



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

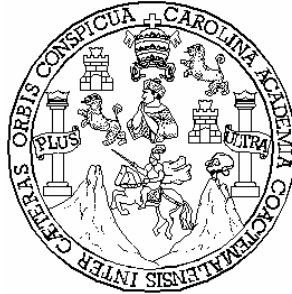
**ANÁLISIS Y SEGUIMIENTO DE LA PUESTA EN SERVICIO DE
LA SUBESTACIÓN PLAYA GRANDE, CON ÉNFASIS EN EQUIPO
Y SISTEMAS DE PROTECCIÓN EN LÍNEA DE TRANSMISIÓN Y
TRANSFORMADOR DE POTENCIA**

Selvin Alexander González Velásquez

Asesorado por el Ing. Jónatan Natanael Requena Gómez

Guatemala, abril de 2007

UNIVERSIDAD DE SAN CARLOS DE GUATEMALA



FACULTAD DE INGENIERÍA

**ANÁLISIS Y SEGUIMIENTO DE LA PUESTA EN SERVICIO DE LA
SUBESTACIÓN PLAYA GRANDE, CON ÉNFASIS EN EQUIPO Y
SISTEMAS DE PROTECCIÓN EN LÍNEA DE TRANSMISIÓN Y
TRANSFORMADOR DE POTENCIA**

TRABAJO DE GRADUACIÓN

PRESENTADO A LA JUNTA DIRECTIVA DE LA
FACULTAD DE INGENIERÍA

POR

SELVIN ALEXANDER GONZÁLEZ VELÁSQUEZ

ASESORADO POR EL ING. NATANAEL JÓNATAN REQUENA GÓMEZ

AL CONFERÍRSELE EL TÍTULO DE
INGENIERO ELECTRICISTA

GUATEMALA, ABRIL DE 2007

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 de López
VOCAL III	Ing. Miguel Ángel Dávila Calderón
VOCAL IV	Br. Kenneth Issur Estrada Ruiz
VOCAL V	Br. Elisa Yazminda Vides Leiva
SECRETARIA	Inga. Marcia Ivonne Véliz Vargas

TRIBUNAL QUE PRACTICÓ EL EXAMEN GENERAL PRIVADO

DECANO	Ing. Sydney Alexander Samuels Milson
EXAMINADOR	Ing. Francisco Javier González López
EXAMINADOR	Ing. Gustavo Benigno Orozco Godínez
EXAMINADOR	Ing. José Guillermo Bedoya Barrios
SECRETARIO	Ing. Pedro Antonio Aguilar Polanco

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 Y SEGUIMIENTO DE LA PUESTA EN SERVICIO DE LA SUBESTACIÓN PLAYA GRANDE, CON ÉNFASIS EN EQUIPO Y SISTEMAS DE PROTECCIÓN EN LÍNEA DE TRANSMISIÓN Y TRANSFORMADOR DE POTENCIA,

tema que me fuera asignado por la Dirección de la Escuela de Ingeniería Mecánica Eléctrica, el 18 de noviembre de 2004.

Selvin Alexander González Velásquez

ACTO QUE DEDICO A

- DIOS** Creador de mi vida, Proveedor y Protector. Con Él hay esperanza, confianza, y puedo descansar en sus promesas; sin Él, no quiero vivir.
- MI ESPOSA** Yessika López, por su amor, apoyo incondicional, ayuda idónea y el cumplimiento en la promesa. “El que halla esposa haya el bien”.
- MIS PADRES** Ausberto Isaac González Orozco y Elena Everilda Velásquez, por su amor y esfuerzo incondicional. Sin ellos no fuera esto posible. El triunfo es de ellos.
- MIS HERMANOS** Adilia, Brenda, Norma, Lilma, Edna y Mary, por su ayuda y comprensión. Dios las bendiga y prospere.
- MIS ABUELOS** El mejor presente a su memoria.
- MIS SOBRINOS** Que pueda ser un ejemplo, que si confían en Dios y se esfuerzan por conseguirlo, todo es posible.
- MIS TÍOS** Por todo el cariño brindado.
- MIS AMIGOS** Por todos los momentos compartidos. Que Dios premie esa amistad sincera.

ÍNDICE GENERAL

ÍNDICE DE ILUSTRACIONES	VI
LISTA DE SÍMBOLOS	IX
GLOSARIO	XI
RESUMEN	XIII
OBJETIVOS	XIV
INTRODUCCIÓN	XV
1. INFORMACIÓN GENERAL DE LA EMPRESA	01
1.1. Antecedentes de la Empresa.....	01
1.1.1. Reseña histórica	01
1.1.1.1. Actividad internacional	01
1.1.1.2. Actividad en Guatemala	02
1.1.2. Misión de la empresa	02
1.1.3. Visión de la empresa	02
1.1.3.1. Valores	03
2. CONCEPTOS Y DEFINICIONES ELEMENTALES	05
2.1. Componentes del sistema	05
2.2. Definición de subestación	05
2.2.1. Subestación elevadora en las centrales eléctricas	06
2.2.2. Subestaciones receptoras (reductoras) primarias	06
2.2.3. Subestaciones receptoras (reductoras) secundarias	06
2.2.4. Subestación a la intemperie	06
2.2.5. Subestación tipo interior.....	07
2.2.6. Subestaciones blindadas	07

3.	PRESENTACIÓN DE LA SUBESTACIÓN MODULAR Y EL EQUIPO UTILIZADO	09
3.1.	Definición	09
3.2.	Aislamiento por medio de gas SF6	10
3.3.	Características generales	11
3.4.	El medio dieléctrico	12
3.5.	Elementos constitutivos de la subestación	15
4.	FASE TÉCNICA	19
4.1.	Alcance de puesta en servicio de equipos de protección, en línea de transmisión, y transformador de potencia.....	19
4.2.	Condiciones de seguridad	20
4.3.	Requerimientos previos a la verificación de la posición	20
4.4.	Descripción de los trabajos	21
4.4.1.	General.....	21
4.4.1.1.	Orden establecido para realizar los trabajos de comprobaciones	22
4.4.2.	Montaje	23
4.4.3.	Alimentación	23
4.4.4.	Circuitos de protección	23
4.4.5.	Transformadores de tensión e intensidad	23
4.5.	Inspección del montaje de los equipos y armarios	24
4.6.	Circuito de alimentación	25
4.6.1.	Alimentación de los circuitos de mando del interruptor del lado de alta	25
4.6.2.	Alimentación de los circuitos de mando del interruptor del lado de baja	25
4.6.3.	Alimentación de los equipos y circuitos de protección	26
4.6.4.	Alimentación de los circuitos de salida de los equipos de protección	26

4.7.	Transformadores de intensidad	26
4.7.1.	Transformadores de intensidad de fase, del lado de alta y baja	26
4.7.2.	Transformadores de intensidad auxiliares, para la diferencial de barra	27
4.8.	Transformador de tensión	28
4.8.1.	Transformadores de tensión de barra	28
4.8.2.	Transformadores auxiliares para tensión homopolar	29
4.9.	Convertidores de intensidad, tensión activa y reactiva	30
4.10.	Circuito de cierre de los interruptores	31
4.10.1.	Interruptor lado alta	31
4.10.2.	Interruptor lado baja	32
4.11.	Circuito de apertura de los interruptores	32
4.11.1.	Circuito de apertura del interruptor de alta	32
4.11.2.	Circuito de apertura del interruptor de baja	33
4.12.	Circuitos de entrada de los equipos de protección	34
4.13.	Circuito de telecontrol y salida de los equipos de protección	34
4.13.1.	Circuito de telecontrol de la parte de alta	34
4.13.2.	Circuito de telecontrol de la parte de baja	35
4.14.	Prueba de los equipos de protección	36
4.14.1.	Prueba del relé de disparo, bloqueo 86 y los disparos por protecciones propias del transformador	36
4.14.2.	Prueba de disparo por protecciones eléctricas.....	37
4.14.2.1	Prueba de disparo por sobreintensidad lado de alta.....	37
4.14.2.2	Prueba de disparo por diferencial.....	38
4.14.2.3	Prueba de disparo por sobreintensidad y sobretensión lado de alta.....	38
4.15.	Comprobaciones previas a la puesta en tensión de la posición.....	39
4.16.	Comprobaciones y medidas en carga	40
4.17.	Caracterización del equipo de prueba y diagramas.....	40

4.17.1.	CMC 256. Unidad de prueba de tensión trifásica/ corriente hexafásica.....	40
4.17.2	Amplificadores.....	41
4.17.2.1	CMS 251/252. Amplificador mono/bifásico de tensión o corriente de alta potencia.....	41
4.17.3	Unidad de sincronización CMGPS.....	42
4.17.4	CPOL. <i>Polarity Checker</i>	43
4.17.5	CMLIB B set.....	43
4.17.6	Cabezales de exploración.....	44
4.17.7	CMLIBA- Conector de señales de bajo nivel.....	44
4.17.8	Pinzas de corriente.....	45
4.17.9	Caja de conmutación automática.....	45
4.17.10	Cable de prueba del controlador de recierre.....	46
4.17.11	Cable combinado del generador.....	46
4.18.	Protocolos de las pruebas realizadas a los equipo de protección..	47
4.17.1	Protocolo de inyección del convertidor de potencia.....	47
4.17.2	Protocolo de inyección del convertidor de tensión.....	48
4.17.3	Protocolo de inyección del convertidor de intensidad.....	49
4.17.4	Características de Transformadores de corriente en baja..	50
4.17.5	Características de Transformadores de corriente en alta	51
4.19.	Resultados de la puesta en servicio del 8IRD-M.....	52
5	FASE ANALÍTICA	59
5.1	Análisis de la subestación playa grande	59
5.1.1	Mejoramamiento del servicio en general por la llegada de la subestación.....	59
5.2	Análisis de carga en la subestación	60
5.2.1	Ampliaciones	60
5.2.2	Estudio en comunidades	66
5.3	Rol de la subestación playa grande	67
5.3.1	Revisión de diseño	67

5.3.1.1	Debilidades	67
5.3.1.2	Protecciones internas del transformador.....	68
5.3.1.3	Protecciones externas del transformador.....	70
5.3.1.4	Actuación de protecciones.....	72
5.3.1.5	Alarmas.....	73
5.3.1.6	Comportamiento en conjunto de los transformadores de 69/34.5 KV y el de acople 34.5/13.8 KV	73
5.3.1.7	Blindaje de la subestación	75
5.3.1.7.1	Sistemas de protección en la subestación..	76
5.3.1.7.2	El modelo electrogeométrico.....	76
5.3.1.7.3	El método de los ángulos fijos	79
5.3.1.7.4	Cálculo de blindaje con bayonetas por el método de los ángulos fijos	80
5.3.1.8	Distancias dieléctricas	82
5.3.1.9	Cumplimiento con las normas NTDOID, CNEE...	88
5.3.1.9.1	Generalidades	89
5.3.1.9.2	Seguridad en subestaciones	89
5.3.1.9.3	Sistema de puesta a tierra	90
5.3.1.10	Análisis de la red de tierras de la subestación Playa Grande.....	91
5.3.1.10.1	Medida de tensión U_p , U_c , U_d	91
5.3.1.10.1.1	Criterios de aceptación.....	91
5.3.1.10.2	Medida de continuidad de la red de tierra.	92
5.3.1.10.2.1	Criterios de aceptación.....	92
5.3.1.10.3	Medida de resistencia de la red de tierra..	92
5.3.1.10.3.1	Criterios de aceptación.....	93
5.3.1.10.4	Medios técnicos.....	93
	CONCLUSIONES	95
	RECOMENDACIONES	97
	BIBLIOGRAFÍA	99
	ANEXOS	101

ÍNDICE DE ILUSTRACIONES

FIGURAS

01	Interruptor tipo LTB <i>compact</i> 123-170D1/B.....	10
02	Interruptor trifásico.....	11
03	Cámara de interrupción	11
04	Resistencia dieléctrica del SF6 a frecuencia de red.....	13
05	Capacidad de extinción del arco del SF6.....	13
06	Resistencia contra golpes de tensión KV, huelgo de 10 mm.....	14
07	% de contribución al efecto invernadero.....	14
08	Módulos de línea y transformador.....	19
09	Secuencímetro.....	39
10	CMC 256. Unidad de prueba de tensión tetrafásica.....	41
11	CMS 251/252. Amplificador mono/bifásico de tensión o corriente.....	42
12	Unidad DMGPS.....	42
13	CPOL. <i>Polarity Checker</i>	43
14	Aplicación del CPOL.....	43
15	CMLIB B set.....	44
16	Cabezales de exploración	44
17	CMLIBA. Conectores de señales de bajo nivel.....	45
18	Piza de corriente.....	45
19	CM ASB2. Caja de conmutación automática.....	46
20	Cable de prueba del controlador del recierre.....	46
21	Cable combinado del generador.....	46
22	Diagrama unifilar de la salida de Chisec, hasta subestación Playa G....	74
23	Diagrama de inductancias del trafo. Y línea de Chisec Playa Grande....	75
24	Esquema básico de blindaje.....	77
25	Blindaje total.....	78

26	Cono típico de protección de 30° por medio de mástil	80
27	Descripción de una zona de protección para cierto equipo	81
28	Altura de los equipos sobre el nivel del mar	86

TABLAS

I	Equipo en la parte de media tensión (34.5 KV).....	15
II	Elementos en la parte de alta tensión (69 KV).....	16
III	Elementos de protección en la parte de 69 y 34.5 KV.....	17
IV	Protocolo de inyección del convertidor de potencia	47
V	Protocolo de inyección del convertidor de tensión	49
VI	Protocolo de inyección del convertidor de intensidad	50
VII	Características del transformador de corriente	50
VIII	Medida de relación del transformador de corriente	51
IX	Características técnicas del transformador de corriente	51
X	Resultados generales de las comprobaciones de las distintas unidades del 8IRD-M, parte 1	52
XI	Resultados generales de las comprobaciones de las distintas unidades del 8IRD-M, parte 2	53
XII	Ajustes de configuración	54
XIII	Ajustes generales	54
XIV	Suceso de activados	55
XV	Ajuste de oscilo	55
XVI	Ajuste de protección	56
XVII	Ajuste de lógica	56
XVIII	Supervisor del 52	56
XIX	Ajuste de los históricos	56
XX	Configuración de entrada	57
XXI	Configuración de salida	57

XXII	Configuración de led's	58
XXIII	Datos relevantes de la salida 1	60
XXIV	Descripción de las comunidades beneficiadas con la salida 1	61
XXV	Datos relevantes de la salida 2	64
XXVI	Comunidades beneficiadas con la salida 2	64
XXVII	Valores de distancia mínimas de no flameo	84
XXVII	Resistencia de aceptación según potencia de subestación.....	93

LISTA DE SÍMBOLOS

Símbolo	Significado
V	Voltaje
KV	Kilo Voltios
A	Amperios
mA	Mili amperios
Qn	Potencia reactiva
VAR	Unidad de medida de la potencia reactiva
R, S, T, N	Líneas de fases y neutro
MW	Medida de la potencia real
KVA	Medida de la potencia aparente
Hz	Frecuencia
Ohms	Unidad de medida de la resistencia
c.c	Corriente continua
c.a	Corriente alterna
X	Reactancia inductiva
PU	Valores por unidad
Trafo.	Transformador
AWG	Especificación del tipo de cable
Ubicación X,Y	Coordenadas
A.T	Alta tensión
B.T	Baja tensión
Mtto.	Mantenimiento
SSEE	Subestación.
%	Porcentaje
Km	Kilómetros
m	Metros

h	Horas
min.	Minutos
OR	Compuertas lógicas “O”
AND	Compuertas lógicas “Y”
PER	Proyectos de Electrificación Rural
UF	Unión FENOSA
P&A	Depto. de Protección y Automatización.
\$	Símbolo de dólares
Q	Símbolo de quetzales
Led’s	Luces indicadoras
CS-52	Maneta de posiciones para cierre y apertura del interruptor
43-L-R	Maneta de posiciones para local y remoto

GLOSARIO

Armarios	Unidades diseñadas donde se encuentran dispositivos para el mando y protección de la subestación.
Bornas	Conjunto de contactos con troníos que centralizan los cables en un armario.
Buchholz	Relé de disparo a altas presiones en el transformador de potencia.
Bobinas	Se habla específicamente de las bobinas de disparo del interruptor de potencia.
Jansen	Relé de disparo por altas temperaturas en el transformador de potencia.
Muelles destensores	Es el sistema de mecanismo de los interruptores con el cual se libera la tensión del resorte y abre el interruptor sin aplicación de voltaje.
Magnetotérmicos	Protección de circuitos por medio de magnetismo y temperatura.
Mando unipolar	Se refiere al sistema de mando de los interruptores de potencia, en cuanto a que los polos que gobiernan las fases no son independientes en su mando.
Nivel de	Es la máxima tensión que se pueda verificar a causa de los

Protección	dispositivos de protección.
Pararrayos	Nombre común que se le da a los dispositivos de protección contra descargas atmosféricas.
Punta franklin	Dispositivo metálico conectado solidamente a tierra que se coloca exteriormente para captar descargas electroatmosféricas directas.
Sistema de tierra	Conjunto de elementos conductivos en una subestación, que sirven para drenar a tierra cualquier sobrecorriente y sobretensiones que pueda dañar los equipos.
Sistemas de protección interna	Sistema que protege contra sobretensiones ocasionadas por las descargas atmosféricas, a los equipos eléctricos y electrónicos.
Sobretensiones	Elevaciones de voltaje grandes en las líneas de transporte y distribución de energía eléctrica.
Subestación	Parte indispensable de una red eléctrica para cambiar los niveles de voltaje para el transporte y distribución de energía eléctrica.
Telecontrol	Sistema de mando de los dispositivos de una subestación por medio de vía satelital.
Tensión	Sinónimo de voltaje.
Zona de protección	Nombre que se le da al alcance que un dispositivo o sistema de protección tiene en una subestación eléctrica.

RESUMEN

El presente trabajo corresponde al informe final de EPS, el cual está basado en la puesta en servicio de la subestación Playa Grande y se enfoca a los equipos y sistemas de protección en la línea de transmisión, y en el transformador de potencia, con un nivel de voltaje de 69/34.5 KV, y con una potencia de 10 a 14 MW. Se encuentra ubicada en el municipio de Playa Grande, jurisdicción de El Quiché y ha sido un gran aporte para el desarrollo de dicha comunidad como para el sistema de potencia a nivel nacional.

La subestación modular es un tipo como las últimas 18 subestaciones montadas en el interior de la república, en los sectores de oriente y occidente y bajo el programa denominado PER (Proyectos de Electrificación Rural), la cual está dando buenos resultados puesto que es un tipo semi-compacta, a la intemperie y con una combinación de gas SF6 en los interruptores de potencia. Es una subestación que no requiere mucho mantenimiento, exceptuando el que se le da anualmente en las partes móviles por lubricación, y los de inspecciones rutinarias por operación, y presenta grandes ventajas en su operación y maniobras.

El presente informe final de EPS, trata sobre la puesta en servicio de la subestación Playa grande que se concluyó el día 28 de Octubre de 2005, después de haber hecho todas las pruebas respectivas a todo el equipo instalado, con la cual tomamos como base la puesta en servicio de la posición del transformador de potencia, tomando en cuenta que todos los pasos a seguir en las demás posiciones son similares. Adicional a esto se hace un análisis de todo el diseño de la subestación y el papel que juega en la comunidad actualmente.

OBJETIVOS

GENERAL

Describir el procedimiento de trabajo que se tomó en cuenta en la realización de las comprobaciones y pruebas de los equipos de protección y aparellaje, previas a la puesta en tensión de las posiciones de transformador de potencia y línea de 69 KV, así como las comprobaciones de la puesta en carga y mediciones posteriores.

ESPECÍFICOS

1. Crear una secuencia ordenada en cuanto al procedimiento de trabajo para la puesta en servicio del transformador de potencia y la línea de transmisión.
2. Dar a conocer los lineamientos en cuanto a la programación y ajustes de todo el equipo de protecciones utilizado en las subestaciones modulares.
3. Dar a conocer el protocolo de pruebas realizadas en el equipo y sistemas de protección en transformadores y líneas.
4. Analizar la llegada de las subestación a la región y la capacidad de la misma en proyección al futuro.

INTRODUCCIÓN

El trabajo de graduación consiste en la puesta en servicio de la subestación Playa Grande, que es de tipo modular con un nivel de voltaje de 69 KV y potencia de 10 a 14 MVA, y está enfocado al equipo de protección de la línea de transmisión y el transformador de potencia.

El primer capítulo trata sobre una breve información de la empresa que me dio la oportunidad de realizar este trabajo. En este caso, estoy hablando de Unión Fenosa, que es una empresa española que actualmente tiene en operación el área de distribución en el interior del país, que anteriormente estaba en manos del INDE.

El segundo capítulo se basa en los conceptos y definiciones elementales del tema de subestaciones. Se menciona de una forma resumida los componentes de un sistema de potencia, pasando por la definición de una subestación y los tipos de subestaciones que existen actualmente.

En el tercer capítulo se hace la presentación de las subestaciones modulares y el equipo utilizado, haciendo énfasis en el tipo de aislamiento por el cual destacan dichas subestaciones y las características que posee el gas SF₆ que es el medio dieléctrico. Adicional a esto, se da un listado de elementos constitutivos de la subestación Playa Grande y las especificaciones de cada uno de ellos.

El capítulo cuatro corresponde a la fase técnica de la puesta en servicio de la subestación Playa Grande. Esta es una descripción de los pasos que se dieron, después de haber sido montados todos los elementos de la subestación para

tener una exitosa puesta en servicio de la línea de transmisión y el transformador de potencia. Dicho en otras palabras, es un procedimiento que se siguió para verificar el estado del equipo ya instalado, la programación de parámetros a utilizar en los equipos de protección y el funcionamiento y comportamiento de cada uno de ellos.

El capítulo cinco corresponde a la fase analítica de la subestación playa grande. En él se considera el mejoramiento del servicio en general por la llegada de la subestación, también se analiza la carga en la subestación para ampliaciones a futuro, por lo cual fue necesario hacer un estudio en comunidades beneficiadas, para verificar el rol que juega la subestación Playa Grande.

En este mismo capítulo se hace una revisión de diseño tales como distancias dieléctricas, red de tierras, blindaje, para ver las posibles debilidades que puedan existir y se contrapesan con el cumplimiento de las normas NTDROID, CNEE.

1 INFORMACIÓN GENERAL DE LA EMPRESA

1.1 Antecedentes de la empresa

1.1.1 Reseña histórica

Unión Eléctrica FENOSA SA, nació el 23 de noviembre de 1982. Fue el resultado de la fusión llevada a cabo entre Unión Eléctrica Madrileña (fundada el 10 de febrero de 1912), y Fuerzas Eléctricas del Noroeste, S.A. (fundada El 23 de agosto de 1943). Tras la fusión, el balance integrado de ambas compañías, presenta un capital social más reservas de 12.000 millones de euros.

Hoy UNIÓN FENOSA es algo más que una compañía eléctrica. Nos encontramos con un grupo energético multiservicios, con una amplia presencia internacional. La compañía cuenta con posiciones estratégicas tanto en su mercado doméstico, como en el internacional, en los sectores de energía (electricidad y gas), telecomunicaciones y servicios.

1.1.1.1 Actividad Internacional

La actividad internacional del grupo UNIÓN FENOSA, comenzó con la prestación de servicios de consultoría a otras empresas, a través de la exportación del conocimiento, la experiencia, los sistemas de información y los profesionales de los negocios de distribución. Todo comenzó en 1988 con el desarrollo de un proyecto integral de mejora de la gestión, en la empresa eléctrica estatal de Uruguay, UTE. Posteriormente se fue extendiendo el ámbito de actuación, y los clientes a empresas de diferentes sectores en la práctica totalidad de los países de América Latina, y a partir del año 1991, con la apertura de los países de Europa Central y del Este, se extendieron los proyectos a esta parte del mundo.

1.1.1.2 Actividad en Guatemala

En Guatemala encuentra una oportunidad de ofertar por la compra de las empresas distribuidoras de electricidad del interior de la República, mismas que se formaron luego de la emisión por parte del Congreso de la Ley General de Electricidad, el 15 de Noviembre de 1996, la cual ordenó la separación de las actividades de distribución, generación y transmisión de electricidad, el Instituto Nacional de Electrificación de Guatemala (INDE).

Como parte de la reorganización del INDE, se decidió la desincorporación de las actividades de distribución, para lo cual se llamó a concurso internacional a ofertar por la compra de las distribuidoras (DEORSA – DEOCSA). UNIÓN FENOSA, resulta ganadora, y fue así como el 4 de mayo de 1998 se nombra oficialmente UNIÓN FENOSA / DEORSA – DEOCSA.

1.1.2 Misión de la empresa

UNION FENOSA es una empresa de servicios caracterizada por una marcada orientación al cliente. Su principal misión es la distribución de energía eléctrica específicamente, con la calidad, el respeto al medio ambiente y el compromiso social que implica un servicio de interés general. La experiencia lograda en esta actividad ha permitido desarrollar otras áreas de negocio entre las que destacan los servicios profesionales o las telecomunicaciones con sus empresas aleadas como Ufinet, Aplus y Solucion Ingeniería entre otras.

1.1.3 Visión de la empresa

“Ser líder en el mercado de distribución de energía eléctrica en Guatemala, incrementando los resultados para los Accionistas, Empleados, y nuestra sociedad”

1.1.3.1 Valores

- Enseñar y aprender desde la experiencia
- Calidad en la Gestión
- Servicio al Cliente
- Orientación al cambio / Innovación
- Trabajo en Equipo
- Iniciativa y liderazgo

2. CONCEPTOS Y DEFINICIONES ELEMENTALES

2.1 Componentes del sistema

En sistemas de energía eléctrica de c.a, grandes y modernos, el sistema de transmisión sirven para entregar a usuarios, en los centros de carga, la energía eléctrica en masa, provenientes de fuentes de generación. Las plantas de transmisión incluyen por lo general estaciones generadoras, transformadores elevadores, líneas de transmisión interconectadas, estaciones de conmutación y transformadores reductores. El sistema de distribución abarca líneas primarias de distribución, bancos de transformadores de servicio y líneas secundarias o redes, todas ellas dan servicio a las áreas de carga.

En el empleo de la energía eléctrica, ya sea para fines industriales, comerciales o de uso residencial, interviene una gran cantidad de máquinas y equipo eléctrico. Un conjunto de equipo eléctrico utilizado para un fin determinado, se le conoce como **subestación eléctrica**.

2.2 *Definición de subestación*

Una subestación eléctrica se puede definir como un conjunto de máquinas, aparatos y circuitos, que tienen la función de modificar los parámetros de la potencia eléctrica (tensión y corriente), y de permitir el suministro de la misma, al sistema y líneas de transmisión existentes. Existen varias clasificaciones para las subestaciones eléctricas, sin embargo es práctica común clasificarlas de acuerdo a la función que van a desempeñar dentro del sistema, pudiéndose clasificar como:

2.3 Subestación elevadora en las centrales eléctricas

Estas subestaciones se encuentran adyacentes a las centrales generadoras, y permiten suministrar los parámetros de la potencia suministrada por los generadores, para permitir la transmisión de la energía eléctrica, a través de las líneas de transmisión, a tensiones mas elevadas que la generación.

2.4 Subestaciones receptoras (reductoras) primarias

Estas subestaciones se alimentan directamente de las líneas de transmisión, y reducen la tensión a valores menores según sea el nivel de la transmisión, ya sea para ser usada en subtransmisión, o en distribución según sea el caso, los niveles comunes de tensión de salida de estas subestaciones son de 34.5, 69, 85, y 115 KV.

2.5 Subestaciones receptoras (reductoras) secundarias

Estas subestaciones se encuentran alimentadas normalmente por los niveles de tensión intermedios, 69 KV, 115 KV, y en algunos casos 85 KV, para alimentar a las llamadas redes de distribución de 6.6, 13.8, 8, 23 y 34.5 KV.

Una segunda clasificación se puede hacer en base al tipo de instalación, tal como se menciona en los siguientes incisos.

1 2.6 Subestación a la intemperie

Que son aquellas construidas para funcionar a la intemperie, y que requieren del uso de máquinas y aparatos adaptados para el funcionamiento en condiciones atmósferas adversas (lluvia, nieve, viento, contaminación ambiental, etc), generalmente se usan para sistemas de alta tensión, y en una forma muy elemental en las redes de distribución aéreas.

2.7 Subestaciones tipo interior

Las subestaciones que son instaladas en el interior de edificios, no se encuentran por lo tanto sujetas a las condiciones de la intemperie, esta solución en la actualidad solo encuentran aplicación en ciertos tipos de subestaciones, que ocupan poco espacio y que se conocen como subestaciones unitarias, que operan con potencias relativamente bajas, y se emplean en el interior de industrias, o comercios.

2.8 Subestaciones blindadas

En este tipo de subestaciones, los aparatos y las máquinas se encuentran completamente blindados, y el espacio que ocupan a igualdad de tensión y potencia, es muy reducido, en comparación con los otros tipos de subestaciones.

Por lo general se usan en áreas de densa población, en donde se tienen problemas de espacio, o bien, áreas de alta contaminación, y atmósfera corrosiva, normalmente están aisladas con un gas que está a una presión mayor a la atmosférica, conocido como Hexafloruro de azufre (SF₆).

3. PRESENTACIÓN DE LA SUBESTACIÓN MODULAR Y EL EQUIPO UTILIZADO

3.1 Definición

Son aquellas subestaciones con niveles de transformación de voltajes de 138 KV, 115 KV y 69 KV, a niveles de tensión de distribución de energía eléctrica de 13.8 KV y 34.5 KV. El lado de alta tensión esta a la intemperie, y el lado de media tensión esta sometido a un encapsulamiento, dentro del cual se encuentra un dieléctrico llamado SF6, normalmente esta parte, por sus características compactas que tiene, se encuentra ubicada en la caseta de mando de la subestación. Las salidas de media tensión se realizan con cable de potencia blindado, hasta donde se encuentra la primera estructura que conecta la red de distribución.

Consta de un módulo de conmutación y distribución LTB *Compact* 123-170D1/Bcon, mecanismo de operación tipo BLK 222, para maniobra tripular, y mecanismo de desconexión con mecanismo motorizado BCM-F.

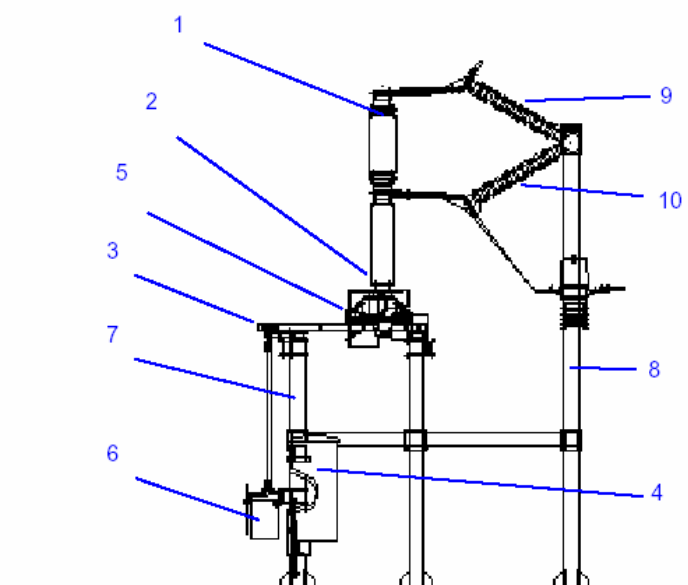
El equipo está compuesto por una unidad interruptora, formada por tres polos independientes en una biga, montada sobre una guía y contactos fijos. El corte se produce cuando la unidad de corte se mueve por la guía, alejándose de los contactos fijos.

Cada uno de los polos está compuesto por tres secciones principales. En la parte inferior se encuentra el mecanismo en una carcasa de metal ligero, sobre éste, el aislador soporte hueco por el que corren la transmisión aislante, y en la parte superior se encuentra la cámara de interrupción.

El mecanismo de corte se opera con el mecanismo motorizado BCM-F. Está montado sobre una columna, junto con la unidad de corte y los contactos inferiores fijos.

Figura 1 **Interruptor tipo LTB Compact 123- 170D1/B**

Pos.	Parte
1	Polo interruptor con contactos móviles
2	Viga de polos
3	Mecanismo de transporte
4	Armario de control
5	Mecanismo de operación BLK 222
6	Mecanismo de operación BCM-F
7	Columna
8	Portal
9	Contacto superior fijo
10	Contacto inferior fijo



De esta manera se podría decir que este tipo de subestación, es una combinación de las subestaciones aisladas en aire, y las subestaciones aisladas en gas. Por lo que le da una característica semicompacta.

3.2 Aislamiento por medio de gas SF6

Las aplicaciones de las llamadas subestaciones aisladas en gas, data de finales de la década de los 70`s, ya en forma extensiva. En sus inicios siempre partió de la base de establecer una comparación con las subestaciones aisladas en aire, que eran diseñadas como de diseño convencional, considerando aspectos como:

- Espacio requerido de construcción
- Confiabilidad
- Tiempos de construcción
- Costos

3.3 Características generales

El principio básico del equipo aislado por gas, es que las partes portadoras de corriente se encuentren dentro de un recipiente metálico, y se conserven en una configuración concéntrica, mediante aisladores separadores. El espacio entre el conductor y el recipiente está lleno de hexafluoruro de azufre, a presión.

Figura 2 Interruptor trifásico.

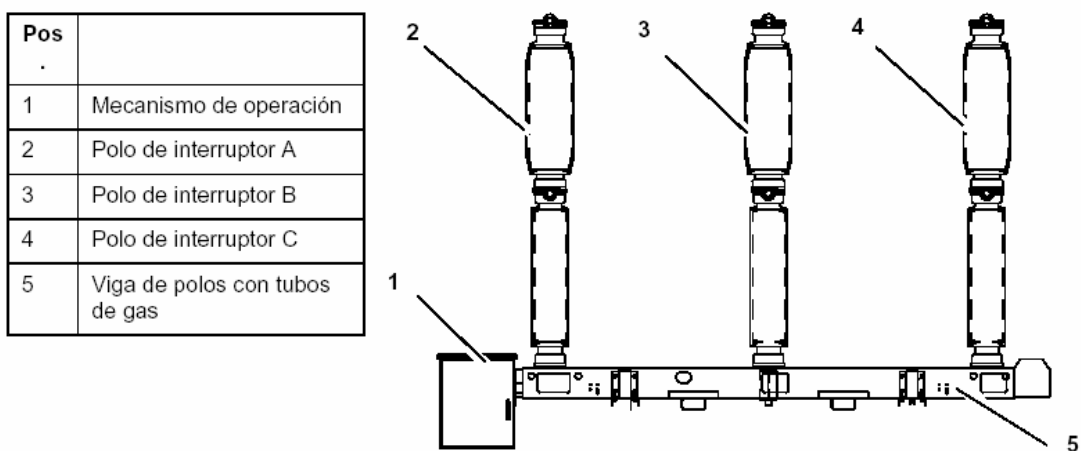
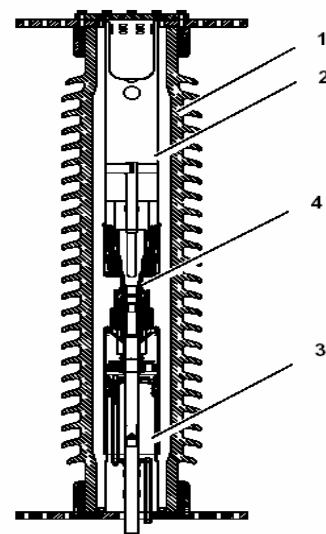


Figura 3 Cámara de interrupción

Pos.	Cantidad	Denominación	Nota
1	1	Aislador de cámara de interrupción	RR
2	1	Paso de corriente superior	Forma parte del juego de contactos
3	1	Paso de corriente inferior	Forma parte del juego de contactos
4	1	Propulsor	Forma parte del juego de contactos



El equipo de voltaje medio hasta 362 kV, se fabrica en tres fases en un envolvente monofásico, y/o trifásico; para voltajes más altos, se trata generalmente de una disposición de fase segregada. El equipo puede instalarse ya sea en interiores o exteriores, y puede ser diseñado para cualquier esquema de barra. Según el nivel de voltaje, esquema de barra, y si las líneas de conexión son subterráneas o elevadas, la superficie de terreno para un equipo aislado por gas es solamente el 10% para 800 kV y 20% para 145 kV, del espacio requerido para equipo comparable aislado por aire. Como consecuencia de su menor tamaño y partes portadoras de corriente encerradas, este equipo es apropiado por excelencia, para instalarse en terrenos de gran valor, donde las restricciones ambientales establezcan un mínimo de exposición visual, y donde la continuidad de servicio puede verse amenazada por contaminación del aire

3.4 El medio dieléctrico

El medio dieléctrico es el hexafluoruro de azufre (SF₆), gas del que se pudo disponer comercialmente en 1947 y que se ha utilizado como medio aislador en dispositivos electrónicos, aparatos eléctricos y estaciones convertidoras clase HVDC. Sus excelentes propiedades lo hacen idealmente apropiado tanto como aislador y como agente para extinguir arcos.

Se trata de un gas incoloro, inodoro, químicamente inerte, no tóxico, no inflamable y no corrosivo. Su resistencia dieléctrica es muy superior a la del aire, y su efectividad para extinguir arcos eléctricos, es casi 100 veces mayor a la del aire

Figura 4 Resistencia dieléctrica del SF6 a frecuencia de red

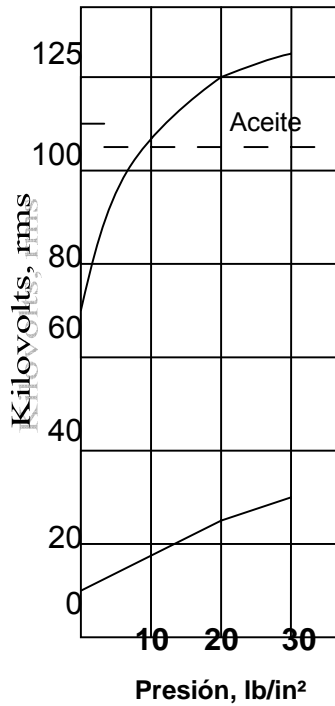
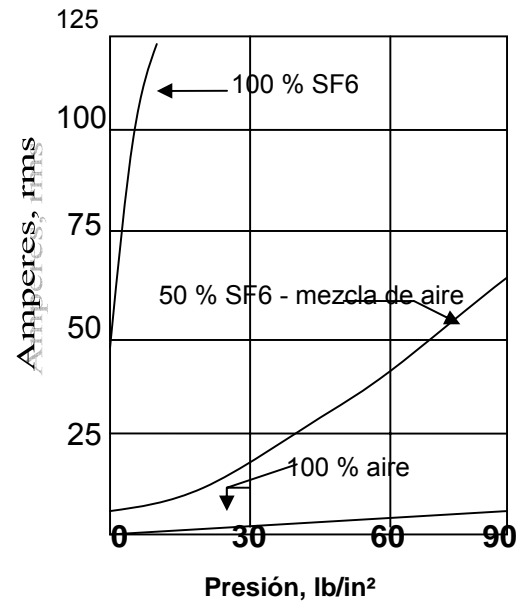


Figura 5 Capacidad de extinción de arco del SF6



La resistencia dieléctrica del SF₆, es 2.5 veces superior a la del aire y se utiliza normalmente a 0.3 -0.5 MPa, con una capacidad de aislamiento, 10 veces superior a la del aire atmosférico. Cualidades utilizadas para construir unidades pequeñas y compactas con una carga baja para el medio ambiente.

El gas SF₆ es altamente electronegativo, es decir que sus moléculas captan electrones libres y forman iones negativos pesados de baja movilidad, creando una barrera efectiva contra los torrentes de electrones que pueden causar contorncamiento.

Las moléculas de SF₆ acrecientan el efecto invernadero, pero no contienen cloro por lo que no afectan la capa de ozono. Desde que se empezó a usar hace unos 50 años, solamente una pequeña cantidad de gas se ha fugado a la atmósfera. En

la actualidad la atmósfera tiene un 3×10^{12} partes de SF₆. Debido a la baja proporción, la contribución al efecto invernadero es inferior al 1% del total.

Figura 6 **Resistencia contra golpes de tensión KV, huelgo de 10 mm**

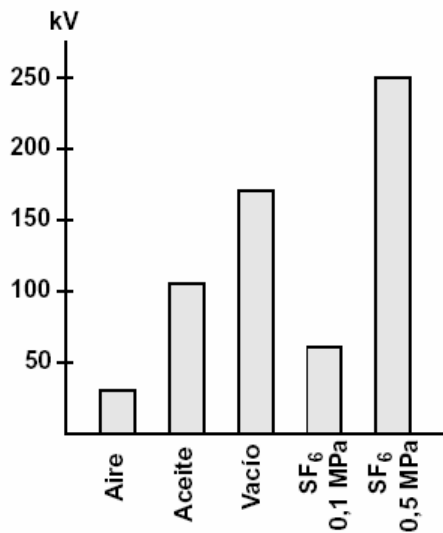
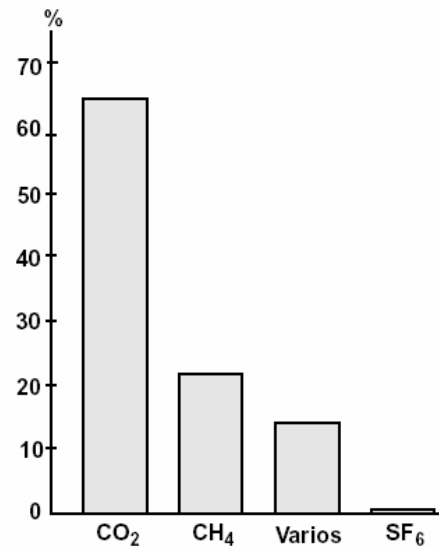


Figura 7 **% de contribución al efecto Invernadero**



El SF₆ es más pesado que el aire, que lo hace sentarse en lugares bajos, lo que diluye el oxígeno del aire. Es necesario por lo tanto conocer reglas adecuadas de seguridad, antes de entrar a cualquier lugar en donde pueda acumularse este gas, aún cuando el gas es de restablecimiento automático, durante su exposición a un arco eléctrico, creará subproductos en descomposición.

El nivel de presión del gas al cual opera el equipo para satisfacer determinadas especificaciones, es función entre la relación de diámetro del conductor, el recipiente (la medida del espacio intermedio), y de la temperatura a la cual deba operar el equipo.

3.5 Elementos constitutivos de la subestación Playa Grande

Todo equipo debe formar parte de un diagrama unifilar. Los diagramas unificares que se presenta al final del presente trabajo, tanto de las posiciones de la subestación, como el de protecciones, tiene como objetivo demostrar tal hecho.

Entre los elementos consitutivos de la subestación Playa Grande, describimos los siguientes, como los mas importantes, los cuales están divididos según el nivel de tensión en el que se encuentran instalados, y la cantidad de cada uno de ellos.

Tabla I **Equipo en la parte de media tensión, (34.5 KV)**

	PROVEEDOR	EQUIPO	CANTIDAD
CASETA MT	ISOLUX	Edificio Prefabricado para celdas 34.5 kV Siemens 8DA10	1
CELDAS 34.5 kV	SIEMENS	Celdas tipo 8DA10 36 kV Posición de Línea	2
		Celdas tipo 8DA10 36 kV Posición de Línea con medida de tensión en barras	1
		Celdas tipo 8DA10 36 kV Posición de Trafo	1
		Celdas tipo 8DA10 36 kV Posición SSAA con interruptor	1
		Celdas tipo 8DA10 36 kV Posición batería de condensadores	1
Cuadro SSAA	ISOLUX	Cuadro de SSAA	1
TRAFO SSAA	ABB	Transformador encapsulado 34.5 kV / 208 V 50 kVA	1
Baterías 48 Vcc	ZIGOR	Equipo de alimentación 48 Vcc MIT1 - 48-50-38 FNC 209L	1
Baterías 125 Vcc	SAFT-NIFE	Equipos cargador - Batería 125 Vcc	1
CONTADORES	ABB	Contadores para cuadro SSAA	2
		Contador ION 8400 celda posición trafo M.T.	1
		Contadores modelo Visión clase 1 en celdas MT	3
PROTECCIONES	ALSTOM	Bloque de Pruebas MMLG01	8
	ZIV	Rele de protección 8IRD-A1N-2C2Z11FBA	3

		Relé de protección 8IRD-M2N-2C2011FBA	1
		Relé de protección 8FGI-A0B-212001DAC	1
		Relé de protección 8BCD-G1N-2D2000KBA	1
		Relé de protección 8IRD-M1N-2C2011FBA	1
TELECONTROL	SAC	SOAL UC-DUAL con ondulator	1
		Unidad Remota M0-UF con perfil DIN	15
		FOMSAC con perfil DIN	7
	PHOENIX CONTACT	Matriz conversora BCD	1

Tabla II. Elementos en la parte de alta tensión, (69 KV)

	PROVEEDOR	EQUIPO	CANTIDAD
MÓDULOS 69 kV	ABB	Módulo intemperie 72.5 kV de Línea	1
		Módulo intemperie 72.5 kV de Trafo	1
		Medida de Tensión en barras	1
TRAFO	ABB	Trafo de Potencia 69 / 34.5 kV 14 MVA	1
CONTADORES	ABB	Contador modelo Vision clase 1 posiciones de línea A.T.	1
PROTECCIONES	ALSTOM	Relé de disparo y bloqueo MVAJ25D1FB0778K	1
		Bloque de Pruebas MMLG01	6
		Relé de protección MICOM P441311B1A0000A	1
	ZIV	Relé de protección 8IDN-C2N-2C2000FBA	1
		Relé de protección 8IRD-M2N-2C2011FBA	1
		Relé de protección 8IRD-F1N-2D2011FBA	1
TELECONTROL	SAC	CHASIS 8	2
		Unidad Remota M0-UF	6
		FOMSAC	3
	KAINOS	Trafos Auxiliares TVR40 110:V3/110	3
PÓRTICO	PETIT JEAN	Pórtico Simple de Acometida de Línea 69 kV	1

A continuación se detallan todos los equipos de protección utilizados en la subestación Playa Grande

Tabla III Elementos de protección en 69 y 34.5 KV

PROTECCIONES SSEE PLAYA GRANDE

	Posición	Equipo	Proveedor	Modelo	Funciones / Parámetros
1	Línea de Alta Tensión (69 kV)	Protección de distancia, sincronismo y reenganchador	ALSTOM (Areva)	MICOM P441 311 B1A0000A	21+25+79
					3 pole tripping/reclosing
					8 opto inputs, 14 relay outputs, no IRIG-B
					110-250 Vcc (100-240 Vac)
					With check synchronising
2	Línea de Alta Tensión (69 kV)	Conjunto de protección de sobreintensidad 3 fases con unidad instantánea, direccional de neutro y fallo interruptor	ZIV	8IRD-F1N-2D2011FBA	3x50/51+67N+50S/62
					Intensidad Nominal: 5 A
					60 Hz
					Tensión auxiliar a 125 Vcc.
3	Transformador AT (69 kV)	Protección diferencial	ZIV	8IDN-C2N-2C2000FBA	(87) Dos devanados + 49
					Registro oscilográfico (RO)
					Intensidad Nominal: 5 A
					Alimentación 110-125 Vcc
					Entradas digitales 24-125 Vcc
4	Transformador AT (69 kV)	Relé auxiliar de disparo y bloqueo	ALSTOM (Areva)	MVAJ25D1F B0778K	86
5	Transformador AT (69 kV) y MT (34,5 kV)	Conjunto de protección de sobreintensidad 3 fases + neutro, y fallo interruptor	ZIV	8IRD-M2N-2C2011FBA	3x50/51+50N/51N+50S/62
					Registro oscilográfico (RO)
					Intensidad Nominal: 5 A
					60 Hz
					Montado en caja tipo F (2Ux1 rack)
	Tensión auxiliar a 125 Vcc.				
6	Línea de Media Tensión (34,5 kV)	Conjunto de protección de sobreintensidad 3 fases + neutro, reenganchador y fallo interruptor	ZIV	8IRD-A1N-2C2Z11FBA	3x50/51+50N/51N+79+50S/62
					Intensidad Nominal: 5 A
					60 Hz
					Montado en caja tipo F (2Ux1 rack)
					Tensión auxiliar a 125 Vcc.

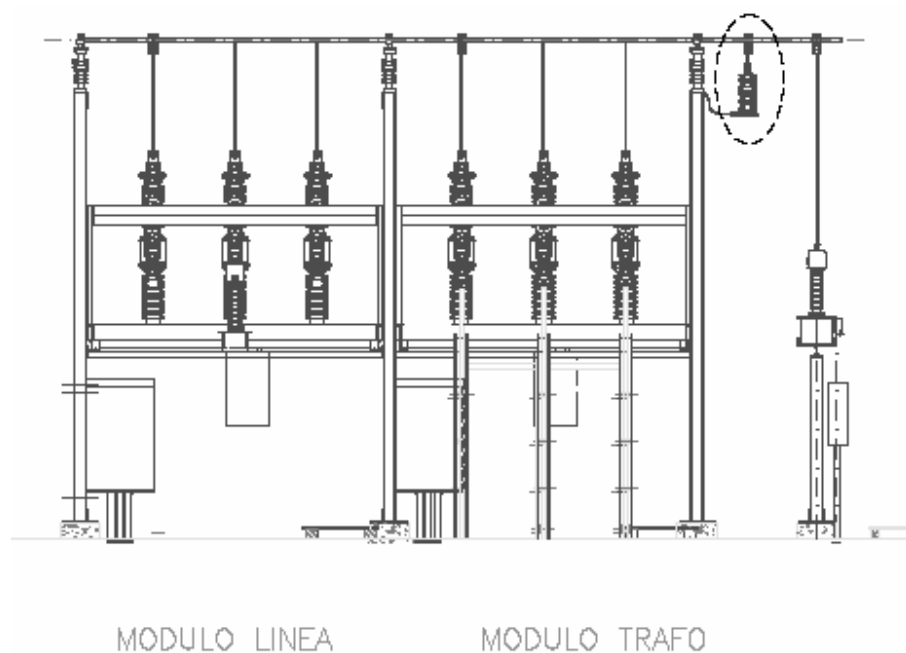
7	Celda Batería de Condensadores MT (34,5 kV)	Conjunto de protección de sobreintensidad 3 fases + neutro, faltas a tierra, mínima tensión, máxima tensión y fallo interruptor	ZIV	8BCD-G1N-2D2000KBA	3x(50/51)+50N/51N+64+27+59+50S/6 2 Automatismos (reloj + flujo)
					Intensidad Nominal: 5 A
					60 Hz
					Montado en caja tipo K (4Ux1 rack)
Tensión auxiliar a 125 Vcc.					
8	Celda de Servicios Auxiliares y Medida (34,5 kV)	Conjunto de protección de sobreintensidad 3 fases + neutro, y fallo interruptor	ZIV	8IRD-M1N-2C2Z11FBA	3x50/51+50N/51N+50S/62
					Intensidad Nominal: 5 A
					60 Hz
					Montado en caja tipo F (2Ux1 rack)
Tensión auxiliar a 125 Vcc.					
9	Celda de Servicios Auxiliares y Medida	Protección de máxima y mínima frecuencia	ZIV	8FGI-A0B-212001DAC	81
					Alimentación 110-125 Vcc
					Entradas digitales 24-125 Vcc
					Montado en caja horizontal K (6 Ux1/7 rack en montaje horizontal)
Tensión auxiliar a 125 Vcc.					

4 FASE TÉCNICA

4.1 Alcance de puesta en servicio de equipos de protección, en línea de Transmisión, y transformador de potencia

Este procedimiento se aplicó a la posición de transformador, que es similar a la posición de línea, por lo cual nos enfocaremos solamente a la posición del transformador y específicamente de la subestación Playa Grande, propiedad del INDE en todo lo referente a circuitos y equipos de protección y control.

Figura 8 Módulos de línea y transformador.



Cabe mencionar, que la puesta en servicio de las demás posiciones que componen la subestación, son similares a esta, con la diferencia en los resultados obtenidos en los diferentes equipos.

4.2 Condiciones de seguridad

Se estuvo a lo dispuesto por las leyes, reglamentos, normas y disposiciones oficiales en vigor, sobre prevención de riesgos laborales. En particular en lo establecido en la ley 31/1995 de “**prevención de riesgos y salud laboral**”

Se cumplió además, con la normativa de seguridad específica de UNIÓN FENOSA aplicable a los trabajos en A.T y B.T.. En especial, se cumplió de forma estricta el “**Plan de Seguridad para Obras y Trabajo de Mantenimiento de la red de transporte**”, en la parte que afecta a este procedimiento, “**Normas de prevención de riesgos laborales**”, Ver anexos, y en lo particular, en cuanto a los requisitos de formación e información para el personal de empresas contratadas.

4.3 Requerimientos previos a la verificación de la posición

Se exigieron los siguientes requisitos, para realizar la verificación de cada posición:

- Montaje totalmente terminado, esto es:
 - ✓ Implantación física del aparellaje y conexionado.
 - ✓ Armarios de protección y control.
 - ✓ Armario de medida, montado hasta sus bornas de entrada.
 - ✓ Equipos de telecomunicaciones asociado a los sistemas de protección.
- Pruebas de tierra realizadas por el responsable de la instalación, según la norma vigente.
- Prueba de aislamiento de cada uno de los aparatos, incluyendo las del transformador de potencia.
- Servicios auxiliares en servicio, tanto en c.c. como en c.a..

- Pruebas funcionales locales (a pie del aparato) del aparellaje, realizadas en especial, las de seccionadores, interruptores automáticos y variador de tomas del automatismo de regulación. Estos dos dispositivos deben estar listos para poder hacer maniobras sobre ellos.
- Canales de comunicación asociados a los sistemas de protección en servicio, es decir los canales utilizados para SGSP.
- Programa de regulación listo para entrar en funcionamiento en el SCADA.
- Documentación técnica del fabricante del interruptor automático, los seccionadores y los transformadores de intensidad y tensión.
- Documentación técnica actualizada, y revisada del proyecto de protección y control.
- Documentación del transformador de potencia, y el automatismo de regulación del mismo.

En el cuadro de resultados solamente se les da el cheque de que se encuentra en perfectas condiciones, y así es como aparece cada inciso descrito anteriormente, después de haber sido comprobado.

4.4 Descripción de los trabajos

4.4.1 General

Previo al comienzo de los trabajos de comprobación, se tomaron las siguientes precauciones:

- Comprobar que el descargo se realizó y se ha creado la zona protegida, según procedimiento de U.F.
- Comprobar que los interruptores automáticos, los seccionadores de alta y de baja, se encuentran abiertos y bloqueados mecánicamente.
- Señalización de la zona de trabajo y de las zonas próximas en tensión, con uso de pantallas de protección si es necesario.

- Comprobar que el montaje ha finalizado completamente, habiéndose timbrado e identificado todos los hilos y cables.
- Comprobar que todas las alimentaciones, tanto desde SS.AA de c.a, como desde los SS.AA de c.c, se encuentran disponibles, es decir operando correctamente.

4.4.2.1 Orden establecido para realizar los trabajos de comprobaciones

- Normas de seguridad para el acceso a la posición: descargo, zona protegida y zona de trabajo.
- Inspección del montaje de los equipos de protección.
- Comprobación del cableado de los circuitos de protección y medida, en la sección correcta de hilo o cable, se hizo con una señal de luz puesto que el cableado se realizó con fibra óptica, esto se realiza por medio de una prueba sencilla de continuidad en los cables.
- Comprobación de los criterios de mando y señalización de los interruptores, y seccionadores.
- Comprobación de los circuitos de selección de tensión, tanto para la medida como para la protección, en caso que los haya.
- Comprobación de los transformadores de intensidad y tensión, con la sección correcta de hilo o cable.
- Comprobación de la correcta operación de las protecciones propias del transformador.
- Pruebas de los equipos de protección que se describen mas adelante.

Al finalizar cada uno de los trabajos, se cumplieron los protocolos de comprobación correspondientes, que forman parte del presente informe y se indicará en el apartado de observaciones, aquellas particularidades que se haya encontrado durante el desarrollo de las pruebas que merezcan tenerse en cuenta en la puesta en tensión de la posición, o durante la explotación de la misma.

4.4.2 Montaje

Se comprobó en cada uno de los armarios, cajas o bastidores, que los equipos de protección, relés auxiliares y demás aparellajes situados en el lugar indicado en planos, correspondan a lo indicado en la documentación técnica del proyecto.

Todos los hilos que forman el cableado interno deben estar correctamente identificados, al igual que cada uno de los elementos que conforman la posición.

Todas las mangueras deben de estar etiquetadas, tanto las que proceden del parque, como de interconexión de armarios o cajas.

4.4.3 Alimentación

Los equipos de protección y telecontrol, no deben estar alimentados. Los interruptores termo magnéticos o fusibles, deben estar cableados de acuerdo al proyecto y funcionar correctamente, señalizando en forma adecuada.

4.4.4 Circuitos de protección

En los circuitos de protección se comprobó el cableado completo de circuitos de intensidad, tensión, mando del interruptor, circuitos de señalización e interfase con el telecontrol, de acuerdo a los esquemas desarrollados.

4.4.5 Transformadores de tensión e intensidad

Se comprobó en las placas de características, que los transformadores son los adecuados de acuerdo al proyecto. Así mismo se comprobó el aislamiento de los circuitos secundarios, relación de transformación, polaridad y saturación. Se

realizó la comprobación de las cajas de centralización correspondientes. En el caso de los transformadores de intensidad se comprobó su correcto conexionado primario, según proyecto.

4.5 Inspección del montaje de los equipos y armarios

Se comprobó mediante inspección cada uno de los puntos siguientes:

- Anclaje de los bastidores, armarios o cajas de protección, según proceda.
- Equipos de protección indicados en la lista de materiales.
- Relés auxiliares indicados en la lista de materiales.
- Equipos sujetos con seguridad, y correctamente identificados mediante placas o etiquetas, tanto en la parte frontal como en su parte posterior.
- Correcta ubicación de mazos y/o canaletas sin anomalías o tiranteces visibles.
- Identificación clara de los regleteros de bornas, siendo su modelo el correspondiente a lo indicado en la lista de los materiales.
- Cajas de centralización de tensiones. Correcto conexionado de acuerdo a proyecto.
- Caja de centralización de intensidades. Correcto conexionado de acuerdo a proyecto.
- Modificación del cableado interno del interruptor para la suspensión de las bobinas, en caso sea necesario.
- Protecciones propias de la máquina cableadas para todos los circuitos indicados en el proyecto.
- Conexión de todas las tierras de los equipos a la barra de tierras.
- Todos los hilos en el Terminal adecuado. Cada hilo debe de ir identificado de acuerdo a la norma UF. En el caso de mangueras, estas deben de ir etiquetadas.
- Cada circuito con la sección de cable o hilo según proceda. En caso de duda consultar con Operaciones P y A.

- Muestreo de conexiones internos de los armarios, cajas o vestidores. En el caso que se encuentre alguna anomalía se realizaría un chequeo del 100% del conexionado, anotando en observaciones, cada una de las anomalías encontradas con respecto a los esquemas desarrollados de la posición.

4.6 Circuitos de alimentación

Se comprobó cada circuito de alimentación de cada batería o barra, si procede, de forma separada. Para ello la comprobación se llevó a través del interruptor termo magnético asociado a cada batería con su correcto funcionamiento.

4.6.1 Alimentación de los circuitos de mando del interruptor del lado de alta

- Alimentación de la primera bobina de disparo.
- Alimentación de la segunda bobina de disparo.
- Alimentación de la bobina de cierre.
- Alimentación de la señalización local del interruptor.

4.6.2 Alimentación de los circuitos de mando del interruptor del lado de baja

- Alimentación de la primera bobina de disparo.
- Alimentación de la segunda bobina de disparo.
- Alimentación de la bobina de cierre.
- Alimentación de la señalización local del interruptor.

4.6.3 Alimentación de los equipos y circuitos de protección

- Alimentación y circuitos de entradas del equipo de sobreintensidad del lado de alta.
- Alimentación y circuitos de entrada de cada uno de los equipos diferenciales.
- Alimentación y circuitos de entrada del equipo de sobreintensidad del lado de baja.
- Alimentación del equipo de disparo y bloqueo.
- Alimentación y circuitos de entrada de los equipos de supervisión de las bobinas de disparo.
- Alimentación de los circuitos de comunicaciones asociados a los equipos de protección.

4.6.4 Alimentación de los circuitos de salida de los equipos de protección

4.7 Transformadores de intensidad

Para cada una de las pruebas que se realizaron en este capítulo, se anotaron los valores obtenidos en la tabla que se adjunta.

4.7.1 Transformadores de intensidad de fase, del lado de alta y de baja

- Anotar los datos nominales de los transformadores de intensidad:
 - ✓ Tensión nominal.
 - ✓ Intensidades de primario y secundario
 - ✓ Potencia y clase de precisión de cada secundario, tanto de medida como de protección.
- Conexión de los primarios de los transformadores de acuerdo a proyecto
- Identificación de los secundarios
- Conexión de las bornas adecuadas a tierra según se indique en el proyecto.

- Polaridad de cada uno de los transformadores
- Selección de la relación de transformación de acuerdo al proyecto
- Secundarios no utilizados cortocircuitados y a tierra según proyecto
- Continuidad de los devanados secundarios desde la caja del transformador hasta la caja de centralización; y desde la caja hasta las bornas de entrada al armario
- Comprobación de bornas, su apriete y el conexionado del circuito de intensidad de protección. Se realizó apretando los tornillos de las bornas, y prueba de continuidad en el cableado según diagramas.
- Comprobación de bornas, su apriete y el conexionado del circuito de intensidad de medida.
- Puesta a tierra de la pantalla de cables en el punto mas cercano a la tensión, solamente.
- Medida de aislamiento en cada uno de los circuitos secundarios
- Realización de inyección primaria, comprobando la relación de transformación de cada uno de los devanados.
- Anotación de las medidas en los distintos puntos de los circuitos de intensidad

4.7.2 transformadores de intensidad auxiliares, para la Diferencial de Barras

Aunque esta subestación no cuenta con diferencial de barras, se da el procedimiento para realizar las pruebas respectivas.

- Se anotan los datos nominales de los transformadores auxiliares:
 - ✓ tensión nominal
 - ✓ intensidades de primario y secundario
 - ✓ potencia y clase de precisión del secundario
- Conexión del primario de cada transformador y selección de la toma adecuada según se indica en proyecto.

- Conexión de las bornas adecuadas a tierra según se indique en el proyecto
- Polaridad de cada transformador
- Continuidad de cada transformador
- Continuidad del devanado secundario desde el secundario de cada transformador, hasta las bornas de entrada al armario de la Diferencial de barras.
- Comprobación de bornas, su apriete y el conexionado del circuito de intensidad de protección.
- Puesta a tierra de la pantalla de cables en el punto mas cercano a la tensión, solamente.
- Medida de aislamiento del circuito secundario
- Medida de impedancia del circuito secundario
- Realizar inyección primaria comprobando la relación de transformación

4.8 Transformador de tensión

Para cada una de las pruebas que se realizaron en este capítulo, se anotaron los valores obtenidos en la tabla que se adjunta.

4.8.1 Transformadores de tensión de barras

- Se Anotaciones los valores nominales de los transformadores de tensión de barras:
 - ✓ Datos nominales.
 - ✓ Tensión de primario y de cada uno de los secundarios.
 - ✓ Potencia y clase de precisión de cada uno de los devanados, tanto de media como de protección.
- Pruebas de polaridad.
- Marcado de las bornas primarias y secundarias indicando polaridad.
- Comprobación de puesta a tierra de la borna correspondiente.

- Continuidad de los circuitos de tensión entre la caja de bornas y la caja de centralización de tensiones; y entre la caja de centralización y la entrada al armario.
- Secundarios no utilizados conexiados según proyecto.
- Comprobación de bornas, su apriete y el conexiado del circuito de tensión de protección.
- Comprobación de bornas, su apriete y el conexiado del circuito de tensión de medida.
- Medida de aislamiento de cada uno de los circuitos secundarios.
- Puesta a tierra de la pantalla de cables en el punto mas cercano a la tensión, solamente.
- Inyección secundaria con todos los equipos conectados. La inyección se realiza para cada uno de los circuitos de las nuevas posiciones.
- Selección de tensiones: inyectar en la caja de centralización correspondiente a cada barra, y comprobar la presencia/ausencia de tensión en los puntos correspondientes, cuando se hace el movimiento de seccionadores (si se puede maniobrar sobre ellos), o bien cuando se simula el movimiento de los mismos (cambio de posición de los relés báscula correspondientes).
- Comprobación de la rotación de fases
- Anotación de las medidas en los distintos puntos de los circuitos de tensión, según se indica en el protocolo adjunto:
- En el circuito de protección: en las bornas de entrada y armario desde el triángulo abierto, en las bornas del bloque de pruebas y la medida realizada por el propio equipo de protección.

4.8.2 Transformadores auxiliares para tensión homopolar

- Se anotaron los valores nominales de los transformadores auxiliares:
 - ✓ Datos nominales.
 - ✓ Tensión de primario y de cada uno de los secundarios.
 - ✓ Potencia y clase de precisión.

- Pruebas de polaridad.
- Marcado de las bornas primarias y secundarias indicando polaridad.
- Comprobación de puestas a tierra de la borna correspondiente.
- Comprobación de bornas, su apriete y el conexionado del circuito de tensión de protección.
- Comprobación de bornas, su apriete y el conexionado del circuito de tensión de medida.
- Medida de aislamiento de cada uno de los circuitos secundarios.
- Puesta a tierra de la pantalla de cables en el punto mas cercano a la tensión, solamente.
- Inyección secundaria con todos los equipos conectados. La inyección se realizara para cada uno de los nuevos circuitos.
- Selección de tensiones: se procedió de la misma forma que en el apartado anterior, inyectando una tensión trifásica no equilibrada.
- Anotación de las medidas en los distintos puntos de los circuitos de tensión, según se indica en el protocolo adjunto.
- En el circuito de protección: en las bornas de entrada al armario desde el triangulo abierto, en las bornas del bloque de pruebas y la medida realizada por el propio equipo de protección.

4.9 Convertidores de intensidad, tensión activa y reactiva

- curva de salida de cada uno de los convertidores. Para ello se realizó un barrido de todo su rango de entrada registrando la salida del mismo. Se adjuntaron como resultado de la prueba la curva característica del mismo.
- Comprobar la salida de convertidores hasta los bornes correspondientes de entrada a la remota de Telecontrol correspondiente.

4.10 Circuitos de cierre de los interruptores

Puesto que para la realización de estas pruebas implica la operación de distintos elementos relacionados con el funcionamiento del circuito, para probar el mismo, se procedió a puentear cada contacto que sea necesario.

4.10.1 Interruptor del lado de alta

- Señalización:
 - ✓ Con la maneta CS-52 en posición de cierre, se comprobó que luce el predispositor cuando el interruptor esta abierto.
 - ✓ Con la maneta CS-52 en posición de apertura, se comprobó que luce el predispositor cuando el interruptor esta cerrado.
- Anomalía del interruptor:
 - ✓ Se simuló una alarma de avería de interruptor con las distintas posibilidades que ofrece cada tipo de interruptor
- Cierres manuales:
 - ✓ Con el interruptor del lado de baja cerrado, se comprobó que no se produce el cierre de la posición de la maneta 43/L-R y del 86.
 - ✓ Con el interruptor del lado de bajo abierto, se comprobó que no se produce el cierre mientras no se reponga el 86 en ninguna de las condiciones.
 - ✓ Con el permisivo de cierre por 86 y con el interruptor de baja abierto: con la maneta 43/L-R en remoto se comprobó que el interruptor no cierra por orden de cierre con CS-52, y sí lo hace por impulso a través de la remota.
 - ✓ Con permisivo de cierre por 86 y con el interruptor de baja abierto: con la maneta 43/L-R local, se comprobó que el interruptor cierra por orden de CS-52 y no por impulso a través de la remota.

4.10.2 Interruptor del lado de baja

- Señalización:
 - ✓ Con la maneta CS-52 en posición de cierre se comprobó que luce el predispositor cuando el interruptor esta abierto.
 - ✓ Con la maneta CS-52 en posición de apertura se comprobó que luce el predispositor cuando el interruptor esta cerrado.
- Anomalía del interruptor:
 - ✓ Se simuló una alarma de avería de interruptor con las distintas posibilidades que ofrece cada tipo de interruptor
- Cierres manuales:
 - ✓ Con el 86 sin reponer, se comprobó que no se produce el cierre sea la posición de la maneta 43/L-R.
 - ✓ Con el permisivo de cierre por 86: con la maneta 43/L-R en remoto, se comprobó que el interruptor no cierra por orden de cierre con CS-52, y sí por impulso a través de la remota.
 - ✓ Con permisivo de cierre por 86: con la maneta 43/L-R local se comprobó que el interruptor cierra por orden de CS-52 y no por impulso a través de la remota.

4.11 Circuito de apertura de los interruptores

4.11.1 Circuito de apertura del interruptor de alta

- Apertura manual
 - ✓ Se comprobó que se produce apertura con CS-52 sea cual sea la posición de la maneta 43/L-R.
 - ✓ Con la maneta 43/L-R en local se comprobó que no se produce apertura tras impulso de la remota de telecontrol.

- ✓ Con la maneta 43/L-R en remoto se comprobó que se produce apertura tras impulso de la remota de telecontrol.

- Apertura tras disparo de protección

Las distintas condiciones de disparo sobre el interruptor se comprobaron por separado para cada uno de los equipos de protección que tenga la posición, realizando pruebas separadas para cada polo en el caso de que el interruptor tenga mando unipolar.

Así mismo, se comprobaron los disparos diferidos de la parte de baja del transformador (en el caso que los haya), es decir, disparo por 59 y disparo por fallo de interruptor de alguna de las posiciones de baja.

- Supervisión de la bobina de disparo

- ✓ Se realizaron las pruebas en el momento de probar el equipo de protección, tanto en posición de interruptor abierto como cerrado.

4.11.2 Circuito de apertura del interruptor de baja

- Apertura manual

- ✓ Se comprobó que se produce apertura con CS-52 sea cual sea la posición de la maneta 43/L-R.
- ✓ Con la maneta 43/L-R en local se comprobó que no se produce apertura tras impulso de la remota de telecontrol.
- ✓ Con la maneta 43/L-R en remoto se comprobó que se produce apertura tras impulso de la remota de telecontrol.

- Apertura tras disparo de protección

Las distintas condiciones de disparo sobre el interruptor se comprobaron por separado para cada uno de los equipos de protección que tenga la posición,

realizando pruebas separadas para cada polo en el caso de que el interruptor tenga mando unipolar.

Así mismo, se comprobaron los disparos diferidos de la parte de baja del transformador (en el caso que los haya), es decir, disparo por 59 y disparo por fallo de interruptor de alguna de las posiciones de baja.

- Supervisión de la bobina de disparo
 - ✓ Se realizaron las pruebas en el momento de probar el equipo de protección, tanto en posición de interruptor abierto como cerrado.

4.12 Circuitos de entrada a los equipos de protección

La comprobación de cada uno de los circuitos de entrada a cada uno de los equipos de protección de la posición, se realizaron de forma individual para cada uno cuando se realizaron las pruebas de los mismos.

4.13 Circuitos de telecontrol y de salida de los equipos de protección

Cada uno de los circuitos de salida de los equipos de protección se probaron a la hora de realizar las pruebas de los equipos en si.

El resto de las señales que afectan al Telecontrol se comprobaron en este apartado simulando el cierre de cada uno de los contactos implicados.

4.13.1 Circuitos de telecontrol de la parte alta

- Posición del seccionador A cerrado.
- Posición del seccionador A abierto.
- Posición del seccionador B cerrado.
- Posición del seccionador B abierto.

- Posición del interruptor abierto.
- Posición del interruptor cerrado.
- Alarma de baja presión en el interruptor.
- Bloqueo por muelles destensados en el interruptor, o baja presión de Aire.
- Chequeo de cada una de las posibles condiciones de bloqueo del interruptor.
- Apertura de cualquier termomagnético de alimentación, tanto de protección como de señalización local. Etc.
- Disparo de la protección de *Buchholz* o de acumulador de gases.
- Disparo de la protección de *Jansen* o de flujo de aceite.
- Alarma de protección de sobre presión.
- Disparo de relé de disparo y bloqueo 86.
- Alarma de la protección de *Buchholz*.
- Alarma de la imagen térmica.
- Alarma de temperatura.
- Disparo del relé de disparo y bloqueo.
- Posición de la maneta 43/L-R.

4.13.2 Circuitos de telecontrol de la parte de baja

- Posición del seccionador A, cerrado.
- Posición del seccionador A, abierto.
- Posición del seccionador B, cerrado.
- Posición del seccionador B, abierto.
- Posición del interruptor abierto.
- Posición del interruptor cerrado.
- Alarma de baja presión en el interruptor.
- Bloqueo por muelles destensados en el interruptor, o baja presión de aire.
- Chequeo de cada una de las posibles condiciones de bloqueo del interruptor.
- Apertura de cualquier termomagnético de alimentación, tanto de protección como de señalización local, etc.
- Señal de regulador en automático o en manual.

- Señal de cada una de las posiciones del regulador.
- Posición de la maneta 43/L-R.

4.14 Prueba de los equipos de protección

Se procedió a la prueba de cada uno de los equipos de protección, utilizando los Protocolos de Puesta en Servicio que se suministran junto con este procedimiento.

Una vez finalizada las pruebas de los equipos de protección, se realizaron pruebas reales sobre interruptor.

4.14.1 Prueba del relé de disparo, bloqueo 86 y los disparos por protecciones propias del transformador

Se comprobó que el relé 86 se activa por:

- Actuación de la protección diferencial del transformador.
- Actuación de la protección *Buchholz*.
- Actuación de la protección de *Jansen* del regulador.
- Activación de la protección de sobre presión del transformador.

Se comprobó que la actuación del relé 86 provoca:

- Disparo de los interruptores de ambos lados.
- Alarma en telecontrol "Relé disparo y bloqueo 86".
- Señal de inicio de fallo interruptor en protección sobreintensidad, de ambos lados.
- Activación en protección diferencial de la señal disparo 86.
- Se comprobó que el relé 86 no se repone ni permite el cierre de los interruptores mientras esté presente cualquiera de los disparos anteriores.
- Sin presencia de ninguno de los disparos anteriores, se comprobó que el relé 86 se repone y permite el cierre de los interruptores del transformador:

- A través del pulsador de reposición.
- Tras impulso de reposición desde el telecontrol.

Se comprobó que la actuación del relé *Buchholz* provoca:

- La activación del relé de disparo y bloqueo 86.
- La activación en telecontrol de la señal “*Buchholz cuba*”.
- La activación en la protección diferencial de la señal de disparo *Buchholz*.

La activación del relé *Jansen* provoca:

- La activación del relé de disparo bloqueo 86.
- La activación en telecontrol de la señal “*Buchholz Jancen.*”
- LA activación en protección diferencial de la señal de disparo regulador.

La actuación de la sobrepresión del transformador provoca:

- La activación del relé de disparo y bloqueo 86.
- La activación en telecontrol de la seña “Válvula de alivio”.

4.14.2 Prueba de disparo por protecciones eléctricas

4.14.2.1 Prueba de disparo por sobreintensidad lado de alta

Inyectando 2xI arranque entre fases sobre bornas de prueba, se comprobó:

- Apertura interruptor de alta, con 1ª bobina conectada y 2ª desconectada.
- Apertura interruptor de alta, con 1ª bobina desconectada y 2ª conectada.
- Apertura interruptor de baja con 1ª bobina conectada y 2ª desconectada.
- Apertura interruptor de baja con 1ª bobina desconectada y 2ª conectada.
- Activación en telecontrol de la señal “Sobreintensidad Fases”.
- Activación en telecontrol de la señal “Sobreintensidad Neutro”, al inyectar intensidad por el neutro.

- Inicio fallo interruptor en protección sobreintensidad lado de baja, si no se corta la inyección.
- Señal de posición de interruptor en protección.
- Disparo diferido en baja a través de relé auxiliar.

4.14.2.2 Prueba de disparo por diferencial

Inyectar intensidad a la protección diferencial y comprobar:

- Activación del relé de disparo y bloqueo 86.
- Apertura interruptor de alta con 1ª bobina conectada y 2ª desconectada.
- Apertura interruptor de alta con 1ª bobina desconectada y 2ª conectada.
- Apertura interruptor de baja con 1ª bobina conectada y 2ª desconectada.
- Apertura interruptor de baja con 1ª bobina desconectada y 2ª conectada.
- Señal de inicio “fallo de interruptor”, en protección de sobreintensidad de ambos lados.
- Activación en telecontrol de la señal “protección diferencial”

4.14.2.3 Prueba de disparo por sobreintensidad y sobretensión, lado de baja

Inyectar 2xI arranque entre fases desde bornas de prueba u comprobar:

- Apertura interruptor de baja con 1ª bobina conectada y 2ª desconectada.
- Apertura interruptor de baja con 1ª bobina desconectada y 2ª conectada.
- Activación en telecontrol de la señal “sobreintensidad Neutro” al inyectar intensidades por neutro.
- Activación en telecontrol de la señal “Sobreintensidad Fases”.
- Señal de posición de interruptor en protección.

Inyectar tensión homopolar 2xV arranque desde bornas de prueba (95P3, 10-12) y comprobar:

- Disparo interruptor de los dos lados con conmutador 43-59N en posición “CON”. Se anula en posición “DES”
- Inicio fallo de interruptor en protección sobreintensidad lado de alta.

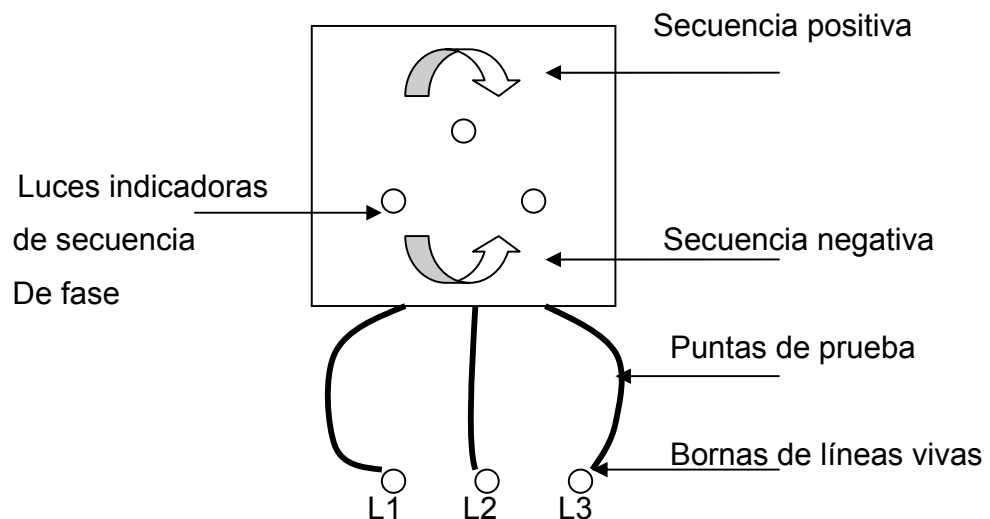
- Activación en telecontrol de señal “Sobretensión homopolar”.
- El fallo interruptor de la protección de sobretensión de baja. Inicia fallo de interruptor en la protección de sobreintensidad de alta.
- El fallo de interruptor de cualquier posición de media tensión provoca disparo al interruptor de baja.

4.15 Comprobaciones previas a la puesta en tensión de la posición

Antes de realizar la puesta en tensión de la posición, se debe de realizar la comprobación de la correspondencia de fases a ambos lados del interruptor.

Para ello se comprobara el desfase entre tensiones correspondientes a ambos lados tomando la tensión de donde sea posible, y se realiza por medio de un secuencímetro, en donde la secuencia de fases debe ser la misma en ambos lados, tal como se indica en la siguiente gráfica.

Figura 9 **Secuencímetro.**



4.16 Comprobaciones y medidas en carga

Una vez que la posición estuvo en carga se realizaron las siguientes medidas, anotando en el formulario adjunto las medidas obtenidas.

- Intensidades de fase en alta y en baja.
- Intensidad residual u homopolar en alta y en baja.
- Tensiones de fase en alta y en baja indicando la toma del regulador.
- Tensión homopolar, si procede.
- Ángulo entre tensión e intensidad de cada fase en alta y en baja.
- Ángulo entre tensión homopolar y cada una de las fases si procede.
- Comprobación de la rotación de fase.

4.17 Caracterización del equipo de prueba y diagramas

4.17.1 CMC 256 - Unidad de prueba de tensión tetrafásica/corriente hexafásica

El CMC 256 es la solución universal para prueba de todo tipo de relés de protección, desde relés electromecánicos hasta relés digitales de última generación, y todo tipo de contadores y convertidores de energía y dispositivos electrónicos inteligentes (IED). Es la primera opción para aplicaciones que exigen la máxima versatilidad, capacidad de medición, prueba de protocolos de red (NET-1) y capacidad de registro de transitorios y medición.

Está incluido en todos los paquetes de software, un modo restringido *EnerLyzer* permite el uso de tres entradas de voltaje (rms) para mediciones de hasta 600V o tres corrientes por medio de una pinza de corriente. Todas las entradas análogas de medición están disponibles con la adición de la opción de *EnerLzye*.

Figura 10 CMC 256

4 salidas x 300 V

6 salidas x 12.5 A / 3 x 25 A

6 salidas de bajo nivel (parte posterior)

2 entradas de contador (parte posterior)

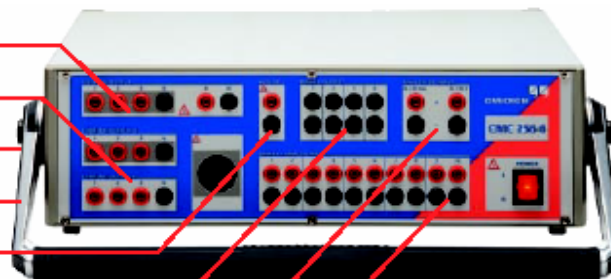
fuentes de alimentación CC (0 ... 264 V)

4 salidas binarias

Entradas de medida de CC

10 entradas binarias/

Entradas de medida analógicas



4.17.2 Amplificadores

El amplificador inteligente en combinación con la unidad de prueba CMC multifásica, se usa para ampliar el rango de pruebas y la potencia. Es posible conectar en paralelo hasta 4 unidades amplificadoras de corriente para lograr una salida trifásica de hasta 200 A. La interconexión entre el CMC y las unidades amplificadoras se realiza mediante un cable de control que se conecta en la parte posterior de las unidades. Las salidas de los amplificadores están aisladas galvánicamente de la entrada y de la tierra, y se pueden usar de forma independiente y adicional a las del CMC 256/156 (por ejemplo para pruebas de protección diferencial). Las salidas del amplificador se pueden configurar de distintas formas (conectadas en paralelo, en serie, etc.).

4.17.2.1 CMS 251/252 - Amplificador mono/bifásico de tensión o corriente de alta potencia (125 V, 12.5 A, 1500 VA)

Las unidades de amplificación de alta potencia CMS 251 y CMS 252 permiten probar incluso los relés electromecánicos de mayor carga y de todo tipo (sobrecorriente, baja tensión, relés de falla (falta) a tierra, etc.).

El sistema monofásico CMS 251 y el sistema bifásico CMS 252 proporcionan amplificadores en modo dual que pueden funcionar

independientemente como una fuente de tensión o de corriente (seleccionable por el usuario).

Figura 11 **CMC 251/252**

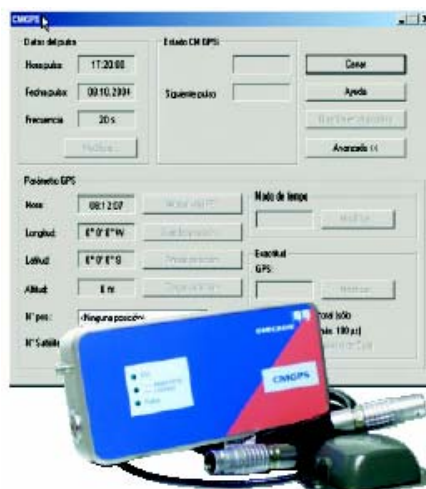


4.17.3 Unidad de sincronización CMGPS

Al efectuar pruebas de extremo a extremo de los esquemas de protección de líneas, es necesario poner en marcha simultáneamente varias unidades de prueba. La unidad CMGPS es una unidad de sincronización basada en GPS que se usa con la unidad de prueba CMC/CMB.

La unidad CMGPS recibe las señales de los satélites del sistema de posicionamiento global (GPS) y proporciona una salida a la hora especificada por el usuario. A continuación, ésta salida de reloj se utiliza como entrada de *trigger* para poner en marcha el equipo de prueba CMC. La unidad CMGPS se ha desarrollado para satisfacer los requisitos de las pruebas que se realizan "in situ", ya que los receptores normales de GPS tienen muchos inconvenientes (tamaño, peso, funcionamiento complicado, etc.).

Figura 12 **Unidad CMGPS**



4.17.4 CPOL *Polarity Checker*

Polarity Checker comprueba una serie de terminales para ver si el cableado es correcto (sustituto del método de comprobación de batería).

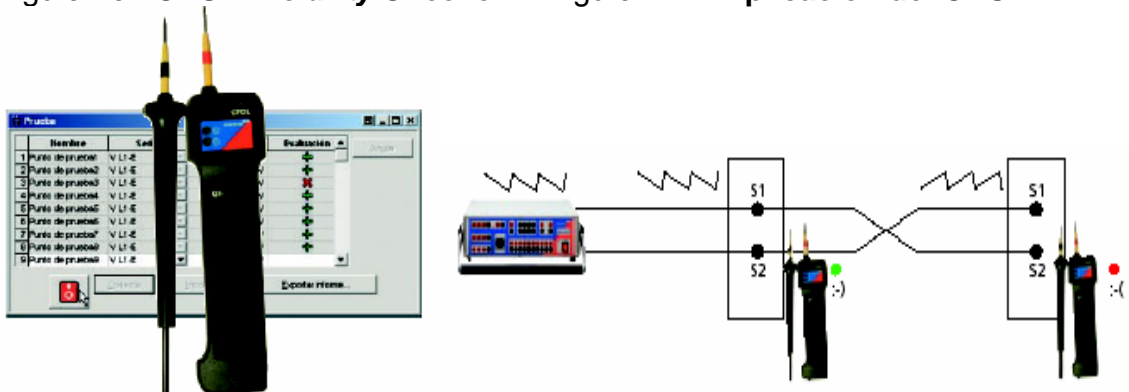
Se inyecta una señal de prueba continua especial (tensión o corriente) en un punto con el CMC.

A continuación, se puede comprobar la polaridad en todos los terminales con CPOL, como se muestra a continuación.

Este procedimiento proporciona una indicación clara de si la polaridad es correcta (LED verde) o no (LED rojo). Este procedimiento es mucho más rápido que el método convencional y puede realizarlo fácilmente una sola persona.

La utilidad de comprobación de la polaridad está incluida en el *software Test Universe 2.0* y se activa mediante el accesorio de hardware de CPOL.

Figura 13 **CPOL *Polarity Checker*** Figura 14 **Aplicación del CPOL**



4.17.5 CMLIB B set

El sistema *CMLIB B* proporciona una manera sencilla de establecer las conexiones entre el CMC y el contador sometido a prueba y/o un contador de referencia. Existen numerosos tipos de medidores con diversas maneras de generar los pulsos de contador. El método más generalizado de interconectar estos diversos tipos de pulsos de conteo es emplear un cabezal fotoeléctrico de exploración de doble función. El *CMLIB B* se ha diseñado para reducir esta

operación a un simple "conectar y probar". El *CMLIB B* incluye: *CMLIB B*, cable de conexión a las unidades CMC, cable de conexión del *CMLIB B* al contador de referencia y una fuente de alimentación.

Figura 15 **CMLIB B set**



4.17.6 Cabezales de exploración

El cabezal fotoeléctrico de exploración *TK323* es adecuado para explorar todas las marcas de rotor conocidas de contadores *Ferraris* y para explorar LED hasta el rango de longitudes de onda de infrarrojos. Incluye un cable espiral para conectar a un *CMLIB B*.

Figura 16 **Cabezales de exploración**



4.17.7 CMLIB A - conector de señales de bajo nivel

CMLIB A puede utilizarse para ramificar las salidas de señales analógicas de bajo nivel de una unidad CMC, y para conectar con las entradas de control de amplificadores como las unidades CMA 156 y CMS 156.

Aplicaciones:

- Conexión de las salidas de señales de bajo nivel de una unidad CMC a un relé con entradas de señales de bajo nivel (transformador no convencional, *Rogowski*).
- Conexión de todos los amplificadores externos (que no tengan un zócalo de conexión de OMICRON) a las salidas de señales de bajo nivel de la unidad CMC.

- Conexión de amplificadores de OMICRON a todas las fuentes de control (que no tengan un zócalo de conexión de OMICRON).
- Sencilla ramificación adicional de las señales entre el equipo de prueba CMC y los amplificadores de OMICRON.

Figura 17 **CMLIBA**



4.17.8 C-Probe 1 - Pinza de corriente

C-Probe 1 es una pinza de corriente activa CA y CC con salida de tensión.

Es el accesorio recomendado para medir corrientes con el CMC 256 (*EnerLyzer*).

2 rangos de medición: 10 A y 80 A

Rango de frecuencias: *dc to 10 kHz*

Figura 18 **Pinza de corriente**



4.17.9 CM ASB2 - Caja de conmutación automática

CM ASB2 permite probar más fácilmente relés con requisitos de corriente y potencia más altos.

Aplicaciones principales:

- Prueba del elemento I>> (por ejemplo con 50 A), de un relé de sobrecorriente por fase poniendo en paralelo las salidas del CMC 256.
- Conexión en serie hasta de 4 salidas de corriente del CMC 256, para lograr una tensión cuatro veces superior en el trayecto de corriente (por ejemplo para probar relés electromecánicos de distancia).
- Uso de un CMS 252 (1 x I, 1 x U) sin recablear para cambiar de fase.

Figura 19 **CM ASB2**



4.17.10 Cable de prueba del controlador de recierre, conector de 14 patillas

El cable de prueba del controlador de recierre conecta controladores de recierre tipo Cooper con las unidades de prueba CMC 256, 156 ó 56, lo que permite probar automáticamente los controladores de recierre en condiciones realistas del sistema.

El cable aporta corriente trifásica y disparo, cierre, estado 52a y 52b al extremo del controlador del cable a través del conector de prueba estándar de 14 patillas (también proporciona tensión trifásica como cables de prueba de desconexión). Longitud del cable: 15 pies

4.17.11 Cable combinado del generador

Conexión entre el conector combinado del generador del CMC 256/156, CMS 156 o CMA

156 y el equipo en prueba.

- 1. Conector combinado del generador de 8 polos en el extremo.
- 2. Conector de seguridad (4mm/0,16") negro en el extremo.
- 8 x 2.5 mm², 3 m.

Figura 20 **Cable de prueba del controlador del recierre**



Figura. 21 **Cable combinado del generador**



4.18 Protocolo de las pruebas realizadas a los equipos de protección

4.18.1 Protocolo de inyección del convertidor de potencia

SUBESTACIÓN: PLAYA GRANDE

POSICIÓN: TRANSFORMADOR 1 (301)

FECHA: 09/10/05

MARCA: SACI FRECUENCIA 60 Hz

Tipo: ATWVII R<: 4 Ohm

Un (V): 110 Clase: 0.5

In (A): 5 V aux: 110 V c.a.

Io (mA): +/- 2.5 No. Serie: 504930402

Qn (+/- var): 571

Tabla IV Protocolo de inyección del convertidor de potencia

POTENCIA ACTIVA			
INTENSIDAD (A)	TENSIÓN (V)	ÁNGULO (o)	SALIDA (mA=)
2	63.5	0	-0,83
4	63.5	0	-1,66
6	63.5	0	-2,5
2	63.5	180	0,83
4	63.5	180	1,66
6	63.5	180	2,5

<i>POTENCIA REACTIVA</i>			
INTENSIDAD (A)	TENSIÓN (V)	ÁNGULO (o)	SALIDA (mA=)
2	63.5	90	0,83
4	63.5	90	1,66
6	63.5	90	2,5
2	63.5	-90	-0,83
4	63.5	-90	-1,66
6	63.5	-90	-2,5

NOTAS:

La magnitud tomada como referencia a la hora de introducir los desfases es la tensión.

4.18.2 Protocolo de inyección de convertidor de tensión

SUBESTACIÓN: PLAYA GRANDE

POSICIÓN: TRANSFORMADOR I (301)

FECHA:

Marca: SACI

Frecuencia: 60 Hz

Tipo: ATU

R 4 kohm

Un (v): 0-110

Clase: 0.5

Uin (v): 132

V aux: Auto-alimentado

Io (mA): 0-5 mA

No. Serie: 374310508

Tabla V **Protocolo de inyección de convertidor de tensión**

CURVA DEL CONVERTIDOR	
ENTRADA (V)	SALIDA (mA) =
22.0	0.82
44.0	1.66
66.0	2.49
88.0	3.33
110.0	4.16
132.0	4.99

NOTAS:
Conectando en fase R y T

4.18.3 Protocolo de inyección de convertidor de intensidad

SUBESTACIÓN: PLAYA GRANDE

POSICIÓN: TRANSFORMADOR I (301)

FECHA:

Marca:	SACI	Frecuencia:	60 Hz
Tipo:	ATI	R	4 kohm
Un (v):	0-6A	Clase:	0.5
Uin (v):	132	V aux:	Auto-alimentado
Io (mA):	0-5 mA; 0-6 A	No. Serie:	504920204

Tabla VI **Protocolo de inyección de convertidor de intensidad**

CURVA DEL CONVERTIDOR	
ENTRADA (V)	SALIDA (mA) =
1 A	0.82
2 A	1.66
3 A	2.49
4 A	3.33
5 A	4.16
6 A	4.99

NOTAS:

Conectado en fase S

4.18.4 Características de transformadores de corriente lado de baja

POSICIÓN DE TRANSFORMADOR – LADO BAJA

SUBESTACIÓN: PLAYA GRANDE

POSICIÓN: TRANSFORMADOR I (301)

FECHA: 09/10/2005

Marca: SIEMENS

Tipo: AMC4343XD

Relación: 300-600/5-5 a

Tensión: 34,5 KV

Tabla VII **Característica del transformador de corriente**

Secundarios	1S1-1S2	2S1-2S2
Potencia (VA)	15	30
Clase	0.2s	5P20

Tabla VIII **Medida de relación del transformador de corriente**

FASE	Primario (A)	1S1-1S2	2S1-2S2
2 R	300	2.51	2.48
S	300	2.50	2.49
T	300	2.49	2.48

4.18.5 Características de transformadores de corriente lado de alta

POSICIÓN DE TRANSFORMADORES – LADO ALTA

3 SUBESTACIÓN: PLAYA GRANDE
 POSICIÓN: 603

FECHA:

Marca: ABB

Tipo: MLP

Relación: 200-400-800/5

Tensión: 145 KV

Tabla IX **Características técnicas del transformador de corriente**

	1S1-1S2	2S1-2S2	3S1-3S2	4S1-4S2	5S1-5S2
Secundarios	15	30	50	50	50
Potencia (VA)	0.2	0.5	5P20	5P20	5P20
Clase					

MEDIDA DE RELACIÓN

FASE	Primario (A)	1S1-1S2	2S1-2S2	3S1-3S2
4 R	200.00	5	4.98	4.97
S	200.00	4.99	4.99	4.96
T	200.00	4.98	4.98	4.97

NOTAS: El primer secundario cortocircuitado y puesto a tierra en la caja de T/i

4.19 Resultados de la puesta en servicio del 8IRD-M

Tabla X **Resultados generales de las comprobaciones de las distintas Unidades, parte 1**

DATOS DEL EQUIPO			
Fecha		Tensión nominal	110-125vcc
Numero de serie	26607	Intensidad nominal	5 A
Modelo	BIRD-M2N-2C2011FBA	Numero memoria EEPROM	4WU02180012
Relación TI de fase	40	Relación TI de neutro	40

RESULTADOS GENERALES DE LAS COMPROBACIONES DE LAS DISTINTAS UNIDADES			
	Aplica	Correcto	Incorrecto
Puesta a tierra del equipo	x	x	
Alimentación del equipo	x	x	
Estado de los contactos de anomalía	x	x	
Puentes de supervisión de la primera bobina de disparo	x	x	
Puentes de supervisión de la segunda bobina de disparo	x	x	
Carátula de led s de acuerdo de ajuste	x	x	
Unidades de medida dentro de los rangos de tolerancia	x	x	
UNIDAD TEMPORIZADA DE FASES			
Curva de actuación	x	x	
Disparos de potencia	x	x	
Señalización de led s	x	x	
Funcionamiento de las salidas programadas según ajuste	x	x	
Sellado del disparo	x	x	
Informe de faltas	x	x	
UNIDAD INSTANTÁNEA DE FASES			
Tiempos de disparo	x	x	
Disparos de potencia	x	x	
Señalización de led s	x	x	
Funcionamiento de las salidas programadas según ajuste	x	x	
Sellado del disparo	x	x	
Informe de faltas	x	x	
UNIDAD INSTANTÁNEA DE MUESTREO			
Tiempos de disparo	x	x	
Disparos de potencia	x	x	
Señalización de led´s	x	x	
Funcionamiento de las salidas programadas según ajuste	x	x	
Sellado del disparo	x	x	
Informe de faltas	x	x	

Tabla XI **Resultados generales de las comprobaciones de las distintas Unidades, parte 2**

	Aplica	Correcto	Incorrecto
UNIDAD DE SUPERVISIÓN DE LAS BOBINAS DE DISPARO			
Supervisión de la primera bobina de disparo en posición abierto	x	x	
Supervisión de la primera bobina de disparo en posición cerrado	x	x	
Supervisión de la segunda bobina de disparo en posición abierto	x	x	
Supervisión de la segunda bobina de disparo en posición cerrado	x	x	
Tiempo de supervisión con 52 abierto	x	x	
Tiempo de supervisión con 52 cerrado	x	x	
Funcionamiento de las salidas programadas según ajuste			
Señalización de led s			
UNIDAD DE FALLO DE INTERRUPTOR			
Tiempo de actuación	x	x	
Registro de sucesos	x	x	
Funcionamiento de las salidas programadas según ajustes	x	x	

	UNIDADES DE MEDIDA			
	Intensidad R	Intensidad S	Intensidad T	Intensidad N
Teórico	0.5 A	1 A	2.5 A	0.25 A
Medido	0.50 A	1.02 A	2.52 A	0.25 A

	UNIDAD TEMPORIZADA E INSTANTÁNEA DE FASES					
	Arranque	1.5 veces	2 veces	3 veces	5 veces	Instantáneo
Teórico	3.81 A	4.86 s	2.43 s	1.215 s	0.6075 s	NA
Fase R	3.82 A	4.658 s	2.364 s	1.182 s	0.598 s	
Fase S	3.82 A	4.682 s	2.367 s	1.168 s	0.581 s	
Fase T	3.82 A	4.657s	2.383 s	1.166 s	0.592 s	

UNIDAD TEMPORIZADA E INSTANTÁNEA DE FASES						
	Arranque	1.5 veces	2 veces	3 veces	5 veces	Instantáneo
Teórico	1.17 A	3.51 s	1.755 s	0.8775 s	0.4387 s	NA
Fase N	1.19 A	3.40 s	1.757 s	0.838 s	0.429 s	

UNIDAD DE FALLO DE INTERRUPTOR	
Tiempo	
Teórico	Medido
+ 0.5 s	--

Tabla XII **Ajustes de configuración**

No. Equipo		Paridad	Par (1)
Velocidad	9600	Bits de parada	1

Tabla XIII **Ajustes generales**

Equipo en servicio	SI	TI fase	1	TI neutro	1
Línea	PLAYA GRANDE T1		Posición	601	
Clave de acceso	NO	Paso a log-out		Clave para acceso	

Tabla XIV **Suceso de activados**

Intensidad con interruptor abierto		Activación salida temporizado fase C	
Fallo en la orden de cierre		Activación salida temporizado neutro	
Fallo de orden de apertura		Activación salida instantáneo fase A	
Orden de cierre del interruptor		Activación salida instantáneo fase b	
Orden de apertura del interruptor		Activación salida instantáneo fase c	
Activación entrada digital # 1		Activación salida instantáneo neutro	
Activación entrada digital # 2		Desactivación salida temporizada fase A	
Activación entrada digital # 3		Desactivación salida temporizada fase B	
Activación entrada digital # 4		Desactivación salida temporizada fase C	
Activación entrada digital # 5		Desactivación salida instantánea neutro	
Activación entrada digital # 6		Desactivación salida instantánea fase A	
Activación entrada digital # 7		Desactivación salida instantánea fase B	
Activación entrada digital # 8		Desactivación salida instantánea fase C	
Desactivación entrada digital # 1		Desactivación salida instantánea neutro	
Desactivación entrada digital # 2		Activación salida fallo de interruptor	
Desactivación entrada digital # 3		Activación salida fallo en circuito disparo	
Desactivación entrada digital # 4		Activación salida fallo en circuito de cierre	
Desactivación entrada digital # 5		Activación salida fallo en salida de potencia 1	
Desactivación entrada digital # 6		Activación salida alarma protección fuera de servicio	
Desactivación entrada digital # 7		Arranque de oscilo	
Desactivación entrada digital # 8		Desactivación salida alarma protección fuera de servicio	
Activación salida temporizado fase A		Inicialización por cambio de ajustes	
Activación salida temporizado fase B		Arranque en frío	

Tabla XV **Ajuste de oscilo**

Selección de canales							
Canal 1	SI	Canal 2	SI	T prearranque	2	Longitud	30
Canal 3	SI	Canal 4	SI	Tipo arranque	0		
				Tiempo fijo	NO	Borrador	SI
Mascaras de disparo							
IF	SI	IN	SI	<i>EX</i>	SI	<i>DN</i>	NO
TF	SI	TN	SI	AP	NO	FA	NO

Tabla XVI **Ajuste de protección**

SOBRE INTENSIDAD DE FASES				SOBRE INTENSIDAD DE NEUTRO				FALLO INTERRUPTOR	
Unidad temporizada				Unidad temporizada					
Permiso	SI	H. bloqueo	NO	Permiso	SI	H. bloqueo	NO	Permiso	NO
Arranque		3.81		Arranque		1.17		I fase	0.7
Curva		MUY INVERSA		Curva		MUY INVERSA		I neutro	0.7
Índice		0.18		Índice		0.13		Tiempo	0.5

Unidad instantánea				Unidad instantánea				FASE ABIERTA	
Permiso	NO	H. bloqueo	NO	Permiso	NO	H. bloqueo	NO	Permiso	NO
Arranque				Arranque		5		I RESIDUAL	
Tiempo				Tiempo		0.0		Permiso	NO

Tabla XVII **Ajustes de lógica**

Sellado del disparo	SI	Permiso de bloqueo	NO
tiempo. Fallo apertura	0.5	Tiempo. Fallo cierre	0.5
tiempo coordinación	0		
Macaras de disparo			
instantáneo de fases (IF)	SI	Instantáneo	SI
temporizado de fases (TF)	SI	temporizado de neutro (IN)	SI
fase abierta (FA)	NO	Desplazamiento del neutro (DN)	NO

Tabla XVIII **Supervisión del 52**

Sup. Circuito cierre	SI	sup. Circuito disparo	SI
Excesivo numero disparos	15		
alarma sumatoria KA2	99999.99	valor actual KA2	0

Tabla XIX **Ajustes de los históricos**

Ajustes de tiempo							
Ventana tiempo muestras	5 min.	Hora de inicio de históricos	0 h 0 min.				
Intervalo registro históricos	1 h 0 min.	Hora de fin de históricos	24 h 0 min.				
Mascara calendario día							
Lunes	SI	Martes	SI	Miércoles	SI	Jueves	SI
Viernes	SI	Sábado	SI	Domingo	SI		

Tabla XX Configuración de entrada

Entrada	etiquetas
1	
2	17 posición del interruptor
3	
4	
5	1 supervisión salida de potencia 1
6	3 supervisión bobina apertura con 52 abierto
7	4 supervisión bobina cierre con 52 cerrado
8	2 supervisión salida de potencia 3

Tabla XXI Configuraciones de salidas

No. Salida	Puerta OR		Puerta AND	
	Etiqueta	Negada	Etiqueta	Negada
1	salida de disparo por protección	NO		
	salida Or - Tiempo O. Os			
2	salida de disparo por protección	NO		
	salida Or - Tiempo O. Os			
3	fallo en el circuito de cierre	NO		
	salida Or - Tiempo O. Os			
4	salida 1 fase A	NO	Salida de disparo por protección	NO
	salida 1 fase B	NO		
	salida 1 fase C	NO		
		NO		
		NO		
		NO		
salida Or - Tiempo O. Os				
5	salida 1 neutro	NO	Salida de disparo por protección	NO
		NO		
	salida Or - Tiempo O. Os			
6	fallo de interruptor	NO		
	salida Or - Tiempo O. Os			
7	fallo en el circuito de disparo	NO		
	salida Or - Tiempo O. Os			

Tabla XXII Configuraciones de *led's*

No. Salida	Puerta OR		Puerta AND	
	Etiqueta	Negada	Etiqueta	Negada
1	Salida I fase A	NO	Salida de disparo por protección	NO
		NO		
		NO		
	salida AND y memorizado			
2	salida I fase B	NO	Salida de disparo por protección	NO
	salida AND y memorizado			
3	salida I fase C	NO	Salida de disparo por protección	NO
		NO		
		NO		
		NO		
4	salida AND y memorizado			
	Salida I neutro	NO	Salida de disparo por protección	NO
		NO		

5 FASE ANALÍTICA

5.1 Análisis de la subestación Playa Grande

5.1.1 Mejoramiento del servicio en general por la llegada de la subestación

La llegada de la subestación al municipio de Playa Grande trajo consigo varios beneficios. Si lo vemos desde el punto de vista económico tenemos la problemática del alto costo de la energía distribuida en ese entonces por la empresa municipal, la cual generaba la potencia eléctrica por medio de generadores diesel, por lo que el costo de la misma se incrementaba en un 300 %.

Desde el punto de vista del crecimiento en la red, era imposible, ya que la municipalidad tenía 4 máquinas diesel de 250 KVA y era imposible abastecer a las comunidades aledañas, porque si se pensaban en ampliaciones, no todos tenían la posibilidad de pagar el costo del servicio y la inversión.

Desde el punto de vista de la continuidad, no era la mejor opción, ya que por el costo del servicio y el mantenimiento de las máquinas, era necesario parar a las 22:00 hrs. a 5:00 AM. Diariamente.

Desde los puntos de vista de la confiabilidad y la flexibilidad, no representaba la mejor alternativa puesto que cualquier falla registrada en la red de distribución botaba completamente el sistema y por ende el servicio se suspendía.

Por lo tanto al momento de la puesta en servicio de la subestación, se dieron todas las mejoras al respecto y ahora si se puede pensar en ampliaciones, puesto que la capacidad de la subestación está muy por encima de la carga instalada hasta el momento, a un costo bajo comparado con lo anterior y con una regulación del voltaje aceptable.

5.2 Análisis de la carga en la subestación

En esta parte analizaremos las dos salidas que se tenían proyectadas como ampliaciones en la subestación Playa Grande.

5.2.1 Ampliaciones

- **Descripción Salida 1**

La salida 1 de la Subestación de Playa Grande Ixcán, El Quiché, comienza desde el punto intermedio entre la Finca Playa Grande y la Base Militar de Playa Grande con su punto de ubicación $X = 740932.9$ y $Y = 1765947.34$ y recorriendo la parte norte de la SSEE Playa Grande en el departamento de El Quiché.

La salida 1, cuenta con una longitud total de tendido eléctrico de 170.28 km, tomando en consideración un factor de longitud de 10%. Las comunidades a conectar incluyen dos clases, las comunidades proyectadas PER (enmarcadas con una casita azul) y las comunidades incluidas en el trayecto de las proyectadas (enmarcadas con una casita amarilla). Los datos relevantes de la salida son los siguientes.

Tabla XXIII **Datos relevantes de la salida 1**

Longitud total (Km)		Con FL = 10%
Long. 1 fase	104,700	115,170
Long. 1 fase	11,400	12,540
Long. 1 fase	38.700	42,570
TOTAL	154800	170,170

COMUNIDADES	CLIENTES	KVA
PER	4379	3310.0
INCLUIDAS	908	680.0
TOTAL	5287	3990.0

La salida 1 **es factible** desde el punto de vista técnico-económico, generando un costo por usuario de \$ 558.50; aún así sin incluir las comunidades NO PROYECTADAS POR EL PER, el costo aumentaría a \$ 584.60 para cada usuario. Estos son menores que el costo estimado para las obras PER \$650.00 por cada usuario.

El tipo de Conductor propuesto para salida son las siguientes:

Para el tendido de 3 fases	ACSR No. 3/0 AWG
Para el tendido de 2 fases	ACSR No. 1/0 AWG
Para el tendido monofásico	ACSR No. 1/0 AWG
Para el hilo neutro	ACSR No. 2 AWG

Debido a las condiciones determinadas de diseño, este esquema es mejorable. Esta predeterminado que la salida tendrá una tensión de salida de 34.5 KV, previa consideración de la municipalidad de Playa Grande Ixcán

Tabla XXIV **Descripción de las comunidades beneficiadas en servicio eléctrico**

MUNICIPIO DE PLAYA GRANDE				SSEE PLAYA GRANDE				
		X= 740932,94						
		Y= 1765947,4						
Comunidades		Long 1F	Long 2F	Long 3F	LONG TOTAL	USUARIOS	CAPACIDAD A INSTALAR	TIPO DE COMUNIDAD
PER	INCLUIDAS							
DERIVADA 1	Armenia	0,7		0,7	1,4	19	10	PER
TOTAL		0,7		0,7	1,4	19	10	
EN EL CAMINO 1	Base military	0,2		0,7	0,9	51	25	PER
TOTAL		0,2		0,7	0,9	51	25	PER

Continúa

DERIVADA 2	Nueva Jerusalem	5		0,5	5,5	96	50	PER
	Nueva Esperanza	2,5			2,5	88	45	INCLUIDA
	TOTAL	7,5		0,5	8	184	95	

DERIVADA 3	San Pablo	0,9	1,6	2,5	5	171	85	PER
	El Milagro	1,5	3		4,5	64	30	PER
	Trinitaria	1			1	90	45	PER
	San Isidro	1	1,6		2,6	53	25	PER
	San José La 20		4,5		4,5	219	110	PER
	Santa Ana	5			5	77	40	PER
	El Afán	2,2			2,2	117	60	PER
	Margaritas	4			4	67	35	PER
	TOTAL	15,6	10,7	2,5	28,8	858	430	

DERIVADA 4	Ixcán	0,2		2	2,2	499	250	INCLUIDA
TOTAL		0,2		2	2,2	499	250	

DERIVADA 5	San Francisco	0,8		0,6	1,4	19	10	PER
TOTAL		0,8		0,6	1,4	19	10	

DERIVADA 6	Lorena	0,6		1,7	2,3	87	45	PER
Recimo 6,1	Efrata	1		1,7	2,7	95	50	PER
	Virginia	1,4			1,4	44	20	INCLUIDA
	Monte alegre	3,2			3,2	80	40	PER
	Com. Primavera	1,2			1,2	59	30	INCLUIDA
	Derián	2			2	95	50	PER
Recimo 6,2	El Quetzal	4,8		1,1	5,9	74	35	PER
	San Alfonso	1,3			1,3	56	30	PER
	Tierra Linda	3,3			3,3	32	15	INCLUIDA
	Atlántida	1,2			1,2	87	45	PER
Recimo 6,3	El Edén	1,9		3,9	5,8	85	45	PER
	Cary	4,5			4,5	48	25	PER
	Santa Clara	3			3	78	40	INCLUIDA
Recimo 6,4	Santa Rosa	1,5			1,5	219	110	PER
	San Lucas	5,2			5,2	70	35	PER
TOTAL		36,1		8,4	44,5	1209	615	

DERIVADA 7	El Peñón	1,4		5,1	6,5	242	120	PER
TOTAL		1,4		5,1	6,5	242	120	

DERIVADA 8	Esija	1,5		2	3,5	64	30	PER
	Punto Chico	2			2	146	75	PER
	TOTAL		3,5		2	5,5	210	105

Continúa

DERIVADA 12	San Jacobo	0,2	1,5		1,7	67	35	PER
RACIMO 12,1	nueva Máquina	2,5			2,5	85	45	PER
RACIMO 12,2	Vista Hermosa	2,5			2,5	67	35	PER
	Esmeralda	2,7			2,7			PER
	Las Reformitas	1,7			1,7	38	20	PER
	TOTAL	9,6	1,5		11,1	257	135	

DERIVADA 13	Monterrey	0,2		4	4,2	48	25	PER
	Santa Cruz	0,2		1,7	1,9	95	50	PER
	Nuevo Paraíso	0,2	2,5		2,7	64	30	PER
RECIMO 13,1	El recuerdo	1,2	0		1,2	64	35	PER
RECIMO 13,2	Las Minas	3,3			3,3	42	20	PER
	El Prado	3,6			3,6	75	40	PER
	Tres Ríos	3,5			3,5	88	45	PER
	El Paso	4,3			4,3	38	20	PER
	Las Muñecas	4,5			4,5	51	25	INCLUIDA
	TOTAL	21	2,5	4,7	29,2	565	290	

- **Descripción salida 2**

La salida 2 de la Subestación de Playa Grande Ixcán, El Quiché, comienza desde el punto intermedio entre la Finca Playa Grande y la Base Militar de Playa Grande con su punto de ubicación X=740932.9 y Y=1765947.4 y recorriendo la parte sur de la SSEE Playa Grande en el departamento de El Quiché.

La salida 2, cuenta con una longitud total de tendido eléctrico de 119.46 Km., tomando en consideración un factor de longitud del 10%. Las comunidades a conectar incluyen dos clases, las comunidades proyectadas PER (enmarcados con una casita azul) y las comunidades incluidas en trayecto de las proyectadas (enmarcadas con una casita amarilla). Los datos relevantes de la salida son los siguientes.

Tabla XXV Datos relevantes de la salida 2.

Longitud Total (km)		Con FL=10%
Long. 1 fase	29,5	32,45
Long. 2 fases	118,4	20,24
Long. 3 fases	60,7	66,77
TOTAL	108,600	119,460

COMUNIDADES	CLIENTES	KVA
PER	2182	1655
INCLUIDAS	102	80
TOTAL	2284	1735

La salida 2 **no es factible** desde el punto de vista técnico-económico, generando un costo por usuario de más de \$650.00 por cada usuario.

Tabla XXVI Comunidades beneficiadas con la salida 2.

MUNICIPIO DE PLAYA GRANDE				SSEE PLAYA GRANDE				
		X= 740932,94						
		Y= 1765947,4						
Comunidades		Long 1F	Long 2F	Long 3F	LONG TOTAL	USUARIOS	CAPACIDAD A INSTALAR	TIPO DE COMUNIDAD
PER	INCLUIDAS							
EN EL CAMINO 1	Playa Grande	0,2		0,6	0,8	77	40	PER
	TOTAL	0,2	0	0,6	0,8	77	40	
EN EL CAMINO 2	Saholón	0,2		11,1	11,3	51	25	PER
	TOTAL	0,2		11,1	11,3	51	25	PER
DERIVADA 1	Salacuín	1		5	6	51	25	PER
	TOTAL	1		5	6	51	25	
DERIVADA 2	Rubelolom	2		3,8	5,8	93	45	PER
	TOTAL	2		3,8	5,8	93	45	
DERIVADA 3	El Playón	1		2,7	3,7	26	15	PER
	TOTAL	1		2,7	3,7	26	15	
EN EL CAMINO 3	Tzetun	0,2		3	3,2	112	55	PER
	TOTAL	0,2		3	3,2	112	55	

Continúa

DERIVADA 4	Fca San Isidro	0,5		2,5	3	53	25	INCLUIDA
	TOTAL	0,2		3	3,2	112	55	
EN EL CAMINO 4	El Remolino	0,2		3	3,2	7	10	INCLUIDA
	TOTAL	0,2		3	3,2	112	55	
EN EL CAMINO 5	Sacte I	0,2		3	3,2	76	40	PER
	TOTAL	0,2		3	3,2	112	55	
EN EL CAMINO 6	Sacte II	0,2		0,3	0,5	58	30	PER
	TOTAL	0,2		0,3	0,5	58	30	
EN EL CAMINO 7	Esquipulas	0,2		3	3,2	59	30	PER
	TOTAL	0,2		3	3,2	59	30	
EN EL CAMINO 8	San Juan Chac	0,4		4,2	4,6	119	60	PER
	TOTAL	0,4		4,2	4,6	119	60	
DERIVADA 5	San Marcos	0,2		6	6,2	238	120	PER
	San Antonio	6			6	168	85	
	Tzeja	0,2	3,5		3,7	80	40	PER
	Sta. Maria Dolor	0,2	3,5		3,7	113	55	PER
	Sta. Maria Tzeja	6,8			6,8	17	60	PER
	TOTAL	13,4	7	6	26,4	716	360	
EN EL CAMINO 9	San Marcos	0,2	0	6	6,2	53	25	PER
	TOTAL	1,4		5,1	6,5	242	120	
DERIVADA 6	El Nazareno	3	0	0	3	18	10	PER
	TOTAL	3	0	0	3	18	10	
DERIVADA 7	Sálala	1		3	4	29	15	PER
	TOTAL	1		3	4	29	15	
EN EL CAMINO 10	Rumor de los	0,3		3,5	3,8	206	100	PER
	TOTAL	0,3		3,5	3,8	206	100	
DERIVADA 8	San Pedro	0,2	4		4,2	57	30	PER
	Sta. María	0,2	3,4		3,6	34	15	PER
	Asunción	0,2	2,5		2,7	80	40	PER
	Copón	0,2	1,5		1,7	32	15	PER
	Tululá	1,5			1,5	80	40	PER
	San Antonio	1,5			1,5	155	75	PER
	TOTAL	3,8	11,4	1,3	15,2	438	215	
DERIVADA 9	San María	1,5			1,5	42	20	INCLUIDA
	TOTAL	1,5			1,5	42	20	

5.2.2 Estudio en comunidades

Listado de las comunidades no tomadas en cuenta en el estudio de factibilidad para el PER:

Para poder llegar a las comunidades de Valle de Candelaria I, **Valle de candelaria II y Valle de Candelaria III** hay que reconvertir de 1 a 3 fases una extensión de 3.0 Km, aparte de lo estipulado en el formato la línea de Barillas. Luego construir una línea monofásica con una longitud nueva de 10.63 Km. y con ello se aprovecharía abarcar la comunidad de San Carlos que No es obra del PER.

Las mismas comunidades están lejanas de la última comunidad basada en la línea propuesta de la SSEE de Playa Grande, a una longitud de 15.0 Km.

A continuación se enumeran las comunidades que por su larga trayectoria, no fueron tomados en cuenta y se encuentran basados en la construcción de las salidas de la SSEE de PLAYA GRANDE Ixcán.

Si tomamos en cuenta que la Salida 1 llega hasta la comunidad de San Lucas, la comunidad de Santo Tomás Ixcán se encuentra a una longitud de 10.0 Km. De Santo Tomás Ixcán, se abarcarían las comunidades de Esmeralda (30.0 Km.), Veracruz B (1.0 Km), Nueva Comunidad (9.5 Km), haciendo con ello una longitud total de extensión de 42.5 Km, para enlazarlos. Todas estas comunidades forman un total de Potencia a Instalar en función de los usuarios a conectar de 325 KVA.

Aquí también con la Salida 1, si en la parte norte donde la línea llega a la comunidad de Santa Clara que no es obra del PER, es tomada en cuenta para llegar a las comunidades de La_Unión (11km), Vergel I (3.0 Km.), Vergel II (0.5

Km.) y los Ángeles (6.0 Km), se necesita de una longitud de 20.0 Km. de construcción de línea para poder enlazarlos. Todas estas comunidades forman un total de Potencia a Instalar en función de los usuarios a conectar de 115 KVA.

Tomando en cuenta si la Salida 2 llega hasta la Comunidad de Santa María Chaylá que no es obra de PER es tomada en cuenta, para llegar a las comunidades de Río Azul (11.0 Km.), El Paraíso (3.5 Km.), El Banadero (5.0 Km.), Monterrico (3.0 Km.) y Granada (4.5 Km.), se necesita de una longitud de 27 Km. de construcción de línea enlazando la Comunidad de Nápoles. Todas estas comunidades forman un total de Potencia a instalar en función de los usuarios a conectar de 135 KVA.

5.3 Rol de la subestación Playa Grande

5.3.1 Revisión de diseño

Respecto al diseño de la subestación nos enfocaremos brevemente a sus debilidades, al comportamiento en conjunto del transformador de 69/34.5 KV y el transformador de 34.5/13.8 KV, el blindaje de la subestación, distancias dieléctricas y el cumplimiento con las normas que rigen las subestaciones.

5.3.1.1 Debilidades

Una de sus debilidades más marcadas, es el uso de los relés de distancia, en la posición de línea de 69 KV de marca "Micom", ya que presentan algunos problemas desde el punto de vista de su funcionalidad y por lo tanto es necesario tener algunos en reserva para mantener la operación de dicha posición.

Otra de las debilidades en el diseño de la subestación Playa Grande es el hecho de diseñarla para un voltaje de 34.5 KV, mientras que todo el diseño de las líneas de distribución esta destinada a un voltaje de 13.8 KV. Por lo tanto se

hicieron algunas modificaciones, que a la vez representaron costos en la misma, pero era necesario, tal es el hecho de adicionar un transformador de 34.5/ 13.8 en una de las salidas de la subestación, para conectarse a la red existente.

5.3.1.2 Protecciones internas del transformador

Estas son las que forman parte integrante del transformador y normalmente detectan faltas procedidas dentro de la cuba.

- **Termómetros (26-1):** miden la temperatura en la capa superior del aceite del transformador. El termómetro reflector de la temperatura del aceite tiene tres agujas de distintos colores: la aguja negra indica el valor de la temperatura del aceite, la azul llamada de “mínima” y la roja llamada de “máxima”, y pueden ser reguladas a voluntad para controlar los valores de temperatura.

Se utiliza un relé auxiliar, cuyos contactos son de mayor capacidad que los de las agujas, de tal forma que al cerrarse los contactos del termómetro energizan las bobinas del relé auxiliar, y son estos los que establecen los circuitos de alarma y segunda alarma.

- **Termostato (26-2):** Es un dispositivo térmico que detecta las variaciones de temperatura a que está sometido el bulbo, haciendo actuar a un sistema de contactos eléctricos adosados a él, cuando la temperatura detectada alcanza un valor previamente elegido. En este caso que es de ventilación forzada, funciona controlando los ventiladores y bombas.

- **Imagen térmica:** Es otro dispositivo de protección térmica que detecta la temperatura en la parte superior del aceite y la intensidad en los bobinados, esto permite medir indirectamente la temperatura de los devanados, siendo por tanto la mejor protección para el transformador.

Combinan la medida de la temperatura en los bobinados con la del aceite en la parte superior de la cuba, y pueden actuar sobre el control de marcha de

ventiladores y bombas de circulación de aceite. Así como permiten dar alarma (95° C), y disparo (110-115 ° C) de los interruptores cuando la temperatura del bobinado del transformador sobrepasa ciertos límites peligrosos.

- **Indicador de nivel de aceite:** Sirve para controlar el nivel de aceite en el transformador.

Se suele montar en uno de los laterales del depósito conservador, existiendo dos, que son el nivel magnético y el tubo de cristal.

En el indicador de nivel magnético pueden existir unos contactos para dar una alarma cuando el nivel de aceite alcance un nivel muy bajo.

- **Liberador de presión:** Previstos para liberar las presiones a la que se puede ver sometida la cuba de un transformador, debido a cortocircuitos o derivaciones internas, produciendo estas un gran calentamiento del aceite que originan en parte su evaporación.

- **Relé *Buchholz*:** Detecta el desprendimiento de gases producidos por los calentamientos locales, que descomponen el aceite o dan lugar a la combustión de los aislantes, motivados por una anomalía magnética o eléctrica en el interior del transformador.

El desprendimiento de gas es proporcional a la avería y por esta causa se establecen los dos niveles de alarmas y disparo, en función de la cantidad de gases y de la velocidad con que llegan a él.

Tienen así mismo unas mirillas que permiten examinar el gas y juzgar la naturaleza del defecto por el color y la cantidad del mismo.

Entre las causas que pueden provocar el funcionamiento del relé *Buchholz*, en un transformador se encuentran las siguientes:

- Rotura de una conexión
- Defectos de aislamiento a masa
- Cortocircuitos o sobrecargas bruscas

- Modificaciones químicas del aceite (descargas parciales)
- Juntas entre núcleo y culatas mal realizadas o aislamiento deteriorado de remaches de unión de chapas magnéticas.
- **Relé *Buchholz-Jansen*:** Los reguladores de tensión según el sistema *JANSEN*, tienen el aceite independiente del que baña el transformador. En caso mas general es que el depósito conservador esté separado en dos partes, una para la cuba del transformador y otra para la alimentación del regulador de tensión.

La conmutación del depósito de aceite del regulador de tensión, con el depósito conservador, se realiza mediante una tubería en la que se intercala un relé del tipo *Buchholz-Jansen*, que funciona por circulación de aceite.

Tiene por misión proteger al conmutador que tiene el regulador de tensión, y también al transformador en caso de un fallo en el dispositivo del regulador.

Para comprobar el buen funcionamiento del relé, dispone en su parte superior de dos pulsadores de comprobación (uno de prueba y otro de remate) que, al ser accionados, actúan sobre el sistema de palancas de la misma forma que lo hace la compuerta del relé.

En el caso que produzca un defecto en el regulador, se origina una circulación violenta de aceite y la compuerta caerá atrás cerrando el circuito de disparo.

5.3.1.2.1 Protecciones externas del transformador

Son aquellas que no forman parte del transformador, sino vienen instaladas a través de equipos auxiliares, como son transformadores de intensidad, etc.

- **Protección diferencial:** Detecta los cortocircuitos y las derivaciones a masa producidas dentro de la cuba del transformador, también, como el relé Buchholz, detecta los cortocircuitos entre espiras.

El fundamento de esta protección se basa en la actuación del relé, cuando el vector “diferencia”, entre las intensidades de entrada y salida del transformador excede de un valor predeterminado

Mientras la relación entre las intensidades de AT y MT, se mantenga en las proporciones indicadas, no circula corriente alguna por el relé diferencial. Pero si se produce una avería en el lado de A.T., por ejemplo una derivación entre dos arrollamientos, esto producirá un aumento de intensidad en las fases afectadas del lado de AT, (circulando la intensidad de carga mas la del defecto), pero en cambio, básicamente no variara la intensidad en MT, por lo que la relación entre intensidades no se mantendrá, lo cual hará actuar el relé diferencial.

Básicamente una protección diferencial consta de:

- 6 Transformadores de intensidad, colocados tres a cada lado del transformador que se desee proteger y uno en cada fase.
- 3 relés diferenciales instalados uno en cada fase; estos relés pueden ser electromecánicos o electrónicos

La zona protegida, es la que hay entre los dos grupos de transformadores de intensidad.

- **Protección de sobreintensidad:** Está considerada como una segunda protección, pero de utilización sistemática recomendada. Esta segunda protección llamada de “reserva”, entre las que está la de sobreintensidad, puede ser menos selectiva que la diferencial y normalmente, tiene cierto grado de temporización para coordinar con las demás protecciones.
- La protección de sobreintensidad en AT debe detectar fallas entre fases y tierra, y básicamente consta de tres transformadores de intensidad, de relación de transformación adecuada, instaladas en cada una de las fases de AT, y dos relés de sobreintensidad que contienen una unidad temporizada, conveniente regulada,

actúa en las sobrecargas; y de una unidad instantánea que protege al transformador de cortocircuitos.

Para la detección de fallas a tierra se dispone de un transformador de intensidad, instalado en el conductor que une el neutro de la estrella del transformador a tierra, y conectado a un relé de sobreintensidad similar a los anteriores.

La protección de sobreintensidad en MT consta casi de los mismos elementos, aunque como es lógico, tanto los transformadores de intensidad como los relés son característicos adecuados a la instalación.

La protección contra fallas entre fases y tierra se realiza mediante un transformador de intensidad, instalado en el conductor que une la reactancia a tierra, si existiera ésta y el correspondiente relé.

5.3.1.2.2 Actuación de protecciones

La misión de las protecciones, es tratar de que el transformador, en caso de producirse en él alguna avería, sufra el menor daño posible. Esto se consigue en la mayoría de los casos aislando el transformador de los circuitos de tensión. Para ello las protecciones dan la orden de apertura a los interruptores correspondientes. Hay también protecciones que solamente dan una alarma.

Generalmente la mayoría de las protecciones tanto las propias, como las externas no dan directamente la orden de disparo, sino que lo hacen a través de relés auxiliares de disparo.

El relé (86) es también denominado relé de bloqueo, tiene la particularidad de que el rearme o reposición es manual o eléctrica. En los casos de reposición manual se dispone en la placa frontal de un indicador que permite observar si el relé está disparado (color naranja) o rearmado (color negro). Cuando el disparo del relé ha sido motivado por una protección cuya causa permanece, no se permite el rearme. Con la instalación de este relé se trata de evitar que el transformador, estando disparado por alguna falta, sea alimentado sin analizar previamente las señalizaciones y alarmas que hayan provocado el disparo.

5.3.1.2.3 Alarmas

Los relés de protección de los transformadores, además de dar la orden de apertura de los interruptores, señalizan en el cuadro de control acústica y óptimamente su actuación.

Algunos de los relés, como por ejemplo el termómetro y el termostato, tienen una temperatura a la que se da alarma, sin llegar a dar disparo. Como ya se expuso, la tendencia es que las protecciones de temperaturas, indicación de nivel de aceite y de liberación de presión, no provoquen disparo sino que, únicamente señalicen alarma.

5.3.1.2.4 Comportamiento en conjunto de los trafos. de 69/34.5 KV y el de acople de 34.5/13.8 KV

Para podernos introducir al tema vamos a recordarnos de algunos conceptos. Empezaremos recordando que un sistema trifásico balanceado se resuelve como un circuito equivalente monofásico, éste es el diagrama simplificado de un sistema eléctrico que esta indicado por una sola línea y por símbolos estándar. Para aplicarlo de una mejor manera vamos a tomar en cuenta los elementos del sistema que se involucran en esta parte de análisis.

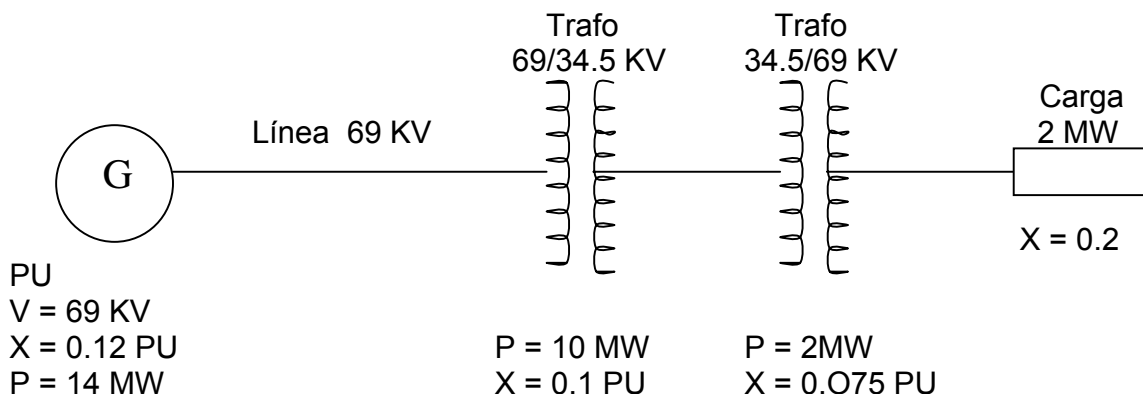
Los elementos que tomaremos en cuenta son:

1. Una fuente de energía, que es la que se toma del lado de Chisec, la cual alimenta la línea de transmisión, con un nivel de voltaje de 69 KV.
2. La línea de transmisión, que es la que transporta el flujo de potencia en un nivel de voltaje de 69 KV.
3. Un transformador de potencia, que reduce el nivel de voltaje en la subestación Playa Grande, de un nivel de voltaje de 69 KV a 34.5 KV.
4. Un transformador, que reduce el nivel de voltaje de 34.5 KV a 13.8 KV. La explicación de este transformador ya se trató en el inciso .

- Una carga que vamos a considerar en este momento de 2.5 MW, que es la que actualmente se tiene en la subestación Playa Grande.

El diagrama unifilar simplificado con los datos necesarios para considerarlos, se da en la siguiente gráfica.

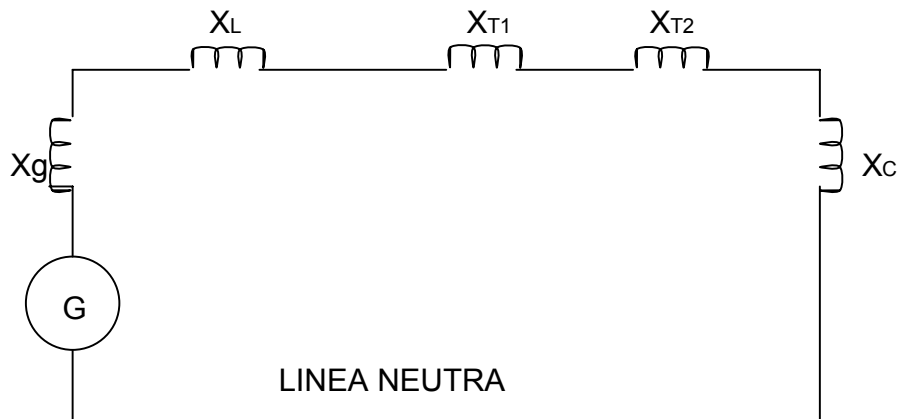
Figura 22 **Diagrama unifilar de la salida en Chisec, hasta la subestación Playa Grande**



Si se realiza un estudio de cargas, la carga en atraso se representa por una resistencia y una reactancia inductiva en serie. Es común omitir la resistencia en los cálculos de falla, ya que la reactancia inductiva es mucho más grande que su resistencia.

El diagrama de impedancias se reduce a un diagrama de reactancias, omitiendo todas las cargas estáticas, resistencias, la rama de admitancias de cada transformador y la capacitancia de la línea de transmisión.

Figura 23 **Diagrama de inductancias del trafo. y línea de Chisec - Playa Grande**



Todo esto nos conduce a que el comportamiento de los dos transformadores es de tal forma que se suman sus reactancias inductivas y por consiguiente podemos tener una inductancia equivalente no solo de los dos transformadores sino también del generador, de la línea y de la carga.

5.3.1.3 Blindaje de la subestación Playa Grande

En las subestaciones tipo exterior, como es el caso de la subestación Playa Grande y las áreas externas de equipo primario de las mismas, así como las líneas de transmisión, requiere de la protección contra los impactos directos de rayo y contra las ondas viajeras de sobretensión que llegan de otras partes del sistema, en donde ha habido descargas directas.

La protección contra los impactos directos del rayo se logra por medio de lo que se conoce como blindaje, de manera que los rayos impactan al blindaje que está conectado a la red de tierras de la instalación. Las líneas de transmisión tienen un blindaje a base de cables de guarda, y las subestaciones eléctricas tipo exterior, tienen un blindaje a base de cables de guarda, bayonetas y sistemas de protección activos.

Por el tipo de subestación modular, que da como resultado una subestación semi-compacta, el tipo de blindaje utilizado está dado por bayonetas únicamente, que entra en el grupo de dispositivos denominados pasivos y que es suficiente para este tipo de subestación.

5.3.1.3.1 Sistemas de protección en la subestación

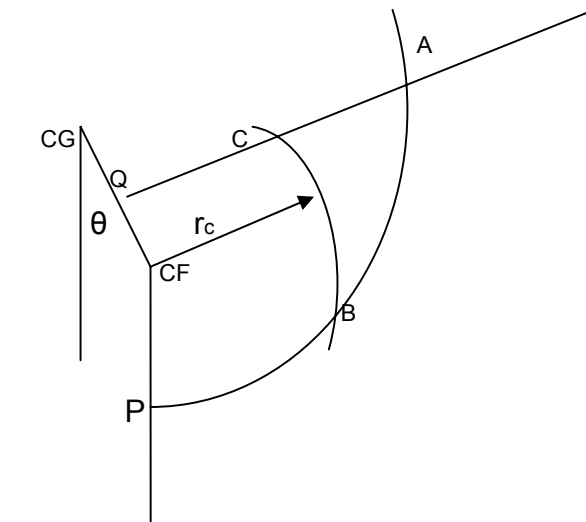
Para conseguir la protección de cualquier tipo de estructura o instalación, puede recurrirse a uno de los dos sistemas siguientes, o a una combinación de ambos:

- **Sistema externo**
que comprende los dispositivos captadores, derivadores o bajadas y tomas de tierra. Estarían comprendidos en este grupo todos los dispositivos denominados “pasivos”: varillas o puntas captadoras, conductores tendidos y mallas de conductores. Son denominados dispositivos pasivos porque no disponen de ningún tipo de ionización propia, limitándose a recoger las descargas atmosféricas con una trayectoria ya formada.
- **Sistema interno**
Comprende los dispositivos que reducen los efectos electromagnéticos de la corriente de la descarga atmosférica dentro del espacio a proteger. Entran dentro de este sistema todos los componentes denominados “activos” que son todos aquellos que disponen de una ionización propia o aprovechada del entorno eléctrico atmosférico, canalizando la trayectoria de la descarga hacia el punto deseado.

5.3.1.3.2 El modelo electrogeométrico

La teoría del modelo electrogeométrico establece que la probabilidad de flameo (y en consecuencia de falla) es mayor en una subestación o en líneas de alto voltaje mientras mayor sea el área ABC indicada en la figura siguiente:

Figura 24 Esquema básico de blindaje



En donde:

- QA representa la línea que une a todos los puntos que están a la misma distancia del cable de guarda o de blindaje en una subestación CG, y al conductor de fase CF.
- PA Es la línea que une a todos los puntos que están a igual distancia del conductor de fase CF, que del suelo.
- BC Constituye un arco de circunferencia de radio r_c con centro en CF.
- QA y PA, constituyen puntos de una parábola.

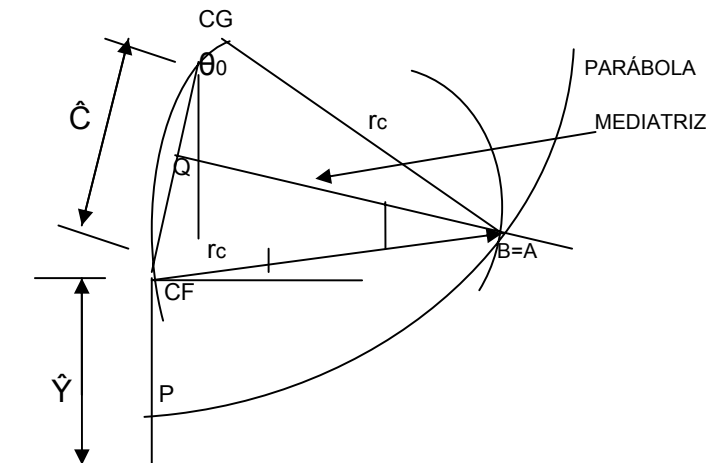
Cualquier punto que quede por encima de QA significa que el rayo cae en CG (cable de blindaje) en lugar de CF (cable de fase). Por otra parte si el punto de la descarga se inicia en un punto que se encuentre debajo de PA, el rayo cae en el suelo en lugar de CF.

De lo anterior se puede inferir que los puntos de inicio de descarga que pueden incidir en el conductor de fase CF son aquellos que quedan dentro de la zona ABC. Para que no ocurra esto se requiere de lo que se conoce de un blindaje total, que significa que el área ABC se debe reducir prácticamente en un punto.

Generalmente se puede decir que la condición para tener un blindaje total es que el área ABC se reduzca a un punto, lo cual se logra haciendo que la

mediatriz del segmento CG – CF, pase por el punto B, como se muestra en la figura siguiente.

Figura 25 **Blindaje total**



De la figura:

θ_0 : Ángulo del blindaje total.

\hat{C} : Distancia del conductor de fase (CF) al cable de guarda (CG).

\hat{Y} : Altura media del conductor de fase.

De la figura anterior se obtiene que el ángulo de blindaje es:

$$\theta_0 = \text{ANGSEN} \left(\frac{r_c - \hat{Y}}{r_c} \right) - \text{ANGSEN} \left(\frac{\hat{C}}{2 r_c} \right)$$

Se observa en esta ecuación que el ángulo de blindaje se puede obtener a partir de las relaciones \hat{Y} / r_c y \hat{C} / r_c , de tal manera que estos valores se calculan para algunos casos y se expresan gráficamente y así se pueden usar en distintas formas, ya sea para verificación de estructuras definidas o para diseño en un momento dado.

5.3.1.3.3 El método de los ángulos fijos

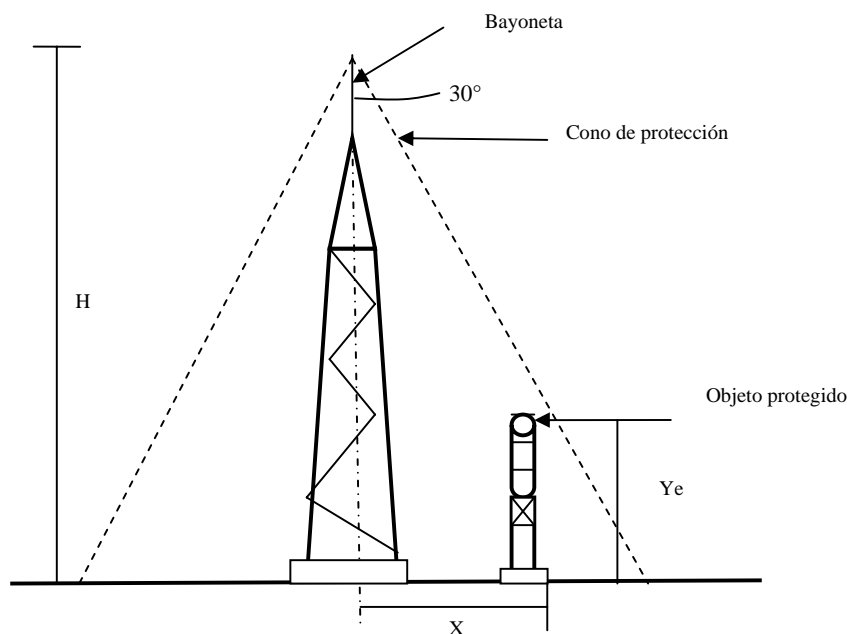
Este es el método utilizado para calcular el blindaje en la subestación Playa Grande.

Por este método se puede calcular el blindaje, con bayonetas o con cables (hilos) de guarda, y es una práctica estándar en la industria proporcionar una forma de protección contra descargas directas, ya sea por medio de bayonetas o por medio de cables de guarda; en cualquier caso, están eléctricamente conectadas a la malla o red de tierras de la subestación. Las bayonetas pueden estar en postes auto soportados, o bien, en las terminales (parte superior) de las estructuras de la subestación.

Los métodos más comunes de análisis del blindaje suponen que las bayonetas y los cables de guarda proyectan una zona de protección al equipo que se encuentran debajo de ellos, en la forma de un cono. Benjamín Franklin estableció que un ángulo para el cono debería ser de aproximadamente 60 grados. El valor de este ángulo ha ido decreciendo a través de los años, hasta llegar a un valor aceptado de 30 grados. Un ejemplo de una zona típica de protección usando el método del cono se muestra en la siguiente figura. Este método, denominado cono de protección, sugiere que para proporcionar una protección completa a un área externa, se debe colocar un mástil o bayoneta cerca del centro del área por proteger a una altura suficiente, como para proporcionar la protección deseada.

en ningún caso, de acuerdo a lo indicado antes, a 30° para una bayoneta aislada como se muestra en la siguiente figura.

Figura 27 Descripción de una zona de protección para cierto equipo



Para encontrar la distancia horizontal de protección con la punta de Franklin sobre un mástil se utiliza las siguientes ecuaciones:

$$Y = H - Y_e \text{Ecc. 2.11}$$

$$X = Y \text{ Tan } 30^\circ \text{Ecc. 2.12}$$

Donde:

Y = altura efectiva sobre el plano de protección

Ye = Altura del equipo a proteger

H = Altura del mástil más el tamaño de la punta de Franklin

X = Distancia horizontal de protección

Cuando la distancia entre estructuras y la altura de las mismas es tal, que las zonas de protección obtenidas por las bayonetas se cortan sobre el plano de los objetos por proteger, entonces los ángulos de protección permisibles pueden llegar a ser de 45°. Siempre se deberá hacer un cálculo de verificación, ya que este concepto no es probabilístico y sólo da una idea al margen de protección que proporciona.

De esta manera se obtuvo el cálculo del blindaje en la subestación Playa Grande, teniendo como resultado la colocación de bayonetas en el pórtico de la subestación que protege todo el parque de 69 KV, pero no así el transformador, por lo cual se optó por poner un poste metálico de 10 m de altura a una distancia de 4 m del transformador y encima del mismo se instaló una bayoneta mas con el cual le brinda la protección necesaria al transformador de potencia.

5.3.1.4 Distancias dieléctricas

Este punto se refiere al dimensionamiento de las distancias entre partes vivas que en este caso es intemperie.

La separación entre aparatos de una instalación y la disposición física de los mismos se efectúan de acuerdo con el diagrama unifilar, seleccionando la capacidad de la instalación y su tensión nominal. Estos factores no solo afectan el tamaño de los componentes, sino también las distancias a tierra y entre fases.

La determinación de estas dimensiones, se efectúan por medio del cálculo de las distancias eléctricas entre las partes vivas del equipo, y entre estas y las estructuras, muros, rejas y el suelo, de acuerdo con el siguiente orden:

1. Distancia entre fase y tierra
2. Distancia entre fases
3. Altura de los equipos sobre el nivel del suelo
4. Altura de las barras colectoras sobre el suelo
5. Altura de remate de las líneas de transmisión que llegan a la subestación

6. Distancias de seguridad.

- Determinación de distancias entre fase y tierra

En una subestación, para tener una coordinación de aislamiento adecuada, se deben fijar las distancias a través del aire, entre partes vivas de fases diferentes y entre partes vivas de fase a tierra.

Para ello vamos a definir ciertos conceptos que utilizaremos, para comprender el problema.

Tensión crítica de flameo (TCF). Se designa como tensión crítica de flameo a la tensión obtenida en forma experimental, que presenta una probabilidad de flameo del 50 %.

La relación entre la TCF y el NBI para una probabilidad de falla del 10 %, está dada en forma experimental por:

$$(TCF)_{normal} = NBI / 0.961$$

Para diseño se utiliza la $(TCF)_{normal}$ corregida por altitud y por humedad o sea:

$$(TCF)_{diseño} = (TCF)_{normal} \times K_h / \delta$$

Donde :

$(TCF)_{normal}$ = valor de la tensión crítica de flameo en condiciones normales de temperatura, presión y humedad.

δ = Factor de densidad del aire de acuerdo con la altitud y temperatura.

K_h = Factor de humedad atmosférica.

En la siguiente tabla, se muestra de acuerdo con las normas CEI, los valores de las distancias mínimas de no flameo para las tensiones máximas normalizadas.

Tabla XXVII

Valores de distancias mínimas de no flameo

Tensión máxima entre fases del sistema KV	Nivel de aislamiento al impulso KV	Distancia mínima a tierra, a menos de 100 m cm	Distancia mínima a tierra, a 2300 m cm
3.6	45	6	7.0
7.2	60	9	10.5
12	75	12	14.0
17.5	95	16	18.6
24	125	22	25.6
36	170	32	37.2
52	250	48	55.8
72.5	325	63	73.3
100	380	75	87.2
100 – 123	450	92	107.0
123 – 145	550	115	133.7
145 – 170	650	138	160.5
170	750	162	188.4
245	825	180	209.3

Como podemos darnos cuenta en el plano mostrado al final, la distancia de fase a tierra la obtenemos por la longitud del aislador que sostienen las barras colectoras. Dentro de las dimensiones de dichos aisladores, la parte que mas nos interesa es el largo del mismo que es de 87 cm. Si vemos en la tabla anterior nos podemos dar cuenta que la distancia a tierra mínima a 100 m sobre el nivel del mar es de 63 cm y para 2300 m sobre el nivel del mar es de 73.3 cm, con lo que concluimos que no existen problemas en estas distancias.

- **Distancia dieléctrica entre fases**

La distancia mínima entre fases puede determinarse teniendo en cuenta que la tensión máxima que puede aparecer entre fases, es igual al nivel de aislamiento al impulso (NBI), mas el valor de cresta de la onda de tensión a tierra, de frecuencia fundamental, correspondientes a las condiciones fundamentales de operación. Esto conduce a elegir una distancia mínima entre fase, 15 % mayor que la distancia mínima a tierra, según la recomendación de la CEI, en su publicación 71- A sección 6.4.

Tomando en cuenta lo anterior nos damos cuenta que la distancia mínima de fase a tierra obtenida en la tabla anterior a un nivel de voltaje de 72.5 KV, es de 73 cm que corresponde a una latitud de 2300 metros sobre el nivel del mar.

Si a esto le agregamos el 15 % de su longitud obtenemos:

Dentre líneas = D fase a tierra X 1.15

Dentre líneas = 73 cm X 1.15 = 84.3 cm

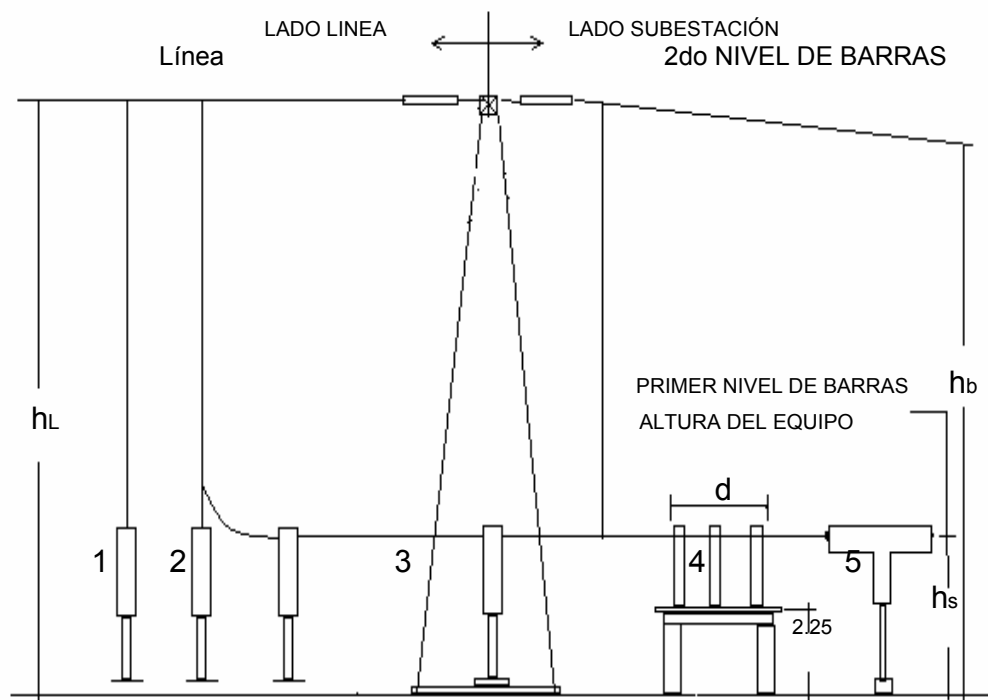
Comparado las distancias de diseño entre fases en las subestación que es de 125 cm según planos, con la distancia mínima entre fases obtenida anteriormente por recomendación de la CEI, nos damos cuenta que se cumplen y aún se está por arriba de las distancias mínimas.

Hay que tomar en cuenta que Playa Grande tiene una altitud promedio de 1000 metros sobre el nivel del mar.

- **Altura de los equipos sobre el nivel del suelo**

Esta altura se considera también como el primer nivel de barras h_s . En cambio, la altura del segundo nivel de barras se indica con h_b de acuerdo con la figura siguiente:

Figura 28 **Altura de los equipos sobre el nivel del mar**



La altura mínima h_s de las partes vivas sobre el nivel del suelo, en ningún caso debe ser inferior a 3 metros, si no se encuentran aisladas por barreras de protección como es el caso que estamos tomando.

La altura mínima de la base de los aisladores que soportan parte vivas, no debe ser menor de 2.5 metros, que es la altura de una persona de altura promedio, con el brazo levantado.

La siguiente expresión es la que sirve para calcular la altura mínima de sus partes vivas, para un máximo de 1000 m.s.n.m.

$$H_s = 2.30 + 0.0105 KV$$

Donde KV es la tensión máxima de diseño:

Para nuestro caso particular, el cálculo es de la siguiente manera:

$$H_s = 2.30 + 0.0105 (72)$$

$$H_s = 3.056 \text{ metros}$$

Si esto lo comparamos con la altura real de diseño de los equipos sobre el nivel del suelo, que es 3.52 m, vemos que está sobre este valor mínimo.

- **Altura de las barras colectoras sobre el suelo (2do nivel)**

La altura de las barras sobre el nivel del suelo debe considerar la posibilidad de que al pasar el personal por debajo de las barras, ésta reciba la sensación del campo eléctrico.

La expresión que proporciona la altura de las barras colectoras h_b , considerando la sensación del campo eléctrico, es la siguiente.

$H_b = 5.0 + 0.0125 kV$ En donde: **KV =** Tensión máxima de diseño

$h_b =$ Altura de las barras sobre el Suelo.

En el caso específico de la subestación Playa Grande tenemos un nivel de tensión máxima de diseño de 72 KV, por lo que la altura de las barras no tiene que ser menor a 5.9 metros.

En base a esto podemos decir que la altura de las barras es mayor a la mínima permitida, puesto que es de 6.38 m, según el plano del parque de 69 mostrado al final.

- **Altura de remate de las líneas de transmisión en la subestación**

Los conductores de las líneas de transmisión que llegan o salen de una subestación, no debe ser menor a 6 metros para un voltaje máximo de diseño de 69 KV.

Si lo comparamos con las medidas reales de la subestación concluimos que estamos dentro de lo normal, ya que la distancia es de 9 m. Según el plano del parque de 69 KV mostrado al final.

5.3.1.5 Cumplimiento con las normas NTDOID, CNEE

En base a lo que pudimos observar de los ejemplos de distancias dieléctricas mínimas en el inciso anterior, podemos decir que tanto en esto como en todo el diseño, se ha tenido el cuidado de estar dentro de los parámetros de las normas.

Tomaremos en cuenta específicamente las NORMAS TÉCNICAS DE DISEÑO Y OPERACIÓN DE LAS INSTALACIONES DE DISTRIBUCIÓN - NTDOID, las cuales tienen como objeto establecer las disposiciones, criterios y requerimientos mínimos para asegurarse que las mejoras y expansiones de las instalaciones de distribución de energía eléctrica, se diseñen y operen, garantizando la seguridad de la personas, bienes y la calidad del servicio.

Consideraremos algunos aspectos de mayor relevancia de las normas para establecer parámetros en cuanto al cumplimiento de las mismas, las cuales estarán aplicadas directamente al proyecto, como se muestra a continuación:

5.3.1.9.1 Generalidades

- Seguridad publica: se deberá instalar rótulos de advertencia de peligro o riesgo a las seguridad del público por la presencia de la subestación y las actividades asociadas.
- Impacto ambiental: Se procedió de acuerdo a la ley general de electricidad y sus reglamentos y a normas que se han establecido para este fin y de esta manera se escogió la opción que represente el mínimo impacto al medio ambiente.
- Ubicación: El diseño elegido tiene considerado el adecuado acceso a las líneas aéreas y se ubicó en un terreno que no está sujeto a inundación.
- Ampliaciones: Se consideró un margen muy alto para poderse ampliar en el futuro. Tomando en cuenta que la carga inicial no es ni el 20 % de la capacidad de la subestación.
- Medio de protección y desconexión: Esta subestación cuenta con protección de distancia, protección de sobre corriente y protección diferencial, además con restauradores en las salidas de 34.5 para tener una mayor confiabilidad en el sistema.
- Capacidad interruptiva y coordinación de aislamiento: el interruptor instalado está sobre dimensionado por el momento puesto que la carga que está manejando no es ni el 20 % de la considerada.

Cada salida en nivel de distribución cuenta con su correspondiente sistema de protección para reducir en lo mas mínimo el daño ocasionado en el caso de existir una falla

5.3.1.9.2 Seguridad en subestaciones

- Toda la subestación está delimitada por medio de una malla para evitar el acceso a personas y ponerlas en peligro.
- En todas las caras de la subestación se tienen instalados rótulos de advertencia con símbolos y textos de peligro.

- Las distancias mínimas de seguridad se trataron en el inciso 5.3.1.4 (distancias dieléctricas). Por lo que no existe ningún problema en esto.
- Iluminación: todo el parque de 69 KV está adecuadamente iluminado como también la caseta de mando por lo que no existe zona que quede al margen de la iluminación.
- Protección contra incendios: La subestación cuenta con dispositivos extinguidotes de incendio apropiados, dentro de la caseta de mando.
- También se cuenta con una alarma detector de incendios dentro de la caseta.
- En la base del transformador se cuenta con una fosa con agua para que al derramarse aceite no salga al ambiente sino se quede dentro de la misma y así se evite derramar en el suelo.

5.3.1.9.3 Sistema de puesta a tierra en subestaciones

- La subestación cuenta con un circuito de muy baja resistividad para las circulación de las corrientes a tierra ya sea por fallas o por operación de un pararrayos.
- La baja resistividad a tierra protege la vida del personal en los momentos de existir una falla, evitando diferencias de potencial en distintos puntos de la subestación que puedan ser peligrosos para el personal.
- Facilita la operación de los dispositivos de protección adecuados, para la eliminación de las fallas a tierra.
- Todas las partes metálicas que no conducen corriente del equipo eléctrico, se encuentran conectadas a tierra permanentemente, incluyendo las estructuras de acero.

5.3.1.10 Análisis de la red de tierras de la subestación Playa Grande

Con la finalidad de comprobar el estado de los Sistemas de Tierra física de la instalación, se realizaron las siguientes mediciones:

5.3.1.10.1 Medida de Tensiones Up, Uc y Ud

El objeto de estas medidas es determinar el estado de las instalaciones en relación con la seguridad del personal que en algún momento dado está próximo a las mismas.

- **Tensión de Paso (Up)**

Corresponde a la diferencia de potencial entre dos puntos ubicados sobre la superficie del suelo, separados una distancia de 1 metro (aproximadamente la longitud de un paso) y que pueden ser puenteados por un ser humano entre los dos pies.

- **Tensión de Contacto (Uc)**

Es la diferencia de potencial entre un punto sobre la superficie del terreno y el de un conductor unido a la malla de tierras y que pueden ser puenteados por una persona entre la mano y el pie (considerando una separación de 1 metro).

- **Diferencia de Potencial (Ud)**

Es la diferencia de potencial entre dos puntos que se encuentran unidos a la malla de tierras y que pueden ser puenteados por una persona entre ambas manos (considerando una separación de 1 metro).

5 5.3.1.10.1.1 Criterios de aceptación

Los valores de tensión obtenidos en la prueba sobre una malla de tierra que difunde corriente de falla, no deben superar los valores tolerables por el cuerpo humano. Estos valores están establecidos en las **Normas IEEE Standard 80**. Estos valores no sobrepasan los valores máximos admisibles tanto de Paso como de Contacto. Esto significa que el equipo se encuentra debidamente aterrizado,

encontrándose al mismo equipotencial que la red de tierra. Estos valores son **aceptables**.

6 5.3.1.10.2 Medida de Continuidad de la red de tierra

El objeto de esta medición es determinar si todas las tierras de la instalación inspeccionada están conectadas entre sí, con el conductor de sección apropiada. Las medidas de resistencia se toman con un micro-ohmímetro, obteniendo los valores de continuidad en distintos puntos de la instalación eléctrica y con los cuales se puede calcular la sección estimada del cable de tierra.

7

5.3.1.10.2.1 Criterios de aceptación

Se compara el valor de la sección estimada del cable de tierra con el valor teórico que debiera tener la sección del mismo. Si el valor estimado es menor que el teórico, se muestra el valor de sección estimado.

El valor mínimo recomendado para la sección de conductor es de **35 mm²**. los valores obtenidos en las mediciones, muestra que la sección del cable es mayor que el mínimo recomendado. Estos valores son **aceptables**.

Para determinar los valores de sección estimada y sección teórica se ha considerado que el material de la Red de Tierra es Cobre duro (Resistividad = 0.018 Ohm mm²/m, Conductividad = 97%, Kf = 7.06) así como los valores de Intensidad de corriente de PAT y tiempo de disparo de las protecciones por falla a tierra, para cada Campo dentro de la Subestación.

5.3.1.10.3 Medida de Resistencia de la Red de Tierra

Esta medida se realiza normalmente para facilitar el conocimiento del estado general de la red de tierras de la instalación.

Para la determinación del valor de la Resistencia de Tierra se ha utilizado el Método de la Caída de tensión. Al graficar los valores de Resistencia medidos a diferentes distancias desde el Punto de referencia, se obtiene una curva

característica en la que se presenta un área central plana, cuyo valor se interpreta como la Resistencia de la red de tierra.

5.3.1.10.3.1 Criterios de aceptación

El Artículo 33.4 de las Normas Técnicas de Diseño y Operación de las Instalaciones de Distribución **NTDROID** emitidas por la **CNEE** y basadas en **IEEE 80**, establecen los valores máximos permitidos para el valor de la Resistencia de la Red de tierra según la capacidad de la Subestación en (MVA):

Tabla XXVII **Resistencia de aceptación según potencia**

Capacidad de la Subestación RESISTENCIA DE LA RED DE TIERRA	
(MVA)	(Ohmios)
< 1	3
1 – 10	2
10 – 50	1
50 – 100	0.5
> 100	0.2

El valor obtenido en campo, no sobrepasa los límites establecidos por la **NTDROID**, dando como resultado en campo de **0.872 Ohmios** de resistencia de Puesta a Tierra, estos valores **son aceptables**.

5.3.1.10.4 MEDIOS TÉCNICOS

- Multímetro digital.
- Pinza amperimétrica.
- Micro-ohmímetro.
- Equipo de medida de tensiones de paso, contacto y diferencias de potencial, dotado de sistema de inyección de corriente y voltaje, de 60 KVA.
- Material auxiliar (herramientas, picas, cableado, casco y botas de seguridad, etc.).

- Equipo de medida de resistencia de puesta a tierra.
- Software especializado para el análisis de Redes de Tierras.

CONCLUSIONES

1. Al tener un procedimiento para la puesta en tensión y posterior puesta en carga de línea y transformador de potencia, nos evitamos redundar en trabajo y nos da garantía en el mismo.
2. Al tomar como modelo la línea de transporte y el transformador de potencia en la puesta en tensión y puesta en carga, es para no redundar en procedimientos ya que todas los procedimientos para las demás posiciones de la subestación son similares.
3. La puesta en servicio de la subestación Playa Grande, dio como resultado beneficios a los pobladores de la región, y también a las comunidades aledañas, trayendo consigo la esperanza de la industrialización del país.
4. En cuanto al diseño de la subestación, se cometieron algunos errores al no tomar en cuenta algunos factores, como el nivel de voltaje de distribución manejado en el pueblo y otros más, pero que se solucionaron en la medida de la urgencia de la incorporación de la subestación al sistema de potencia.
5. La puesta en servicio de la subestación no dio problemas mayores, por lo tanto, se realizó en la fecha que se fijó para la misma con personeros de la ETCEE.

RECOMENDACIONES

1. Se recomienda hacer uso del procedimiento de puesta en servicio de las posiciones en las próximas subestaciones, para no olvidar ninguna prueba a los equipos, y con esto garantizar el éxito en la puesta en servicio de las mismas.
2. La subestación tipo rural, es una de las subestaciones en donde el mantenimiento es mínimo, pero por cuestiones de diseño es necesario tener algunos equipos y accesorios en reserva tales como, un Relé Micom, resistencias limitadoras de corriente en la parte móvil del seccionador, puesto que éstas se queman al hacer varias operaciones consecutivas en el mismo.
3. Se recomienda tener en cuenta que en los puntos calientes de los interruptores de potencia se aplica lubricante anti-flama, que es necesario tener en observación para establecer el tiempo de mantenimiento del mismo, para evitar desajustes en el mecanismo del interruptor.
4. Se recomienda dar mantenimiento a la subestación a cada seis meses, para tener una mayor confiabilidad en la misma, aún cuando sea mínimo el mantenimiento.

BIBLIOGRAFÍA

1. Enríquez Harper, Gilberto. “Fundamentos de instalaciones eléctricas de media y alta tensión”. Editorial Limusa. México
2. Enríquez Harper, Gilberto. Elementos de centrales eléctrica II. Editorial Limusa. México.
3. G. Fink, Donald / H Wayne, Beaty. “Manual de ingeniería eléctrica”. Tomo II . Mc GRAW-HILL Interamericana de México, S,A de CV.
4. Raúl Martín, José. “Diseño de Subestaciones Eléctricas” Editorial Limusa. México.
5. Instituto de investigación Tecnológica – UNIÓN FENOSA. Subestaciones Eléctricas, Madrid, 1996.
6. Manuales de seguridad laboral UNIÓN FENOSA.
7. Comisión Nacional de Energía Eléctrica. (CNEE). “Normas Técnicas de Diseño y Operación de las Instalaciones de Distribución”, (NTDROID).

ANEXO

