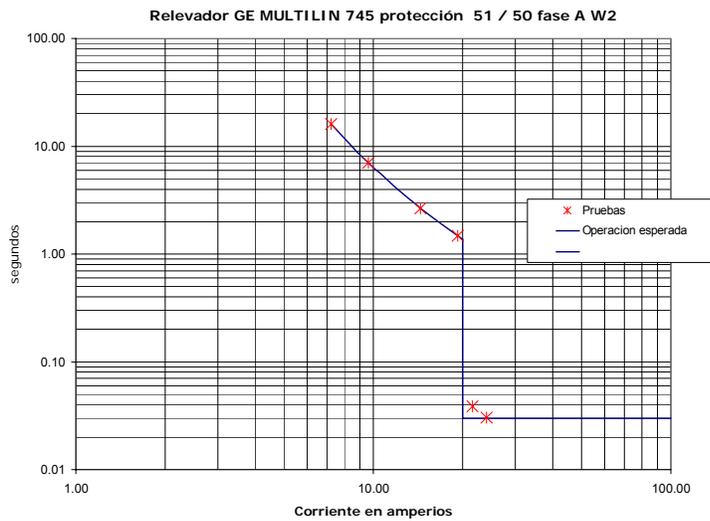


Figura 44. Protección 51/50 Fase B W2, Relevador 745

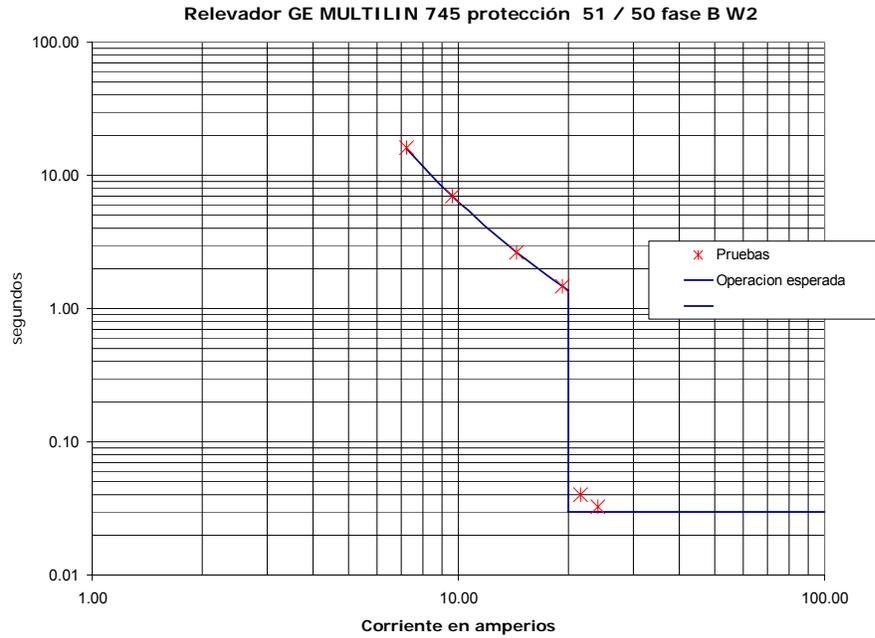
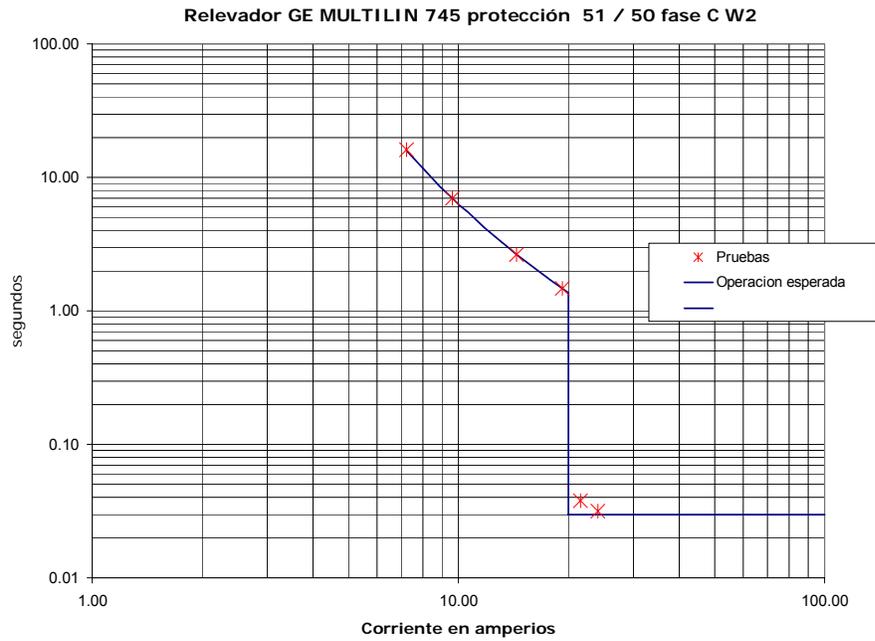


Figura 45. Protección 51/50 Fase C W2, Relevador 745



REPORTE DE PRUEBAS A RELEVADORES DE PROTECCIÓN

Cliente	UNIDAD GENERADORA STWEARD AND STEVENSON
Planta/subestación	Central de generación Las Palmas. Kilómetro 61.5 antigua carretera a Puerto de San José Escuintla, Guatemala.
Posición	Transformador de potencia lado de 69 kV Generador S&S.
Función	Protección de sobre corriente de fases.
Fabricante & Modelo	Basler BE1-51.
Número de serie	14600(fase A), 14602(fase B), 14601(fase C). A2711680
Fecha de la prueba	
Equipo patrón	OMICRON CPC 100 S.N. EB480F
No total de páginas del reporte	03
Observaciones	El relevador respondió correctamente a todas las pruebas de acuerdo a lo especificado en el manual de operación.

Tabla X. Datos protección sobrecorriente 51/50 W1, 69 kV.

Protección por sobre corriente 51/50 W1				
Ajustes 51				
Arranque	2.15 A.	Curva	Ext. Inversa	
Multiplicador de tiempo	5.00 Seg.			
Ajustes 50				
Arranque	12.50 A.	Tiempo de operación	0.00 Seg.	
Pruebas				
Corriente de prueba amperios	Tiempo de operación Fase A S.N. 14600 segundos	Tiempo de operación Fase B S.N. 14602 segundos	Tiempo de operación Fase C S.N. 14601 segundos	Tiempo de operación esperado Seg.
2.250	15.7200	13.1200	13.1800	13.1490
3.000	7.5340	6.5120	6.4020	6.3670
4.500	3.0400	2.6700	2.6260	2.6110
6.000	1.7060	1.5180	1.4680	1.4660
7.500	1.1310	1.0390	1.0060	0.9880
10.500	0.6541	0.5930	0.5923	0.5890
15.000	0.4191	0.3872	0.3854	0.3900
22.500	0.2963	0.2833	0.2748	0.2880

Figura 46. Relevador 51 de Transformador Fase A, lado 69 kV.

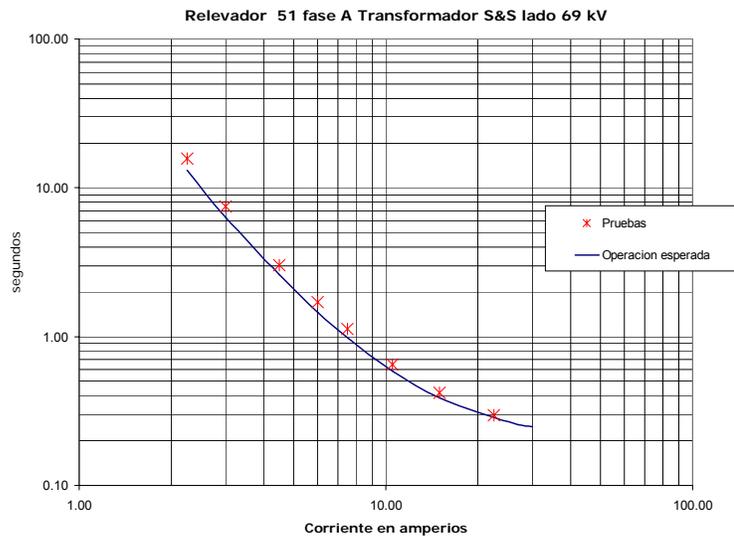


Figura 47. Relevador 51 de Transformador Fase B, lado 69 kV.

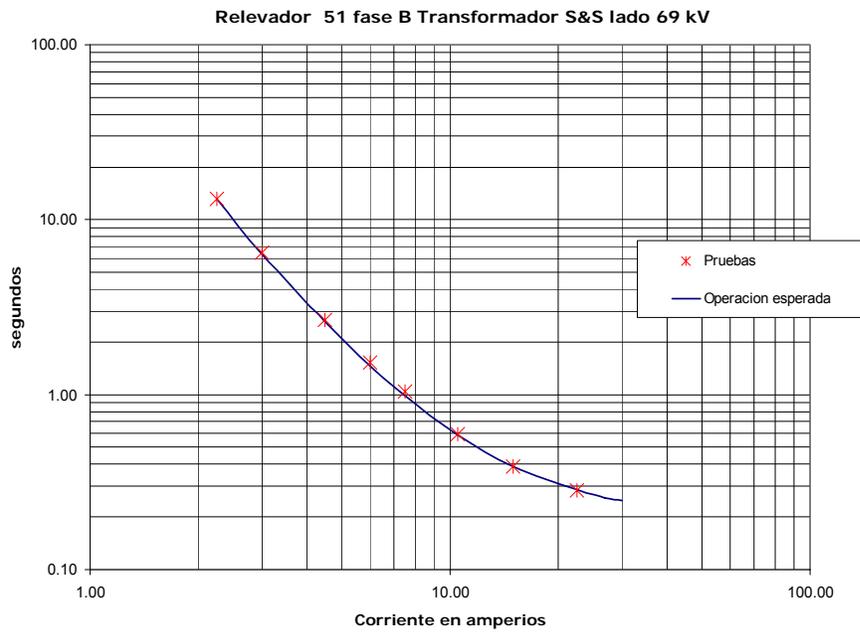
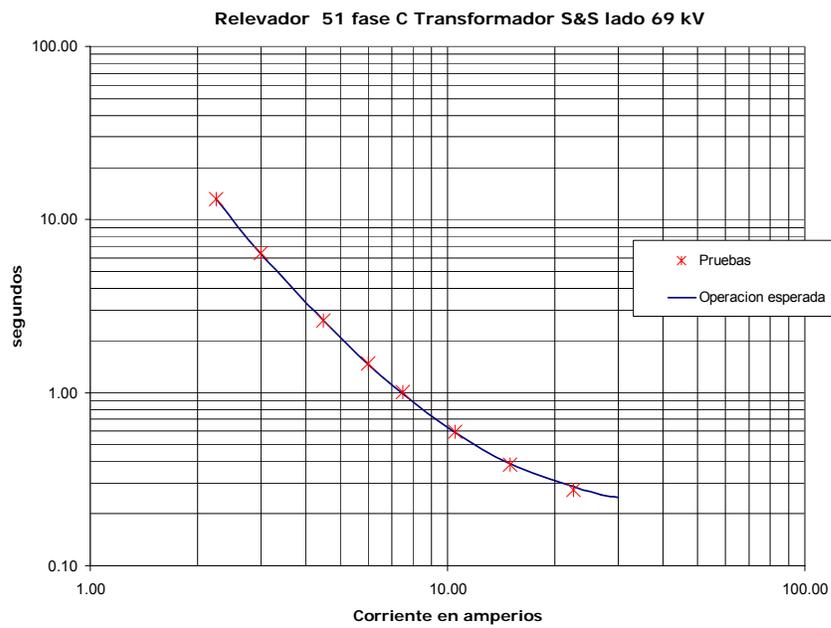


Figura 48. Relevador 51 de Transformador Fase C, lado 69 kV.



REPORTE DE PRUEBAS A RELEVADOR DE PROTECCIÓN

Cliente	DUKE ENERGY INTERNATIONAL GUATEMALA y CIA.,S.C.A. 5a. Avenida 5-55 Zona14, Torre 1 6o. Nivel Oficina 601-601A.
Planta/subestación	Central de generación Las Palmas. Kilómetro 61.5 antigua carretera a Puerto de San José Escuintla, Guatemala.
Posición	Transformador de puesta a tierra ZIG ZAG Generador S&S.
Función	Relevador de protección multifunción de alimentador.
Fabricante & Modelo	General Electric Multilin 750-P5-G5-S5-HI-A20-R
Número de serie	A2711680
Fecha de la prueba	
Equipo patron	OMICRON CPC 100 S.N. EB480F
No total de páginas del reporte	04
Observaciones	El relevador respondió correctamente a todas las pruebas de acuerdo a lo especificado en el manual de operación.

Tabla XI. Datos protección sobrecorriente de fases 51/50, Relev. 745

Protección por sobre corriente de fases 51/50				
Ajustes 51				
Arranque	5.00 A.	Curva	Ext. Inversa	
Multiplicador de tiempo	5.00 Seg.			
Ajustes 50				
Arranque	20.00 A.	Tiempo de operación	0.40 Seg.	
Pruebas				
Corriente de prueba amperios	Tiempo de operación Fase A segundos	Tiempo de operación Fase B segundos	Tiempo de operación Fase C segundos	Tiempo de operación esperado Seg.
7.500	20.0400	20.0400	19.9200	20.0000
10.000	8.7220	8.7250	8.6930	8.7720
15.000	3.3260	3.3110	3.3270	3.2970
19.500	1.9650	1.9630	1.9670	1.9300
20.500	0.4656	0.4594	0.4644	0.4000
25.000	0.4444	0.4436	0.4463	0.4000

Figura 49. Protección 51/50 fase A, Relevador 750

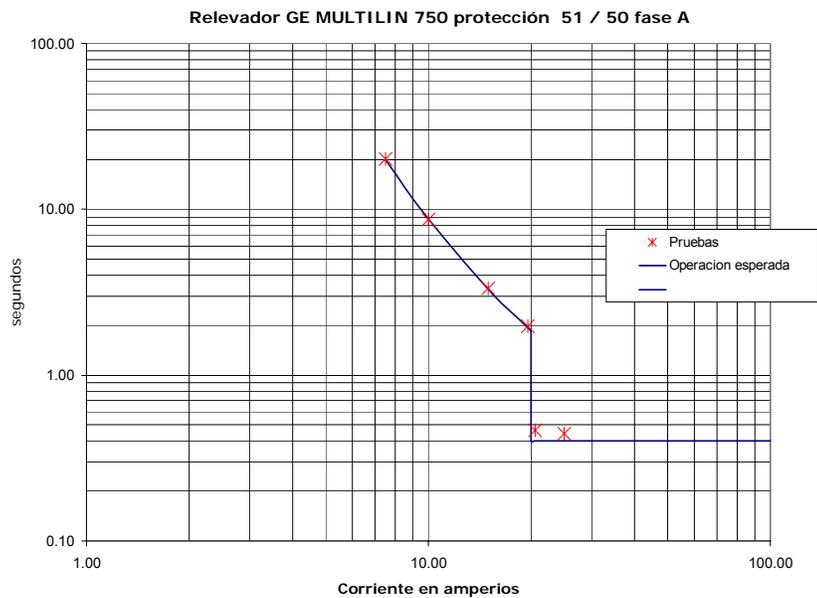


Figura 50. Protección 51/50 fase B, Relevador 750

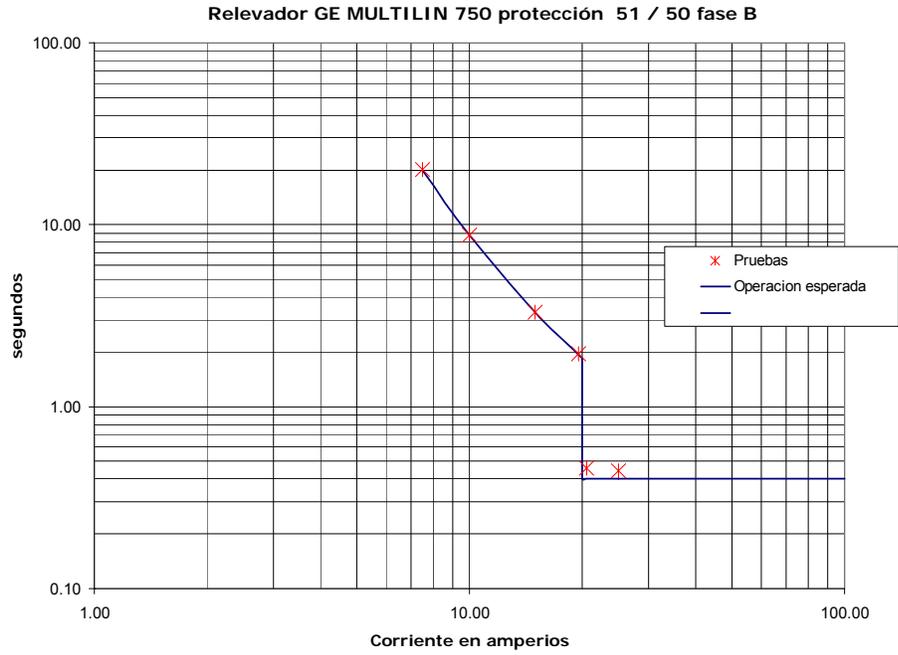


Figura 51. Protección 51/50 fase C, Relevador 750

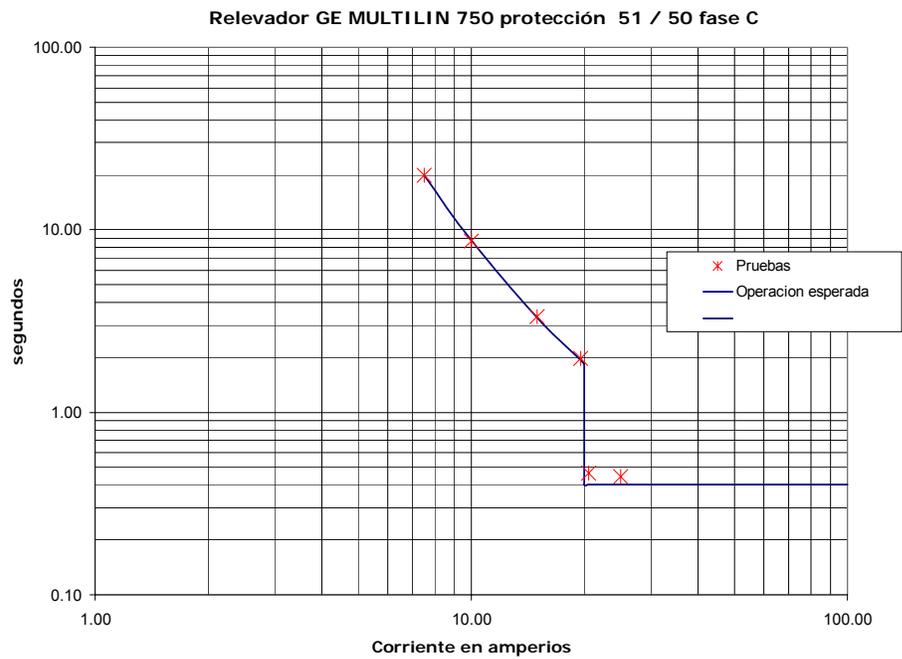
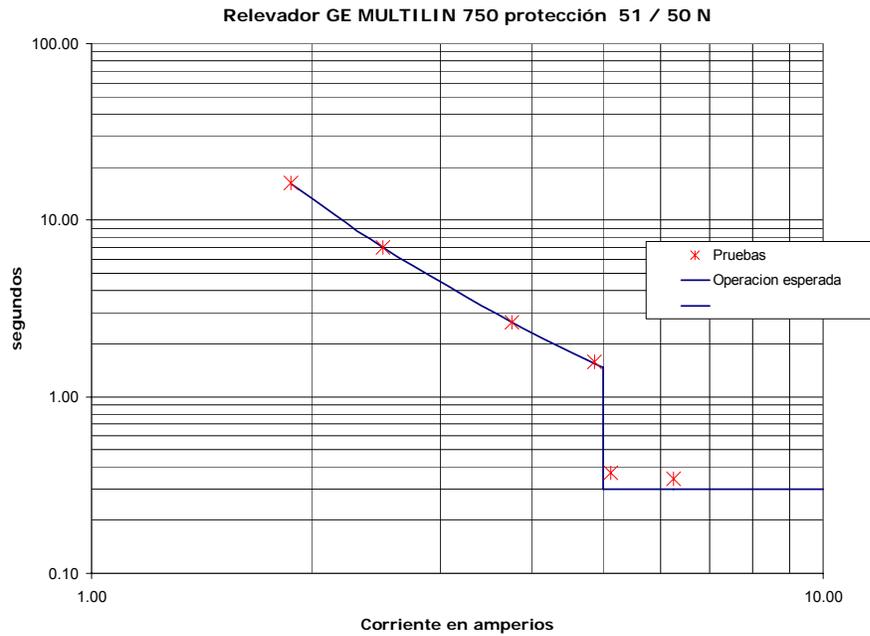


Tabla XII. Datos protección sobrecorriente 51/50 Neutro, Relev. 750

Protección por sobre corriente 51/50 Neutro			
Ajustes 51			
Arranque	1.25 A.	Curva	Ext. Inversa
Multiplicador de tiempo	4.00 Seg.		
Ajustes 50			
Arranque	5.00 A.	Tiempo de operación	0.30 Seg.
Pruebas			
Corriente de prueba amperios	Tiempo de operación segundos	Tiempo de operación esperado Seg.	
1.875	16.2100	16.0000	
2.500	7.0250	6.9770	
3.750	2.6570	2.6380	
4.875	1.5690	1.5440	
5.125	0.3723	0.3000	
6.250	0.3445	0.3000	

Figura 52. Protección 51/50 N, relevador 750



REPORTE DE PRUEBAS A RELEVADOR DE PROTECCIÓN

Cliente	UNIDAD GENERADORA STEWARD AND STEVENSON.
Planta/subestación	Central de generación Las Palmas. Kilómetro 61.5 antigua carretera a Puerto de San José Escuintla, Guatemala.
Posición	Generador S&S.
Función	Relevador de protección multifunción de generador.
Fabricante & Modelo	General Electric Multilin 489-P5-HI-A20
Número de serie	A3210653
Fecha de la prueba	17 de noviembre del 2005.
Equipo patron	OMICRON CPC 100 S.N. EB480F
No total de páginas del reporte	18
Observaciones	El relevador respondió correctamente a todas las pruebas de acuerdo a lo especificado en el manual de operación.

Protección diferencial 87 fase A

Test Object - Device Settings

Substation/Bay:

Substation: Las Palmas
Bay: Generador S&S
Substation address: <none>
Bay address: <none>

Device:

Name/description: SR489
Device type: 87 A
Serial/model number: A3210653/489-P5-HI-A20
Additional info 1: <none>
Additional info 2:
Manufacturer: GE Multilin
Device address: <none>

Test Module

Name: OMICRON Differential
Test Start: 17-Nov-2005 11:51:56
Version: 2.10
Test End: 17-Nov-2005 11:54:30

Test Settings:

Max. Test Time: 0.56 s
Delay Time: 10.00 s

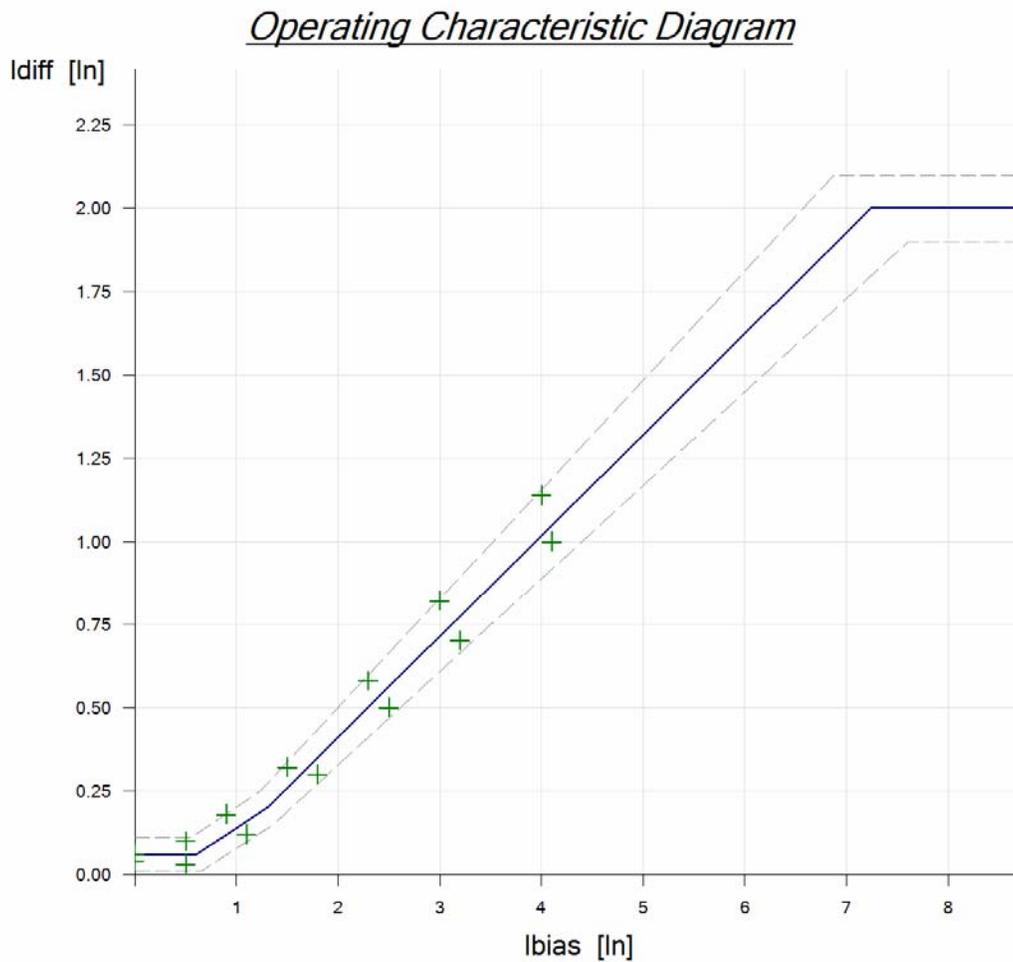
Test Results

Tabla XIII. Tabla de resultados de características de
Operación de protección diferencial 87 fase A

Operating Characteristic Result Table

Idiff	Ibias	Nominal Trip Time	Actual Trip Time	State	Result
0.04 I/In	0.00 I/In	N/T		Tested	Passed
0.06 I/In	0.00 I/In	0.0000 s	0.0384 s	Tested	Passed
0.10 I/In	0.50 I/In	0.0000 s	0.0292 s	Tested	Passed
0.03 I/In	0.50 I/In	N/T		Tested	Passed
0.18 I/In	0.90 I/In	0.0000 s	0.0408 s	Tested	Passed
0.12 I/In	1.10 I/In	N/T		Tested	Passed
0.32 I/In	1.50 I/In	0.0000 s	0.0378 s	Tested	Passed
0.30 I/In	1.80 I/In	N/T		Tested	Passed
0.58 I/In	2.30 I/In	0.0000 s	0.0304 s	Tested	Passed
0.82 I/In	3.00 I/In	0.0000 s	0.0247 s	Tested	Passed
1.14 I/In	4.00 I/In	0.0000 s	0.0211 s	Tested	Passed
0.50 I/In	2.50 I/In	N/T		Tested	Passed
0.70 I/In	3.20 I/In	N/T		Tested	Passed
1.00 I/In	4.10 I/In	N/T	0.0240 s	Tested	Passed

**Figura 53. Curva característica de operación,
Protección diferencial 87, fase A**



State:

14 out of 14 points tested.

14 points passed.

0 points failed.

Test passed

Protección diferencial 87 fase B

Test Object - Device Settings

Substation/Bay:

Substation: Las Palmas Substation address: <none>
Bay: Generador S&S Bay address: <none>

Device:

Name/description: SR489 Manufacturer: GE Multilin
Device type: 87 A Device address: <none>
Serial/model number: A3210653/489-P5-HI-A20
Additional info 1: <none>
Additional info 2:

Test Module

Name: OMICRON Differential Version: 2.10
Test Start: 17-Nov-2005 11:30:18 Test End: 17-Nov-2005 11:32:54

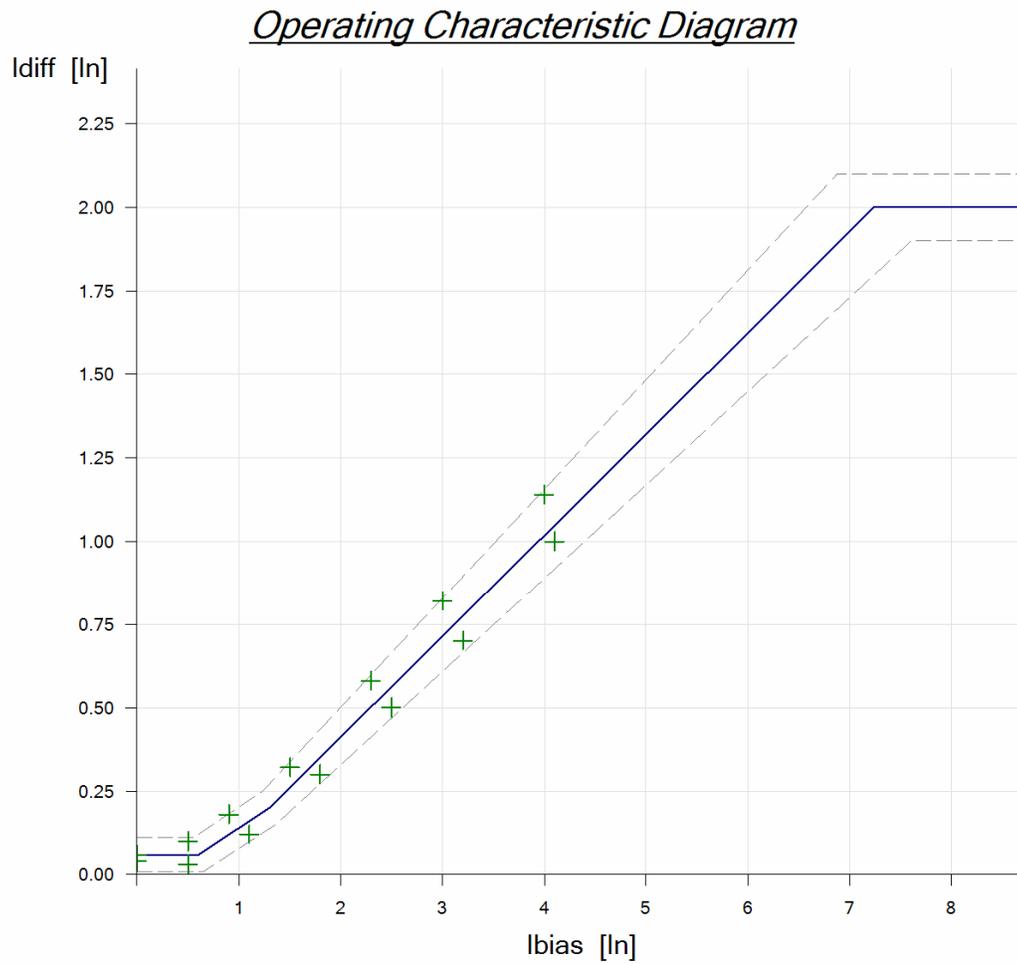
Test Results

Tabla XIV. Tabla de resultados de características de
Operación de protección diferencial 87 fase B

Operating Characteristic Result Table

Idiff	Ibias	Nominal Trip Time	Actual Trip Time	State	Result
0.04 I/In	0.00 I/In	N/T		Tested	Passed
0.06 I/In	0.00 I/In	0.0000 s	0.0462 s	Tested	Passed
0.10 I/In	0.50 I/In	0.0000 s	0.0622 s	Tested	Passed
0.03 I/In	0.50 I/In	N/T		Tested	Passed
0.18 I/In	0.90 I/In	0.0000 s	0.0292 s	Tested	Passed
0.12 I/In	1.10 I/In	N/T		Tested	Passed
0.32 I/In	1.50 I/In	0.0000 s	0.0264 s	Tested	Passed
0.30 I/In	1.80 I/In	N/T		Tested	Passed
0.58 I/In	2.30 I/In	0.0000 s	0.0251 s	Tested	Passed
0.82 I/In	3.00 I/In	0.0000 s	0.0214 s	Tested	Passed
1.14 I/In	4.00 I/In	0.0000 s		Tested	Passed
0.50 I/In	2.50 I/In	N/T		Tested	Passed
0.70 I/In	3.20 I/In	N/T		Tested	Passed
1.00 I/In	4.10 I/In	N/T	0.0214 s	Tested	Passed

**Figura 54. Curva característica de operación,
Protección diferencial 87, fase B**



State:

14 out of 14 points tested.
14 points passed.
0 points failed.
Test passed

Protección diferencial 87 fase C

Test Object - Device Settings

Substation/Bay:

Substation: Las Palmas Substation address: <none>
Bay: Generador S&S Bay address: <none>

Device:

Name/description: SR489 Manufacturer: GE Multilin
Device type: 87 A Device address: <none>
Serial/model number: A3210653/489-P5-HI-A20
Additional info 1: <none>
Additional info 2:

Test Module

Name: OMICRON Differential Version: 2.10
Test Start: 17-Nov-2005 11:44:56 Test End: 17-Nov-2005 11:47:32

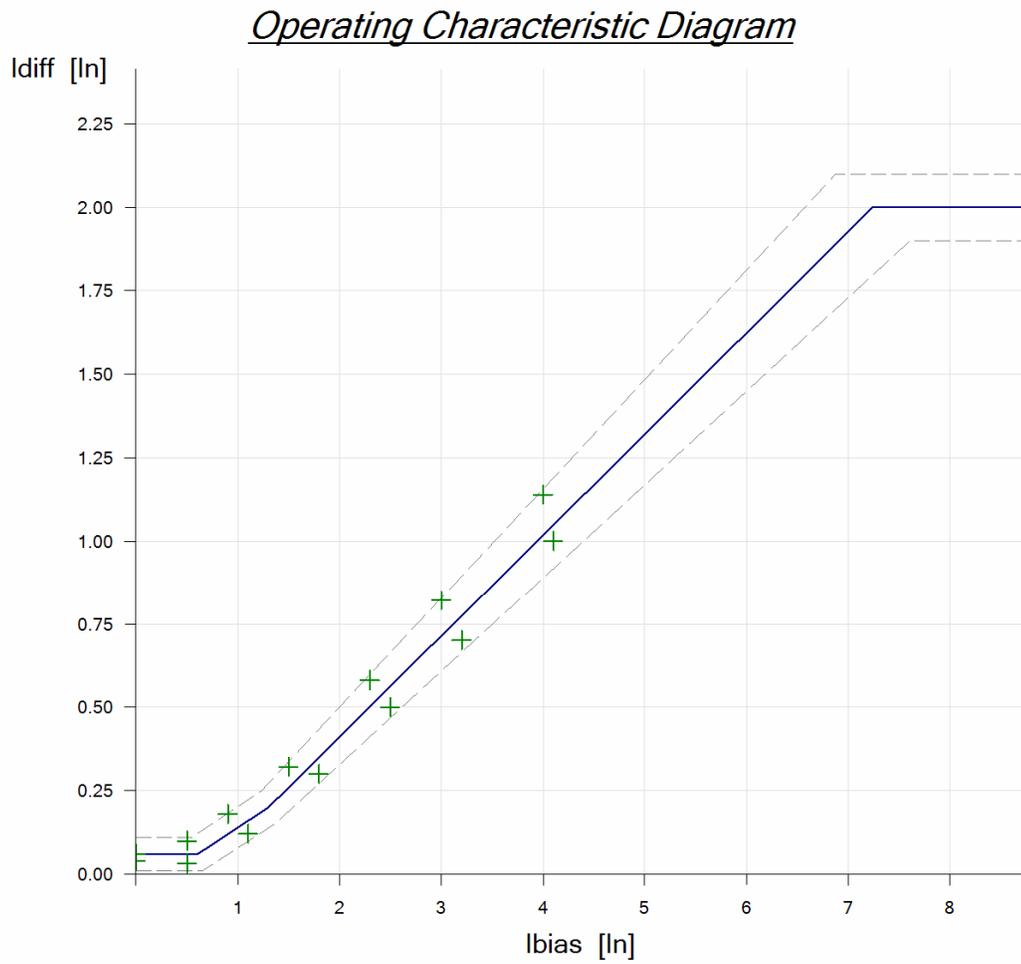
Test Results

Tabla XV. Tabla de resultados de características de
Operación de protección diferencial 87 fase C

Operating Characteristic Result Table

Idiff	Ibias	Nominal Trip Time	Actual Trip Time	State	Result
0.04 I/In	0.00 I/In	N/T		Tested	Passed
0.06 I/In	0.00 I/In	0.0000 s	0.0392 s	Tested	Passed
0.10 I/In	0.50 I/In	0.0000 s	0.0409 s	Tested	Passed
0.03 I/In	0.50 I/In	N/T		Tested	Passed
0.18 I/In	0.90 I/In	0.0000 s	0.0420 s	Tested	Passed
0.12 I/In	1.10 I/In	N/T		Tested	Passed
0.32 I/In	1.50 I/In	0.0000 s	0.0382 s	Tested	Passed
0.30 I/In	1.80 I/In	N/T		Tested	Passed
0.58 I/In	2.30 I/In	0.0000 s	0.0325 s	Tested	Passed
0.82 I/In	3.00 I/In	0.0000 s	0.0212 s	Tested	Passed
1.14 I/In	4.00 I/In	0.0000 s	0.0245 s	Tested	Passed
0.50 I/In	2.50 I/In	N/T		Tested	Passed
0.70 I/In	3.20 I/In	N/T		Tested	Passed
1.00 I/In	4.10 I/In	N/T		Tested	Passed

**Figura 55. Curva característica de operación,
Protección diferencial 87, fase C**



State:

14 out of 14 points tested.

14 points passed.

0 points failed.

Test passed

Protección por pérdida de excitación 40:

Test Object - Device Settings

Substation/Bay:

Substation: Central de Generacion Las Palmas Substation address:
 Bay: Generador S&S Bay address:

Device:

Name/description: 489 Manufacturer: GE MULTILIN
 Device type: Loss Off excitation Device address:
 Serial/model number: A3210653
 Additional info 1:
 Additional info 2:

Test Module

Name: OMICRON Distance Version: 2.10
 Test Start: 17-Nov-2005 15:29:04 Test End: 17-Nov-2005 15:31:12

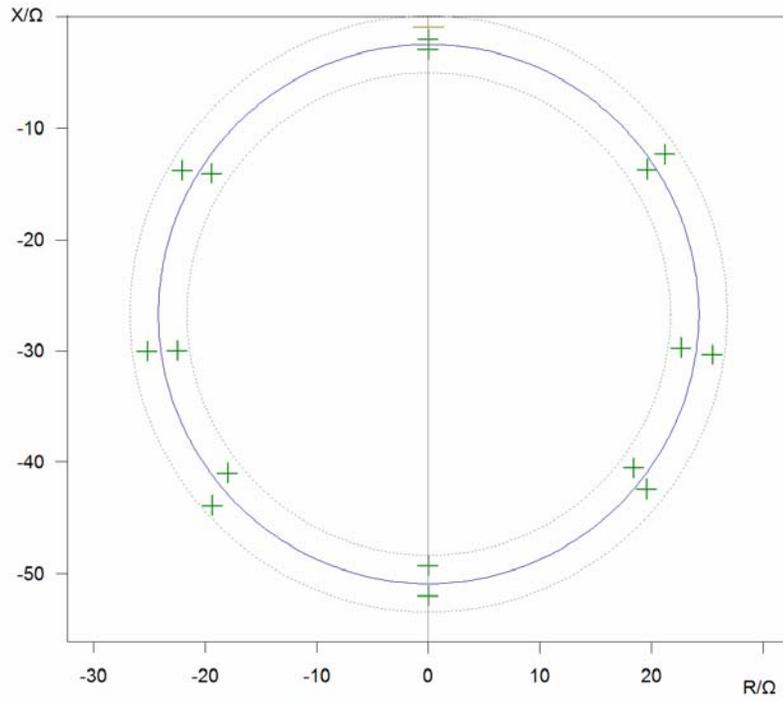
Test Results

Tabla XVI. Resultados de prueba de protección por pérdidas de excitación 40

Shot Test: Fault Type L1-L2

Z	Phi	t nom	t act.	Dev.	I Test	Result
2.000 Ω	-90.00 °	no trip	no trip		4.000 A	Passed
3.000 Ω	-90.00 °	200.0 ms	291.9 ms	45.95 %	4.000 A	Passed
24.53 Ω	-30.20 °	no trip	no trip		2.542 A	Passed
23.95 Ω	-35.06 °	200.0 ms	294.3 ms	47.15 %	2.604 A	Passed
39.58 Ω	-50.00 °	no trip	no trip		1.575 A	Passed
37.33 Ω	-52.71 °	200.0 ms	265.1 ms	32.55 %	1.670 A	Passed
46.69 Ω	-65.31 °	no trip	no trip		1.335 A	Passed
44.51 Ω	-65.62 °	200.0 ms	257.0 ms	28.5 %	1.401 A	Passed
52.00 Ω	-90.00 °	no trip	no trip		1.199 A	Passed
49.30 Ω	-90.00 °	200.0 ms	278.7 ms	39.35 %	1.265 A	Passed
44.79 Ω	-113.70 °	200.0 ms	294.6 ms	47.3 %	1.392 A	Passed
48.00 Ω	-113.77 °	no trip	no trip		1.299 A	Passed
37.50 Ω	-126.91 °	200.0 ms	298.4 ms	49.2 %	1.663 A	Passed
39.18 Ω	-130.00 °	no trip	no trip		1.591 A	Passed
24.00 Ω	-144.04 °	200.0 ms	253.1 ms	26.55 %	2.598 A	Passed
26.00 Ω	-148.00 °	no trip	no trip		2.398 A	Passed

Figura 56. Protección por pérdida de excitación 40



Test State:
Test passed

Tabla XVII. Datos de prueba a Relevador de sobrecorriente restringido por voltaje 51 V, fase A, Relevador 489

Relevador de sobre corriente restringido por voltaje 51 V fase A								
Modelo/Numero de serie		GE MULTILIN 489-P5-HI-A20/A3210653						
Ajustes								
Arranque	3.40 A	Curva	IAC Short inverse	Multiplicador de tiempo				20.00
Pruebas								
V restricción= 100%			V restricción= 75%			V restricción= 50%		
corriente aplicada	Tiempo de operación en segundos	Operación esperada en segundos	corriente aplicada	Tiempo de operación en segundos	Operación esperada	corriente aplicada	Tiempo de operación en segundos	Operación esperada
4.08	5.243	5.162	3.06	5.171	5.162	2.04	5.217	5.162
5.10	2.868	2.863	3.83	2.869	2.863	2.55	2.852	2.863
6.80	1.907	1.896	5.10	1.892	1.896	3.40	1.904	1.896
10.20	1.393	1.397	7.65	1.397	1.397	5.10	1.396	1.397
13.60	1.209	1.226	10.20	1.223	1.226	6.80	1.215	1.226
17.00	1.131	1.138	12.75	1.132	1.138	8.50	1.129	1.138
20.40	1.073	1.085	15.30	1.077	1.085	10.20	1.088	1.085

Figura 57. Curva sobre-I restringido por voltaje 51 V, Fase A, Relé 489

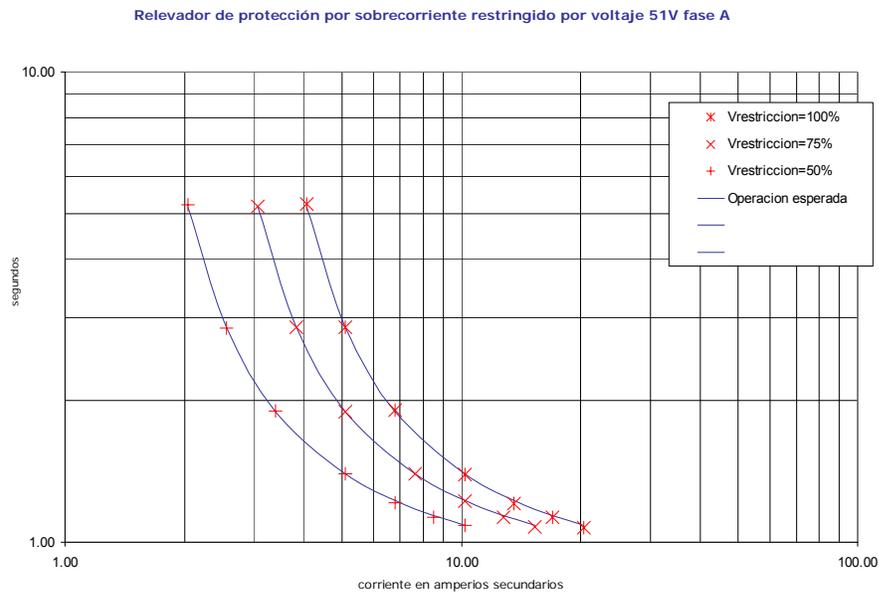


Tabla XVIII. Datos de prueba a Relevador de sobre corriente restringido por voltaje 51 V, fase B, Relevador 489

Relevador de sobrecorriente restringido por voltaje 51 V fase B								
Modelo/Numero de serie		GE MULTILIN 489-P5-HI-A20/A3210653						
Ajustes								
Arranque	3.40 A	Curva	IAC Short inverse	Multiplicador de tiempo				20.00
Pruebas								
V restricción= 100%			V restricción= 75%			V restricción= 50%		
corriente aplicada	Tiempo de operación en segundos	Operación esperada en segundos	corriente aplicada	Tiempo de operación en segundos	Operación esperada	corriente aplicada	Tiempo de operación en segundos	Operación esperada
4.08	5.238	5.162	3.06	5.170	5.162	2.04	5.233	5.162
5.10	2.863	2.863	3.83	2.854	2.863	2.55	2.849	2.863
6.80	1.907	1.896	5.10	1.899	1.896	3.40	1.901	1.896
10.20	1.380	1.397	7.65	1.398	1.397	5.10	1.401	1.397
13.60	1.215	1.226	10.20	1.218	1.226	6.80	1.213	1.226
17.00	1.133	1.138	12.75	1.131	1.138	8.50	1.136	1.138
20.40	1.075	1.085	15.30	1.077	1.085	10.20	1.078	1.085

Figura 58. Curva sobre-I restringido por voltaje 51 V, Fase B, Rel. 489

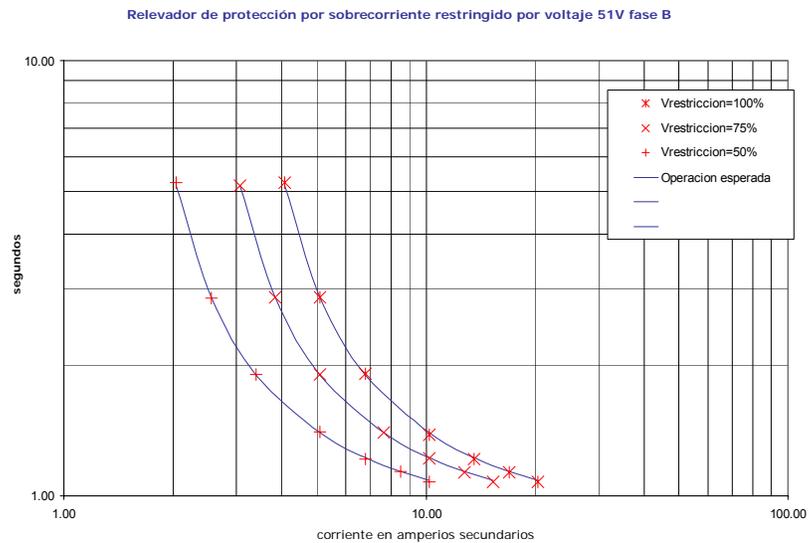


Tabla XIX. Datos de prueba a Relevador de sobre corriente restringido por voltaje 51 V, fase C, Relevador 489

Relevador de sobrecorriente restringido por voltaje 51 V fase C								
Modelo/Numero de serie		GE MULTILIN 489-P5-HI-A20/A3210653						
Ajustes								
Arranque	3.40 A	Curva	IAC Short inverse	Multiplicador de tiempo			20.00	
Pruebas								
Vrestriccion= 100%			Vrestriccion= 75%			Vrestriccion= 50%		
corriente aplicada	Tiempo de operación en segundos	Operación esperada en segundos	corriente aplicada	Tiempo de operación en segundos	Operación esperada	corriente aplicada	Tiempo de operación en segundos	Operación esperada
4.08	5.2230	5.162	3.06	5.2560	5.162	2.04	5.2510	5.162
5.10	2.8590	2.863	3.83	2.8640	2.863	2.55	2.8740	2.863
6.80	1.9070	1.896	5.10	1.8970	1.896	3.40	1.9010	1.896
10.20	1.4050	1.397	7.65	1.4050	1.397	5.10	1.3930	1.397
13.60	1.2080	1.226	10.20	1.2210	1.226	6.80	1.2150	1.226
17.00	1.1300	1.138	12.75	1.1300	1.138	8.50	1.1390	1.138
20.40	1.0780	1.085	15.30	1.0760	1.085	10.20	1.0740	1.085

Figura 59. Curva sobre-I restringido por voltaje 51 V, Fase C, Rel. 489

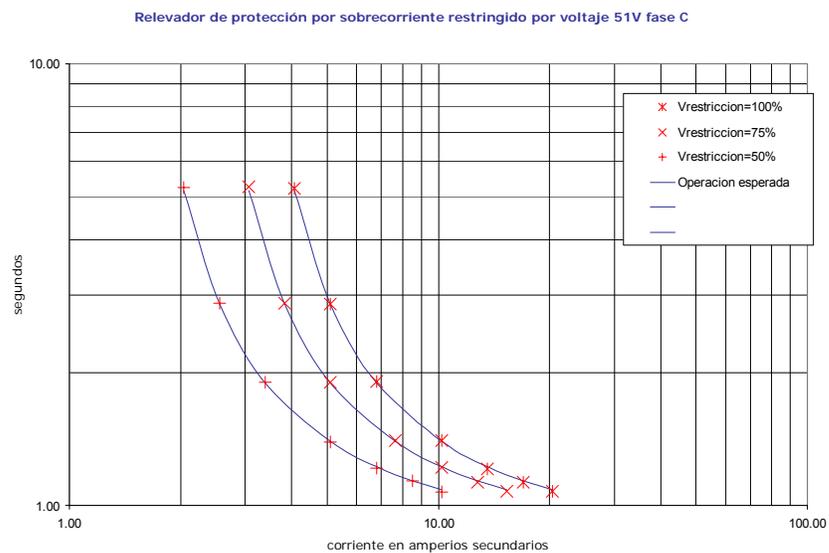


Tabla XX. Datos de prueba, secuencia negativa 46, Rel. 489

Protección por sobre corriente de secuencia negativa 46		
Ajustes		
Arranque:	18 % FLA	
Machine constant K2:	30 seg.	
Pruebas		
Corriente de secuencia negativa	Tiempo de operación	Tiempo de operación esperado
0.5000	123.0000	120.0000
0.6667	68.7100	67.5000
1.0000	30.4700	30.0000
2.0000	7.5900	7.5000
3.0000	3.3870	3.3333

Figura 60. Curva de protección, secuencia negativa 46

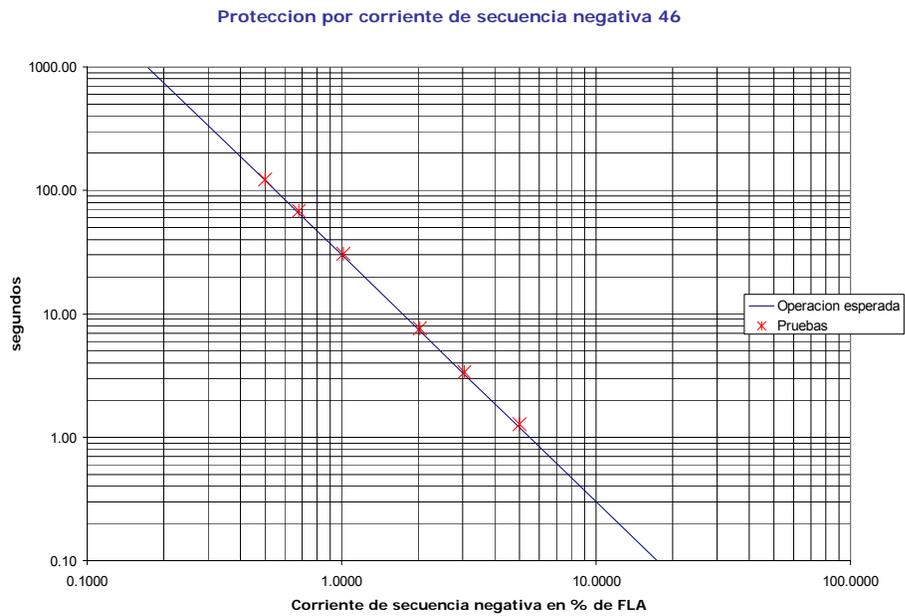


Tabla XXI. Datos de ajustes a protección de sobrecorriente a neutro o tierra, potencia activa inversa, Potencia reactiva inversa y potencia reactiva Positiva.

Protección por sobre corriente de neutro o tierra 50N	
Ajustes	
Arranque	5.00 A
Tiempo de operación	0.05 seg.
Pruebas	
Arranque	5.01 A.
Tiempo de operación	0.0491 seg.

Protección por potencia activa inversa 32	
Ajustes	
Arranque	55.250 W secundarios.
Tiempo de operación	5.00 seg.
Pruebas	
Arranque	58.320 W.
Tiempo de operación	4.99 seg.

Protección por potencia reactiva inversa 32Q(+)	
Ajustes	
Arranque	308.17 VAR secundarios.
Tiempo de operación	5.00 seg.
Pruebas	
Arranque	313.20 VAR.
Tiempo de operación	4.99 seg.

Protección por potencia reactiva positiva 32Q(-)	
Ajustes	
Arranque	342.41 VAR secundarios.
Tiempo de operación	5.00 seg.
Pruebas	
Arranque	347.76 VAR.
Tiempo de operación	5.042 seg.

Tabla XXII. Datos de protección por sobre excitación 24

Protección por sobre excitación 24, Ajustes		
Arranque:	110 % Nominal	
Multiplicador de tiempo	40.0 seg.	
Curva	# 1	
Pruebas		
Volts/hertz de prueba en % de nominal	Tiempo de operación	Tiempo de operación esperado
2.667	113.80	110.93
3.000	56.28	55.40
3.500	30.50	29.77
4.000	19.67	19.41

Figura 61. Curva de protección por sobre excitación 46

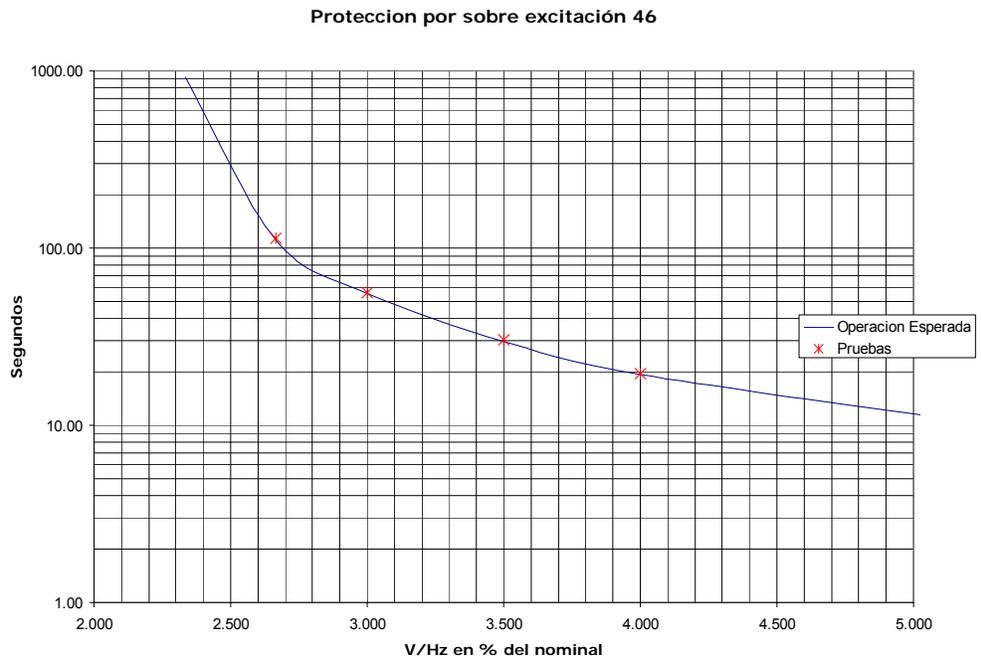


Tabla XXIII. Datos de protección por bajo voltaje 27

Protección por bajo voltaje 27, Ajustes		
Arranque:	114.72 V fase fase sec.	
Multiplicador de tiempo	5.00 seg.	
Elemento	Curva	
Pruebas		
Voltaje fase fase en voltios secundarios	Tiempo de operación	Tiempo de operación esperado
100.00	45.730	38.958
80.00	17.400	16.519
70.00	13.280	12.826
60.00	10.770	10.482

Figura 62. Curva de protección por bajo voltaje 27



Tabla XXIV. Datos de protección por sobre excitación 24

Protección por sobre voltaje 59, Ajustes		
Arranque:	137.17 V fase fase sec.	
Multiplicador de tiempo	5.00 seg.	
Elemento	Curva	
Pruebas		
Voltaje fase fase en voltios secundarios	Tiempo de operación	Tiempo de operación esperado
150.00	53.930	53.457
170.00	21.060	20.891
190.00	13.080	12.982
200.00	10.940	10.916

Figura 63. Curva de protección por sobre excitación 46



Tabla XXV. Datos de protección por baja frecuencia

Protección por baja frecuencia 81	
Ajustes	
Arranque unidad No. 1	58.00 Hz.
Tiempo de operación de Unidad No. 1.	3.00 seg.
Arranque unidad No. 2.	57.5 Hz.
Tiempo de operación de Unidad No. 2.	0.10 seg.
Pruebas	
Frecuencia de arranque de unidad No. 1	58.00 Hz
Tiempo de operación de Unidad No. 1.	3.112 seg.
Frecuencia de arranque de unidad No. 2.	57.50 Hz
Tiempo de operación de Unidad No. 2.	0.1825 seg

Tabla XXVI. Datos de protección por alta frecuencia

Protección por alta frecuencia 81	
Ajustes	
Arranque unidad No. 1	61.5 Hz.
Tiempo de operación de Unidad No. 1.	2.5 seg.
Arranque unidad No. 2.	62.0 Hz.
Tiempo de operación de Unidad No. 2.	0.10 seg.
Pruebas	
Frecuencia de arranque de unidad No. 1	61.5 Hz
Tiempo de operación de Unidad No. 1.	2.57 seg.
Frecuencia de arranque de unidad No. 2.	62.0 Hz
Tiempo de operación de Unidad No. 2.	0.1827 seg

4. PRUEBAS PARA PUESTA EN OPERACIÓN

4.1 Definición de pruebas hechas al equipo

Justificación: Dada la magnitud del problema suscitado, fue necesario revisar a profundidad todos y cada uno de los elementos involucrados en el sistema de potencia y control, por lo que se describe en este capítulo las pruebas realizadas.

4.1.1 Cables

Ensayos hipot: Tensión alterna v/s tensión continua.

I. Definición

Los ensayos hipot, o de alto potencial, son aplicados para evaluar la condición del aislamiento del equipo, se considerará en buenas condiciones si no sufre ruptura con la aplicación de una prueba hipot. La metodología de este tipo de ensayos consiste en aplicar una tensión alterna o continua de magnitud superior al valor nominal de voltaje del equipo, en el aislamiento a tierra, durante un período de tiempo que, por lo general, varía entre 1 y 30 minutos, dependiendo del equipo eléctrico a probar. De este modo, para un cable de potencia de media tensión el período de prueba es de 15 minutos para ensayo hipot con corriente continua y de 30, para uno con corriente alterna. El modo más seguro de comprobar cables y accesorios es justamente realizar una simple prueba con un Hipot AC. El cable debe fallar bajo prueba si tiene un defecto severo, pero esta es la intención de la prueba. Si un cable no puede

resistir 2 ó 3 veces la tensión normal durante 10 ó 15 minutos, es probable que falle pronto. Es mejor que falle cuando conviene, que esperar a que falle solo, a menudo en el peor momento posible. En el caso de transformadores y máquinas rotatorias este período se reduce a un minuto. Existe un acuerdo mundial casi unánime acerca de que las pruebas DC no solo dañan el dieléctrico del cable sino que también es un sistema ineficaz para determinar la calidad del aislamiento del cable. El ensayo con DC no puede ser usado durante mucho tiempo. Daña el aislamiento del cable y dice poco sobre su calidad. Analizando problemas con pruebas DC, muchas empresas de servicio han reducido la prueba tradicional de 4-5 veces la tensión normal a bastante menos. Muchos han reducido la tensión de prueba para cables de 15 kV a 15 kV DC y 15 kV es un poco menos que la tensión de pico AC de cables en servicio.

II. Ensayo hipot con corriente alterna.

Los ensayos de alto potencial con corriente alterna (AC hipot test), consisten en la aplicación de una tensión alterna a frecuencia industrial (50-60 Hz) al aislamiento de cables, transformadores, máquinas rotatorias y condensadores de potencia.

Las ventajas de la prueba con alto potencial en AC son las siguientes:

La forma de onda y la frecuencia de la tensión aplicada representan de manera más fidedigna los esfuerzos eléctricos que debería ser capaz de soportar un equipo determinado de corriente alterna.

En el caso del aislamiento de cables de poder, la prueba con alto potencial en AC no produce cargas espaciales. La aparición de cargas espaciales puede provocar la ruptura del aislamiento una vez que el cable entra en servicio. Las cargas espaciales se producen debido a la presencia de impurezas, ya que puede desarrollarse una carga eléctrica en las interfases de un material. Esta carga se mueve sobre la superficie cuando el material se coloca en un campo eléctrico.

La fuente de tensión de la prueba con alto potencial en AC puede emplearse para la aplicación de otras pruebas como la medición del factor de disipación y detección de descargas parciales.

Los inconvenientes de la prueba con alto potencial en AC son:

El equipo de prueba es de gran tamaño, costoso y pesado. Esta situación trae como consecuencia que la prueba con alto potencial en AC no sea usualmente aplicado en ensayos de campo.

III. Ensayo hipot con corriente continua.

El ensayo de alto potencial con corriente continua consiste en la aplicación de tensión continua al aislamiento de cables, transformadores, máquinas rotatorias y condensadores de potencia. La tensión de ensayo es de mayor magnitud que la aplicada en la prueba con alto potencial en AC (de 1.7 a 3 veces, dependiendo el equipo bajo prueba). En nuestro caso, el ensayo se refiere exclusivamente a los cables con aislamiento para 15 kv.

Las ventajas de la prueba con alto potencial en DC son las siguientes:

El equipo de prueba es de tamaño reducido, liviano y de bajo costo, situación que favorece la aplicación de la prueba con alto potencial en DC en campo.

Con la aplicación de tensiones continuas se puede obtener mayor información de la condición del aislamiento, debido a que se puede determinar el índice de polarización, parámetro que es de gran utilidad al momento de hacer un diagnóstico del aislamiento en un equipo determinado.

Los inconvenientes de la prueba con alto potencial en DC son:

La tensión continua no representa de manera fidedigna los esfuerzos eléctricos en el aislamiento de equipos de corriente alterna.

En el caso de generadores grandes refrigerados con agua, la aplicación de tensiones continuas provoca una trayectoria a tierra de baja impedancia, situación que puede sobrecargar la fuente de tensión de la prueba con alto potencial en DC. Este inconveniente no se presenta al aplicar un ensayo de alto potencial con corriente alterna.

IV. Conclusión.

Los ensayos de alto potencial son quizás los más discutidos en torno a sus desventajas y bondades. Aparentemente la prueba con alto potencial en AC trae consigo la mayor parte de los inconvenientes a raíz del gran tamaño, no obstante, cada uno de los ensayos de alto potencial descritos puede ser más ventajoso que otro en determinados equipos y

circunstancias.

En la actualidad se han desarrollado técnicas de alto potencial con aplicación de tensiones a muy baja frecuencia (0.1 Hz) que pretenden combinar las ventajas de las pruebas AC y DC de alto potencial y suprimir sus respectivos inconvenientes. En las figuras 64 y 65 se muestra el equipo de *Hipot* utilizado para la prueba de los cables de potencia en esta unidad generadora.

Figura 64. Equipo de *Hipot* utilizado para pruebas de cables.



Figura 65. Equipo de hipot utilizado.



4.1.2 Pruebas a Transformadores:

ANÁLISIS FÍSICO QUÍMICO DEL ACEITE DIELECTRICO

INTRODUCCIÓN

El aceite dieléctrico tiene tres funciones básicas:

Primera: es aislante ya que minimiza los arcos que pudieran existir entre los bobinados de alta y baja tensión en condiciones normales de operación,

Segunda: es refrigerante ya que al ser un fluido, su movimiento a causa de los gradientes del calor va enfriando el aparato progresivamente hasta mantener una temperatura regulada en la

operación.

Tercera: es la de disipador de arco cuando se utiliza en interruptores OCB (oil circuit breaker por sus siglas en inglés) u otro aparato; extingue la llama al no dejar circular oxígeno dentro de la mezcla.

El aceite dieléctrico es de suma importancia para los aparatos que de él dependan, por lo que es crítico un monitoreo adecuado de sus cualidades, ya que este aceite es sensible al estar en contacto con el ambiente porque absorbe su humedad o a materias extrañas a las que fue diseñado. Existen tres factores que son los enemigos naturales de los aceites dieléctricos: la humedad, la oxidación y contaminación y todas van relacionadas entre sí. La oxidación es la causa común para envejecer el aceite dieléctrico prematuramente, éste ataca el aislamiento principalmente, los malos empaques, puntos débiles de las soldaduras permiten que el aparato eléctrico tenga contacto con el ambiente, provocando con ello el ingreso de oxígeno que reacciona con el aceite formando ácidos, permitiendo que se condense el agua y finalmente formado lodos y ceras.

Para establecer el estado del aceite dieléctrico se le hace un análisis Físico-Químico el cual consta de varias pruebas individuales regidas por la ASTM (*American Society for Testing and Measurements*, por sus siglas en inglés) que juntas dan una proyección no solo de la calidad del aceite sino del funcionamiento del equipo.

Las pruebas básicas para análisis son:

- a) físico – químicas
- b) cromatográficas

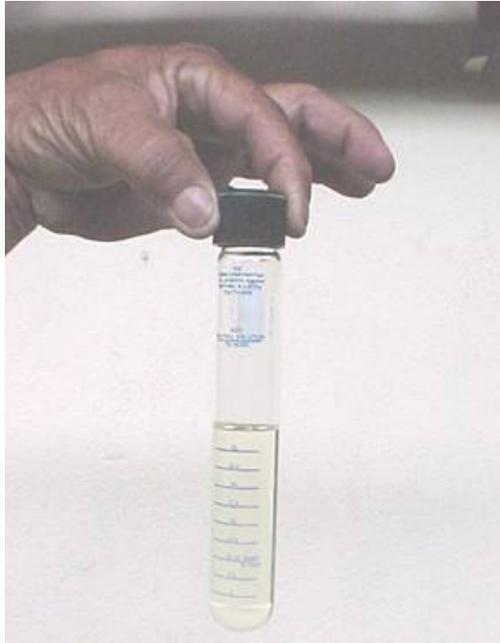
Tabla XXVII. Pruebas básicas para aceites.

Nombre de la prueba	Norma Técnica o especificación utilizada
Evaluación visual	ASTM D -1524
Evaluación de color	ASTM D -1524
Gravedad específica	ASTM D -1298
Tensión interfacial	ASTM D-971
Contenido de humedad	ASTM D-1533
Rigidez dieléctrica	ASTM D-1816
Acidez	ASTM D-974

1) Evaluación visual ASTM D-1524

La importancia de la evaluación visual radica primordialmente en detectar sólidos suspendidos que pueden ser papel carbonizado, partículas de agua, restos de soldadura, lodos, etc. Una muestra que se muestre en buenas condiciones no mostrará humedad, partículas de metal, material de aislamiento que marcadamente se verán a contraluz, es importante evitar la luz natural para este ensayo, es mejor utilizar una luz de linterna portátil con un bulbo No. 222. El laboratorista deberá evitar la ropa de colores, es

Figura 66. Probeta para análisis



mejor utilizar ropa de colores neutros para que no refleje colores extraños en la muestra.

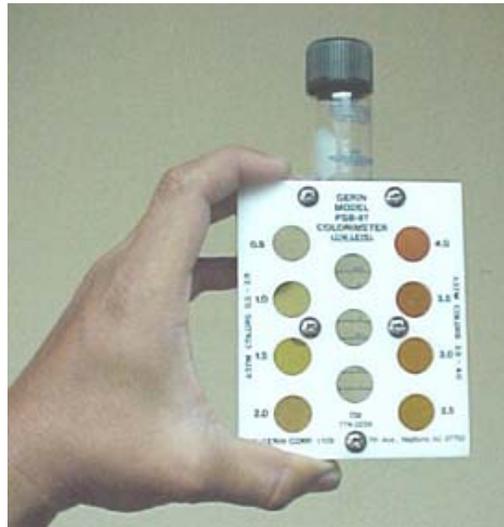
También es importante usar probetas que estén limpias de materias extrañas, al lavar las probetas se deberá evitar el uso de alcoholes ya que podrán dejar partículas de agua que engañen la vista del laboratorista, si fuera el caso de estar en el campo y la probeta está sucia se debe lavar la probeta con el mismo aceite para evitar residuos que pudieron haber quedado de pruebas anteriores y que por descuido no fueron lavadas anteriormente.

2) Evaluación de color ASTM D-1500

Para determinar el color de un aceite es mediante la comparación directa

con colores estandarizados con un colorímetro. Una coloración

Figura 67. Colorímetro



obscura del aceite representa un deterioro de la calidad del aceite, generalmente va ligado a la presencia de una materia extraña o una acidez alta. Cuando un aceite no puede determinarse exactamente en el colorímetro que color tiene se deberá reportar el color mas alto de la escala entre la que se encuentra; la luz para este ensayo deberá ser artificial, temperatura de 2750 °K, fondo traslúcido de 85 +/- 10 foot-candles de brillo, la combinación de elementos poseen características espectrales similares a la luz de día en el norte.

La importancia de la evaluación de color para aceites nuevos radica en ver el nivel de refinamiento que tenga el aceite ya que mientras mas claro esté mucho mejor fue el proceso de refinamiento y en aceites viejos la coloración puede ser relacionada con acidez alta del aceite, aunque también una coloración oscura se podrá interpretar como el grado de

contaminación que pudiera tener una muestra. La coloración grisácea de un aceite se podrá interpretar como un aceite que ha recibido grandes descargas de energía o arcos, (generalmente en interruptores OCB's), aunque también los puede haber en transformadores.

3) Gravedad específica ASTM D-1298

La gravedad específica es la relación de peso con el agua; es decir, cuanto menos o más, pesa un líquido en un mismo volumen.

La fórmula general es la siguiente, siendo

ge = gravedad específica

ρ_{aceite} = densidad del aceite

ρ_{agua} = densidad del agua

$$ge = \frac{\rho_{aceite}}{\rho_{agua}}$$

El análisis se puede hacer comparando un volumen de control de cada fluido y haciendo la división o mediante un hidrómetro graduado el cual da la relación instantáneamente, por su facilidad es mejor el segundo método.

El resultado de esta prueba es para conocer si el aceite

Figura 68. Hidrómetro



molecularmente tiene alguna contaminación, que los valores normales de este aceite son de entre 0.84 – 0.91, si tuviera valores mayores, generalmente representa una materia extraña combinada con el aceite generalmente agua, mientras que si baja de gravedad específica, significará que contiene moléculas de celulosa, o el material aislante que el aparato contenga.

4) Tensión Interfacial ASTM D-2285

Este método indica la presencia de compuestos hidrofílicos, es decir la tensión interfacial es un indicador del valor de la fuerza de atracción molecular entre el agua y el aceite. La fuerza de atracción se mide en dinas/cm. y refleja niveles de descomposición

Figura 69. Medidor interfacial



del aceite dieléctrico debido a la oxidación y contaminación. Estos compuestos polares se pueden considerar como indicadores de contaminantes en el caso de aceite nuevo o no usado y productos de la oxidación de los materiales de construcción de la carcasa en aceites usados.

La tensión interfacial se determina mediante la medición de una gota de agua que es soportada por el aceite, mientras mas grande sea la gota mayor es la tensión interfacial.

5) Acidez ASTM D-1534

Debido a lo corrosivo que puede resultar un ambiente, es importante conocer el nivel de la acidez del aceite, ya que un aceite ácido puede resultar agresivo para el equipo oxidando sus elementos. La norma que establece una prueba cualitativa que se define como la cantidad en miligramos de hidróxido de potasio (KOH), necesarias para neutralizar un gramo de aceite. Las impurezas como resinas, plásticos, barnices o la oxidación del aceite pueden causar una alta acidez empeora la condición en aceite.

6) Rigidez Dieléctrica ASTM D-877 y ASTM D-1816-97

El aceite dieléctrico de un transformador cumple con 2 funciones elementales como lo son el enfriado y aislamiento de los devanados eléctricos para mejor su eficiencia y correcto funcionamiento. Como el aislante estará sometido a grandes tensiones de operación y es

necesario que cumpla con una prueba de tensión disruptiva mínima que revele la capacidad de cumplir su función aislante y térmica.

Esta prueba revela dos factores, la resistencia del aceite al paso de corriente y el grado de contaminación que pudiera tener el aceite; la rigidez dieléctrica revela cualitativamente la condición del aceite en función de que tan limpio y seco se encuentre.

Esta prueba se realiza por medio de un voltímetro llamado también espinterómetro. El procedimiento es relativamente sencillo:

- * Se necesita un volumen de aceite de 500 ml.
- * Lavar el recipiente que se muestra en el aparato.
- * Se debe esperar un período de cuando menos 2 minutos 20 segundos o más, dependiendo del llenado del recipiente ya que se deberá procurar que no existan burbujas para que los resultados sean los más correctos posibles.
- * A la hora de probar el aceite se deberá aplicar un voltaje con incrementos de 3kV/s hasta que exista un arco en el aceite.
- * Reposar la muestra un minuto entre las pruebas.
- * Las pruebas se realizan 5 veces, y se toma el promedio.

INTERPRETACIÓN DE RESULTADOS

Al momento de decidir entre hacer las pruebas anteriores y únicamente una arbitrariamente, no se puede concluir el estado del aceite, por lo que

es recomendable como mínimo realizar todas las pruebas anteriores y así confirmar el estado físico – químico y eléctrico del aceite.

Las pruebas no solo se hacen en aceites viejos, también se deben hacer en aceites nuevos; para los aceites viejos es importante llevar un control anual de valores físico – químicos, la importancia de llevar este control es conocer el desempeño del aceite del aparato respecto al tiempo.

Las ventajas que ofrecen las pruebas anuales son las siguientes:

- * Indican la condición del equipo, ya que mientras mas sea la diferencia entre las pruebas anteriores y la que se está haciendo se deberá hacer un análisis de cargas del aparato, o puede indicar que comienza a degenerarse el aparato con mas rapidez debido a sobrecargas, humedad, lodos, etc.

- * Puede prevenir un mal funcionamiento del aparato, ya que al tener un historial se pueden hacer un conjunto de medidas correctivas con el fin de extender la vida del aparato.

- * Cuando los resultados del análisis físico – químico están cercanos a los mínimos se debe acortar el intervalo entre pruebas, de un año a cada 6 meses, o lo que se indique ya que podrán ocasiones en que será necesario hacer análisis cada 3 meses.

Los valores mínimos que se deben obtener de las pruebas al aceite de

un transformador están descritos en la siguiente tabla, esto es en base a las normas ASTM detalladas.

Tabla XXVIII. Valores mínimos de aceite de transformador.

Nombre	Norma	Mínimo
Evaluación visual	ASTM D-1524	Claro
Evaluación de color	ASTM D-1524	≤ 1.5
Gravedad específica	ASTM D-1298	$0.84 < X < 0.91$
Tensión Interfacial	ASTM D-971	≥ 40 dinas/cm
Acidez	ASTM D-974	< 0.03 mg KOH/gr
Rigidez Dieléctrica	ASTM D-1816	≥ 50 kV e=2 mm
Contenido humedad	ASTM D-1533	≤ 8 ppm

ANÁLISIS EXTRAORDINARIOS

a. Análisis de Furanos

Cuando el aislamiento de celulosa dentro de un transformador sufre de alguna degradación, crea compuestos uno de los cuales es un compuesto aromático llamado furano. Que es un sistema aromático heterocíclico consistente de cuatro carbonos y un oxígeno en un anillo de cinco segmentos teniendo cada uno de los carbonos un hidrógeno adherido, de ahí su formula molecular C_4H_4O . los cinco derivados que prevalecen dentro del furano surgen de la degradación de la celulosa y que son solubles en el aceite en un grado apreciable son:

- 2 Furaldahido, furfuryl alcohol
- 2 Acetilfurano
- 5 metil – 2 – 2 furladehido
- 5 hidromeximetil – 2 – furaldehido

Este análisis se hace mediante la norma ASTM D5837, la muestra se analiza bajo cromatografía de líquidos, los cuatro compuestos antes mencionados son separados en una columna apropiada y cada uno es detectado usando un detector ultravioleta que es ajustado automáticamente a la longitud de onda de cada compuesto. Soluciones de calibración son realizadas para cada compuesto. De los datos de las soluciones estándar, las eficiencias de extracción para cada componente pueden ser calculadas y las correcciones ejecutadas de acuerdo a los patrones establecidos. Los resultados son expresados en partes por billón (PPB).

Significado

Los compuestos furánicos analizados en este procedimiento son compuestos aromáticos que surgen de la degradación de celulosa dentro del transformador ya sea por envejecimiento normal o por fallas del transformador. Entonces la relación entre cantidades de algún compuesto furánico es un buen indicador de la condición del aislamiento de celulosa; aunque a la fecha no se han establecido límites o valores normados para estos compuestos, ya sea individualmente o en combinación, las únicas relaciones se han hecho experimentalmente, aunque a la fecha solo se sigue la tendencia mas que los valores

absolutos en el aceite.

Existe también otro examen para medir el grado de degeneración de la celulosa, pero es un examen invasivo y destructivo (no es recomendable) ya que consiste en recoger una muestra de celulosa y con ello determinar el grado de polimerización, pero para esto es necesario poner la unidad fuera de servicio para obtener la muestra y una porción de la unidad es destruida en el proceso.

Las ventajas del análisis de compuestos furánicos son:

- * El examen no es invasivo.
- * No requiere interrumpir el servicio de la unidad.
- * El análisis de laboratorio requiere de menos tiempo y es una determinación más sensitiva.
- * En todo caso, lo más importante es la tendencia.

Grado de polimerización

El grado de polarización (DP en inglés), es una relación entre el aceite probado y otro calibrado, el DP da un tamaño estimado promedio de las moléculas de celulosa de material en el papel de prueba. Generalmente, papeles nuevos tienen un DP de 1,000. Papeles viejos con un DP de 150 – 200 tienen poca fuerza mecánica remanente, y por eso los hace más susceptibles a daños mecánicos durante el movimiento, particularmente durante eventos extremos como fallas. El envejecimiento de el aislamiento en transformadores se puede deber a la humedad, oxígeno y

a concentraciones de subproductos derivados de las anteriores al hacer reacciones químicas con el entorno; esta prueba es recomendada para proveer un mejor diagnóstico del aislamiento en general no solo una porción como en la prueba invasiva. También es recomendado cuando existe una clara evidencia de envejecimiento acelerado. La prueba también deberá hacerse después de que el transformador haya tenido una sobrecarga o al adquirir un transformador viejo para garantizar la calidad del aislamiento, sobretodo si el transformador tiene indicios de sobre corrientes o sobrecalentamientos.

b. Análisis cromatográfico de los gases disueltos en el aceite

Este análisis permite evaluar el estado del transformador en lo que se refiere a producción de arcos, descargas parciales, puntos calientes y deterioro del papel aislante; en los transformadores en aceite, la formación de gases es consecuencia del normal envejecimiento, pero también y en mayor medida el resultado de fallas internas, aunque también muestra la vida útil que probablemente podrá tener el transformador de seguir las condiciones en las que hasta ese momento esta trabajando.

Objetivos:

Establecer un mantenimiento predictivo del estado de las propiedades aislantes de los aceites dieléctricos que tienen las empresas en servicio, pudiendo así diagnosticar las necesidades de reacondicionamiento, reciclado o sustitución de estos aceites.

Basándose en el tipo de gases presentes pueden interpretarse las razones de las averías; para eso se debe basar a la norma IEC 60599 (1999): *“interpretation of the analysis of gases in transformers and other oil-filled electrical equipment in service”*; aunque existen otros muchos criterios de interpretación desarrollados por los fabricantes. Casi todos los criterios utilizan las cantidades de cada gas y las relaciones entre las cantidades de los diferentes gases para interpretar las posibles fallas.

Debido a lo preciso del análisis es necesario tomar la muestra con ningún contacto con materias extrañas, para lo cual se utiliza una jeringa especial aislada de todo, el procedimiento está detallado en la norma IEC para la toma de muestras destinadas a realizar análisis cromatográfico: IEC 60567 (1992) *“Guide for the sampling of gases and oil from oil-filled electrical equipment and for the análisis of free and dissolved gases”*.

Los gases analizados son:

Tabla XXIX. Gases analizados.

Hidrógeno (H ₂)	Combustible
Oxígeno (O ₂)	
Nitrógeno (N ₂)	
Metano (CH ₄)	Combustible
Etano (C ₂ H ₆)	Combustible
Etileno (C ₂ H ₂)	Combustible
Acetileno (C ₂ H ₂)	Combustible
Monóxido de carbono (CO)	Combustible
Dióxido de carbono (CO ₂)	

Ejemplos de los gases encontrados relacionados con fallas en transformadores.

Ver siguiente tabla.

Tabla XXX. Gases relacionados con fallos en transformadores.

Nitrógeno, Dióxido y Monóxido de Carbono	Transformador sobrecargado. Descomposición de la celulosa
Nitrógeno e Hidrógeno	Descargas por el efecto corona que ocasionan electrólisis del agua y corrosión.
Nitrógeno, Hidrógeno, Metano y pequeñas cantidades de Etano y Etileno	Chispazos u otras averías menores que ocasionan ligera descomposición del aceite
Nitrógeno con alto contenido de Hidrógeno y otros hidrocarburos incluyendo acetileno	Arcos de alta energía que ocasionan el rápido deterioro del aceite

El análisis de gases disueltos en el aceite, se realiza utilizando un Cromatógrafo de Gases y tomando en consideración el método de prueba ASTM D-3612; en cuanto a la evaluación de resultados se realizan conforme a la norma NMX-J-308 (Gráfica Doernenburg, Método Rogers, Triangulo Duval y/o CSUS).

Este trabajo trata de las técnicas para la determinación de averías latentes en transformadores eléctricos sumergidos en aceite.

Ensayos:

Tensión de ruptura dieléctrica a frecuencia Industrial (UNE-EN 60156): Propiedad de un material aislante de oponerse a ser perforado por la corriente eléctrica. Los problemas que ocasiona la pérdida de esta propiedad son:

Perforación eléctrica

Perforación electrotérmica

Número de Neutralización (UNE 21-320-74 Parte XIII): Método de análisis utilizado según norma es el de Titulación con indicador de color. Un número de neutralización alto es indicativo del grado de envejecimiento, deterioro y oxidación.

Número de acidez (ASTM D 664-01// UNE 21-320-75 Parte XV): El método de análisis utilizado es por Potenciometría (ASTM D664) ó por titulación con indicador de color (UNE 21-320-75 Parte XV). La acidez nos aporta datos sobre el nivel de degradación del aceite aislante: oxidación, contaminación y estado de los aditivos, a la par que alerta sobre los posibles problemas que podamos tener en el sistema de lubricación.

Contenido en agua (UNE-EN ISO 12937:2000): Método Karl Fischer. Un aceite dieléctrico contaminado de agua pierde sus características de rigidez dieléctrica, resistividad y factor de pérdidas. La presencia de humedad, además, favorece la formación de ácidos y lodos.

Color (UNE 21-320-89 Parte III): Método de análisis es el de Colorimetría Escala Saybolt. La evaluación de este aspecto pone de manifiesto el grado de envejecimiento del aceite dieléctrico ocasionado por la aparición de turbidez, indicativa de la presencia

de humedad y partículas extrañas en suspensión.

RESISTENCIA ÓHMICA DE LOS DEVANADOS

Resistencia de los embobinados

Los valores de resistencia óhmica o de continua de los devanados medidos en el campo cuando se comparan con los valores medidos en los ensayos de recepción en fábrica pueden dar indicaciones de:

- Existencia de espiras en cortocircuito
- Conductores abiertos
- Conexiones en malas condiciones
- Contactos de conmutadores en malas condiciones

En caso de no disponer de los valores medidos en fábrica la comparación se realiza entre las distintas fases del transformador. La diferencia entre los valores medidos no debe ser superior al 5%.

Para embobinados conectados en estrella las resistencias se miden entre cada fase y el neutro; mientras que para embobinados conectados en delta las resistencias se miden entre fase y fase.

Los valores de resistencia deben ir acompañados siempre de la temperatura del conductor en el momento en que se realizó la medida de la resistencia.

Para comparar los valores de medidas realizadas en diferentes ensayos es necesario llevar todos los valores medidos de resistencia a una misma temperatura, llamada temperatura de referencia. Para realizar esta

conversión se aplica la siguiente fórmula:

$$R_R = R_M \cdot \frac{T_R + T_K}{T_m + T_k}$$

Siendo:

$R_r(\Omega)$ = Resistencia a la temperatura de referencia T_r

$R_m(\Omega)$ = Resistencia medida a la temperatura T_m

$T_r(^{\circ}\text{C})$ = Temperatura de referencia (usualmente 75°C)

$T_m(^{\circ}\text{C})$ = Temperatura de medida

$T_k(^{\circ}\text{C})$ = 235 para devanados de cobre

$T_k(^{\circ}\text{C})$ = 225 para devanados de aluminio

La determinación de la temperatura del devanado tiene gran importancia en la medida de resistencias. Sin embargo no siempre es posible determinar con exactitud en medidas de campo la temperatura del devanado en el momento en que se realizó la medida de la resistencia.

Existen dos condiciones diferentes en cuando a la determinación de la temperatura de los embobinados:

1. Si el transformador ha sido retirado de servicio hace varias horas y puede considerarse que se encuentra en equilibrio térmico con el ambiente la temperatura de los embobinados se puede suponer igual a la temperatura del aceite que los rodea. Dicha temperatura se determina en el termómetro destinado a medir la temperatura del aceite o en caso de no existir dicho termómetro colocado un termómetro en contacto con las paredes de la cuba ya que no existe transferencia de calor a través de las mismas.

2. Si el transformador ha sido retirado de servicio recientemente no se puede suponer que el transformador está en equilibrio térmico con el ambiente, existiendo transferencia de calor a través de las paredes de la cuba. En este caso el único medio de determinar en forma aproximada la temperatura de los embobinados es con el termómetro destinado a medir la temperatura del aceite. Aunque no existe equilibrio térmico igual es posible suponer que la temperatura del embobinado es igual a la del aceite que lo rodea pues la constante de tiempo de los embobinados es de unos pocos minutos.

Figura 70. Equipo de medición AEMC 5600



TTR

INTRODUCCIÓN

El método mayormente utilizado en el medio es el voltímetro por su rapidez y exactitud, consta de un generador de corriente alterna, que produce una tensión de 8 voltios, a unos 60Hz. Además esta provisto de un pequeño transformador de referencia o patrón.

OBJETIVO

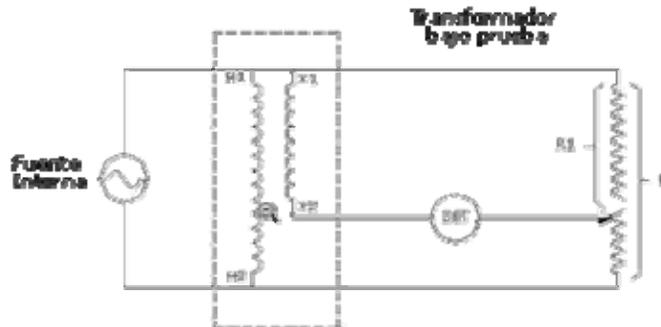
El objetivo primordial es verificar las relaciones de transformación para las diferentes posiciones del TAP, y comparar la relación teórica con la medida.

PROCEDIMIENTO

La relación de transformación es el número de vueltas que lleva el devanado de alta tensión contra el número de vueltas del devanado de baja tensión. Para los transformadores que tienen cambiador de derivaciones (cambia TAPS). Para cambiar su relación de voltaje la relación de transformación se basa en la comparación entre el voltaje nominal de referencia del devanado respectivo contra el voltaje de operación o porcentaje de voltaje nominal al cual está referido.

La conexión es:

Figura 71. Circuito básico para medir TTR.



Para la medición con el TTR se debe seguir el circuito básico de la figura anterior.

CRITERIOS DE APROBACIÓN

La tolerancia para la relación de transformación, medida cuando el transformador está sin carga debe ser $\pm 0.5\%$. Si este valor es mayor o menor quiere decir que existen espiras en cortocircuito que pueden estar en el lado de alta o de baja tensión.

Si la relación medida es menor a la placa, el cortocircuito se localiza en la bobina de alta tensión, y si por el contrario la relación es mayor, el cortocircuito se localiza en la bobina de baja tensión.

La prueba sirve para realizar las pruebas de:

- * Relación de transformación
- * Cortocircuito entre espiras
- * Circuitos abiertos
- * Polaridad de transformadores

La lectura que nos proporciona el aparato de medición es la relación entre voltajes, y este número se compara con el valor teórico, para determinar si existen bobinas en corto circuito, y dependiendo si el valor es mayor o menor que el teórico, se sabe en que lado del transformador se encuentran las bobinas en corto.

4.1.3 Interruptores

PRUEBA DE RESISTENCIA DE CONTACTOS.

Los puntos con alta resistencia en partes de conducción, originan caídas de voltaje, generación de calor, pérdidas de potencia, etc. La prueba se realiza en circuitos donde existen puntos de contacto a presión o deslizables, como es el caso en interruptores. Los equipos de prueba cuentan con una fuente de corriente directa que puede ser una batería o un rectificador.

RECOMENDACIONES PARA REALIZAR LA PRUEBA.

- A) El equipo bajo prueba debe estar desenergizado y en la posición cerrado.
- B) Se debe de aislar a lo posible la inducción electromagnética, ya que esta produce errores en la medición y puede dañar el equipo de prueba.
- C) Limpiar perfectamente bien los conectores donde se van a colocar las terminales del equipo de prueba para que no afecten a la medición.

PRUEBA RESISTENCIA DE AISLAMIENTO.

Las pruebas de resistencia de aislamiento en interruptores de potencia, son muy importantes, pues dan a conocer las condiciones de sus aislamientos. En los interruptores de gran volumen de aceite se tienen elementos aislantes de materiales higroscópicos, como son el aceite, la barra de operación y algunos otros que intervienen en el soporte de las cámaras de arqueo; también la carbonización causada por las operaciones del interruptor ocasiona contaminación de estos elementos y por consiguiente una reducción en la resistencia de aislamiento. La prueba de resistencia de aislamiento se aplica a otros tipos de interruptores, como los de pequeño volumen de aceite, de vacío y SF6 en los que normalmente se usa porcelana como aislamiento.

RECOMENDACIONES PARA REALIZAR LA PRUEBA.

- A) Limpiar perfectamente la porcelana de las boquillas, quitando polvo, humedad o agentes contaminantes.
- B) B) Conecte el tanque o la estructura a la terminal de tierra del medidor.
- C) C) Efectuar la prueba cuando la humedad relativa sea menor de 75%.

PRUEBAS DE TIEMPO DE CIERRE Y APERTURA Y SIMULTANEIDAD DE CONTACTOS

El objetivo de la prueba es la determinación de los tiempos de interrupción de los interruptores de potencia en sus diferentes formas de maniobra, así como la verificación del sincronismo de sus polos o fases.

El principio de la prueba se basa en una referencia conocida de tiempo trazado sobre el papel del equipo de prueba, se obtienen los trazos de los instantes en que los contactos de un interruptor se tocan o se separan a partir de las señales de apertura y cierre de los dispositivos de mando del interruptor, estas señales de mando también son registradas sobre la gráfica, la señal de referencia permite medir el tiempo y la secuencia de los eventos anteriores.

Existen básicamente dos tipos de instrumentos de prueba, los que utilizan dispositivos electromecánicos en los cuales una señal eléctrica sobre una bobina, actúa mecánicamente sobre agujas que marcan un trazo sobre el papel tratado en su superficie, y los que utilizan galvanómetros que accionan varias veces el punto de incidencia de un rayo luminoso sobre un papel fotosensible, en ambos tipos el movimiento del papel es efectuado por un motor de corriente directa a una velocidad constante.

La señal de referencia puede ser en base a la frecuencia del sistema o bien puede ser tomada de un oscilado incluido en el equipo de prueba, de una frecuencia conocida.

TIEMPO DE APERTURA:

Es el tiempo medido desde el instante en que se energiza la bobina de disparo, hasta el instante en que los contactos de arqueo sean separados.

TIEMPO DE CIERRE:

Es el intervalo de tiempo medido desde el instante en que se energiza la bobina de cierre, hasta el instante en que se tocan los contactos primarios de arqueo en todos los polos.

Nota:

En el caso de interruptores dotados de resistencias de inserción, por lo general existe una diferencia entre los tiempos de cierre o apertura hasta el momento en que los contactos primarios de arqueo se tocan o separan y el tiempo hasta el momento en que los contactos auxiliares en serie con las resistencias se tocan o separan.

EQUIPOS DE PRUEBA:

Existen varios tipos y marcas de equipos para la prueba, se distinguen dos tipos principales que son del tipo cronógrafo y los del tipo oscilógrafo las características generales de los equipos comúnmente usadas se muestran en tabla anexa, en la misma se hacen además algunas observaciones sobre su aplicación así como sus ventajas y desventajas.

Entre las características deseables de cualquier equipo se puede mencionar lo siguiente:

Velocidad del papel: Se considera como mínimo debe ser de 1 mt / seg. a fin de poder apreciar o medir con precisión tiempos de orden de milisegundos.

Número de canales: Dependiendo del tipo de interruptor por probar, se requiere de más o menos canales, el número deberá ser suficiente para poder probar por lo menos un polo. Con los equipos de estado sólido no existe riesgo de disparos inductivos accidentales de dispositivos de protección en subestaciones. Los equipos de estado sólido son extremadamente estables y están protegidos en contra de interferencias de campos eléctricos de C. A. Estos aparatos cubren un amplio rango de resistencia, rangos desde 200 micro-ohms hasta 2.0 ohms con una resolución máxima de 0.1 micro-ohm.

PRUEBAS NORMALES:

Las pruebas o mediciones que a continuación se indican son aquellas que se consideran normales, tanto para mantenimiento como para puesta en servicio de un interruptor.

- a) Determinación del tiempo de apertura.
- b) Determinación del tiempo de cierre.
- c) Determinación del tiempo cierre - apertura en condición de (trip - free) o sea el mando de una operación de cierre y uno de apertura en forma simultánea, se verificará además el dispositivo de antibombeo.
- d) Determinación del sincronismo entre contactos de una misma fase, tanto en cierre como en apertura.
- e) Determinación de la diferencia en tiempo entre los contactos principales y contactos auxiliares de resistencia de inserción, ya sean estos para apertura o cierre.

f) Determinación de los tiempos de retraso en operación de recierre si el interruptor está previsto para este tipo de aplicación, ya sea monofásico o trifásico.

Las tres primeras pruebas son aplicables a todo tipo de interruptor mientras que las tres últimas son aplicables a tipos específicos; la prueba d) a interruptores multi - cámaras, la prueba e) a interruptores dotados de resistencia de inserción y la prueba f) a equipos aplicados en recierre.

Dependiendo del interruptor por probar en lo que a número de cámaras se refiere, así como el número de canales disponibles en el equipo de prueba, es posible en algunos casos determinar dos o más de los tiempos anteriores simultáneamente en una sola operación.

RECOMENDACIONES PARA REALIZAR LA PRUEBA.

Librar al interruptor completamente, asegurándose que las cuchillas seccionadoras respectivas se encuentran en posición.

Limpiar las terminales del interruptor donde se conectarán las terminales del equipo de prueba.

PRUEBA DE FACTOR DE POTENCIA DEL AISLAMIENTO.

Al efectuar las pruebas de Factor de Potencia, intervienen las boquillas o soportes aislantes, y los otros materiales que forma parte del aislamiento (aceite aislante, gas SF₆, vacío, etc.). Al efectuar la prueba de Factor de Potencia el método consiste en aplicar el potencial de prueba a cada una de las terminales del interruptor.

Las pérdidas dieléctricas de los aislamientos no son las mismas estando el interruptor abierto que cerrado, porque intervienen diferentes aislamientos. Con el interruptor cerrado intervienen las pérdidas en boquillas y de otros aislamientos auxiliares, con el interruptor abierto intervienen las pérdidas en boquillas y en el aceite aislante. Esto es para el caso de interruptores de gran volumen de aceite.

RECOMENDACIONES PARA REALIZAR LA PRUEBA.

Limpiar la porcelana de las boquillas, quitando polvo, humedad o agentes contaminantes.

Se recomienda efectuar la prueba cuando la humedad relativa sea menor de 75%.

4.1.4 Aislamientos:

RESISTENCIA DEL AISLAMIENTO:

INTRODUCCIÓN

Esta prueba ayuda a detectar, diagnosticar y localizar problemas en equipos eléctricos; también se pueden observar y encontrar debilidades del aislamiento antes de que el problema ocurra. Un megger es tan necesario para mantenimientos eléctricos como una máquina de Rayos X para un hospital.

OBJETIVO

Verificar que los aislamientos del transformador o equipo bajo prueba cumplen con la resistencia mínima soportable bajo la operación a la que serán sometidos, comprobar la inadecuada conexión entre sus devanados y detectar humedad entre el devanado, o las piezas de los equipos.

Básicamente es un aparato alimentado por baterías, apropiado para mediciones no destructivas de resistencia de aislamiento de cualquier tipo de máquina eléctrica, las cuales se verifican con tensiones altas (de 250 a 10,000 voltios), con el objeto de verificar el nivel de humedad en el aislamiento.

Las corrientes de fuga a través del aislamiento del equipo no solo causan deterioro del mismo, sino también pueden poner en peligro la vida humana. Hay que recordar que corrientes de miliamperios a través del cuerpo puede causar lesiones fatales.

PROCEDIMIENTO

El significado de la resistencia de aislamiento generalmente requiere de cierta interpretación y depende básicamente del diseño, sequedad y limpieza de los aislantes que envuelven al aparato. El procedimiento de prueba para la medición de la resistencia de aislamiento de un transformador está descrito en la norma IEEE C57.12.90 y contiene básicamente los siguientes puntos clave:

- * La temperatura de los devanados y del líquido aislante debe estar cercanos a 20°C
- * Todos los devanados deben estar inmersos en el mismo líquido aislante.
- * Todos los devanados deben estar cortocircuitados.
- * Todas las boquillas del transformador deben estar en su lugar.
- * Todas las terminales que no se consideran en la prueba así como la carcasa y el tanque deberán conectarse a tierra mientras se aplique el voltaje de prueba.
- * Debe seguirse las indicaciones de cada instrumento de medición dependiendo del que se trate teniéndose como mínimas la siguiente:
- * Se debe seleccionar el voltaje de prueba de acuerdo al voltaje de funcionamiento del aparato, nunca un voltaje de prueba significativamente mayor ya que puede afectar al equipo medido.
- * Las mediciones deberán ser presentadas a 20°C, mediante la siguiente tabla de factores corrección.

Tabla XXXI. Nombre genérico de todas las pruebas.

No.	PRUEBA	EQUIPO AL QUE SE LE APLICA
1	Hipot	Cable de mediana tensión (13.8 kV)
2	Análisis físico-químico del aceite dieléctrico	Aceite dieléctrico de los transformadores
3	Evaluación visual del aceite	Aceite dieléctrico de los transformadores
4	Evaluación del color del aceite	Aceite dieléctrico de los transformadores
5	Tensión interfacial	Aceite dieléctrico de los transformadores
6	Rigidez	Aceite dieléctrico de los transformadores
7	Análisis de furanos	Aceite dieléctrico de los transformadores
8	Grado de polimerización	Aceite dieléctrico de los transformadores
9	Análisis cromatográfico de los gases sisueltos en aceite	Aceite dieléctrico de los transformadores
10	Resistencia óhmica de los devanados	Devanados de los transformadores
11	TTR	Devanados de los transformadores
12	Resistencia de contactos	Interruptores de sincronismo y zig zag
13	Prueba de tiempo de cierre y apertura.	Interruptores de sincronismo y zig zag
14	Simultaneidad de contactos	Interruptores de sincronismo y zig zag
15	Tiempo de apertura	Interruptores de sincronismo y zig zag
16	Tiempo de cierre	Interruptores de sincronismo y zig zag
17	Prueba de factor de potencia de aislamiento	Interruptores de sincronismo y Zig Zag
18	Resistencia del aislamiento	Aislamiento de transformadores.
19	Comprobación de la red de tierras por método de caída de potencial	Red de tierras

Tabla XXXII. Factores de corrección de temperatura para pruebas de aislamiento en transformadores.

°C	Factor de Corrección						
0	0.25	21	1.08	42	4.61	63	19.78
1	0.27	22	1.16	43	4.94	64	21.09
2	0.29	23	1.24	44	5.27	65	22.4
3	0.31	24	1.32	45	6	66	24.27
4	0.33	25	1.4	46	6.05	67	26.14
5	0.35	26	1.52	47	6.5	68	28.01
6	0.39	27	1.63	48	6.95	69	29.88
7	0.42	28	1.75	49	7.4	70	31.75
8	0.44	29	1.86	50	7.85	71	34.34
9	0.47	30	1.98	51	8.52	72	36.9
10	0.5	31	2.14	52	9.18	73	39.52
11	0.55	32	2.31	53	9.85	74	42.11
12	0.6	33	2.47	54	10.53	75	44.7
13	0.65	34	2.54	55	11.2	76	48.46
14	0.7	35	2.8	56	12.13	77	52.22
15	0.75	36	3.03	57	13.05	78	55.98
16	0.8	37	3.26	58	13.99	79	59.74
17	0.85	38	3.49	59	14.92	80	63.5
18	0.9	39	3.72	60	15.85		
19	0.95	40	3.85	61	17.16		
20	1	41	4.28	62	18.47		

Las pruebas de resistencia de aislamiento deberán realizarse con los circuitos de igual voltaje conectados entre sí y los circuitos de diferente voltaje deberán ser probados por separado. Para transformadores se deberán hacer 3 pruebas:

- * De primario a tierra
- * De primario a secundario
- * De secundario a tierra

Estas pruebas se realizan con el propósito de determinar el estado de prueba de los aislamientos de un transformador, se harán mediciones de 15 segundos durante el primer minuto, y después a cada minuto hasta los 10 minutos, para conocer los Índices de polarización y el índice de absorción.

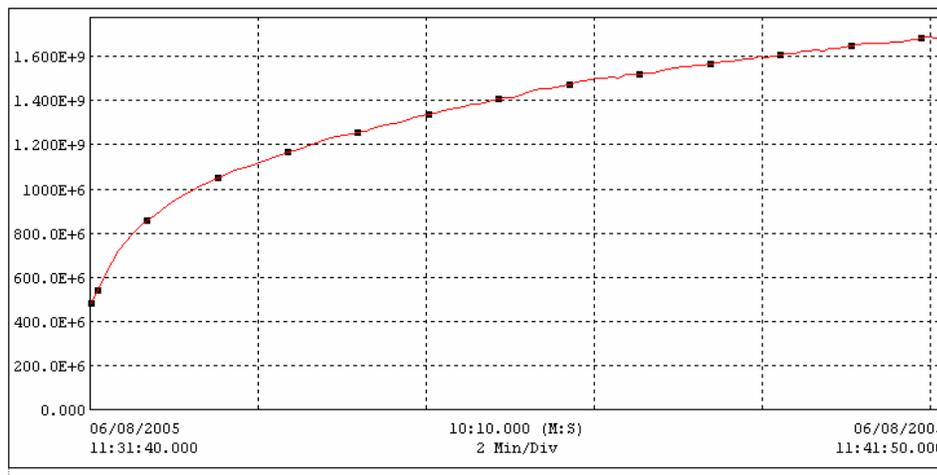
Después de la prueba se deberá aterrizar por un período de tiempo suficiente para liberar cualquier carga que haya quedado atrapada en el sistema.

CRITERIOS DE APROBACIÓN.

No hay una buena cifra para determinar si una lectura de una resistencia de aislamiento es buena o mala, pero una buena guía es la de considerar 1 M Ω por cada 1000 Voltios de prueba aplicados como cifra mínima

Gracias a la cantidad de datos recopilada se puede graficar y mostrar la tendencia; en términos simples, si la gráfica continua subiendo el transformador tiene buen aislamiento, aunque también hay que analizar otras variables como los índices y lecturas.

Figura 72. Gráfica típica de resistencia al aislamiento.



4.1.5 Comprobación de la red de tierras por el método de caída de potencial

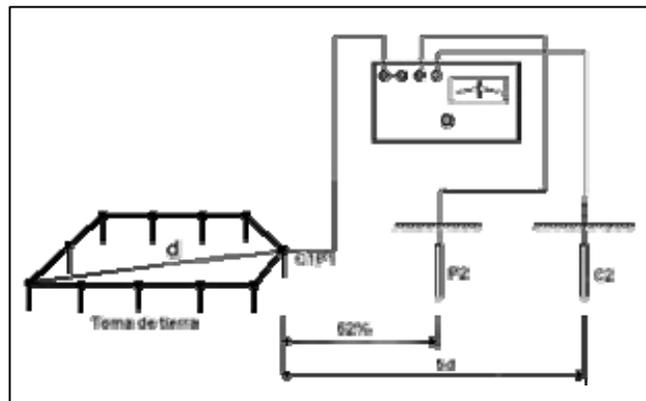
INTRODUCCIÓN

Las mediciones de tierra son de primordial importancia para la seguridad de las personas y los equipos (en ese orden), especialmente en instalaciones de alta tensión, y se deben practicar en forma regular como parte del mantenimiento preventivo.

El aparato utilizado para esta prueba es el llamado megger de tierras, que tiene 4 bornes de conexión, correspondiendo 2 al circuito de potencial y 2 al circuito de corriente. Lo que permite utilizarlo para mediciones de 2, 3 y 4 terminales.

El método utilizado para medir las redes de tierras es el de caída de potencial, o también conocido como el método del 62%, la figura siguiente ilustra este método.

Figura 73. Método del 62% para medición de redes de tierra.



Este método consiste en hacer circular una corriente eléctrica a través del sistema de tierra objeto de estudio, midiendo al mismo tiempo los valores de caída de potencial que el paso de esta corriente provoca entre el sistema y un electrodo de potencial utilizado como referencia para la medición. Además del electrodo de potencial, el circuito está constituido por un electrodo de corriente cuya finalidad es cerrar el circuito que permite circular la corriente por el sistema a medir.

La ubicación del electrodo de corriente (C2), estará en función de las dimensiones del sistema de tierra a medir, de forma tal que se considere en el infinito. Un criterio empírico presupone una distancia mínima de partida igual a 5 veces la diagonal mayor del sistema a medir, lo cual se observa representativamente en la figura anterior.

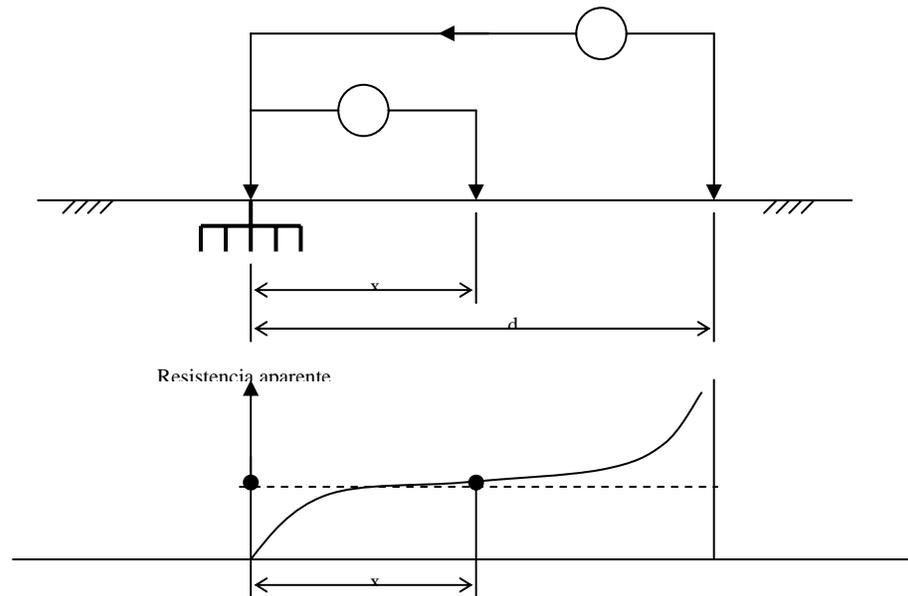
La distancia del electrodo de potencial estará en función de la ubicación

del electrodo de corriente. Si se tiene en cuenta la interacción mutua malla – electrodo de potencial – electrodo de corriente, su ubicación más factible desde el punto de vista teórico es 0.62 la distancia del electrodo de corriente. Se considera que la zona efectiva para la ubicación del mismo es del 50 al 62 % de la distancia hasta el electrodo de corriente. Si se realizan mediciones, ubicando el electrodo de potencial en diferentes posiciones entre la malla y el electrodo de corriente, se obtiene una curva de potencial o resistencia aparente. La meseta o zona estable de la curva indica la resistencia real del sistema a medir. Esta meseta debe cumplir con la condición de que tres puntos contiguos de la misma no presenten una diferencia mayor de un 10%.

De colocarse el electrodo fuera de estas zonas, tanto por estar muy cerca de la malla a medir, como por estar alejadas más allá de los límites de la meseta de potencial, las mediciones obtenidas no son reales. Los puntos se miden a 52% y a 72%, deberán coincidir con que el punto a 52% sea menor a la medición del 62% y el punto a 72% mayor a la medición del 62%.

Esquema de medición de resistencia a tierra por el método de Caída de Potencial (Curva de resistencia aparente para diferentes posiciones del electrodo de potencial).

Figura 74. Esquema de medición y curva de resistencia.

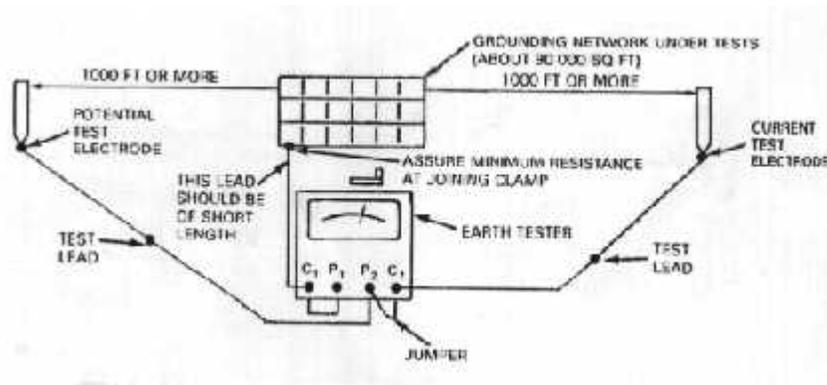


MEDICIÓN DE RESISTENCIA DE MALLAS A TIERRA.

Por lo general, para medir mallas a tierra se emplea el método de caída de potencial mencionado arriba, con la salvedad que los electrodos deben ser colocados a mayor distancia. Una regla práctica es comenzar con una distancia del electrodo C al electrodo bajo prueba igual a la longitud de la diagonal mayor de la malla, o su equivalente en sistemas de área no rectangular.

En el caso de los grandes sistemas de electrodos o mallas a tierra esta regla requiere de cables muy largos para conectar las puntas de potencial y de corriente.

Figura 75. Equipo para medición de tierra.



Existe la siguiente variación al método de caída de potencial para que con los cables de la longitud calculada por la regla mencionada arriba, sea posible medir la resistencia a tierra de la malla.

4.2 Descripción de los diferentes aparatos que se utilizaron para las pruebas.

4.2.1 Medidor de tierra.

El aparato utilizado para esta prueba es el llamado megger de tierras, que tiene 4 bornes de conexión, correspondiendo 2 al circuito de potencial y 2 al circuito de corriente. Lo que permite utilizarlo para mediciones de 2, 3 y 4 terminales.

El método utilizado para medir las redes de tierras es el de caída de potencial, o también conocido como el método del 62%.

Figura 76. Megóhmetro electrónico.



4.2.2 Megóhmetro (Resistencia del aislamiento)

Es un aparato alimentado por baterías, apropiado para mediciones no destructivas de resistencia de aislamiento de cualquier tipo de máquina eléctrica, las cuales se verifican con tensiones altas (de 250 a 10,000 voltios), con el objeto de verificar el nivel de humedad en el aislamiento.

Figura 77. Megóhmetro Electrónico



Figura 78. Megóhmetro Analógico



4.2.3 TTR (Relación de vueltas de transformador)

El método mayormente utilizado en el medio es el voltímetro por su rapidez y exactitud, consta de un generador de corriente alterna, que produce una tensión de 8 voltios, a unos 60Hz. Además esta provisto de un pequeño transformador de referencia o patrón.

El objetivo primordial es verificar las relaciones de transformación para las diferentes posiciones del TAP, y comparar la relación teórica con la medida.

Figura 79. Medidor de Relación de vueltas.



4.2.4 Micro óhmetro

Resistencia óhmica de los devanados

Los valores de resistencia óhmica o de continua de los devanados medidos en el campo cuando se comparan con los valores medidos en los ensayos de recepción en fábrica pueden dar indicaciones de: Existencia de espiras en cortocircuito, conductores abiertos, conexiones en malas condiciones y contactos de conmutadores en malas condiciones.

Figura 80. Micróhmetro.



4.2.5 Analizador de aceite dieléctrico

Para operar este equipo analizador de aceite, se deben seguir los siguientes pasos:

- * Se necesita un volumen de aceite de 500ml.
- * Lavar el recipiente que se muestra en el aparato.
- * Se debe esperar un período de cuando menos 2 minutos 20 segundos o más dependiendo del llenado del recipiente ya que se deberá procurar que no existan burbujas que falseen los resultados.
- * A la hora de probar el aceite se deberá aplicar un con incrementos de 3kV/s hasta que exista un arco en el aceite.
- * Reposar la muestra un minuto entre las pruebas.

Nota: Las pruebas se realizan 5 veces, y se toma el promedio.

Figura 81. Analizador de aceite dieléctrico.



4.3 Resultados de las pruebas al equipo.

Hoja de pruebas

Medición de resistencia del aislamiento e índice de polarización.

Lugar de instalación: Unidad de Gas No.6 , S&S, Planta Las Palmas
 Equipo: Generador Eléctrico
 Fabricante: BRUSH ELECTRICAL MACHINES LTD.

No. de serie: 61406^a-20 Frame No.: BDAX7-290ER
 Especificaciones: ANSI C50.14 Capacidad: 68,824KVA
 Amperios: 2,879 Factor de Potencia: 0.85
 Tensión nominal: 13,800 Conexión : Estrella
 Frecuencia: 60 Hz.

LECTURAS EN MEGOHMS.

Voltaje de prueba.	5,000 VDC
Tiempo	Primario – tierra
1/4 min.	250
1/2 min.	800
3/4 min.	950
1	1200
2	1500
3	1800
4	1900
5	2000
6	2000
7	2100
8	2200
9	2200
10	2200
Ip = 10/1 min	1.83

Ip = Índice de polarización = (lectura de 10 min/lectura de 1 min)

Observaciones: La medición se realizó con los cables de salida conectados en
el extremo del generador, para no retirar el aislamiento especial
que tiene.
Los valores obtenidos son buenos.

**MEDICIÓN DE RESISTENCIA ELÉCTRICA DE RED DE TIERRAS SUBESTACIÓN DE
UNIDAD DE GAS S&S, PLANTA LAS PALMAS.**

Método utilizado:

Se utilizó el método conocido como del 62%, en el cual se utilizan tres electrodos, dos del equipo de medición, y el tercero es la red de tierras bajo medición.

Condiciones ambientales:

Invierno día caluroso y soleado.

Fecha:

Equipo utilizado:

MEGER DE TIERRAS electrónico, marca AEMC, año de fabricación 1,998.

Valores de resistencia medidos:

Distancia Red de tierras – Electrodo de corriente C2 = 100 pies (electrodo fijo)

Distancia Red de tierras – Electrodo de potencial P2 = 62 pies (62%)

Resistencia de red de tierras	R = 1.05 Ohmios
--------------------------------------	------------------------

Se efectuaron tres medidas como lo recomienda el procedimiento utilizado, con el propósito de confirmar si la lectura al 62% es decir a 62 pies es la correcta pues los valores con +/- 10% de la distancia deben ser distintos, el primero un poco mayor y el segundo menor, si los valores son como se espera según este método, la lectura al 62% es correcta, como referencia a continuación se presentan los valores medidos para esta dos distancias:

Distancia Red de tierras – Electrodo de potencial P2 = 72 pies (72%)

Resistencia medida R = 1.59 Ohmios

Distancia Red de tierras – Electrodo de potencial P2 = 52 pies (52%)

Resistencia medida R = 0.64 Ohmios

Conclusión:

El valor de la resistencia eléctrica de la red es bueno.

Hoja de pruebas

Medición de resistencia del aislamiento, e índice de polarización

Transformador de aterrizamiento, conexión ZIG- ZAG

Unidad de Gas S&S, Planta Las Palmas

Capacidad:	<u>150 kVA</u>	Tipo:	<u>Seco</u>
Incremento de temperatura	<u>150 grados C.</u>	Aislamiento clase:	<u>H (220grados C.)</u>
Voltaje primario:	<u>12,470</u>	I neutral:	<u>20.8 A. continuos</u> <u>400 A. por 10 seg.</u>

Tabla Lecturas en megohms.

Voltaje DC de prueba.	1,000
Ptos de prueba.	Primario - tierra
1/4 min.	17,000
1/2 min.	23,000
3/4 min.	25,000
1	28,000
2	30,000
3	33,000
4	34,000
5	35,000
6	36,000
7	36,000
8	36,000
9	36,000
10	37,000
$I_p = 10/1 \text{ min}$	1.32

$I_p = \text{Índice de polarización} = (\text{lectura de 10 min.} / \text{lectura de 1 min.})$

Observaciones: Los valores de resistencia de aislamiento son buenos.

Prueba revisada por:
(f)

Fecha:

HOJA DE PRUEBAS

PRUEBA DE ACEITE DIELECTRICO

Origen de la muestra: **Trafo Principal 12.47/69 KV.**
Unidad de Gas S&S. Las Palmas

Prueba realizada en: Campo _____ Laboratorio X

Color: (ASTM D-1500)
Se observa turbia la muestra : Si _____ No X
Muestra la presencia de partículas libres, describa: _____ Ninguna
Grado del color: 1.5
Observaciones: _____ Ninguna

Acidez: (ASTM D-974)
Valor : Menor que 0.3 mg KOH/gr.
Pasa la prueba: Si X No _____
Observaciones: _____ Valor máximo 0.3 mg KOH/gr.

Tensión Interfacial: (ASTM D-2285)
Valor promedio: 33 Dinasc/cm
Pasa la prueba: Si _____ No X
Observaciones: _____ Valor mínimo 28 Dinasc/cm

Rigidez Dielectrica: (ASTM D-877)
Valor promedio: 30.0 kV
Pasa la prueba: Si _____ No X
Observaciones: _____ Valor mínimo 24 kV

Observaciones generales: _____ El aceite se encuentra en buen estado

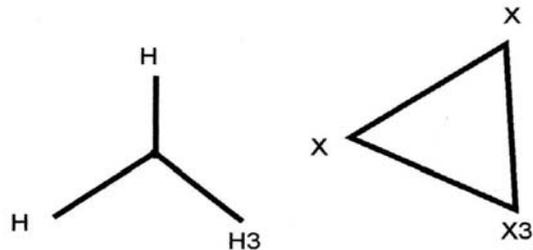
Prueba revisada por: _____
_____ (f) _____

Fecha:

HOJA DE PRUEBAS (TTR)

Transformador
 No. de serie: PH 46-01 Capacidad: 37/50/62.5 MVA
 Fabricante: MAGNETEK Impedancia: 10.24, 13.24, 17.30%
 Lugar de instalación: Subestación de unidad de Gas No.6 S&S
Planta Las Palmas
 Voltaje nominal primario: 69,000 Voltaje nominal secundario: 12,470
 Conexión: Estrella - Delta

Posición Tap		Voltaje Primario
No 1	No 0	
1	1	72450 volts
2	2	70725 volts
3	3	69000 volts
4	4	67275 volts
5	5	65550 volts



Posición actual de los dos tap: 1 1

tap 1

Puntos de medición		Relación medida	Relación teórica	% error
H1 - Ho	X1 - X2	3.273	3.354	2.42
H2 - Ho	X2 - X3	3.274	3.354	2.39
H3 - Ho	X3 - X1	3.273	3.354	2.42

tap 2

Puntos de medición		Relación medida	Relación teórica	% error
H1 - Ho	X1 - X2	3.233	3.274	1.25
H2 - Ho	X2 - X3	3.233	3.274	1.25
H3 - Ho	X3 - X1	3.233	3.274	1.25

tap 3

Puntos de medición		Relación medida	Relación teórica	% error
H1 - Ho	X1 - X2	3.195	3.194	0.03
H2 - Ho	X2 - X3	3.195	3.194	0.03
H3 - Ho	X3 - X1	3.195	3.194	0.03

tap 4

Puntos de medición		Relación medida	Relación teórica	% error
H1 - Ho	X1 - X2	3.152	3.114	1.22
H2 - Ho	X2 - X3	3.153	3.114	1.25
H3 - Ho	X3 - X1	3.152	3.114	1.22

tap 5

Puntos de medición		Relación medida	Relación teórica	% error
H1 - Ho	X1 - X2	3.112	3.034	2.57
H2 - Ho	X2 - X3	3.113	3.034	2.6
H3 - Ho	X3 - X1	3.112	3.034	2.57

Observaciones: El máximo error admisible en la relación de vueltas, es de 0.5%
por lo tanto el transformador no pasa la prueba.

Prueba revisada por: _____

HOJA DE PRUEBAS

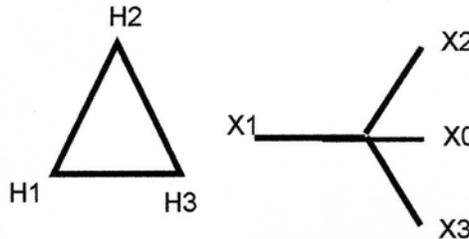
Transformador
 No. de serie: PI 14-01 Conexión: Delta - Estrella

Fabricante: PROLEC Capacidad: 1,500 KVA

Lugar de instalación: Transf. auxiliares TR-2, Unidad de Gas S&S
Planta Las Palmas

Voltaje nominal primario: 12,470 Voltaje nominal secundario: 480 / 277

Posición tap	Voltaje primario
1	13,094
2	12,782
3	12,470
4	12,158
5	11,847



Posición actual del tap: 3

Puntos de medición	Relación medida	Relación teórica
H1 - H2	X0 - X2	44.998
H2 - H3	X0 - X3	44.993
H3 - H1	X0 - X1	44.993

Observaciones: Los valores medidos son buenos, no exceden del 0.5% de error, valor recomendado como máximo.

Prueba revisada por: _____
 (f) _____

Fecha: _____

HOJA DE PRUEBAS

MEDICION DE RESISTENCIA DEL AISLAMIENTO, E INDICE DE POLARIZACION

Transformador
 No. de serie: PI 14-02 Capacidad: 1,500 KVA
 Fabricante: PROLEC Impedancia: 5.93%
 Lugar de instalación: Transf. auxiliares TR-3, Unidad de Gas S&S
Planta Las Palmas
 Voltaje primario: 12,470 Voltaje secundario: 480 / 277
 Temperatura del aceite: _____

LECTURAS EN MEGOHMS.

Voltaje DC de prueba.	1000	1000	1000
Ptos de prueba.	Primario - tierra	Primario - Secundario	Secundario - tierra
1/4 min.	18,500	17,500	12,500
1/2 min.	22,500	20,000	14,000
3/4 min.	25,000	22,500	15,000
1	26,000	24,000	16,000
2	30,000	30,000	18,000
3	32,500	31,500	20,000
4	35,000	34,000	21,000
5	37,000	36,000	22,000
6	38,000	37,500	23,000
7	39,000	38,500	24,000
8	40,000	39,500	25,000
9	41,000	40,500	25,500
10	42,000	41,500	26,000
Ip = 10/1 min	1.62	1.73	1.63

Ip = Índice de polarización = (lectura de 10 min/lectura de 1 min)

Observaciones: Los valores de resistencia son buenos, todos los índices
de polarización son buenos.

Prueba revisada por: _____
 (f) _____

Fecha: _____

HOJA DE PRUEBAS

MEDICION DE RESISTENCIA DEL AISLAMIENTO, E INDICE DE POLARIZACIÓN DEL TRANSFORMADOR PRINCIPAL ELEVADOR DE VOLTAJE, 12.47 / 69 Kv

No. de serie: PH 46-01 Conexión: Estrella-Delta

Fabricante: Magnetek Capacidad: 37/50/62.5 kVA
OA-OA/FA/OA/FA/FA

Lugar de instalación: Unidad de gas Steward & Stevenson Las Palmas

Voltaje primario: 69000 volts Voltaje secundario: 12470 volts

Temperatura de bobinas: 35 grados Celsius

LECTURAS EN MEGOHMS.

Voltaje DC aplicado.	1,000	1,000	500
Ptos. de prueba.	Primario - tierra	Primario - Secundario	Secundario - tierra
1/4 min.	4,000	3,800	2,500
1/2 min.	4,250	4,400	3,000
3/4 min.	4,500	4,800	3,200
1	4,800	5,100	3,500
2	5,500	6,000	4,500
3	6,500	7,000	5,000
4	7,000	7,800	5,500
5	7,500	8,400	6,000
6	8,000	9,000	6,200
7	8,500	9,500	6,500
8	8,800	9,800	6,800
9	9,000	10,200	7,000
10	9,500	11,000	7,200
Ip = 10/1 min	1.98	2.16	2.06

Ip = Índice de polarización = (lectura de 10 min/lectura de 1 min)

Observaciones: Valores de resistencia un poco bajos, pero los índices de polarización son muy buenos.

Prueba realizada por: _____

(f) _____

Fecha: _____

5. ANÁLISIS ECONÓMICO DE LA FALLA:

5.1 Factor económico

5.1.1 Estimación de pérdidas que provocó la falla:

Salida forzada S&S

Tabla XXXIII. Datos para cálculos de desvíos y oferta.

MES	INFORMACIÓN PARA CÁLCULO DE DESVÍOS DE POTENCIA		INFORMACIÓN PARA CÁLCULO OFERTA FIRME	
	DÍAS Hábiles	DÍAS Indisponible	DÍAS Indisponible	HORAS Indisponible
Junio	21	20	28	672
Julio	22	22	31	744
Agosto	23	23	31	744
Sept.	20	0	1	24
				2184

La unidad tenía un contrato con un ente distribuidor, bajo las siguientes condiciones:

Contrato de potencia sin energía asociada

Precio Potencia USD 6.00/kW-mes

Potencia contratada 20 MW

El compromiso del contrato es que la potencia siempre será entregada al cliente el 100% del tiempo que dure el contrato independientemente que la unidad esté o no disponible.

Período del contrato: 1/mayo/2001 al 30/abril/2006.

Oferta Firme calculada para el período

estacional de mayo a abril: 20 MW

Potencia máxima de la unidad 24 MW

OFERTA FIRME, NORMA COORDINACIÓN COMERCIAL No.2
RESOLUCIÓN No. 216-01

Las empresas de generación podrán transar parcial o totalmente la oferta firme a través de contratos de abastecimiento (esto incluye el tipo de contrato que se tenía para esta unidad) o de reserva de potencia. (Esto significa que aun cuando la unidad tenga una potencia máxima de 24 MW la oferta firme que se calcula con 20 MW es la potencia máxima que se puede vender a un cliente en contrato durante el período estacional)

La oferta firme de una unidad térmica se calculará:

(Ver artículo 1, numeral 2.1, para unidades térmicas).

$$Ofi = Ppi * coefdispi$$

Donde:

P_{pi} = potencia máxima que la unidad generadora i está en condiciones de producir menos sus consumos internos.

$coefdispi$ = coeficiente de disponibilidad de la unidad generadora i , calculada de acuerdo a la metodología establecida en el

anexo 2.1.

DESVÍOS DE POTENCIA PARA LOS PARTICIPANTES PRODUCTORES (GENERADORES), NORMA DE COORDINACIÓN COMERCIAL No.3

(Ver los siguientes incisos de la Resolución 216-02).

3.1.2 Desvíos de Potencia:

3.1.3 Oferta Firme Disponible Total

3.1.3.1 La Oferta Firme Disponible OFD es la parte de la Oferta Firme de cada unidad generadora que se calcula considerando su Potencia Máxima y su Disponibilidad.

3.1.3.3 La Potencia Máxima (PM) es la potencia que la unidad generadora "i", es capaz de suministrar al sistema, neta de consumos internos, bajo las condiciones de temperatura y presión atmosférica del sitio en que está instalada; en tanto el AMM con la aprobación de la CNEE define la

metodología para determinar la Potencia Máxima se considerará la potencia informada por los Participantes Productores. (Tomando en cuenta lo anterior para el año en curso a la fecha, se tomaba como base los 24 MW informados por nuestra generadora, ahora que se tiene la prueba de potencia por el AMM, será la que defina la prueba pero para efecto del presente cálculo se utilizan los 24 MW).

3.1.3.4 La Potencia Máxima Disponible (PD) de una Central Generadora será la suma de los valores individuales de la potencia máxima disponible de cada una de sus unidades. En los casos de Cogeneradores, con consumos propios importantes, y centrales hidroeléctricas, el AMM utilizará el valor de la Potencia Máxima Disponible (PD) de la Central Generadora, con independencia de la disponibilidad individual de cada unidad generadora. Si una unidad está fuera de servicio, por cualquier razón atribuible al Participante Productor, su Potencia Máxima Disponible PD_{ihd} será considerada por el AMM igual a cero.

3.1.4 Potencia total comprometida

3.1.5 Verificación de la potencia máxima disponible.

3.1.5.1 No obstante, si habiendo declarado un generador un valor de Potencia Máxima Disponible y no pudiera producirla a requerimiento del AMM, éste deberá considerar en las

transacciones de desvíos de potencia que esta imposibilidad estuvo vigente por un plazo que será el mínimo entre la última vez que esa potencia fue entregada o desde el primer día posterior a la liquidación del período anterior.

3.6 Precio de referencia de la potencia “PREFP”

3.6.1 Definición

Se define como Precio de Referencia de la Potencia (PREFP) al costo marginal de inversión para instalar una unidad de generación de punta, incluyendo la inversión requerida para la conexión eléctrica de la central con el Sistema Eléctrico. El PREFP podrá revisarse mensualmente.

3.6.2 Aplicación

El Precio de referencia de la potencia (PREFP) es el precio unitario utilizado para la valorización de las transacciones de Desvíos de Potencia en el MM. El valor del PREFP se define en el Nodo de Referencia del MM, por lo que las transacciones de desvíos de potencia deben trasladarse a ese nodo para su valorización.

El AMM establecerá inicialmente este valor en 8.9 USD/Kw* mes. Anualmente se deberá analizar este valor y proponer su modificación, de ser necesario, a la Comisión conjuntamente con cada Programación de Largo Plazo.

CÁLCULOS

La unidad salió de línea el 3 de junio, día domingo y queda disponible a partir del domingo 2 de septiembre.

OFERTA FIRME

La oferta firme afecta para el siguiente periodo estacional:

$$\text{Coefdispi} = \frac{\text{HD} + \text{HMP} - \text{HED}}{\text{HD} + \text{HIF} + \text{HMP}}$$

$$\begin{array}{l} \text{MAYO/01 A} \\ \text{ABRIL/02} \end{array} \quad \text{coefdispi} = \frac{6576 + 0 - 0}{6576 + 2184 + 0} \quad 75.07\%$$

Total mes 8760

Según datos de la tabla XXXIV.

Tabla XXXIV. Datos para cálculo de oferta firme.

MES	HD	HMP	HED	HIF	TOTAL
MAY	744	0	0	0	744
JUN	48			672	720
JUL				744	744
AUG				744	744
SEP	696			24	720
OCT	744				744
NOV	720				720
DEC	744				744
JAN	744				744
FEB	672				672
MAR	744				744
APR	720				720
	6576	0	0	2184	8760

Con lo anterior significa que para el siguiente período estacional mayo/2002 - abril 2003 solamente se podrá tener una oferta firme para comprometer en contrato del 75% de la potencia máxima, es decir, que solamente se puede comprometer.

$$\text{Ofi} = \text{Ppi} * \text{coefdispi}$$

$$\text{Ofi} = 24 * 75.07 \% = 18.02 \text{ MW.}$$

Para el caso de esta unidad generadora, tenemos el compromiso de 20 MW hasta el 2006, significa que no se puede cumplir con el contrato porque hacen falta 2 MW, esto se puede comprar como reserva de potencia pero significa un costo adicional, que para nuestro caso si compramos la potencia a otro generador a \$7/Kw. por ejemplo, es un dólar mas caro de lo que se vende, pero, hay que comprarlos por el contrato que se tiene que cumplir, aunque se deje de percibir la ganancia deseada.

5.1.2 Inversión en equipo nuevo:

En la tabla XXXV, se detalla todos los accesorios utilizados en la reparación de la falla ocurrida en esta unidad. Todos los valores están dados en dólares, tanto en precio unitario como el total.

En la casilla 29 se encuentra el valor del tablero eléctrico nuevo, hecho en los Estados Unidos por la empresa General Electric.

El total de esta inversión fue de: **U.S.D. 305,384.11**, también en esta tabla se encuentra la mano de obra extranjera. No incluye lo que es mano de obra nacional, por cierto muy buena.

Tabla XXXV. Precios de accesorios utilizados en la reparación.

ITEM	CANTIDAD	UNIDAD	DESCRIPCIÓN	U.S.D. VALOR UNITARIO	U.S.D. MONTO TOTAL
1	1	Unidad	Banco de Baterías 125 VDC	10,293.37	10,293.37
2	10	Unidad	Baterías de 12 voltios, 71 A-h	220	2,200.00
3	15	m	Cable 500 MCM	12.92	193.8
4	10	m	Cable 4 X 10 TSJ	2.25	22.53
5	50	m	Cable 4 X 12 TSJ	2.37	118.33
6	500	m	Cable 2 X 14 AWG TSJ	0.61	306.67
7	100	m	Cable 2 X 12 TSJ	0.84	84
8	100	m	Cable 3 X 14 TSJ	0.8	80
9	60	m	Cable 4/0 AWG	5.55	333.2
10	60	m	Cable 2 AWG	1.73	104
11	60	m	Cable 4 X 6 TSJ	5.43	325.6
12	60	m	Cable 4 X 5 TSJ	3.81	228.8
13	40	m	Cable 4 X 25 mm ² AWG	12.8	512
14	8	Unidad	Uniones de empalme p/cable 500 MCM	5.33	42.67
15	30	Unidad	Uniones de empalme p/cable 1/0 MCM	2.29	68.56
16	55	Unidad	Uniones (tubo) empalme p/cable 2 AWG	1.47	80.67
17	30	Unidad	Uniones (tubo) empalme p/cable 6 AWG	1.2	36
18	30	Unidad	Uniones (tubo) empalme p/cable 8 AWG	1	30
19	50	Rollo	Cinta de aislar Scotch Super 33+	2.37	118.33
20	10	EA	Cold Shrink splices 3M 8428-12	20.03	200.3
21	20	EA	Cold Shrink splices 3M 8426-9	9.42	188.4
22	20	EA	Cold Shrink splices 3M 8425-8	7.9	158
23	50	EA	Cold Shrink splices 3M 8424-8	9.03	451.5
24	2	EA	Ratchet tool TR-482	151.32	302.6
25	1	Caja	Dispenser STD-TAG (12 pc/package)	34.71	34.71
26	5	Caja	Wire Marking Tag	5.04	25.2
27	20	Caja	Cable Sleeves	2.89	57.8
28	5	Caja	Rubber tape 23-2" X 30'	20.9	104.5
29	1	Unidad	Tablero principal de 3,000A, 13.8 kV.	259,500.00	259,500.00
30	1	Servicio	Técnico de General Electric de los USA	18,045.00	18,045.00
31	1200	m	Cable Continent, 1 par, 16 AWG blindado	0.63	756
32	9000	m	Cable Continent, UN-TC, 1 par, blindado	0.69	6,210.00
33	1	Traslado	Cable Continental desde los USA	885	885
34	10	Unidad	Difusores 2x4', para lámparas 2x40 W	5.62	56.23
35	1	Unidad	Riel simétrico	9.28	9.28
36	2	Unidad	Breaker automático de 10 amps.	17.39	34.79
37	4	m	Tubo flex de 1/2"	0.29	1.16

Continúa...

38	2	Unidad	Conectores BXR 1/2"	0.29	0.58
39	2	Unidad	Conectores BXC 1/2"	0.45	0.89
40	2	Unidad	Selectores de 2 posiciones	20.29	40.58
41	25	Unidad	Terminales de entallar 35 mm.	1.74	43.47
42	1	Unidad	Materiales para pintura	1,228.56	1,228.56
43	1	Servicio	Mano de obra de pintura	683.64	683.64
44	1	Servicio	Instalación de 141 m ² de cielo falso	1,187.39	1,187.39
TOTAL U.S.D.				305,384.11	

5.1.3 Cuantificación de mano de obra:

5.1.3.1. Reporte de actividades para el cambio y puesta en operación del nuevo gabinete eléctrico.

A continuación, el informe de los trabajos realizados durante el cambio y puesta en operación de las celdas en 12.47 kV del Generador de la Unidad de Gas S&S, después de la falla ocurrida en el interruptor de sincronismo con el Sistema Nacional Interconectado.

Evaluación preliminar:

El domingo 3 de junio se informó de la falla ocurrida en las celdas de 12.47 kV de la Unidad de Gas S&S, el día martes 5 se realizó una revisión preliminar de los daños ocasionados. Considerando la magnitud de la falla se realizaron pruebas de resistencia de aislamiento y pruebas al aceite dieléctrico del transformador principal de 37/62.5 MVA, 69/12.47, obteniéndose buenos resultados.

Se realizaron pruebas de resistencia de aislamiento al generador, en este caso la prueba se le hizo a los devanados del generador conectados a los cables de salida. No se encontró falla alguna, entonces no fue necesario realizarlo individualmente. Los resultados de todas las pruebas se adjuntan.

Para revisar la magnitud de los daños internos en las celdas, se retiraron las dos celdas más afectadas, estas celdas contenían el interruptor de 3,000 amperios del generador y el interruptor que alimentaba al transformador zigzag de aterrizaje. Limpiamos completamente el área, y retiramos los cables dañados. Estas actividades fueron realizadas durando los días 5, 6, 7, 8, y 9 de junio.

Trabajos de reparación

Semana del 25 al 29 de junio:

Se iniciaron los trabajos de reparación, retirando todas las celdas de 12.47 kV existentes. Para esto fue necesario desarmar las barras principales que interconectaban a todas las celdas, se sacaron todas las celdas a un lugar accesible para poder ser trasladadas.

El cableado de control que llega a las celdas, quedó completamente destruido, para poder identificar la función de cada cable, se revisaron individualmente y de esta forma determinar de dónde provenían. Durante estos días se estuvo buscando información sobre el cableado existente.

Otra parte que se pudo adelantar fue el retiro de cables quemados que quedaron en las dos bandejas, ubicadas en la parte superior de las celdas quemadas. En este caso se quitó el tramo de cable dañado identificando ambos extremos, para que más adelante se pudieran empalmar.

Semana del 2 al 6 de julio:

Preparamos todos los cables de potencia que están sobre las bandejas, para poder empalmar. Revisamos los cables de señal, que vienen del panel de control del generador hacia los tableros del generador ubicados en el cuarto de control. La mayoría de cables con quemaduras leves eran de 3x16 AWG, estos cables solo tenían una parte del forro externo quemado y tanto los cables como la pantalla o blindaje internos estaban intactos, por esta razón se decidió que los cables dañados 3x16 AWG se les quitara el forro quemado y se les forrara con cinta de aislar Scotch 33. Los cables dañados 2x16 AWG fueron cambiados completamente, siendo un total de seis. Debido a que las bandejas estaban ahumadas se procedió a limpiarlas, lavando algunas partes y lijando otras.

Semana del 7 al 15 de julio.

Ordenar y limpiar oficina de S & S, en edificio frente a descarga principal de combustible.

Se taparon dos agujeros en cielo falso. Revisión de planos mecánicos y eléctricos.

Revisión de planos.

El ingeniero contratista llamó para preguntar por los accesorios para empalmes y para indicar que el día miércoles 11 de julio se presentará un ingeniero de la empresa contratada para revisión de planos por parte de ellos. El Ing. R. Romero informó que mañana miércoles 11 vienen los accesorios de U.S.A.

Revisión de planos y procedimientos.

Revisión de bitácoras.

Se recibió el pedido de 3M; accesorios para empalmes, entalladoras, marcadores, etc. Se inicia, por parte de la empresa contratista, el empalme de todos los cables que se quemaron. Se revisó el material eléctrico necesario para la reparación.

Se pidió cotización del material faltante.

Semana del 16 al 22 de julio.

Iniciamos los trabajos de empalme de cables con algunos de los materiales que se tenían ya disponibles. Mientras se recibía el complemento, los empalmes quedaron de la siguiente manera:

- Cables de control calibres 2x14 AWG, 2x12AWG, 3x14AWG, 3x12AWG. hasta 4x10AWG, se empalmaron con tubos aislados, cada empalme se cubrió además con cinta Scotch 33, y los empalmes en conjunto para cada cable multilínea se cubrieron con un tubo aislante termo contráctil.
- Cables de potencia calibres 3x8AWG, 3x6AWG, 4x8AWG, 4x6AWG, se empalmaron con tubos de entallar y se aislaron con tubos aislantes termo contráctil. Los empalmes en conjunto para cada cable

- multilínea se cubrieron con un tubo aislante contráctil en frío.
- Cables de potencia calibres #4AWG, #2AWG, 4/0AWG, 500MCM, se empalmaron con tubos de entallar y se cubrieron con tubos aislantes de contracción en frío.

En esta semana se recibieron las celdas nuevas procedentes de la fábrica, por lo tanto se efectuaron los preparativos para ingresarlas al cuarto de tableros, fue necesario romper una parte de la pared posterior al lugar donde fueron instalados, para evitar correr riesgos con los cables alimentadores de los transformadores de servicios auxiliares y el de aterrizamiento, fue necesario retirarlos completamente.

Con el apoyo de un montacargas proporcionado por la empresa generadora, se efectuaron los movimientos para descargar los equipos del furgón donde fueron enviados, y posteriormente llevarlos al sitio de instalación.

Se sacó un listado de material faltante, se solicitó la entrega de los materiales a una venta de materiales eléctricos de la ciudad de Escuintla.

Revisión de planos.

Revisión de procedimientos.

A las 14:00 horas se recibió el material eléctrico solicitado ayer. Se prestó (por parte de GGG) una entalladora hidráulica a la empresa contratista para acelerar el empalme del cable quemado.

Revisión de procedimientos.

Se tomaron muestras de aceite del Generador, turbina y Arrancador Hidráulico, para su análisis.

Revisión de procedimientos.

Se continúa empalmando cables.

Por la noche entró a la planta Las Palmas el contenedor con los tableros nuevos. Se contrató montacargas de 15 toneladas para el domingo 22 de julio a las 7:00 horas.

Se trabajó para dejar todo listo para la bajada de los tableros.

Se abrió agujero en pared para pasar los gabinetes al MCC.

Se retiró malla y extinguidor a un costado del transformador de 69 kV.

Se sacó cable del Transformador Zig-Zag.

Se sacó cable de los transformadores TR-2 y TR-3.

Se cortaron tubos que salían del piso, se dejaron al mismo nivel del piso.

Se retiró anclaje de tableros en contenedor.

Quedó todo listo para meter tableros al MCC.

Quedan pendientes varios cables para empalmar.

De 8:00 a 13:00 horas, secaron paneles del contenedor y se colocaron en el MCC, vino en tres partes. No hubo ningún problema. Se utilizó un montacargas de 15 toneladas.

Semana del 23 al 28 de julio.

Estos días se dedicaron a la instalación y fijación de las celdas, hicimos una revisión completa de las mismas, encontrándose algunos daños ocasionados durante el transporte, informándole al Ingeniero Guillermo Chang de las mismas. Encontramos dañados los siguientes elementos.

Celda No. 1

- Puerta floja por quebrase un tornillo de la bisagra.
- Un relevador tenía una pata de sujeción quebrada.
- Soporte de tapadera trasera quebrada.
- Los tornillos que detenían los contactos fijos del interruptor estaban quebrados.
- Una pieza que sujetaba la barra de tierra estaba quebrada.

Celda No. 2

- El mecanismo de soporte de los transformadores de corriente del interruptor, estaba quebrado.

Celda No. 4

- Un transformador de corriente en las barras de salida hacia el transformador elevador de 12.47/69 KV, estaba totalmente quebrado.
- El cable alimentador de la calefacción estaba deteriorado, posiblemente por la vibración y fricción con la celda.
- El cableado, en los transformadores de corriente de las barras de salida, estaba suelto.

-

En estos días se colocaron las escuadras de las bandejas que llegan a las celdas, provenientes del generador y del transformador de 37 MVA, para colocar el cableado de potencia.

Se colocaron paneles en su lugar.

Se continúa colocando paneles en su lugar.

A las 10:30 quedan todos los paneles en su lugar, quedan retiradas todas las tarimas.

Se montaron barras de cobre, para unir (eléctricamente) todos los tableros.

Se mandaron a cortar (a planta Laguna) 3 piezas de lámina para unir el ducto de cables de salida hacia el transformador de 69 kV. El ducto quedó un poco separado por la adaptación del nuevo tablero.

Se chequearon termo coplas de turbina (fuego), son 11 en total y vienen individuales; se tomaron datos para su cotización.

Se comprobó el estado de la tubería de aceite de la turbina, separador de agua, tanque, etc., no se detectó nada anormal.

Se mandaron a hacer otras 2 piezas de metal para el ducto de entrada de cables del Generador hacia el tablero en MCC.

Se cotizaron 18 mufas para todas las conexiones, unos cables no tenían mufas; donde había se cambiarán por nuevas, están deterioradas.

Se continúa empalmado cable de control quemado.

Se entregó listado de tornillos para conexión de cables (ya no se utilizarán los usados), tornillos para anclaje y tarugos especiales.

Se compraron las 18 mufas.

Se continúa empalmado cable de control.

Se revisaron manuales de compresores de aire.

Semana del 30 de julio al 4 de agosto.

Cuando se retiraron los cables de control que llegaban a las de 12.47 kV, algunos se retiraron completamente considerando que eran muy largos, (provenían de equipos cercanos) mientras que los más largos se dejaron, cortándoles únicamente la parte dañada.

Con la información obtenida en los planos, iniciamos el cableado de control nuevo y el empalme de los cables existentes para llevar las señales necesarias a las celdas nuevas; los cables de 15 kV del generador y del transformador de 37 MVA que llegan a las celdas, fueron conectados.

Al final de esta semana habiendo terminado el cableado de control se ejecutaron las primeras pruebas de cierre y apertura de los interruptores del generador y el de 69 KV de la subestación elevadora comprobando su buen funcionamiento con los permisos establecidos.

En esta semana se presentó un ingeniero de Powercon Corp. a revisar los daños en las celdas.

Se continuó con el empalme de cables.

Se cambiaron cables blindados en mal estado, se hizo cambio total del cable porque no es conveniente su empalme.

Se inicia la colocación de mufas a cables de TR-2, TR-3 y Zig-Zag.

Se cotizó pintura, para piso y paredes.

El contratista mecánico inicia la reparación de junta de expansión de gases de escape y traslado de manhole.

Se presentó a la planta el Técnico de POWERCON, a las 14:00 horas, a revisar todos los componentes del tablero de interruptores.

Con el ingeniero contratista responsable, fuimos a la Planta Laguna a

recoger el Hipot para hacer pruebas a botellas de los dos interruptores.

Se presentó el Sr. Pintor para cotizar pintura de la unidad S & S.

Continúa técnico de POWERCON con las revisiones.

Se hizo prueba de Hipot a las botellas, están bien, la prueba se hizo con 40 kV. por un minuto.

A las 14:30 terminó el técnico de POWERCON de revisar el tablero, hizo su lista de partes, regresará el día lunes 6 de agosto.

En este día se terminó de hacer empalmes de cables de control que se habían quemado.

Personal de la empresa contratista conectó cables de control a tableros.

Se presentaron de Grupo Solid a medir el área del MCC y Cuarto de Control para presentar su cotización para pintura.

El Sr. pintor entregó su cotización para la pintura de piso y paredes.

Se hicieron pruebas de Hipot a:

3 cables del TR-2

3 cables del TR-3

3 cables del Zig-Zag.

Barras de 13 kV.

Se continuó haciendo conexiones de cables de control en tableros.

Se solicitó agua DM (salvavidas) para nivelar bancos de baterías.

Se tomaron lecturas de voltaje en banco de baterías de 125 Volts. D.C. (129.8 V.).

Se hicieron pruebas de cierre y apertura de interruptores, en remoto y local: 69 kV, sincronismo y Zig-Zag.

Semana del 6 al 11 de agosto.

Efectuamos mantenimiento a la subestación principal y pruebas a los dos transformadores auxiliares de 12,470-480/277 voltios, 1,500 kVA, y al transformador de aterrizaje. A las resistencias de aterrizaje se les hizo limpieza y apriete de conexiones.

Se nivelaron (con agua D.M.) los bancos de baterías de 24 voltios.

Se sacó el agua que tenía el tubo que conecta el transformador del Zig-Zag con las resistencias.

Se sellaron tubos en tablero (el del TR-2, TR-3, Zig-Zag y dos sin uso).

Se hizo limpieza a resistencias del Zig-Zag.

Se limpio el transformador Zig- Zag.

Se almacenaron bobinas de cables blindados y cable para 15 kV en un contenedor.

El ingeniero contratista entrega presupuesto por mantenimiento de transformadores TR-2, TR-3 y Subestación de 69 kV. Quedó autorizado este presupuesto.

Se autorizó a una empresa de servicios para hacer el cambio del cielo falso que se quemó en el MCC.

Se hizo limpieza interior y exterior del tablero nuevo.

Se inicia el mantenimiento preventivo de los transformadores TR-2, TR-3 y Subestación de 69 kV.

Continúa mantenimiento de transformadores y Subestación.

AGUISOLA concluye trabajos de soldadura en junta de expansión.

Colocaron lámina alrededor de la junta, por lado fuera.

Soldaron piezas desprendidas, por lado dentro.

Cambiaron de posición el manhole.

Se autorizó pintura del Cuarto de Control MCC al señor pintor.

Se nivelaron (de agua DM) las baterías de 125 Voltios D.C. Se desconectó el cargador.

Se iniciaron los trabajos de pintura de las paredes del Cuarto de Control y MCC.

Semana del 13 al 18 de agosto:

Se continuó con la pintura del Cuarto de control y MCC.

Se inicia el trabajo de cambio de cielo falso.

Se continúa pintando.

Se hicieron pruebas de aislamiento a los motores de ciclo sencillo, 500 voltios por 30 segundos. Todos los motores dieron valores arriba de los 150 Megaohms a excepción del ventilador 1A del enfriador de aceite lubricante de Turbina-Generador que dio 8.5 Mega-ohms.

Se continúa en cielo falso y pintura.

Se inicia preparación de procedimientos de arranque de Caldera de Recuperación, Planta de agua y purificador de diesel.

Se espera que para el fin de semana próximo ingresen a la planta los repuestos del tablero.

Se continúa con la preparación de procedimientos de arranque de equipo auxiliar.

Se buscó información acerca del banco de baterías de 125 VDC.

Quedan listos los procedimientos de arranque de equipo auxiliar, para ser entregados el próximo lunes por la mañana.

Semana del 20 al 25 de agosto:

Se presentaron dos técnicos de Powercon Corp. para reparar los daños que tenían las celdas, el trabajo lo terminaron en dos días, se les prestó colaboración con nuestro personal. Terminadas las reparaciones conectamos los cables de 15 kV, provenientes del generador y del transformador de 37 MVA, y se energizó la barra de 12.47 kV en presencia de ellos.

En esta semana hicimos la programación de los relevadores de protección Multilin así como de los medidores electrónicos.

Se entregaron procedimientos de equipo auxiliar.

Se continúa buscando información acerca del banco de baterías.

Se confirma la llegada de dos técnicos de Powercon a la planta, para cambiar las piezas quebradas en el Switchgear, vienen el día de mañana martes 21.

Se presentan dos técnicos de Powercon a trabajar en el Tablero de interruptores.

Se hizo limpieza general en el generador.

Se cambió filtro de aceite del Gen. y combustible.

Se desconectaron baterías del banco de 125 VDC para ser retiradas.

Los señores de Powercon desarmaron las piezas quebradas, se confirmó que los repuestos entran hoy por la tarde.

Ingresó una caja conteniendo los repuestos para el Switchgear. Se revisó lo que venía.

Los técnicos de Powercon continúan con el cambio de piezas quebradas.

Se conectaron los cables de salida hacia el transformador de 13 a 69 kV.

Se hizo revisión general de fajas de motores.

Se chequeó el nivel de aceite de los compresores.

Se cambiaron filtros de compresores A y B.

Se hizo limpieza en cuarto de baterías.

Se conectaron cables de entrada del Generador al Tablero de interruptores.

Técnicos de Powercon dieron los últimos ajustes y revisiones al Tablero de interruptores en general.

Se sacaron todas las baterías del banco de 125 VDC y se hizo limpieza de rack.

Se hicieron pruebas, junto con técnicos de Powercon, de energización de barras, también se probaron interruptores, todo bien.

Se prepararon puentes y cables para conexión de Baterías.

Quedó listo el nuevo banco de baterías de 125 VDC.

Se hicieron pruebas y explicación del equipo por parte del Ingeniero contratista. Estuvieron presentes los 4 operadores de la S & S.

Se cerró el interruptor y los dos succionadores de la sub-estación de 69 kV, quedando energizado el transformador.

Se hicieron presentes los señores Erwin Rosas y Julio González de la E.E.G.S.A. para conectar los Contadores oficiales.

Cont. Principal: No. Serie: 17331

Cont. Principal: No. Serie: F56728

Se desconectó la acometida provisional que venía de los motores, para dejar normalizado el servicio.

Se colocó parte del portón que está el MCC, que se había retirado para poder sacar todas las piezas del gabinete que se quemó.

Se cerraron los interruptores MCC1A, MCC1B y el tablero de ciclo sencillo. Se comprobaron rotaciones, todo bien.

Se encintaron las conexiones de los transformadores TR-2 y TR-3 después de comprobadas las rotaciones.

Quedó energizado el MCC, todo normal.

Se dio arranque a todos los motores del equipo auxiliar, ejemplo: ventiladores de enfriadores, compresores, bombas, etc.

Se trató de corregir los problemas por los cuales no daba permisivo la máquina.

Semana del 27 de agosto al 1 de septiembre:

En este período vino el técnico de General Electric a revisar el equipo de control de la turbina. El 1 de septiembre se arrancó la unidad y se sincronizó al sistema, funcionando todo normal.

Inician trabajos de construcción de la pared que se demolió para meter los paneles nuevos.

Se comprobaron cables de sensores de Temperatura, de presiones, etc.

Se disparó breaker de 69 kV, actuó el relevador 86T por problemas externos.

Se cerró el interruptor, nuevamente, todo normal.

Se reparó empalme de cable de señal de la bomba de combustible, no daba permisivo.

Se continúa con cielo falso y construcción de pared.

Se continúa con la comprobación de cables de control.

Se presentó el técnico Matthew Sybrant, por parte de WOODWARD, para dejar en óptimas condiciones el control de velocidad de la turbina.

Se continúa comprobando cableado de control, así como el ajuste de los diferentes aparatos de medición, con el técnico de Woodward.

Se continúa trabajando en el Woodward, aun no hay permisos.

Se hizo cambio del "RELAY INTERFACES", estaba en mal estado.

Se retiraron de la planta las baterías viejas.

Se hizo prueba de arranque, fue negativa.

Se continúa con pruebas de arranque, se disparó 3 veces.

Se cambió filtro de aceite del generador.

Se cambiaron los 4 filtros de aceite del arrancador hidráulico.

Arranque de la turbina fue positivo, pendiente con la sincronización por falla en la excitación.

Se cambiaron fusibles del excitador, quedó bien.

Se sincronizó y se cargó a 5 MW, se disparó por problemas con conexiones de CT's.

Se hicieron seis arranques.

Se hicieron varias pruebas de sincronismo, después de arreglar las conexiones de los CT's.

Se hicieron pruebas de cierre y apertura del interruptor.

Se mantuvo en línea la unidad por un tiempo de una hora con 28 minutos, todo normal.

Se hicieron otras pruebas para abrir el interruptor de Sincronización en manual y automático, todo bien.

A las 15:15 horas se declaró disponible la unidad.

COSTO DE MANO DE OBRA:

Mantenimiento preventivo a transformador de
 Servicios Auxiliares TR2..... USD. 200.00

Mantenimiento preventivo a transformador de

Servicios Auxiliares TR2.....	USD. 200.00
Mantenimiento preventivo a transformador de Servicios Auxiliares TR2.....	USD. 400.00
Atención de emergencia después de ocurrida la la falla.....	USD.1, 000.00
Desconexión y retiro de 5 celdas de 12.47 KV que se cambiaron por nuevas.....	USD.3, 030.00
Reparación de cables de control y alimentadores de motores y cambio de cables de control que se dañaron en las bandejas.....	USD.6, 000.00
Montaje y conexión de 7 celdas nuevas.....	<u>USD.9, 535.00</u>
	USD 20,365.00

CONCLUSIONES:

1. Los equipo dañados durante el transporte de las celdas, como los contactos fijos del interruptor del generador y el transformador de corriente, fueron cambiados completamente y quedaron funcionando sin ningún problema. Los daños menores se repararon adecuadamente funcionando a cabalidad.
2. Del estado de los transformadores podemos concluir:

Resistencia de aislamiento: Los valores medidos de resistencia de aislamiento de primario a tierra, primario a secundario y secundario a tierra en los transformadores son buenos.

Relación de vueltas TTR: El resultado de la medición es bueno para los transformadores, pues está dentro del error admitido que es menor que 0.5%.

Aceite dieléctrico:

El aceite dieléctrico de todos los transformadores se encuentra en buenas condiciones.

Estado general de los transformadores: De acuerdo con los resultados, los transformadores se encuentran en buenas condiciones.

RECOMENDACIONES:

1. Instruir a los operadores para el manejo adecuado de los equipos instalados.
2. Verificar anualmente los relevadores de protección para verificar su funcionamiento.
3. Revisar periódicamente el banco de baterías que alimenta al equipo, para comprobar su correcto funcionamiento, pues en esta ocasión no se encontraba en buen estado y fue necesario sustituirlo.
4. Considerando la importancia de la planta, se debe efectuar anualmente el mantenimiento preventivo y realizar pruebas a los transformadores para tener control de los parámetros medidos y poder así planificar algún mantenimiento correctivo cuando se estime conveniente.
5. Efectuar mantenimiento preventivo anualmente a la subestación elevadora 12.47/69 kV.
6. Realizar mantenimiento anual a los tableros de media tensión que

7. fueron instalados, para revisar apriete de conexiones y limpieza, pues existe mucha vibración en el lugar donde se encuentran.

5.1.4 Multas por indisponibilidad.

DESVÍOS DE POTENCIA

Dado que la unidad salió el día domingo 3 de junio y no operó el día viernes 1 de junio se considera que está indisponible todo el mes NCC 3.1.5.1

Junio

$$\begin{aligned} \text{DPd} &= \text{OFDTd} - \text{PTC} && \text{NCC 3.1.2} \\ \text{DPd} &= 0 - 20 \\ \text{DPd} &= -20 \text{ MW} \\ \text{DPd} &= 20,000 \text{ Kw} * 8.9 \text{ \$/Kw.} = && \$178,000.00 \end{aligned}$$

Julio

$$\text{DPd} = 20,000 \text{ Kw} * 8.9 \text{ \$/Kw.} = \$178,000.00$$

Agosto

$$\text{DPd} = 20,000 \text{ Kw} * 8.9 \text{ \$/Kw.} = \$178,000.00$$

Septiembre como es sábado el día que está indisponible no aplica desvío de potencia.

Total x desvíos de potencia **\$534,000.00**

Tabla XXXVI. Cálculo del promedio móvil del factor de disponibilidad equivalente para el mes de:

CONTRATO EEGSA FASE I					
FACTURA FINAL					
PERÍODO DISPONIBILIDAD	EAF MENSUAL	EAF FACTURAR	FACTOR DE MULTIPLICACIÓN	CARGO POR CAPACIDAD (\$)	BONIFICACIÓN POR EAF (\$)
01 AL 31 DE AGOSTO	79.81%	93.58%	1.16977	350,000.00	59,420.27
01 AL 30 DE SEPTIEMBRE	99.12%	93.68%	1.17098	350,000.00	59,844.03
01 AL 31 DE OCTUBRE	71.20%	91.59%	1.14487	350,000.00	50,703.89
0 AL 30 DE NOVIEMBRE	99.91%	91.82%	1.14777	350,000.00	51,718.39
0 AL 31 DE DICIEMBRE	96.37%	91.73%	1.14659	350,000.00	51,307.04
01 AL 31 DE ENERO	95.46%	91.73%	1.14663	350,000.00	51,319.26
0 AL 28 DE FEBRERO	100.00%	91.75%	1.14686	350,000.00	51,400.35
01 AL 31 DE MARZO	99.33%	92.24%	1.15304	350,000.00	53,563.24
01 AL 30 DE ABRIL	95.01%	92.40%	1.15504	350,000.00	54,265.19
01 AL 31 DE MAYO	71.78%	91.05%	1.13818	350,000.00	48,363.94
01 AL 30 DE JUNIO	74.67%	90.08%	1.12595	350,000.00	44,083.12
01 AL 31 DE JULIO	79.03%	88.47%	1.10593	350,000.00	37,074.05
01 AL 31 DE AGOSTO	75.88%	88.15%	1.10183	350,000.00	35,641.95

FÓRMULA EAF MENSUAL

$$EAF = \{ [PHp - EPDHp - (EUDHp \times 2)] / PHp \} \times 0.21 + \{ [PHo - EPDHo - EUDHo] / PHo \} \times 0.79$$

Este es el cálculo de la bonificación (penalización) del contrato, la bonificación se calcula con el % del EAF a facturar y este dato se obtiene de sacar el promedio de 12 meses del EAF MENSUAL. Para poder ver el efecto de la reducción de la bonificación el cargo por capacidad lo deje de un mismo valor y así se pueda apreciar mejor el efecto de la reducción o disminución de la disponibilidad.

El punto de equilibrio de esta bonificación fue establecida en 80% (como puede observarse en la columna FACTOR DE MULTIPLICACIÓN) en donde si se baja de este valor, la bonificación se convierte en penalización.

CONCLUSIONES

1. La disponibilidad de las unidades generadoras es de vital importancia para el desarrollo del país.
2. La indisponibilidad de las unidades generadoras podrían provocar un gran problema para el Sistema Nacional Interconectado a la vez que producen grandes pérdidas para la empresa propietaria.
3. La explosión provocada en el interruptor de sincronismo, se debió a que la unidad entró a línea al Sistema Nacional Interconectado sin estar en sincronismo con éste. No se pudo ver que el interruptor tenía cerradas dos fases y por estar girando a sus revoluciones nominales y tener conectada la excitación, hubo un choque de energías sin sincronismo, lo que provocó la severa explosión.
4. Se debe hacer mantenimiento preventivo periódico al equipo de protección, transformadores, interruptores, etc., para asegurar el perfecto funcionamiento del equipo, máxime si ya es equipo antiguo.

5. Dejar por escrito todos los cambios que se hagan en el circuito eléctrico de una maquinaria, debe quedar bien documentado, si no se hace vienen grandes consecuencia posteriores.
6. Tener en planta, personal calificado y en constante entrenamiento para que cuando se presente un problema sean capaces de analizar la situación y agotar todas las posibilidades de fallo.
7. Durante el transporte del gabinete nuevo, se dañaron varios equipos, fueron cambiados por garantía y quedaron funcionando perfectamente.
8. Durante las pruebas del generador y transformadores, se concluye que los resultados de las mediciones son muy buenos.

RECOMENDACIONES

8. Instruir a los operadores para el manejo adecuado de los equipos instalados.
9. Verificar anualmente los relevadores de protección para verificar su funcionamiento.
10. Revisar periódicamente el banco de baterías que alimenta al equipo, para comprobar su correcto funcionamiento, pues en esta ocasión no se encontraba en buen estado y fue necesario sustituirlo.
11. Considerando la importancia de la planta, se debe efectuar anualmente el mantenimiento preventivo y realizar pruebas a los transformadores para tener control de los parámetros medidos y poder así planificar algún mantenimiento correctivo cuando se estime conveniente.
12. Efectuar mantenimiento preventivo anualmente a la subestación elevadora 12.47/69 kV.
13. Realizar mantenimiento anual a los tableros de media tensión que fueron instalados, para revisar apriete de conexiones y limpieza, pues existe mucha vibración en el lugar donde se encuentran.

14. Instruir a los operadores acerca de lo que representa una indisponibilidad para la empresa propietaria y lo que puede provocar en el Sistema Nacional Interconectado, para lograr que el personal esté más conciente de lo que significa ser el responsable de que todo funcione bien.

BIBLIOGRAFÍA

1. POWERCON CORP, LIBRO DE INSTRUCCIONES, MANUALES DE INSTALACIÓN, OPERACIÓN Y MANTENIMIENTO. General Electric, Estados Unidos de Norte América.
Número de publicaciones: PCIB-1008-C, IB32-255-1F, PCIB-1002-B, 42-806A, 42-955,
P/N: 1601-0071-E7, GEK-106292, GEK-106293, IB7.6.1.7-7, LOR-1, GEK106296, 2001.
2. ELECTRIC POWER PRODUCTS, Diagrama eléctrico No. D8757301, 1991.
3. GENERAL ELECTRIC. Manuales de instalación, operación y mantenimiento, 1991.
4. ADMINISTRADOR DEL MERCADO MAYORISTA. Resolución No. 216-01, Norma de Coordinación Comercial No. 2. Oferta Firme de los Generadores.
5. ADMINISTRADOR DEL MERCADO MAYORISTA. Resolución No. 216-02, Norma de Coordinación Comercial No. 3. Transacciones de desvíos de potencia.

RESOLUCION No. 216-01

EL ADMINISTRADOR DEL MERCADO MAYORISTA

CONSIDERANDO:

Que el Artículo 44 del Decreto 93-96 del Congreso de la República, Ley General de Electricidad, determina la conformación del Ente Administrador del Mercado Mayorista.

CONSIDERANDO:

Que es función del Administrador del Mercado Mayorista, garantizar la seguridad y el abastecimiento de energía eléctrica del País, tomando en consideración, la coordinación de la operación, el establecimiento de precios de mercado dentro de los requerimientos de calidad de servicio y seguridad; administrando todas las transacciones comerciales del Mercado.

CONSIDERANDO:

Que de conformidad con la legislación vigente, corresponde al Administrador del Mercado Mayorista, emitir las Normas de Coordinación que permitan completar el marco regulatorio de las transacciones de energía dentro del Mercado Mayorista, debiendo consecuentemente después de su emisión, remitirlas a la Comisión Nacional de Energía Eléctrica, para su aprobación.

POR TANTO:

En uso de las facultades que le confieren los Artículos 1, 2, 13, literal j, 14 y 20, literal c) del Reglamento del Administrador del Mercado Mayorista.

EMITE

La siguiente:

NORMA DE COORDINACIÓN COMERCIAL No. 2

OFERTA FIRME DE LOS GENERADORES

ARTICULO 1. OFERTA FIRME DE LOS GENERADORES

2.1 OFERTA FIRME

Se denomina Oferta Firme (OF) de cada unidad generadora de los Participantes Productores a la máxima potencia neta – descontados sus consumos internos - capaz de producir, en función de sus características técnicas, su potencia máxima y disponibilidad, teniendo en cuenta las restricciones propias de la central o de su sistema de transmisión asociado. La suma de Oferta Firme de todas las unidades generadoras de un Participante Productor se denomina Oferta Firme Total (OFT).

Los Participantes Productores podrán transar parcial o totalmente la Oferta Firme de sus unidades generadoras a través de contratos de abastecimiento o de reserva de potencia, de acuerdo a los criterios establecidos en la Norma de Coordinación Comercial No. 13.

Unidades Térmicas

La OF de una Unidad Térmica "i" se calculará como:

$$OF_i = PP_i * coefdisp_i$$

Donde

PP_i: potencia máxima que la Unidad Generadora "i" es capaz de suministrar a la red bajo las condiciones de temperatura y presión atmosférica del sitio en la que está instalada.*

coefdisp_i: coeficiente de disponibilidad de la Unidad Generadora "i", calculada de acuerdo a la metodología establecida en el Anexo 2.1.

Centrales Geotérmicas:

La Oferta Firme de las Centrales Geotérmicas será igual a:

$$OF_i = \min (PP_i * coefdisp_i, EH_i / NHRM)$$

Siendo

EH_i : es la energía que es previsible producir por la Central en el mes de máximo requerimiento térmico. El generador deberá suministrar y fundamentar esta energía que es previsible con una probabilidad de excedencia del 95%.

NHRM el número de las horas del mes de máximo requerimiento térmico

Centrales Hidráulicas

Para determinar la oferta firme de los generadores hidráulicos se establecen las hipótesis de evolución de las variables que reflejan el estado del MM para el año para el cual se realiza el cálculo de la oferta firme de los generadores, teniendo en cuenta que este proceso se realizará sobre una base mensual. Este análisis implica la consideración de las modificaciones en la oferta de energía (parque de generación, interconexiones internacionales), en la demanda de energía, y en la topología del sistema de transmisión.

La demanda proyectada de cada mes se representa con una curva monótona de cargas de al menos 5 bloques, que represente correctamente la forma real de la curva de carga del sistema. El primer bloque debe tener una duración de una hora y representar la demanda máxima de potencia proyectada del mes;

Se fija una probabilidad de atención de la demanda (PR) que inicialmente se establece en: 95%.

Se simula el comportamiento del MM mediante el modelo de programación mensual, utilizando las normas de operación y despacho vigentes, y con la información contenida en la base de datos del sistema considerando el coeficiente de disponibilidad descrito en el anexo 2.1 El modelo a utilizar así como cualquier modificación en el mismo o la metodología utilizada

deberá contar con la aprobación de la Comisión a propuesta del AMM. Su descripción, manual de uso y base de datos estará a disposición de todos los agentes del MM.

La simulación del comportamiento del MM para el año analizado se realiza suponiendo sucesivamente la ocurrencia de un año de registros hidrológicos similar a cada uno de los años históricos con valores de caudales registrados o estimados por métodos confiables (serie de caudales medios mensuales simultáneos afluentes a los principales aprovechamientos hidroeléctricos existentes o previstos). Para los aprovechamientos hidroeléctricos sin series de caudales disponibles, se pueden reemplazar las series de caudales medios mensuales por caudales mensuales promedio o estimados con base a técnicas hidrológicas. Las series hidrológicas disponibles podrán ser extendidas en forma sintética, utilizando la información disponible y un programa de computadora que cuente con la aprobación del AMM.

Como resultado de la simulación del MM se obtendrán las series de energía mensuales que produciría cada central hidroeléctrica en cada uno de los años hidrológicos considerados.

Se identifican de esta serie:

- a) Las diferencias entre la demanda de energía de cada mes y la producción hidroeléctrica. A estas diferencias se las denomina requerimiento térmico del mes. Se dispondrán para cada mes tantos valores de requerimiento térmico como series hidrológicas se hayan utilizado.
- b) Para el mes de mayor requerimiento térmico medio, se ordenan dichos valores, y se identifican las producciones de cada central hidroeléctrica correspondientes a una probabilidad de atención de la demanda PR. Se identifica la energía total hidroeléctrica producida en el mes con probabilidad de excedencia del requerimiento térmico PR (EHT).
- c) Se determinan las energías de cada Central Hidroeléctrica "i" (EH_i) correspondiente a una probabilidad de excedencia de un año seco, de acuerdo a la curva de duración de caudales de cada central hidroeléctrica. Esta probabilidad de excedencia de año seco se fija inicialmente en: 95%.
- d) Se calcula la energía firme (EF_i) de cada central hidroeléctrica i como:

$$EF_i = \frac{EH_i * EHT}{\sum_i EH_i}$$

- e) Con la energía firme EF_i de cada central hidroeléctrica con capacidad de operar en punta, definidas en los apartados A1.2.2.2, A1.2.2.3, A1.2.2.4 y A1.2.2.5 del Anexo 1.2 de la Norma de Coordinación Comercial No. 1, y teniendo en cuenta las restricciones propias de la central o de su sistema de transmisión asociado que puedan limitar su operación en horas de punta, se simula el despacho económico del sistema en el mes identificado. Se determina así el despacho de las centrales en el llenado de la curva de carga diaria del sistema para el día típico en situaciones de máximo requerimiento térmico. Se denominará potencia en hora de máximo requerimiento PHMR_i a la potencia media obtenida en las horas de periodo de demanda máxima del despacho mencionado.

Se define lo Oferta Firme (OF_i) de cada central hidroeléctrica i como:

$$OF_i = \text{MIN} (PP_i * \text{coefdisp}_i, \text{PHMR}_i)$$

- f) Para las centrales hidráulicas de filo de agua, definidas en el apartado A1.2.2.6.2 del Anexo 1.2 de la Norma de Coordinación Comercial No. 1, la Oferta Firme debe ser igual a:

$$OF_i = \min (PP_i * \text{coefdisp}_i, EH_i / NHRM)$$

Siendo NHRM el número de las horas del mes de máximo requerimiento térmico y EH_i de acuerdo a lo obtenido en el inciso c anterior

2.2 OFERTA FIRME EFICIENTE

Se denomina Oferta Firme Eficiente (OFE) de cada unidad generadora a la parte de la Oferta Firme de cada unidad generadora que resulta requerida, como generación o como reserva, en la hora de Máxima Demanda Proyectada del MM para cada año. Para el caso de las centrales hidráulicas $OFE=OF$

La determinación de la Oferta Firme Eficiente de cada unidad generadora será realizada por el AMM junto con la Programación de Largo Plazo teniendo en cuenta las restricciones propias de la central o de su sistema de transmisión asociado que puedan limitar su operación en horas de punta.

La Oferta Firme Eficiente Total ($OFET_j$) de un Participante Productor “j” se calcula como la suma de la Oferta Firme Eficiente de sus unidades o centrales generadoras “i” no comprometidas en contratos de reserva, más la Oferta Firme Eficiente de las unidades o centrales generadoras que compra por contratos de reserva ($OFEC_{ij}$)

$$OFET_j = \sum_i OFE_{ij} + OFEC_{ij}$$

Donde:

OFE_{ij} es la Oferta Firme Eficiente de la unidad “i” del Participante Productor “j”, no comprometida en contrato de reserva.

$OFEC_{ij}$ es la Oferta Firme comprada por contratos de reserva con otros generadores.

La potencia que un Participante Productor ha vendido a los Participantes Consumidores a través de Contratos de Abastecimiento se denomina Potencia Firme. Cada participante productor debe garantizar que su Oferta Firme Eficiente Total sea como mínimo igual a su Potencia Firme. En caso que la Potencia Firme sea superior a su Oferta Firme Eficiente, deberá contratar con otro Participante Productor la diferencia. En el período durante el cual está en trámite dicha contratación, que no deberá superar seis meses, y por autorización de la Comisión Nacional de Energía Eléctrica, deberá comprar las diferencias en transacciones de desvíos de potencia.

Aquellos Participantes Productores que no hubiesen firmado contratos con Participantes Consumidores por la totalidad de su Oferta Firme, podrán vender la parte no comprometida en contratos a otros generadores que requieran cubrir sus necesidades de potencia firme.

Los generadores que aún no hayan iniciado su operación comercial, pero que cuentan con la Autorización Definitiva por parte de la Comisión para el Acceso al Sistema de Transporte, podrán realizar contratos con Participantes Consumidores con una Oferta Firme determinada por el AMM de acuerdo a la metodología establecida en el Anexo 2.1 con base en la información que el Agente entregará para obtener la autorización para actuar como

generador en conformidad con lo establecido en la Ley General de Electricidad y en su Reglamento.

Se entiende que una unidad ha entrado en operación comercial cuando ha realizado todas las pruebas necesarias de funcionamiento que lo habilitan a funcionar de manera permanente conectado al Sistema Nacional Interconectado.

2.3 PRUEBA DE LA POTENCIA MÁXIMA DE CENTRALES Y UNIDADES GENERADORAS

2.3.1 OBJETIVO:

El objetivo de la prueba es la determinación de la Potencia Máxima de las Unidades y/o Centrales Generadoras a utilizar en la Coordinación de la Operación y Administración de las Transacciones Comerciales en el Mercado Mayorista. Los resultados de la Prueba de Potencia Máxima serán considerados en la Programación como la Potencia que pueden entregar a la red las unidades o centrales generadoras de manera continua, dentro de su ciclo de operación normal y en la determinación de la Oferta Firme de las unidades o centrales generadoras.

2.3.2 CRITERIOS GENERALES PARA LA REALIZACIÓN DE LA PRUEBA DE POTENCIA MÁXIMA

2.3.2.1 Programación de la Prueba de Potencia Máxima

El Administrador del Mercado Mayorista deberá realizar la programación de las Pruebas de Potencia Máxima dentro de la Programación de Largo Plazo, buscando:

- a. minimizar el costo total de operación para que el efecto económico en el Despacho sea el menor posible.
- b. que sea posible que la unidad o central generadora tenga la máxima capacidad de suministrar a la red su potencia, considerando las restricciones de transmisión y manteniendo los niveles de calidad y seguridad del suministro.

2.3.2.2. Periodicidad de la Prueba de Potencia Máxima.

Las Unidades Generadoras y Centrales Generadoras, previo al inicio de su operación comercial en el Mercado Mayorista, deberán realizar las pruebas para la determinación de la Potencia Máxima de conformidad con la presente norma. Previo a la realización de la Prueba de Potencia Máxima de éstas Unidades Generadoras y/o Centrales Generadoras, el propietario deberá presentar un informe que indique que se han realizado todos los procedimientos de prueba sin carga y que las Unidades Generadoras están en capacidad de operar con carga.

Las Unidades Generadoras y Centrales Generadoras que se encuentran en operación en el Mercado Mayorista deberán realizar por lo menos una vez en cada periodo de tres años la Prueba de Potencia Máxima, la cual será incluida dentro de la Programación de Largo Plazo. En el primer año de cada período de tres años el AMM programará una Prueba de Potencia Máxima a cada una de las unidades generadoras y/o centrales generadoras cuyos días reales de funcionamiento en el último período anual estacional esté por debajo del 50% del promedio de días de funcionamiento de todas las unidades generadoras.

Las unidades o centrales restantes serán seleccionadas mediante un sorteo, el cual consiste en elegir al azar entre unidades o centrales generadoras que tienen la misma posibilidad de ser electas, para ser incluidas en cualquiera de los años del periodo de tres años, de tal manera de programar aproximadamente la tercera parte del parque generador cada año.

El AMM enviará junto con la Programación Provisoria de Largo Plazo del Año Estacional la fecha de mayor probabilidad de la prueba para cada Participante, quien podrá proponer una nueva fecha para que el AMM la considere, de no lograrse un acuerdo entre el AMM y el Participante, por motivos debidamente razonados por el AMM, prevalecerá el programa elaborado por el AMM.

Los Participantes Productores podrán solicitar al AMM realizar la prueba de Potencia Máxima a sus Unidades y Centrales en cualquier momento. El AMM programará la Prueba bajo los criterios establecidos en el numeral 2.3.2.1.

En el caso de centrales térmicas de ingenios cogeneradores, la Potencia Máxima dependerá del período en análisis: período de Zafra y de No Zafra. La Potencia Máxima será determinada en pruebas realizadas en cada una de esos períodos. La Potencia Máxima para el período de Zafra estará vigente en el momento que el Participante Productor indique que inicia el período de zafra en su ingenio cogenerador, y la Potencia Máxima para el período de No Zafra inicia en el momento que informe la finalización de la zafra.

Para las unidades y centrales generadoras que operen con dos o más tipos de combustible, la prueba deberá realizarse con el combustible con el que normalmente se operan.

Cuando existan centrales o unidades generadoras de otras tecnologías, no consideradas en esta norma, el Participante Productor propondrá al AMM un protocolo de prueba, de acuerdo a las prácticas prudentes y recomendadas de ingeniería, para su consideración. Si es aceptado por el AMM la Prueba de Potencia Máxima se realizará siguiendo este protocolo, en caso contrario se enviará al Participante con las recomendaciones necesarias las cuales deberán ser consideradas para la realización de la prueba.

Desde el momento que cobre vigencia la presente modificación y ampliación de esta norma y hasta que se realicen las correspondientes Pruebas de Potencia Máxima, la Potencia Máxima de las Unidades y Centrales Generadoras será la Potencia Máxima declarada y aceptada en la Programación de Largo Plazo del Año Estacional.

2.3.3. REQUERIMIENTOS DE MEDICIÓN PARA LA PRUEBA DE POTENCIA MÁXIMA

Las Unidades y/o Centrales Generadoras deberán contar con el Sistema de Medición Comercial habilitado de acuerdo a la Norma de Coordinación Comercial No. 14 Sistema de Medición Comercial. En el caso de Cogeneradores, en el punto de conexión de la central generadora y/o unidades generadoras y su área de consumo, deberán contar con un sistema de medición que cumpla con los requisitos del Sistema de Medición Comercial de acuerdo a la Norma de Coordinación Comercial No. 14. En todos los casos se deberá registrar la medición de energía activa y reactiva integrada en períodos de quince minutos.

Las Pruebas de Potencia Máxima para las Unidades Generadoras que cuenten con sistema de Medición Comercial individual se realizarán para cada unidad Generadora.

Las Pruebas de Potencia Máxima para las Unidades Generadoras, de la misma tecnología y dimensión, instaladas en una misma Central Generadora y que cuenten con un único sistema de Medición Comercial para medir su entrega en el punto de interconexión con la red, se realizarán para la Central con todas las unidades generadoras.

2.3.4. CONDICIONES OPERATIVAS PARA LA REALIZACIÓN DE LA PRUEBA DE POTENCIA MÁXIMA

Las Pruebas de Potencia Máxima deberán ser realizadas a un Factor de Potencia de 0.95, salvo en aquellos casos en los que se haya alcanzado los niveles de voltaje permisible en la red, en los cuales se realizará la prueba en el Factor de Potencia alcanzado, corrigiendo los valores de potencia obtenidos, según la curva de capacidad del generador en función del factor de potencia promedio obtenido en la prueba. Cuando por causa justificada el generador no cuente con sus propias curvas de capacidad, el AMM realizará la corrección antes mencionada utilizando curvas de capacidad típicas de unidades generadoras o equivalentes del mismo fabricante.

Para la realización de la Prueba de Potencia Máxima deberá asegurarse que el sistema eléctrico de potencia está en capacidad de soportarla, tanto en flujos de potencia como en niveles de voltaje, mediante la realización previa de los estudios eléctricos correspondientes por parte del AMM. Si por condiciones de seguridad operativa no fuese posible realizar la prueba, el AMM deberá reprogramarla para una siguiente ocasión cuando las condiciones sean favorables dentro del plazo de tres meses, debiendo el AMM justificar el cambio en la programación. El valor del Factor de Potencia será revisado cada tres años al finalizar cada ciclo de pruebas, para adecuarlo a las condiciones operativas prevalecientes, pudiendo ser modificado por el AMM, en base al resultado de nuevas pruebas o de la realización de estudios eléctricos, con la aprobación de la Comisión Nacional de Energía Eléctrica.

2.3.5 EVALUACIÓN DE RESULTADOS DE LAS PRUEBAS Y DETERMINACIÓN DE LA POTENCIA MÁXIMA.

El valor de la Potencia Máxima no puede ser mayor a la potencia indicada en la autorización de acceso a la capacidad de transporte emitida por la Comisión Nacional de Energía Eléctrica, cuando en dicha resolución se señale alguna condición o restricción a la inyección de la potencia.

Los resultados alcanzados en las Pruebas de Potencia Máxima se califican de acuerdo a los siguientes casos:

- a) Cuando la Unidad o Central Generadora complete el período estipulado para la prueba, la Potencia Máxima es igual al mínimo entre la potencia media generada en el período de Prueba y la potencia indicada en la autorización de acceso a la capacidad de transporte emitida por la Comisión Nacional de Energía Eléctrica, cuando en dicha resolución se señale alguna condición o restricción a la inyección de la potencia, calculada de la siguiente manera:

$$PP_i = \text{Mínimo} ((\sum_i \text{ERC}_i / \text{TC}), \text{PIC})$$

Donde:

PP_i = Potencia Máxima de la unidad o central generadora i

$\sum_i \text{ERC}_i$ = Suma de las lecturas para la energía activa, integrada y registrada en períodos de quince minutos, durante el tiempo completo mínimo estipulado para prueba.

TC = tiempo completo mínimo estipulado para la prueba en horas.

PIC: Potencia indicada en la autorización de acceso a la capacidad de transporte emitida por la Comisión Nacional de Energía Eléctrica, cuando en dicha resolución se señale alguna condición o restricción a la inyección de la potencia.

b) Cuando la Unidad o Central Generadora se desconecta del Sistema antes de completar el período de prueba por causas no atribuible a su operación:

I. Si no se ha completado el 80 por ciento del tiempo de duración de la prueba, ésta no tiene validez y deberá programarse nuevamente.

II. Si se ha completado cuando menos el 80 por ciento del tiempo de duración de la prueba, la Potencia Máxima de la unidad generadora y/o central generadora es el mínimo entre: la potencia media generada durante el período alcanzado y la potencia indicada en la autorización de acceso a la capacidad de transporte emitida por la Comisión Nacional de Energía Eléctrica, cuando en dicha resolución se señale alguna condición o restricción a la inyección de la potencia, calculado de la siguiente manera:

$$PP_i = \text{Mínimo} ((\sum_i \text{ERA}_i / \text{TA}), \text{PIC})$$

Donde:

$\sum_i \text{ERA}_i$ = Suma de las lecturas para la energía activa, integrada y registrada en períodos de quince minutos, durante el tiempo alcanzado de duración de la prueba.

TA = tiempo alcanzado de duración de la prueba en horas.

c) Cuando la Unidad o Central Generadora se desconecta del Sistema antes de completar el período de prueba por causas atribuibles a su operación:

I. Si no se ha completado el 80 por ciento del tiempo de duración de la prueba, ésta no tiene validez y deberá programarse nuevamente.

II. Si superó el 80 por ciento de duración de la prueba, la Potencia Máxima de la unidad es el mínimo entre: la suma de la energía activa generada durante el período alcanzado dividida entre el tiempo completo mínimo estipulado para la prueba y la Potencia indicada en la autorización de acceso a la capacidad de transporte emitida por la Comisión Nacional de Energía Eléctrica, cuando en dicha resolución se señale alguna condición o restricción a la inyección de la potencia, calculado de la siguiente manera:

$$PP_i = \text{Mínimo} ((\sum_i \text{ERA}_i / \text{TC}), \text{PIC})$$

- III. Si se dispara durante una segunda prueba consecutiva sin alcanzar el 80 por ciento de duración de la Prueba, la Potencia Máxima de la unidad es el mínimo entre: la suma de la energía activa generada durante el período alcanzado durante esta segunda Prueba realizada dividida entre el tiempo completo mínimo estipulado para la prueba multiplicada por el Tiempo Alcanzado de duración dividido entre el Tiempo completo mínimo y la potencia indicada en la autorización de acceso a la capacidad de transporte emitida por la Comisión Nacional de Energía Eléctrica, cuando en dicha resolución se señale alguna condición o restricción a la inyección de la potencia, calculado de la siguiente manera:

$$PP_i = \text{Mínimo} \left(\left[\left(\sum_i ERA_i / TC \right) \times (TA/TC) \right], PIC \right)$$

2.3.6. DURACIÓN DE LA PRUEBA DE POTENCIA MÁXIMA

El tiempo correspondiente a la Prueba de Potencia Máxima es igual para todas las unidades generadoras, exceptuando las unidades o centrales hidráulicas que dependen de las condiciones de sus embalses y caudales de aporte para poder realizar la prueba.

Los tiempos de duración de la Prueba se presentan en la siguiente tabla:

Tipo de unidad generadora	Tiempo mínimo de duración para Prueba de Potencia Máxima –TC-
Turbo gas	24 horas
Turbo vapor	24 horas
Turbo vapor perteneciente a una central geotérmica	24 horas
Unidad o Central Generadora hidráulica con embalse de regulación anual, mensual o semanal	6 horas
Unidad o Central Generadora hidráulica con regulación diaria o filo de agua	4 horas siempre y cuando se tenga un caudal de entrada igual o mayor al caudal de diseño. En caso de no contar con el caudal indicado, no se realizará la prueba. Para determinar si el caudal de entrada es igual o mayor que el caudal de diseño, el Agente deberá presentar al AMM la metodología de cálculo para determinar el caudal de entrada; dicha metodología deberá contar con la aprobación del AMM para su aplicación.

2.3.7. REMUNERACIÓN A UNIDADES GENERADORAS DURANTE LAS PRUEBAS DE POTENCIA MÁXIMA.

La energía generada por una unidad que resulte convocada para una Prueba de Potencia Máxima de acuerdo al programa de pruebas realizado por el AMM o si es realizada a solicitud

del Participante Productor, será asignada como una venta al Mercado de Oportunidad y remunerada al Precio de Oportunidad de la Energía. De resultar algunos sobrecostos por la realización de las Pruebas de Potencia Máxima, éstos serán asignados al Participante Productor, independientemente si la prueba es realizada de acuerdo al programa, establecido por el AMM o a solicitud del Participante Productor.

Los sobrecostos de generación por la realización de las pruebas de potencia máxima serán los sobrecostos de Generación Forzada debidos al tiempo que sea necesario forzar la unidad o central generadora para la realización de la prueba, incluyendo el tiempo de arranque, el tiempo de la prueba y el tiempo mínimo de operación.

2.4. DETERMINACIÓN DE LA DISPONIBILIDAD DE LAS UNIDADES Y CENTRALES GENERADORAS

El AMM con un programa de cómputo generará las órdenes de prueba que aseguren un procedimiento objetivo e imparcial de la prueba de la disponibilidad de cada central o unidad generadora de cada Participante Productor. Este programa debe estar basado en un algoritmo de muestreo estadístico denominado "Programa de Prueba Aleatoria de Disponibilidad" y se le identifica en lo sucesivo con el acrónimo "PRADIS".

La determinación de la disponibilidad se refiere a la comprobación del estado de una unidad generadora y/o central generadora que ha sido declarada disponible por el Participante Productor y a la Potencia Máxima Disponible que puede ser declarada con la programación semanal y que se toma en cuenta para la elaboración del Programa de Despacho Diario.

Para hacer más efectivo el control y disminuir su costo, el AMM utilizará criterios prácticos de ponderación de los sucesos que aumentan la frecuencia de convocatoria a Prueba de Disponibilidad a aquellas unidades o centrales generadoras, que por condiciones propias no han sido convocadas a generar o han presentado mayor número de horas de indisponibilidad forzada.

Los criterios que se utilizarán en el algoritmo de selección de PRADIS son los siguientes:

- a) Número de horas no operadas durante los últimos 12 meses
- b) El número de arranques fallidos de los últimos 10 arranques solicitados, ya sea por Despacho o por una solicitud de prueba.
- c) El período de tiempo desde la última vez que fue convocado a generar
- d) El número de salidas forzadas fuera de servicio en los últimos 12 meses.
- e) Coeficiente de Disponibilidad vigente en el año estacional.

Cada uno de estos criterios tienen una ponderación que está en función directa a la probabilidad de que la unidad o central generadora sea seleccionada para realizar una Prueba de Disponibilidad, es decir que el criterio con mayor ponderación incide en mayor probabilidad de que una unidad o central generadora sea seleccionada.

La tabla siguiente contiene los criterios y su valor de ponderación asociado

CRITERIOS DE SELECCIÓN Y VALOR DE PONDERACION

CRITERIO	VALOR DE PONDERACION (porcentaje)
Número de horas no operadas durante los últimos 12 meses	35
Número de arranques fallidos de los últimos 10 arranques solicitados, ya sea por Despacho o por una solicitud de prueba	25
Período de tiempo desde la salida de la última vez que fue convocado a generar	25
Número de salidas forzadas en los últimos doce meses	10
Coeficiente de Disponibilidad	5

Los valores de ponderación podrán ser modificados por la Junta Directiva del AMM, con la aprobación de la Comisión Nacional de Energía Eléctrica, previa realización de un estudio técnico.

2.4.1. COORDINACIÓN DE LAS PRUEBAS DE DISPONIBILIDAD

El AMM coordinará las Pruebas de Disponibilidad, garantizando la objetividad en la metodología mediante la aplicación del programa PRADIS, el cual generará automáticamente las órdenes de convocatoria de las unidades o centrales generadoras que serán despachadas en condición de Prueba de Disponibilidad. Las unidades que se encuentren en mantenimiento o que estén declaradas indisponibles deberán ser excluidas del proceso de selección para realizar las Pruebas de Disponibilidad.

El número de pruebas a realizar por el AMM será como máximo de dos por semana. El número de pruebas podrá ser modificado por la Junta Directiva del AMM, con la aprobación de la Comisión Nacional de Energía Eléctrica, previa realización de un estudio técnico económico.

2.4.2. REQUERIMIENTOS DE MEDICIÓN DE LAS UNIDADES Y CENTRALES GENERADORAS

Para la determinación de la potencia entregada por los equipos bajo prueba se utilizará la medición de la energía generada realizada con el Sistema de Medición Comercial en el punto de interconexión física al Sistema Nacional Interconectado. En el lugar donde por alguna circunstancia no sea posible la interrogación remota del medidor, el Participante Productor será el encargado de trasladar la información, en un plazo no mayor de dos días hábiles después de realizada la prueba.

2.4.3. EJECUCIÓN Y CONTROL DE LA INFORMACIÓN DE LAS PRUEBAS DE DISPONIBILIDAD

EL programa PRADIS indicará en la Operación en tiempo real la unidad o central generadora que deberá realizar una Prueba de Disponibilidad. La central o unidad generadora se convocará a generar a la Potencia Máxima Disponible declarada sin margen para Reserva Rodante Regulante.

El AMM llevará el control de la información sobre los resultados de las Pruebas de Disponibilidad, datos históricos y de programación del despacho de carga que le permitan al programa de cómputo seleccionar objetivamente las unidades o centrales generadoras y el momento para realizar las Pruebas de Disponibilidad.

2.4.4. DURACIÓN DE LAS PRUEBAS DE DISPONIBILIDAD

El tiempo mínimo admisible para la duración de las Pruebas de Disponibilidad dependerá de la tecnología de las unidades y centrales generadoras.

En la tabla siguiente se define los tiempos para cada una de las tecnologías existentes en el Mercado Mayorista de Guatemala.

Tiempo mínimo admisible para la duración de Pruebas de Disponibilidad de acuerdo a la tecnología instalada

Tipo de unidad generadora	Tiempo mínimo de duración para Prueba de Disponibilidad
Motor reciprocante	4 horas
Turbo gas	4 horas
Turbo vapor	4 horas
Turbo vapor perteneciente a una central geotérmica	4 horas
Unidad o Central Generadora hidroeléctrica con embalse de regulación	4 horas
Unidad o Central Generadora hidroeléctrica a filo de agua	1 hora siempre y cuando se tenga un caudal de entrada igual o mayor al caudal de diseño. En caso de no contar con el caudal indicado, no se realizará la prueba. Para determinar si el caudal de entrada es igual o mayor que el caudal de diseño, el Agente deberá presentar al AMM la metodología de cálculo para determinar el caudal de entrada; dicha metodología deberá contar con la aprobación del AMM para su aplicación.

De existir en el futuro nuevas tecnologías, el AMM las adicionará a esta norma, previa aprobación de la Comisión Nacional de Energía Eléctrica.

2.4.5. RAMPAS DE TOMA DE CARGA

Los tiempos de arranque de las unidades y centrales generadoras dependerán de la tecnología utilizada y serán declarados por el Participante Productor, pero no podrán ser mayores a los que se definen en la siguiente tabla.

Tiempos máximos admisibles de puesta en marcha para ejecutar Pruebas de Disponibilidad

Tipo de unidad generadora	Tiempo de arranque después del aviso para Prueba de Disponibilidad
Motor reciprocante	1 hora
Turbo gas	1 hora
Turbo vapor	24 horas
Turbo vapor perteneciente a una central geotérmica	6 horas
Unidad o Central Generadora hidráulica	1 hora

En el caso que alguna unidad generadora no pueda cumplir con estos tiempos de arranque, el Participante Productor interesado deberá presentar un Informe Técnico explicando las causas de la indisponibilidad. El AMM analizará el Informe Técnico y podrá aceptarlo o rechazarlo. Cuando el Informe Técnico sea aceptado la unidad generadora deberá cumplir con el tiempo de arranque indicado en dicho informe. Cuando el Informe Técnico sea rechazado, la Central o Unidad Generadora se considerará indisponible por el tiempo que exceda al tiempo establecido en la tabla correspondiente.

2.4.6. PROCESO DE CONVOCATORIA Y EJECUCIÓN PARA REALIZAR LA PRUEBA DE DISPONIBILIDAD

El AMM dará aviso al Participante Productor una hora antes del tiempo de arranque que será el mínimo entre el valor que aparece en la tabla correspondiente y el declarado por el Participante Productor para cada una de las unidades o centrales generadoras.

El inicio de la prueba se considerará desde el momento en que el AMM le da aviso al Participante Productor.

La Pruebas de Disponibilidad se realizarán en horarios que afecten en menor grado el costo total de operación del sistema, eligiendo preferentemente aquellas horas en que las unidades o centrales generadoras se encuentren programadas para generar por despacho, o bien si se produce un sobrecosto por Generación Forzada que sea el mínimo posible.

El AMM convocará a la unidad o central generadora seleccionada para la prueba, realizando para el efecto, un redespacho de las otras unidades o centrales generadoras. En caso de que por razones técnicas ajenas a la unidad o central generadora seleccionada no sea posible ejecutar la orden, el AMM deberá realizar un informe justificando lo actuado y reprogramará la prueba cuando las condiciones sean las adecuadas.

Durante la primera hora de la prueba, la unidad o central generadora deberá cumplir con entregar como mínimo el 30% de la Potencia Máxima Disponible declarada o registrada en la última Prueba de Disponibilidad, con ello tendrá derecho a solicitar que se prolongue la prueba una hora adicional, tomándose como resultado válido el que se registre en las siguientes cuatro horas; en caso contrario, se tomará como válida la lectura de las primeras cuatro horas de prueba. El objetivo de esta hora adicional es darle al Participante Productor la oportunidad de mejorar los resultados obtenidos en la primera hora de prueba.

2.4.7. MEDICIÓN DE LOS RESULTADOS DE LA PRUEBA DE DISPONIBILIDAD

El AMM es responsable por el procesamiento de los datos registrados durante el período de prueba, para lo cual seguirá los siguientes pasos:

- a) Se obtienen los registros de los valores de potencia activa y potencia reactiva integrada en períodos de quince minutos empezando a partir de completarse el tiempo de arranque, para todo el período de prueba.
- b) Con los datos de potencia activa y reactiva se verifica que la unidad o central generadora haya entregado la energía con el factor de potencia de 0.95, salvo en aquellos casos en los que se haya alcanzado los niveles de voltaje permisible en el punto de conexión al sistema eléctrico, en los cuales se realizará la prueba en el factor de potencia alcanzado, descartándose los registros de medición que no cumplan con esta condición, los datos no descartados se toman como válidos.
- c) Si las lecturas descartadas superan un 20% del total de los datos, entonces se descarta la prueba completa y se realizará nuevamente.
- d) Con los datos válidos se calculará su promedio; este promedio define el resultado de la prueba.
- e) Cuando se trate de una prueba de una central con varias unidades generadoras, el valor calculado de la Potencia Máxima Disponible, se reparte proporcionalmente a la Potencia Máxima Disponible de cada unidad o central generadora informada y contenida en la base de datos del AMM, siendo éste el valor de Potencia Máxima Disponible de cada unidad o central generadora.
- f) El valor calculado deberá de ser incorporado a la base de datos del AMM e informado a los Participantes Productores del Mercado Mayorista.

2.4.8. CRITERIOS DE EVALUACIÓN DE LOS RESULTADOS DE LAS PRUEBAS DISPONIBILIDAD.

Los resultados alcanzados en las Pruebas de Disponibilidad se clasificarán de acuerdo a la siguiente tabla:

Criterios de Evaluación de las Pruebas de Disponibilidad

Descripción de los eventos en el período de Prueba	Definición del resultado de la Prueba de Disponibilidad
La unidad o central generadora en el período de prueba definido no entra en operación, o entrando en operación la potencia media generada en período de prueba es menor o igual al 50% de la Potencia Máxima Disponible declarada o registrada vigente de la unidad, o se dispara antes de la finalización de la prueba.	La unidad o central generadora se considera indisponible: a) Para el cálculo del Coeficiente de Disponibilidad, desde su última salida de línea previa a la realización de la Prueba de Disponibilidad b) Para el cálculo de los Desvíos de Potencia, de acuerdo a lo establecido en el numeral 3.1.5.1 de la NCC-3, Transacciones de Desvíos de Potencia

Descripción de los eventos en el período de Prueba	Definición del resultado de la Prueba de Disponibilidad
La unidad o central generadora en el período de prueba definida entra en operación y la potencia media generada en el período prueba es <u>mayor al 50%</u> de la Potencia Máxima Disponible vigente de la unidad o central generadora, y no se dispara antes de la finalización de la prueba.	La unidad o central generadora se considera disponible y La Potencia Máxima Disponible es la menor entre la registrada durante la prueba de disponibilidad o la declarada por el Participante Productor.

Si una unidad o central generadora tiene una salida o desconexión forzada durante la realización de una prueba se considera indisponible desde su última salida de línea previa a la realización de la Prueba de Disponibilidad, no obstante si la unidad o central generadora es capaz de regresar a prueba en un tiempo menor a una hora desde el momento de su salida, el Participante Productor puede solicitar que se prolongue la prueba por una hora más y se tomará como válido el resultado de esa hora adicional.

Si el tiempo de salida se prolonga por más de una hora el Participante Productor podrá solicitar una prueba en el momento que esté disponible nuevamente, el AMM dispondrá del tiempo que sea necesario para programarla nuevamente, si la prueba es exitosa se considerará que la unidad estuvo disponible desde el momento en que fue informado por el Participante Productor que la unidad o central generadora estaba disponible, en caso contrario, se considerará indisponible desde la última salida de línea previa a la realización de la prueba de disponibilidad a la que fue convocada y será calificado como Incumplimiento Reiterado.

El resultado de las Pruebas de Disponibilidad será incluido como parte de la información de la Programación semanal que el AMM emite cada semana.

2.4.9. CONTROL DEL ESTADO DE DISPONIBILIDAD DE LAS UNIDADES Y CENTRALES GENERADORAS

Con base a los resultados de las operaciones de las unidades o centrales generadoras en el Despacho Diario realizado por el AMM y a los resultados de las pruebas solicitadas, el AMM mantendrá actualizada la base de datos de disponibilidad y de Potencia Máxima Disponible, que permita verificar que la potencia puesta a disposición por los Participantes Productores corresponde efectivamente a su Potencia Máxima Disponible. Dentro de un plazo de seis meses desde la vigencia de esta norma, el AMM pondrá a disposición de los Participantes del MM y de la Comisión Nacional de Energía Eléctrica el acceso a dicha base de datos.

En la base de datos, se deberá encontrar el estado de cada unidad y central generadora que participe en el mercado, para cada una de las horas históricas del último año de la Programación de Largo Plazo del Año Estacional y lo acumulado del año estacional vigente.

2.4.10. VERIFICACIÓN DE LA DISPONIBILIDAD DE LAS UNIDADES Y CENTRALES GENERADORAS

Para determinar la disponibilidad de cada unidad y central generadora, el AMM observará las siguientes reglas:

a) En caso de que una unidad o central generadora esté generando se le considerará disponible y su Potencia Máxima Disponible será establecida de acuerdo a lo que establece el numeral 3.1.3.4 de la NCC-3 "Transacciones de Desvíos de Potencia".

b) En caso de que una unidad o central generadora no esté generando y esté declarada disponible por el Participante Productor, se le considerará disponible hasta que:

1. Sea convocada por razones de Despacho o Prueba y no alcance la Potencia solicitada o el 50% de la Potencia Máxima vigente. En este caso se le considerará indisponible desde la última vez en que fue convocada y hasta que una nueva prueba acredite el estado de disponibilidad de la unidad o central generadora. Dicha prueba será realizada a pedido y cualquier cargo, costo o sobre costo debido a la realización de la prueba, será asignado al Participante Productor, incluyendo Sobrecostos de Generación Forzada por tiempo de arranque, tiempo de parada y tiempo mínimo de permanencia en línea.

2. El Participante Productor declare que la unidad se encuentra indisponible antes de ser convocada para una prueba o por despacho. En este caso se le considerará indisponible desde el momento en que se le declare y hasta que sea declarada disponible. Cuando la indisponibilidad sea mayor a tres días y no haya sido convocada dentro de los 30 días anteriores a la declaración de indisponibilidad, para ser declarada como disponible deberá realizarse una nueva prueba que acredite el estado de disponibilidad de la unidad. Dicha prueba será realizada a solicitud y a costa del Participante Productor.

2.4.11. DETERMINACIÓN DEL COEFICIENTE DE DISPONIBILIDAD

El tiempo transcurrido que corresponda a Indisponibilidad Forzada debido a la falla en la Prueba de Disponibilidad, será utilizado para el cálculo del Coeficiente de Disponibilidad.

Cuando una unidad o central generadora por razones propias opere con menos del noventa por ciento de la potencia requerida en las Ordenes de Despacho por más de tres horas consecutivas, se considerará que la potencia a la cual está operando es su Potencia Máxima Disponible hasta que se demuestre que puede cumplir con las Ordenes de Despacho; durante todo ese período se le calcularán las Horas Equivalentes por Degradación y será tomado en cuenta para el cálculo del Coeficiente de Disponibilidad.

2.4.12. REMUNERACIÓN A UNIDADES Y CENTRALES GENERADORAS DURANTE EL PERÍODO DE LA PRUEBA DE DISPONIBILIDAD

Cuando una unidad o central generadora que esté considerada dentro del Despacho Diario resulte convocada para una Prueba de Disponibilidad, la energía entregada por dicha unidad o central generadora durante el tiempo que dure la prueba será asignada al Participante Productor como una venta al Mercado de Oportunidad y será remunerada al Precio de Oportunidad de la Energía.

Cuando una unidad o central generadora que no esté considerada en el Despacho Diario resulte convocada para una Prueba de Disponibilidad, será asignada como una venta al Mercado de Oportunidad y remunerada al Precio de Oportunidad de la Energía. De resultar sobrecostos por la realización de las Pruebas de Disponibilidad, éstos serán asignados al Participante Productor, independientemente si la prueba es realizada de acuerdo al programa de pruebas, establecido por el AMM o a solicitud del Participante Productor.

2.4.13. INCUMPLIMIENTO REITERADO

Se considera incumplimiento reiterado si el resultado de las pruebas o de una solicitud de despacho a potencia máxima de una unidad o central generadora en dos oportunidades consecutivas, resulta en entregas de potencia por debajo del 50% de la Potencia Máxima Disponible vigente.

El incumplimiento reiterado de las Pruebas de Disponibilidad respecto a lo declarado por el Participante Productor obligará a éste a realizar a su costa, tres pruebas exitosas de disponibilidad. Estas pruebas serán programadas por el AMM en tres días consecutivos o en mayor tiempo si las condiciones de despacho y de seguridad operativa no permite la realización de las pruebas, y solo se le considerará disponible después de que haya realizado la tercera prueba exitosa.

2.5 DISPOSICIONES TRANSITORIAS

2.5.1. CONTRATOS EXISTENTES DE ACUERDO AL ARTÍCULO 40 DEL REGLAMENTO DEL ADMINISTRADOR DEL MERCADO MAYORISTA.

Los Contratos Existentes serán administrados de acuerdo a sus estipulaciones contractuales.

Para efectos de aplicación de esta norma, el AMM considerará como Oferta Firme de Generadores con Contratos Existentes con Agentes Distribuidores, en los que se contemple pruebas de potencia, el valor que resulte de:

$$\text{OFGCE} = \text{MAX} (\text{OFT}, \text{MIN} (\text{PDP}, \text{PTC}))$$

- OFGCE : Oferta Firme Total de los Generadores con Contratos Existentes con Agentes Distribuidores, que contemplen prueba de potencia.
- OFT: Oferta Firme Total.
- PDP: Prueba de potencia según los términos del Contrato Existente con Agentes Distribuidores, que contemplen prueba de potencia.
- PTC: Potencia total comprometida en el Contrato Existente informada al AMM en la Planilla de Contrato correspondiente.

La Oferta Firme Eficiente de los Generadores con Contratos Existentes con Agentes Distribuidores, en los que se contemple pruebas de potencia, de acuerdo al Artículo 40 del Reglamento del AMM será:

$$\text{OFEFCE} = \text{MAX} (\text{OFET}, \text{MIN} (\text{PDP}, \text{PTC}))$$

OFEGCE: Oferta Firme Eficiente Total de los Generadores con Contratos Existentes con Agentes Distribuidores, que contemplen prueba de potencia.

OFET: Oferta Firme Eficiente Total.

En el caso de Generadores con Contratos Existentes que cuenten con potencia excedente para ofrecer al Sistema, la Potencia Máxima de sus unidades es la que se determina con la prueba de potencia contemplada en las estipulaciones contractuales.

ANEXO 2.1

Cálculo del coeficiente de disponibilidad de las máquinas generadoras

El coeficiente de disponibilidad de una unidad generadora se calcula anualmente a partir de los datos disponibles del último año, de la siguiente forma:

$$\text{Coefdisp}_i = \frac{\text{HD} + \text{HMP} - \text{HED}}{\text{HD} + \text{HIF} + \text{HMP}}$$

En donde:

HD: Horas de disponibilidad

HMP: Horas de mantenimiento programadas, incluyendo mantenimientos menores y mantenimientos mayores que se incluyan en los programas correspondientes de acuerdo a la Norma de Coordinación Comercial No.1.

HIF: Horas de indisponibilidad Forzada.

HED: Horas equivalentes por degradación cuando la unidad esta disponible (con independencia de la disponibilidad de agua en el caso de centrales hidroeléctricas) que se calculan así:

$$\text{HED} = \sum_{i=1}^n \frac{[\text{PP} - \text{PD}_i]}{\text{PP}}$$

En donde:

PP: Potencia Máxima Neta

PD_i: Potencia Disponible Neta en la hora i (con independencia de la disponibilidad de agua en el caso de centrales hidroeléctricas y sin tener en cuenta los requerimientos de operación que pueda realizar la AMM)

n: Número de horas del mes

En caso de Unidades Generadoras que no cuenten con historial de datos de operación de un año completo, para el cálculo del Coeficiente de Disponibilidad y su aplicación en la Programación Anual o Reprogramación, el AMM considerará:

- Las horas de disponibilidad (HD) del período en el que no se cuente con dicho historial, serán iguales al total de horas de dicho período
- Las horas de mantenimiento Programado (HMP), Horas Equivalentes de Degradación (HED) y las Horas de Indisponibilidad Forzada (HIF) del período en el que no se cuente con dicho historial, serán igual a cero.
- Las horas en las cuales sí existen datos de operación con los valores registrados.

Para las Unidades Generadoras que inicien su operación previo a una Programación Anual o Reprogramación, el AMM considerará el coeficiente de disponibilidad igual a uno para el período que reste para la siguiente Programación Anual o Reprogramación.

DISPOSICIONES FINALES

ARTICULO 1. Se derogan todas aquellas disposiciones que se opongan a la presente norma.

ARTICULO 2. PUBLICACION Y VIGENCIA. La presente norma cobra vigencia a partir del uno de julio de dos mil uno y deberá publicarse en el Diario Oficial.

ARTICULO 3. Pase a la Comisión Nacional de Energía Eléctrica para que en cumplimiento del Artículo 13, Literal j) del Reglamento del Administrador del Mercado Mayorista se sirva aprobarlas.

Dada en la ciudad de Guatemala el diecinueve de junio de dos mil uno.

La Norma de Coordinación Comercial No. 2 original, resolución del AMM 216-01 fué modificada en cuanto al plazo indicado en el apartado 2.3.2 de las Disposiciones Transitorias, de acuerdo a resolución del AMM No. 242-02 de fecha 8 de noviembre de 2001 y resolución CNEE 99-2001 de fecha 26/12/01, ambas publicadas en el Diario Oficial el 2 de Enero de 2002. Además fue modificado el Numeral 2.1, en la parte correspondiente a la Oferta Firme respecto a la definición del término PP_1 para Unidades Térmicas; se modifica el Numeral 2.3 sustituyendo las Disposiciones Transitorias por la Prueba de la Potencia Máxima de Centrales y Unidades Generadoras. Se adicionan los numerales 2.4 Determinación de la Disponibilidad de las unidades y centrales generadoras; y 2.5 Disposiciones Transitorias; de acuerdo a resolución del AMM No. 457-01 de fecha 19 de abril de 2005 y resolución CNEE 50-2005 de fecha 26 de abril de 2005, ambas publicadas en el Diario Oficial el 28 de abril de 2005.

RESOLUCION No. 216-02

EL ADMINISTRADOR DEL MERCADO MAYORISTA

CONSIDERANDO:

Que el Artículo 44 del Decreto 93-96 del Congreso de la República, Ley General de Electricidad, determina la conformación del Ente Administrador del Mercado Mayorista.

CONSIDERANDO:

Que es función del Administrador del Mercado Mayorista, garantizar la seguridad y el abastecimiento de energía eléctrica del País, tomando en consideración, la coordinación de la operación, el establecimiento de precios de mercado dentro de los requerimientos de calidad de servicio y seguridad; administrando todas las transacciones comerciales del Mercado.

CONSIDERANDO:

Que de conformidad con la legislación vigente, corresponde al Administrador del Mercado Mayorista, emitir las Normas de Coordinación que permitan completar el marco regulatorio de las transacciones de energía dentro del Mercado Mayorista, debiendo consecuentemente después de su emisión, remitirlas a la Comisión Nacional de Energía Eléctrica, para su aprobación.

POR TANTO:

En uso de las facultades que le confieren los Artículos 1, 2, 13, literal j, 14 y 20, literal c) del Reglamento del Administrador del Mercado Mayorista.

EMITE:

La siguiente:

NORMA DE COORDINACIÓN COMERCIAL No. 3

TRANSACCIONES DE DESVÍOS DE POTENCIA

ARTICULO 1.

3.1 DETERMINACIÓN DE LOS DESVÍOS DE POTENCIA PARA LOS PARTICIPANTES PRODUCTORES.

3.1.1 Definiciones

Transacciones de Desvíos de Potencia: Es el conjunto de intercambios en el Mercado Mayorista, que resulta de los excedentes o faltantes de potencia comprometida en contratos entre sus participantes.

Desvíos de Potencia (DP). El participante productor que resulta en un mes con un desvío de potencia negativo, establecido como la diferencia entre su **Oferta Firme Disponible Total (OFDT)** y la **Potencia Total Comprometida en los Contratos (PTC)** en que vende potencia dicho Participante, debe comprar el faltante mediante Transacciones de Desvíos de Potencia (**DP**).

Potencia Total Comprometida: es la potencia que el Participante Productor se obliga a tener disponible para respaldar los requerimientos de potencia de todos sus compradores en el período de demanda máxima y que será informada al Administrador del Mercado Mayorista en las Planillas de Contratos.

3.1.2 Desvíos de Potencia

Para el cálculo de Desvíos de Potencia el Administrador del Mercado Mayorista (AMM) considerará la Oferta Firme Disponible Total diaria de cada Participante Productor, de lunes a viernes, exceptuando los días de feriado oficial nacional.

$$DP_d = OFDT_d - PTC$$

Donde:

DP_d	=	Desvío de Potencia para el día “d”.
$OFDT_d$	=	Oferta Firme Disponible Total diaria.
PTC	=	Potencia Total Comprometida en Contratos.

3.1.3 Oferta Firme Disponible Total

La Oferta Firme Disponible Total **OFDT_j**, de un participante productor “j”, se calcula como la suma de la Oferta Firme Disponible (OFD) de sus unidades generadoras que no estén comprometidas en contratos para cubrir Contratos de Reserva de Potencia, más la Oferta Firme Disponible de las unidades generadoras por el contratada por medio de Contratos de Reserva de Potencia.

$$OFDT_j = \sum OFD_{jid} + \sum OFD_{jkd}$$

Donde.

OFD_{jid} = Oferta Firme Disponible del Participante “j” de sus unidades Generadoras “i” en el día “d”, que no estén comprometidas para cubrir Contratos de Reserva de Potencia.

OFD_{jkd} = Oferta Firme Disponible del participante “j” de las unidades Generadoras “k” en el día “d”, contratadas para cubrir Reserva.

3.1.3.1 La Oferta Firme Disponible **OFD** es la parte de la Oferta Firme de cada unidad generadora que se calcula considerando su Potencia Máxima y su Disponibilidad.

$$OFD_{id} = PM_i * Dd_{id}$$

Donde:

Dd_{id} = Índice de Disponibilidad del día “d”.

3.1.3.2 El Índice de Disponibilidad está dado por

$$Dd_{id} = \frac{\sum_{h=1}^H PD_{ihd}}{H * PM_i}$$

Donde:

PM_i = Potencia Máxima de la unidad generadora “i”

PD_{ihd} = Potencia Máxima Disponible de la unidad generadora “i” en la hora “h” para el día “d”.

H = Tiene un valor de tres al considerar diariamente de lunes a viernes, exceptuando los días de feriado oficial nacional, tres reportes de disponibilidad uno a las 18:00, otro a las 19:00 y el último a las 20:00 horas, con base a lo que los agentes informan al Centro de Despacho de Carga – CDC-.

3.1.3.3 La Potencia Máxima (PM) es la potencia que la unidad generadora “i”, es capaz de suministrar al sistema, neta de consumos internos, bajo las condiciones de temperatura y presión atmosférica del sitio en que está instalada; en tanto el AMM con la aprobación de la CNEE define la metodología para determinar la Potencia Máxima se considerará la potencia informada por los Participantes Productores.

3.1.3.4 La Potencia Máxima Disponible (PD) de una unidad generadora térmica o hidroeléctrica con regulación es el mínimo valor entre:

- La Potencia Máxima PM_i
- La potencia declarada por el agente generador, que es el valor de potencia que declara que puede entregar como máximo al sistema, para efectos de la programación del despacho semanal.
- La potencia neta generada y reportada al Centro de Despacho de Carga por el agente generador cuando la unidad generadora ha sido convocada a su Potencia Máxima o a su potencia declarada.

3.1.3.5 Se asumirá que la Potencia Máxima Disponible (PD) de una unidad generadora “i” es igual a su Potencia Máxima o su potencia declarada (la que sea menor), siempre y cuando se cumplan las siguientes condiciones:

- Se encuentre operando de acuerdo a las condiciones de generación requeridas por el CDC, es decir que la unidad puede estar entregando parcialmente su Potencia Máxima, manteniendo en reserva el complemento.

$$PD_{ihd} = PG_{ihd} + R_{ihd}$$

Donde

PG_{ihd} = Potencia Generada en la hora "h"
 R_{ihd} = Reserva o Complemento de la Potencia Máxima o potencia declarada

- Se encuentre convocada a generar, pero por razones que no sean atribuibles al generador, la unidad no entra a operar.
- El generador no es convocado a generar por razones de despacho económico, lo cual será documentado.

Para el caso de centrales hidroeléctricas de filo de agua (de pasada), geotérmicas o eólicas, la Potencia Máxima Disponible (PD) será la potencia producida cada hora, hasta la Potencia Máxima o la potencia declarada.

3.1.3.6 La Potencia Máxima Disponible (PD) de una Central Generadora será la suma de los valores individuales de la potencia máxima disponible de cada una de sus unidades. En los casos de Cogeneradores, con consumos propios importantes, y centrales hidroeléctricas, el AMM utilizará el valor de la Potencia Máxima Disponible (PD) de la Central Generadora, con independencia de la disponibilidad individual de cada unidad generadora.

Si una unidad está fuera de servicio, por cualquier razón atribuible al Participante Productor, su Potencia Máxima Disponible PD_{ihd} será considerada por el AMM igual a cero.

3.1.4 Potencia Total Comprometida

La Potencia Total Comprometida de un Participante Productor, se calcula como la suma de las Potencias Máximas Comprometidas en cada uno de sus contratos de suministro durante los períodos de máxima demanda.

Cuando en los contratos se haya pactado períodos de mantenimiento preventivo para las unidades generadoras, se considerará que durante dichos períodos el Participante Productor no está en la obligación de tener su potencia disponible para el Participante Consumidor, por lo que para esos períodos la Potencia Comprometida del participante productor será igual al máximo entre cero y la diferencia entre la Demanda Registrada y la demanda cubierta por los otros contratos del comprador, sin exceder la Potencia Comprometida establecida en su contrato. Adicionalmente, los períodos de mantenimiento deberán ser previamente programados y autorizados por el AMM, con el objeto de minimizar el impacto económico que pudieran tener sobre la operación del sistema.

3.1.5 Verificación de la Potencia Máxima Disponible.

A efectos de cálculo de los Desvíos de Potencia el AMM verificará la Potencia Máxima Disponible (PD) de cada generador, a través de:

- El reporte de generación del día anterior remitido por cada generador diariamente vía fax o correo electrónico al AMM, antes de las 10:00 horas.

- El reporte de generación horaria informado diariamente al Centro de Despacho de Carga por los medios de comunicación utilizados para la coordinación de la operación en tiempo real durante el periodo de las 18:00 a las 21:00 horas, al inicio de cada intervalo horario, a la hora en punto.
- Las lecturas oficiales de los equipos de medición que cada agente debe instalar de acuerdo al procedimiento del Sistema de Medición Comercial (SMEC), reportadas al AMM.

3.1.5.1 No obstante, si habiendo declarado un generador un valor de Potencia Máxima Disponible y no pudiera producirla a requerimiento del AMM, éste deberá considerar en las transacciones de desvíos de potencia que esta imposibilidad estuvo vigente por un plazo que será el mínimo entre la última vez que esa potencia fue entregada o desde el primer día posterior a la liquidación del período anterior.

3.2 DETERMINACIÓN DE LA COMPRA DE DESVÍOS DE POTENCIA POR PARTE DE LOS PARTICIPANTES CONSUMIDORES.

3.2.1 Definiciones.

Cubrimiento de la Demanda Firme: El Administrador del Mercado Mayorista calculará la Demanda Firme de cada Participante Consumidor. El Participante Consumidor deberá cubrir su Demanda Firme mediante contratos de potencia. El Participante Consumidor que temporalmente y por autorización de la Comisión Nacional de Energía Eléctrica no tenga cubierta su Demanda Firme con contratos de potencia, deberá comprar el faltante mediante transacciones de desvíos de potencia.

Demanda Firme (DF): Representa la parte de la Demanda Máxima Proyectada que le corresponde a cada Distribuidor, Exportador, Gran Usuario o Comercializador que demanda potencia y energía eléctrica en el Mercado Mayorista, y que se calcula utilizando la relación entre su demanda y la demanda total estimada para el Mercado Mayorista, en la hora prevista para la demanda Máxima Proyectada.

Demanda Máxima Proyectada (DMP): Es el requerimiento de potencia máxima anual para el Mercado Mayorista, y se integra sumando las potencias a generar, incluyendo la de importación, mas la reserva para regulación primaria determinada en la programación de largo plazo. El AMM deberá presentar anualmente un informe a la Comisión analizando la incertidumbre de la demanda y la probabilidad de su cubrimiento y podrá proponer su incremento en función de la incertidumbre de los pronósticos.

Reserva total (RT): Se establece como reserva total estimada la definida en el apartado 4.3.2.1 de la Norma de Coordinación Operativa No.4 titulada DETERMINACIÓN DE LOS CRITERIOS DE CALIDAD Y NIVELES MINIMOS DE SERVICIO.

Demanda (D): Es la demanda de potencia de cada Distribuidor, Exportador, Gran Usuario o Comercializador que demanda potencia y energía eléctrica en el Mercado Mayorista en la hora prevista para la Demanda Máxima Proyectada.

Demanda Registrada (DR): Es la máxima demanda de potencia registrada para cada Participante Consumidor, en cada día del mes, de lunes a viernes, entre las 18:00 y las 20:00 horas, exceptuando los días de feriado oficial nacional.

Demanda Total Estimada (DTE): Es el requerimiento de potencia máxima anual para el Mercado Mayorista y se integra sumando las potencias a generar incluyendo la de importación.

Demanda Total Neta Estimada (DTNE): Es el requerimiento de potencia máxima anual para el Mercado Mayorista y se integra sumando las potencias demandadas incluyendo la de exportación.

Coefficiente de requerimiento adicional de la demanda (CAD): Es la relación entre la Demanda Máxima Proyectada y la Demanda Total Neta Estimada.

3.2.2 Determinación de la Demanda Firme.

$$DF = DMP \times D_j / DTNE$$

Donde

D_j	=	Demanda de cada participante.
DMP	=	Demanda Máxima Proyectada
$DTNE$	=	Demanda Total Neta Estimada

La Demanda Máxima Proyectada está dada por:

$$DMP = PG_L + I + R$$

Donde

PG_L	=	Potencia a generar localmente en la hora de máxima demanda del año.
I	=	Potencia a importar en la hora de máxima demanda del año.
R	=	Reserva primaria de frecuencia en la hora de máxima demanda del año.

3.2.3 Necesidad de compra de Potencia por parte de los consumidores.

Para determinar si un participante consumidor debe realizar compras de desvíos de potencia se deberá verificar diariamente, si su Demanda Registrada multiplicada por el Coeficiente de requerimiento Adicional de la Demanda es mayor que la potencia contratada. En caso se dé esta condición el Participante deberá comprar la diferencia mediante transacciones de Desvíos de Potencia.

$$DP_j = \sum PC_j - DR_j \cdot CAD$$

Donde

DP_j	=	Cálculo del desvío de potencia diario para el consumidor "j".
PC_j	=	Potencia contratada por el consumidor "j".
DR_j	=	Demanda Registrada.

La aplicación del coeficiente CAD en la formula mencionada será realizada un año después de la aprobación de la presente norma, mientras tanto valdrá igual a uno.

- 3.2.3.1 El AMM calculará la cobertura de la demanda para cada participante consumidor considerando la demanda máxima proyectada y su demanda firme.

$$DPC_{jm} = CP_{jm} - DF_j$$

Donde:

DPC_{jm}	=	Cobertura de la demanda firme del consumidor j en el mes m.
CP_{jm}	=	Es la potencia contratada por el consumidor j en el mes m.
DF_j	=	Demanda Firme de potencia del consumidor j.

3.3 CÁLCULO DE TRANSACCIONES DE DESVÍOS DE POTENCIA.

El desvío de potencia total $DPT_{m(-)}$ a comprar en el mes en el Mercado de Transacciones de desvíos de potencia se establece como:

$$DPT_{m(-)} = \sum_{gm} DP_{g(-)} + \sum_{cm} DP_{c(-)}$$

Donde:

gm	=	Productor g en el mes m.
cm	=	Consumidor c en el mes m.
$DP_{g(-)}$	=	Requerimiento de desvíos de potencia negativos del generador.
$DP_{c(-)}$	=	Requerimiento de desvíos de potencia negativos del consumidor.

3.4 VALOR TOTAL RECAUDADO POR DESVÍOS DE POTENCIA.

La recaudación por desvíos de potencia RDP_m en el mes se calcula de la siguiente manera.

$$RDP_m = DPT_{m(-)} * PREFP/NDR$$

Donde:

PREFP	=	Precio de referencia de la Potencia.
NDR	=	Número de días afectos a los desvíos de potencia

3.5 DISTRIBUCIÓN DE LA RECAUDACIÓN POR DESVÍOS DE POTENCIA.

La recaudación por desvíos de potencia del mes se distribuye entre los generadores que han tenido Oferta Firme Disponible no comprometida en contratos, a excepción de las unidades de arranque lento (como las unidades de Vapor), conforme a los siguientes criterios:

$$DPT_{m(+)} = \sum_{gm} DP_{g(+)}$$

3.5.1 Remuneración De Los Participantes Productores Con Desvíos De Potencia Positivos En El Mes

$$VDP_{jm} = \text{Mínimo} \{ (DPT_{m(+)} * PREFP/NDR); RDP_m \} * (\Sigma DP_{jm(+)} / DPT_{m(+)})$$

Donde:

VDP_{jm} = Pago por venta de desvíos de potencia positivos al productor j en el mes m.

Si:

$$RDP_m - (DPT_{m(+)} * PREFP/NDR) > 0$$

La diferencia se destina a reducir los cargos por el servicio complementario de reserva de los Participantes Consumidores. La distribución de este remanente se realizará en forma proporcional a las compras de energía de los Participantes Consumidores en el MM.

3.6 PRECIO DE REFERENCIA DE LA POTENCIA PREFP

3.6.1 Definición

Se define como Precio de Referencia de la Potencia (PREFP) al costo marginal de inversión para instalar una unidad de generación de punta, incluyendo la inversión requerida para la conexión eléctrica de la central con el Sistema Eléctrico. El PREFP podrá revisarse mensualmente.

3.6.2 Aplicación

El Precio de referencia de la potencia (PREFP) es el precio unitario utilizado para la valorización de las transacciones de Desvíos de Potencia en el MM.

El valor del PREFP se define en el Nodo de Referencia del MM, por lo que las transacciones de desvíos de potencia deben trasladarse a ese nodo para su valorización.

3.6.3 Metodología de cálculo

El AMM establecerá inicialmente este valor en 8,9 U\$S/ Kw* mes. Anualmente se deberá analizar este valor y proponer su modificación, de ser necesario, a la Comisión conjuntamente con cada Programación de Largo Plazo de acuerdo a la siguiente metodología:

- 3.6.3.1 Se selecciona la unidad de generación de punta de menor costo anual fijo, considerando como tal la suma de la anualidad de la inversión (incluyendo la requerida para la conexión eléctrica de la central al sistema de transmisión) y los costos anuales fijos de operación y mantenimiento.

3.6.3.2 Para la selección el AMM debe considerar el costo de turbinas de gas nuevas de última tecnología, adecuadas para la operación en horas de punta. La potencia unitaria máxima (POT) a considerar para estas alternativas deberá ser el valor superior más próximo al 10% de la Demanda Máxima Proyectada para el año bajo programación. El AMM deberá realizar un estudio al respecto avalando la propuesta

3.6.3.3 La anualidad de la inversión se obtiene a partir del valor nuevo de reemplazo de una unidad con potencia instalada igual a POT, considerando una tasa de actualización del 10% y una vida útil de 30 años para la conexión y 20 años para el generador.

$$AI = VNRG * FRC(10\%; 20) + VNRCE * FRC (10\%; 30) + GOM$$

Donde

FRC = Es el factor de recuperación del capital para la tasa de actualización y la vida útil considerada.

VNRG = Es el valor nuevo CIF de una unidad generadora con las características antes descritas.

VNRCE = Es el costo de las instalaciones para conectar a la unidad generadora al sistema de transmisión en alta tensión, y para abastecerla de combustible. No incluye el costo de compra del combustible.

GOM = Gastos fijos de operación y mantenimiento de una unidad generadora de pico. Hasta tanto la Comisión realice estudios para determinar el valor mas adecuado para estos gastos, se lo fija en un valor anual igual al 3% de la inversión en generación (VNGR).

3.6.3.4 Para tener en consideración el riesgo de faltantes se incrementa la anualidad de inversión multiplicándola por el factor (1 + FR) que tiene en cuenta la indisponibilidad media del equipamiento. Transitoriamente el Factor de Riesgo (FR) se establece en 20%.

3.6.3.5 Se determina PREFP como:

$$PREFP = \frac{AI * (1+ FR)}{12 * POT}$$

3.7 DISPOSICIONES TRANSITORIAS

3.7.1 CONTRATOS EXISTENTES DE ACUERDO AL ARTICULO 40 DEL REGLAMENTO DEL AMM. Los Contratos Existentes serán administrados de acuerdo a sus estipulaciones contractuales.

a) Para los fines de la determinación de desvíos de potencia establecidos en el numeral 3.1.2 de esta Norma, la Oferta Firme Disponible Total diaria de los generadores con Contratos Existentes con Agentes Distribuidores (OFDTGCE_d) que contemplen prueba de potencia (PDP) será:

$$OFDTGCE_{dj} = \text{MAX} (OFDT_{dj}, PDP_{j})$$

El desvío de potencia será:

$DP_d = OFDT_d - PTC$ para desvíos positivos

y

$DP_d = OFDTGCE_d - PTC$ para desvíos negativos

b) Se considerará que la potencia contratada a utilizar para el cálculo de compra de desvío de potencia, de acuerdo a lo establecido en el punto 3.2.3., será igual a la potencia que resulte después de aplicar a la potencia firme del contrato, las penalizaciones por disponibilidad correspondientes expresadas en el equivalente de potencia. Este dato deberá ser considerado y suministrado por el agente consumidor, al finalizar cada mes, para que sean incluidos en el Informe de Costos Mayoristas.

DISPOSICIONES FINALES

ARTICULO 1. Se derogan todas aquellas disposiciones que se opongan a la presente norma.

ARTICULO 2. PUBLICACION Y VIGENCIA. La presente norma cobra vigencia a partir del uno de julio de dos mil uno y deberá publicarse en el Diario Oficial.

ARTICULO 3. Pase a la Comisión Nacional de Energía Eléctrica para que en cumplimiento del Artículo 13, Literal j) del Reglamento del Administrador del Mercado Mayorista se sirva aprobarla.

Dada en la ciudad de Guatemala el diecinueve de junio de dos mil uno.

La norma original, resolución No. 216-02 fue modificada en el primer párrafo del Apartado 3.2.3, en Resolución del Administrador del Mercado Mayorista No. 414-02 y Resolución de la Comisión Nacional de Energía Eléctrica No. CNEE-95-2004, emitidas el 10 de agosto y 3 de septiembre de 2004, ambas publicadas en el Diario de Centro América el 13 de septiembre de 2004.