



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

**OPTIMIZACIÓN DE LA GENERACIÓN DE LA PLANTA
HIDROELÉCTRICA CHIXOY**

Edin Orlando Tujab Medina
Asesorado por el Ing. Italo Villalobos Zea

Guatemala, junio de 2010

UNIVERSIDAD DE SAN CARLOS DE GUATEMALA



FACULTAD DE INGENIERÍA

**OPTIMIZACIÓN DE LA GENERACIÓN DE LA
PLANTA HIDROELÉCTRICA CHIXOY**

TRABAJO DE GRADUACIÓN
PRESENTADO A LA JUNTA DIRECTIVA DE LA
FACULTAD DE INGENIERÍA
POR:

EDIN ORLANDO TUJAB MEDINA
ASESORADO POR EL ING. ITALO VILLALOBOS ZEA

AL CONFERÍRSELE EL TÍTULO DE
INGENIERO ELÉCTRICO

GUATEMALA, JUNIO DE 2010

**UNIVERSIDAD DE SAN CARLOS DE GUATEMALA
FACULTAD DE INGENIERÍA**



NÓMINA DE JUNTA DIRECTIVA

DECANO	Ing. Murphy Olympo Paíz 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. Luis Pedro Ortiz De León
VOCAL V	Agr. José Alfredo Ortiz Herincx
SECRETARIA	Inga. Marcia Ivonne Véliz Vargas

TRIBUNAL QUE PRACTICÓ EL EXAMEN GENERAL PRIVADO

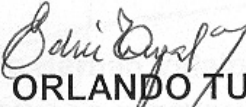
DECANO	Ing. Roberto Mayorga Rouge
EXAMINADOR	Ing. Otto Armando Girón Estrada
EXAMINADOR	Ing. Angel Jesús García Martínez
EXAMINADOR	Ing. Guillermo Egberto Aguilar Vela
SECRETARIO	Ing. Efraín Estuardo Boburg Castellanos

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:

**OPTIMIZACIÓN DE LA GENERACIÓN DE LA PLANTA
HIDROELÉCTRICA CHIXOY,**

tema que me fuera asignado por la Dirección de la Escuela de Ingeniería Mecánica Eléctrica, en mayo del 2006.



EDIN ORLANDO TUJAB MEDINA

Guatemala 09 de Octubre del 2009

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

Me dirijo a usted para informarle que después de haber realizado la revisión del informe final para el trabajo de graduación titulado "Optimización de la Generación de la Planta Hidroeléctrica Chixoy", desarrollado por el alumno Edin Orlando Tujab Medina, carne 1979-12572, trabajo para el cual actué como asesor; considero que el mismo llena los requisitos para su aprobación.

Sin otro particular, atentamente.



Ing. Italo Hernán Villalobos Zea
INGENIERO ELECTRICISTA
Colegiado No.2874

Italo H. Villalobos Zea
INGENIERO ELECTRICISTA
COLEGIADO 2874

UNIVERSIDAD DE SAN CARLOS
DE GUATEMALA



FACULTAD DE INGENIERIA

Ref. EIME 47. 2009
Guatemala, 09 de NOVIEMBRE 2009.

Señor Director
Ing. Mario Renato Escobedo Martinez
Escuela de Ingeniería Mecánica Eléctrica
Facultad de Ingeniería, USAC.

Señor Director:

Me permito dar aprobación al trabajo de Graduación titulado:
OPTIMIZACIÓN DE LA GENERACIÓN DE LA PLANTA
HIDROELÉCTRICA CHIXOY, del estudiante Edin Orlando
Tujab Medina, que cumple con los requisitos establecidos para tal
fin.

Sin otro particular, aprovecho la oportunidad para saludarle.

Atentamente,

ID Y ENSEÑAD A TODOS

Ing. José Guillermo Bedoya Barrios
Coordinador del Área de Práctica



JGBB/sro

UNIVERSIDAD DE SAN CARLOS
DE GUATEMALA



FACULTAD DE INGENIERIA

REF. EIME 74. 2009.

El Director de la Escuela de Ingeniería Mecánica Eléctrica, después de conocer el dictamen del Asesor, con el Visto Bueno del Coordinador de Área, al trabajo de Graduación del estudiante; Edin Orlando Tujab Medina titulado: OPTIMIZACIÓN DE LA GENERACIÓN DE LA PLANTA HIDROELÉCTRICA CHIXOY, procede a la autorización del mismo.


Ing. Mario Renato Escobedo Martínez



GUATEMALA, 12 DE NOVIEMBRE 2,009.

Universidad de San Carlos
de Guatemala



Facultad de Ingeniería
Decanato

Ref. DTG.198.2010

El Decano de la Facultad de Ingeniería de la Universidad de San Carlos de Guatemala, luego de conocer la aprobación por parte del Director de la Escuela de Ingeniería Mecánica Eléctrica, al trabajo de graduación titulado: **OPTIMIZACIÓN DE LA GENERACIÓN DE LA PLANTA HIDROELÉCTRICA CHIXOY**, presentado por el estudiante universitario **Edin Orlando Tujab Medina**, autoriza la impresión del mismo.

IMPRÍMASE

Ing. Murphy Olympo Paiz Recinos
Decano



Guatemala, junio 2010

/cc

ACTO QUE DEDICO A:

- DIOS:** Por su majestuosa sabiduría que deposito en mí.
- MIS PADRES:** Por haber plasmado en mí, parte de sus enseñanzas.
- MI ESPOSA:** Miriam, porque siempre y en todo momento fue un pilar incondicional para el logro de este gran éxito, con su amor y oraciones.
- MIS HIJOS:** Vanessa, José Roberto, Manuel Alejandro y Edin Orlando, porque cada uno de ellos forma parte de mis éxitos
- MIS NIETOS:** Diego Miguel e Ian Roberto, por completar mi felicidad.

ÍNDICE GENERAL

INDICE DE ILUSTRACIONES	III
LISTA DE ABREVIATURAS	V
GLOSARIO	VII
RESUMEN	XVII
OBJETIVOS	XIX
INTRODUCCIÓN	XXI
1. DESCRIPCIÓN DE LA PLANTA	
1.1. Evolución de la planta desde su creación hasta su situación actual	1
1.2. Descripción de las instalaciones de la planta Chixoy	8
1.3. Descripción del equipo de la casa de maquinas.	11
2. SITUACIÓN ACTUAL DE GENERACION DE LA PLANTA CHIXOY	
2.1. Operación de las unidades	25
2.2. Problemas de regulación de potencia	34
2.3. Teoría del transformador	38
2.4. Servicios auxiliares de la planta	47
2.5. Justificación del estudio	55
3. SOLUCIÓN AL PROBLEMA DEL DESPACHO DE POTENCIA	
3.1. Propuesta de energización de los servicios auxiliares por la línea de transmisión 230 Kv	57
3.2. Estudio del corto circuito	60
3.3. Información técnica del equipo de alta tensión	78
3.4. Pruebas al aceite dieléctrico del transformador de reserva	95
3.5. Modificación de la energización de los servicios auxiliares de la planta Chixoy	111

CONCLUSIONES	125
RECOMENDACIONES	127
BIBLIOGRAFÍA	129
ANEXOS	131

ÍNDICE DE ILUSTRACIONES

FIGURAS

1. Diagrama vectorial de un cortocircuito en un generador funcionando en vacío.	65
2. Onda simétrica de corriente de cortocircuito cuando el valor inicial de E es máximo.	67
3. Onda asimétrica de corriente de cortocircuito cuando el valor inicial de E es igual a cero.	68
4. Onda de sobretensión tipo rayo	81
5. Onda de sobretensión tipo maniobra	82
6. Conexión del transformador de reserva	118
7. Ductos y cables	121
8. Diagramas de diseño	122

LISTA DE ABREVIATURAS

AMM:	Administrador del Mercado Mayorista
AVR	Automatic Voltage Regulator
CA	Corriente Alterna
CC	Corriente continua
EDEE	Empresa de Distribución de Energía Eléctrica
EEGSA	Empresa Eléctrica de Guatemala Sociedad Anónima
EGEE	Empresa de Generación de Energía Eléctrica
ETCEE	Empresa de Transporte y Control de Energía Eléctrica
Gwh/año	Gigavatios hora por año
Hz.	Hertz o hertzios
INDE	Instituto Nacional de Electrificación
Kg.	Kilogramos
Kms	Kilómetros
Kv.	Kilovoltios

Kw	Kilovatios
m.s.n.m.	Metros sobre el nivel del mar
m ³ /seg.	Metros cúbicos por segundo
Mva.	Mega voltamperios
Mw.	Megavatios
°C	Grados centígrados
ONAN/ONAF	Oil natural air natural/oil natural air forced
r.p.m.	Revoluciones por minuto
SNI	Sistema Nacional Interconectado
TWD	Tail Water Depressed

GLOSARIO

Acero inoxidable:	Tipo de acero inmune a la corrosión.
Afluente:	Arroyo secundario que desemboca en otro principal.
Anillo de regulación:	Anillo metálico accionado por un servomotor y que permite accionar a las agujas de las toberas de la turbina.
Arrollamientos:	Devanados de conductor eléctrico de un motor, generador o transformador.
Balastradas:	Instalación que se le aplica balastro o sea grava o piedra machacada para asentar.
Barra colectora:	Barra conductora en la que se transporta corriente eléctrica.
Bobina de campo:	Es la bobina que genera un campo magnético cuando circula por ella una corriente eléctrica.
Bocatoma:	Abertura que hay en una presa para que por ella salga cierta porción de agua.
Bomba de izamiento:	Bomba de alta presión de aceite para el cojinete de empuje del generador.
Borboteo:	Movimiento impetuoso en la superficie del agua, que produce ruido.

Caída Bruta:	Distancia vertical entre los niveles de la cámara de carga y el canal de descarga.
Caída neta:	Es la caída bruta menos las pérdidas en la tubería, en el canal, etc.
Cangilón:	Parte metálica exterior de un rodete hidráulico en donde el chorro de agua permite moverlo.
Capabilidad:	Son las curvas de operación de un generador suministradas por el fabricante.
Chimenea de equilibrio:	Instalación de una planta hidroeléctrica que evita el golpe de ariete en la tubería forzada ante cierres repentinos de las válvulas.
Condensador sincrónico:	Es una máquina síncrona que actúa como condensador, para regular voltaje en una central eléctrica.
Conductividad eléctrica:	Es la capacidad de un medio de permitir el paso de la corriente eléctrica a través de él.
Confluencias:	Lugar donde se unen dos ríos y otras corriente de agua.
Convertidor electrohidráulico:	Dispositivo que transforma las señales eléctricas a señales hidráulicas.

Corrientes de Foucault:	Son las corrientes inducidas en el núcleo cuando está sometido a un flujo magnético variable.
Cota:	Altura de un punto sobre un plano horizontal de referencia.
Culata:	Pieza metálica que se ajusta al block de los motores de explosión y cierra al grupo de los cilindros.
Curva de capacidad:	Son las curvas de operación de un generador suministradas por el fabricante.
Deflectores:	Pieza metálica para modificar la dirección o características de un chorro de agua.
Demanda:	Cantidad de energía o potencia solicitada por un sistema en un tiempo determinado.
Devanados:	Vueltas sucesivas de un alambre eléctrico alrededor de un carrete o núcleo.
Disyuntor:	Dispositivo que corta automáticamente una corriente eléctrica cuando esta sobrepasa una determinada intensidad.
Efecto Joule:	Parte de la energía cinética de los electrones que se transforma en calor, por el choque que sufren los electrones con las moléculas del conductor por el que circula electricidad.

Efluente:	Líquido que procede de una planta industrial.
Electroválvula:	Válvula accionada por un electroimán que regula un circuito hidráulico o neumático.
Embalse:	Depósito que se forma artificialmente para el almacenamiento de las aguas de un río o arroyo para la producción de energía eléctrica.
Enclavado:	Dicho de un objeto encajado en otro. Bloqueo mecánico o eléctrico en interruptores.
Energía eléctrica:	Cantidad de potencia por unidad de tiempo demandada por un sistema eléctrico.
Enrocamiento:	Relleno de roca compactado.
Estator:	Parte fija de una máquina rotativa dentro de la cual gira un rotor.
Estiaje:	Nivel más bajo o caudal mínimo que en ciertas épocas del año tienen las aguas de un río.
Excitación estática:	Excitación eléctrica de un generador compuesta principalmente por rectificadores y tiristores y no tienen parte móvil o giratoria.
Factor de potencia:	Es el cociente entre la potencia real y la aparente en un circuito o sistema eléctrico.

Fisicoquímicas:	Pruebas físicas y químicas realizadas a los aislamientos eléctricos de los generadores, motores, transformadores y aparatos de corte, para determinar su estado.
Flujo de dispersión:	Es el flujo magnético que se origina en el arrollamiento de un transformador eléctrico.
Flujo magnético:	Es una medida de la cantidad de magnetismo.
Frecuencia:	Número de veces que se repite un proceso periódico por unidad de tiempo.
Generador sincrónico:	Máquina eléctrica rotativa que gira a velocidad constante con la rotación del campo magnético.
Grúa pórtico:	Grúa instalada en la casa de maquinas de una hidroeléctrica que permite elevar equipo pesado en la realización de un mantenimiento.
Hormigón:	Mezcla compuesta de piedras menudas y mortero de cemento y arena.
Impedancia:	Relación entre la tensión alterna aplicada a un circuito y la intensidad de la corriente producida, se mide en ohmios.
Intensidad:	Es la cantidad de electrones que viajan por un conductor.

Ley Orgánica:	Es aquella que tiene por objeto precisar las bases de organización y funcionamiento de una institución determinada.
Línea de transmisión:	Línea eléctrica de alta tensión que transporta la energía eléctrica entre los centros de producción y las subestaciones transformadoras.
Manómetro:	Instrumento que mide presión de agua o aire.
Material arcilloso:	Material que tiene una consistencia rígida, bajo contenido de humedad y alto potencial de expansión.
Mercado eléctrico	Ente encargado de las transacciones de energía y potencia eléctrica en una región.
Pararrayos:	Aparamenta eléctrica que sirve para aliviar las sobretensiones en un sistema eléctrico.
Permeabilidad:	Magnéticamente es la capacidad de un material o medio para atraer y hacer pasar a través de sí los campos magnéticos.
Personalidad jurídica:	Es aquella por la que se reconoce a una persona o entidad capacidad suficiente para contraer obligaciones y realizar actividades que generan plena responsabilidad jurídica frente a sí mismos y frente a terceros.
Plotear:	Imprimir diagramas y gráficos mediante plotter.

Recloser:	Dispositivo con la capacidad de interrupción de corrientes de falla y con capacidad de programar los reenganches u operaciones de cierre.
Relación de voltaje:	Es la relación entre el voltaje de entrada y salida de un transformador.
Relé Buchholz:	Dispositivo de protección por fallas internas de los transformadores de potencia.
Relés:	Dispositivos destinados a abrir o cerrar circuitos eléctricos.
Repotenciar:	Sinónimo de transformar.
Resistencia:	Oposición al flujo de corriente.
Rodete:	Rueda horizontal con una turbina hidráulica.
Rotor:	Parte giratoria de una maquina eléctrica o de una turbina.
Seccionador:	Dispositivo que abre o cierra un circuito eléctrico inactivo.
Señal analógica:	Es aquella función matemática continua en la que es variable su amplitud representando un dato de información en función del tiempo.
Servomotor:	Sistema electromecánico que amplifica la potencia reguladora.

Sifón:	Tubo que pasa agua por un punto inferior a sus extremos.
Subestación:	Instalación eléctrica que incorpora equipo de transformación y corte.
Taps:	Derivaciones en un transformador que compensa los voltajes de línea altos a bajos.
Teflón:	Material aislante muy resistente al calor y a la corrosión.
Tiristores:	Dispositivo semiconductor que transforma la corriente alterna a directa.
Toberas:	Abertura tubular por el que pasa un chorro de agua para el movimiento de la turbina en una hidroeléctrica.
Toroidal:	De forma de toroide.
Toroide:	Superficie de revolución engendrada por una curva cerrada y plana, que gira alrededor de una recta fija.
Transformador de excitación:	Transformador que suministra la energía a un sistema de excitación en un generador.
Trifásico:	Sistema eléctrico de tres corrientes iguales desfasadas entre sí.

Trinchera:	Zanja defensiva.
Túnel de aducción:	Es un corredor que permite llevar el agua contenida en la presa hasta las turbinas.
Turbina Pelton:	Turbina hidráulica de acción, flujo transversal y admisión parcial, que funciona para grandes saltos hidráulicos de bajo caudal.
Turbogruppo:	Generador movido por una turbina de gas, vapor o hidráulica.
Unión galvánica:	Es la unión de dos metales en un electrolito.
Válvula esférica:	Dispositivo que controla la dirección de un flujo y que están equipadas con un actuador ya sea neumático, hidráulico o motorizado. Se utiliza en las centrales hidráulicas para controlar el flujo de agua que ingresa a una turbina.
Válvula mariposa:	Dispositivo para interrumpir o regular el flujo de un fluido en un conducto. Se utiliza en las centrales hidráulicas antes de la tubería forzada.
Válvula piloto:	Válvula secundaria que controla la actuación de una válvula principal.
Vástago:	Barra que sirve para dar movimiento a algún mecanismo.

- Velocidad de rotación:** Velocidad de giro de una maquina, ya sea el rotor de un generador o un motor.
- Vertedero:** Lugar donde o por donde se vierte algo.
- Voltaje nominal:** Es el voltaje de cualquier aparato eléctrico o electrónico en el cual está diseñado para operar.

RESUMEN

En el presente trabajo se presenta la evolución de la planta Chixoy, desde su creación hasta la situación en la que actualmente se encuentra. Así también se incluye el desarrollo del mercado eléctrico en Guatemala y la emisión de la Ley General de Electricidad.

Se incluye una descripción de las instalaciones de la planta y del equipo más importante que se tiene instalado, con una breve explicación de su funcionamiento.

Al presentar y explicar la operación de las unidades generadoras de la planta Chixoy dentro del sistema nacional interconectado del país, se presenta el problema de regulación de potencia, lo cual justifica la realización del presente estudio.

El siguiente trabajo presenta una alternativa técnica para resolver el problema de regulación de potencia reactiva en las unidades generadoras de la planta hidroeléctrica Chixoy, a fin de optimizar la generación de la misma.

La solución contempla la modificación de los servicios auxiliares de la planta, energizándolos a través de la línea de transmisión de 230 Kv, a través del transformador de potencia de reserva y equipo existente como repuesto instalado en la subestación y casa de máquinas.

Se incluye el estudio del transformador como parte del equipo y el análisis del corto circuito en alta, media y baja tensión. Se consideran las normas que rigen las pruebas al equipo eléctrico involucrado en la solución, adicional se toman en cuenta los resultados de las pruebas eléctricas y fisicoquímicas realizados en los últimos tres años para determinar el buen estado del transformador de reserva.

OBJETIVOS

General

Mejorar la operación y la regulación de potencias activa y reactiva de las unidades generadoras de la planta hidroeléctrica Chixoy.

Específicos:

1. Operar las cinco unidades generadoras de la planta hidroeléctrica Chixoy dentro de los límites técnicos admisibles, según la curva de capacidad.
2. Aumentar el cubrimiento de la demanda proporcional de potencia activa y reactiva del país.
3. Aprovechar el equipo almacenado en las bodegas de la planta Chixoy, para suministrar energía eléctrica a los servicios auxiliares.
4. Mejorar la confiabilidad en el suministro de energía a los servicios auxiliares de la central.

INTRODUCCIÓN

El presente trabajo de graduación presenta una propuesta técnica para la planta hidroeléctrica Chixoy del INDE, que permita despachar la potencia activa y reactiva demandada por el sistema nacional interconectado; operando las unidades generadoras dentro de los límites admisibles de la curva de capacidad. Lo anterior, permitirá mejorar el rendimiento de la central y cuidar el equipo alargando su vida útil.

Asimismo, este estudio presenta la iniciativa de que a través del cumplimiento de la propuesta de que los servicios auxiliares estén alimentados de otra fuente de energía, la cual no dependerá de la indisponibilidad de las unidades. Y adicionalmente, se utilizarán los equipos de reserva que no han sido requeridos por casi 20 años y que permanecen almacenados, especialmente el transformador de reserva de 55 Mva y la transferencia de 13.8 Kv.

En el capítulo uno, se describe la evolución de la Planta Hidroeléctrica de Chixoy desde su creación hasta su situación actual; detallando su funcionamiento y operación. En el capítulo dos, se describe la operación de las unidades, aspectos relacionados con el equipo entre los que se consideraran los aspectos hidráulicos y los aspectos mecánicos; problemas de regulación de potencia, teoría del transformador, y los servicios auxiliares de la planta. Posteriormente, en el capítulo tres, y final se presenta la “PROPUESTA DE ENERGIZACIÓN DE LOS SERVICIOS AUXILIARES POR LA LÍNEA DE TRANSMISIÓN DE 230 KV”, el cual se fundamenta en un análisis minucioso de la problemática encontrada y que se sustenta en base a las conclusiones y recomendaciones del trabajo investigativo.

1. DESCRIPCIÓN DE LA PLANTA

1.1 Evolución de la Planta desde su creación hasta su situación actual

1.1.1 Historia

La generación de energía eléctrica de Guatemala, se inició en 1884 al instalarse la primera hidroeléctrica en la finca el Zapote, al norte de la capital. Luego al año siguiente se formó la Empresa Eléctrica del Sur por empresarios alemanes, quienes instalaron la hidroeléctrica Palín de 732 Kw, para suministrar del servicio a los departamentos de Guatemala, Sacatepéquez y Escuintla.

En 1927 se construyó la hidroeléctrica Santa María para proveer de energía al Ferrocarril de Los Altos, pero cuando éste desapareció, las autoridades de gobierno decidieron utilizarla para cubrir la demanda de los departamentos de Quetzaltenango, Totonicapán, Sololá y Suchitepéquez. En los años 30 se construyeron las hidroeléctricas de Patzún en Chimaltenango y la de Patulul en Suchitepéquez.

En 1940, se creó el Departamento de Electrificación Nacional como dependencia del Ministerio de Comunicaciones y Obras Publicas. El 27 de mayo de 1959 fue creado el Instituto Nacional de Electrificación INDE, por medio del Decreto 1287. Dentro de los bienes iniciales del INDE estaba la hidroeléctrica Santa María y la de río Hondo en Zacapa, esta última con una capacidad de 2.4 Mw, y puesta en operación en 1962.

En 1965 inició operaciones la Central Diesel de San Felipe Retalhuleu, con capacidad de 2.44 Mw. En 1966 la hidroeléctrica Los Esclavos en Cuilapa,

Santa Rosa con 13.5 Mw; y en 1968 la hidroeléctrica El Porvenir en San Pablo en el departamento de San Marcos con 2 Mw. En 1971 fue instalada una turbina de gas en la finca Mauricio Escuintla, con capacidad de 12.5 Mw. También se amplió la capacidad de la planta Santa María a 6.88 Mw.

A principios de la década de los setenta se instaló la hidroeléctrica Jurún Marinalá en Escuintla, con 60 Mw. En 1982 inició operaciones la hidroeléctrica Aguacapa y en 1985 la hidroeléctrica Chixoy, las más grande del país, en la actualidad.

En los años 90 iniciaron sus operaciones varias generadoras privadas, entre ellas: Los Ingenios Azucareros, ENRÓN en Puerto Quetzal, SIDEGUA, LAGOTEX, GENOR, SECACAO, RÍO BOBOS, TAMPA, LAS PALMAS, ARIZONA, , CALDERAS, ZUNIL, POLIWATT, PASABIEN, POSA VERDE, TULULA, CERRO VIVO, LAS VACAS MATANZAS, CANADA, MONTECRISTO, EL RECREO.

La capacidad instalada a nivel nacional en la actualidad es de 1,705.6 Mw, entre generadores privados e INDE.

1.1.2 Mercado Eléctrico en Guatemala

1.1.2.1 Antecedentes

En 1993, el INDE cubría la mayor parte de la generación del país (71%) y la distribución de energía al consumidor final en casi todo el país. La Empresa Eléctrica de Guatemala (EEGSA) que era la otra generadora y distribuidora

importante con un consumo del 80% del mercado. La EEGSA compraba 67% de energía al INDE, el 23% a generadores privados y el 10% lo producían.

Las empresas distribuidoras estaban obligadas a comprar la energía al INDE y los generadores no podían competir entre sí y vendían solamente al INDE y a la EEGSA.

La red de transmisión estaba parcialmente abierta y limitaba las transacciones que pudieran hacerse en el mercado eléctrico.

1.1.2.2 El proceso de cambio

El proceso se inicia en 1993 con la suscripción de contratos a término de venta de energía, entre generadores privados, el INDE y la EEGSA. Sin embargo esta situación no promovía la competencia y solamente trataba de superar la deficiencia existente en el suministro de energía que vivía el país. Por lo tanto faltaban las normas y el mercado que crearía la competencia e incentivaría la participación de otros agentes en la generación y distribución de energía eléctrica

El 13 de noviembre de 1996 según el Decreto 93-96 del Congreso de la República, se crea la Ley General de Electricidad. Se emite el reglamento de la Ley General de Electricidad según Acuerdo Gubernativo 256-97 del 21 de marzo de 1997. La Comisión Nacional de energía eléctrica se constituye el 28 de mayo de 1997. Se crea el Reglamento del Administrador del Mercado Mayorista, según Acuerdo Gubernativo 299-98 del 28 de mayo de 1998 y se constituye el AMM el 23 de julio del mismo año.

El Ministerio de Energía y Minas es el responsable de determinar las políticas públicas del sector eléctrico. El Administrador de Mercado Mayorista agrupa a Generadores, Transportistas, Comercializadores, Distribuidores y Grandes Usuarios de Electricidad. La Comisión Nacional de Electricidad define las tarifas de transmisión y distribución, emite las normas técnicas relativas al subsector eléctrico y hace cumplir la ley y sus reglamentos, en materia de su competencia, e impone las sanciones a sus infractores.

1.1.2.3 Situación actual

El INDE de acuerdo a la Ley General de Electricidad del 14 de octubre de 1997, creó la Empresa de Generación de Energía Eléctrica EGEE, la Empresa de Transporte y Control de Energía Eléctrica ETCEE y la Empresa de Distribución de Energía Eléctrica EDEE.

En 1998, el INDE vendió la Empresa de Distribución de energía eléctrica a la empresa UNION FENOSA de España. Nacen las empresas distribuidoras DEORSA Y DEOCSA.

La EEGSA vendió en agosto de 1997 el 90% de sus acciones del parque generador, a la empresa Guatemala Generating Group, de acuerdo al Artículo 7 de la Ley General de Electricidad.

El Gobierno de Guatemala siendo el accionista mayoritario de la EEGSA, vendió el 80% de sus acciones al consorcio Iberdrola-TPS-Electricidad de Portugal.

1.1.3 INDE (Instituto Nacional de Electrificación)

El INDE fue creado el 27 de mayo de 1959 mediante el Decreto Ley 1287. El objetivo de su fundación fue el encontrar una pronta y eficaz solución a la escasez de energía eléctrica en el país, así como mantener la energía disponible a efecto de satisfacer la demanda normal e impulsar el desarrollo de nuevas industrias, incrementar el consumo doméstico y el uso de la electricidad en las áreas rurales. Cuando se inicio el INDE, en el país había únicamente 54 Mw instalados.

Actualmente el INDE está regido por su Ley Orgánica, Decreto 64-94 la cual establece que es una entidad estatal autónoma y autofinanciable, que goza de autonomía funcional, patrimonio propio, personalidad jurídica y plena capacidad para adquirir derechos y contraer obligaciones en materia de su competencia.

El INDE tiene como visión ser la institución eléctrica nacional impulsora del desarrollo del mercado nacional y regional en función social y cumpliendo con estándares de calidad mundial. Su misión es contribuir con el desarrollo del país, promoviendo y participando en la producción, transporte y comercialización de electricidad del mercado nacional y regional. Suministrando un servicio eficiente, de calidad y utilizar tecnología de vanguardia, que permita como empresa del estado, el bienestar social, la protección del ambiente y la superación de su recurso humano.

1.1.3.1 Empresa de Generación de Energía Eléctrica - EGEE.

A la Empresa de Generación de Energía Eléctrica del INDE, le corresponde la operación y mantenimiento de las plantas de producción de energía eléctrica,

además la venta de energía y potencia eléctrica en el mercado eléctrico nacional y regional, en el mercado a término y de oportunidad.

Dentro de sus objetivos, está el aprovechamiento óptimo de los recursos renovables del país, mejorar el rendimiento y la eficiencia de las plantas generadoras existentes, optimizar la programación y el despacho de las unidades generadoras, desarrollar e implementar proyectos de generación, repotenciar y/o construcción de nuevas plantas generadoras. Proveer un servicio de energía eléctrica confiable, de calidad y a precios competitivos

En los próximos cinco años se adicionará nueva generación al Sistema Nacional Interconectado SIN para cubrir el crecimiento de su demanda, mediante inversión directa y compra de energía en contratos a término. El plan considera la puesta en operación de la planta hidroeléctrica de Palin II (5Mw) y la geotérmica Calderas (20.5 Mw).

Además, el INDE como resultado de la implementación de programas de prestación de servicios de calidad, da mantenimientos preventivos y correctivos a las centrales generadoras dentro de las normas establecidas por los entes reguladores del Subsector Eléctrico del país. Simultáneamente, ha implementado un sistema de automatización en las principales centrales hidroeléctricas, lo que hace eficiente, eficaz y oportuna la producción de electricidad

La EGEE tiene una potencia confiable de 439.5 Mw de hidroeléctricas, 63 Mw., en termoeléctricas, 32 Mw, en turbinas de gas y diesel y 5 Mw, en geotérmicas; haciendo un total de 539.5 Mw. Esto representa un 45% de la demanda actual del sistema nacional interconectado (aproximadamente). Una de sus principales plantas hidroeléctricas y la más grande en potencia es la Planta Hidroeléctrica Chixoy localizada en el departamento de Alta Verapaz en Guatemala.

1.1.3.2 Planta hidroeléctrica Chixoy

La planta hidroeléctrica Chixoy está localizado en la zona Nor-Central de la república de Guatemala exactamente en los departamentos de El Quiche, Baja Verapaz y Alta Verapaz. La distancia en línea recta de la ciudad capital es de 75 y 100 Kms., a la presa y a la casa de máquinas respectivamente.

El proyecto tiene un embalse de regulación anual de 460 millones de metros cúbicos; un vertedero para descargar un máximo de 3880 m³/s, un túnel de aducción de 26 km. de longitud con un diámetro de 4.93 m, una chimenea de equilibrio al final del túnel de aducción, una tubería de presión de acero de aproximadamente 1000 m. de longitud con un diámetro de 3.65 m.

Esta hidroeléctrica alberga en su casa de máquinas en Quixal cinco turbinas Pelton con eje vertical cada una acoplada directamente a los generadores. De 60 Mw cada una, para una capacidad instalada total de 300 Mw y una potencia disponible de 275 Mw. También tiene una subestación tipo patio de maniobras de 230 V.

Sus principales obras hidráulicas son un túnel de aducción de 26 Km de longitud y tubería de presión de 1000 mts.; presa de enrocamiento de 110 mts. de altura y embalse de regulación anual. La energía eléctrica generada es entregada al SNI en una línea de doble circuito de 230 Kv (Ver diagrama unifilar de la subestación en figura 2, anexo 2). La generación promedio registrada es de 1436 GWh/año.

1.2 Descripción de las instalaciones de la planta Chixoy

1.2.1 Presa

La presa tiene una altura máxima sobre el cauce de aproximadamente 110 mts. y una longitud del coronamiento de 250 mts y ancho de 12 mts. El cuerpo de la presa está constituido por enrocamiento obtenido de la excavación del vertedero y de un núcleo impermeable de material arcilloso.

1.2.2 Embalse

El embalse ocupa principalmente el valle del río Chixoy en una longitud de 50 kms. con un ancho máximo de aproximadamente 1.4 kms. El depósito tiene una capacidad para regular el 90% de los caudales naturales de los afluentes y almacenar los sedimentos del río durante 50 años, sin reducir la eficacia de regulación del embalse. El nivel máximo normal de operación es de 800 m.s.n.m. y un nivel máximo de operación con crecida de 804.1 m.s.n.m.

1.2.3 Vertedero

El vertedero de desborde libre se ubica en el lado izquierdo de la presa, con un canal de descarga revestido de hormigón para llevar las aguas hacia aguas debajo del pie de la presa, donde regresaran al cauce original del río. En 1998 se instalaron tres compuertas radiales controladas por un PLC (autómata) para elevar el nivel del embalse a 803 metros.

1.2.4 Túnel de aducción

El túnel de aducción comprende el tramo entre la bocatoma de agua y la cámara de válvula con una longitud de aproximadamente 26 kms. y diámetro nominal interior de 4.93 m. Este se subdivide en tres tramos principales: túnel de aducción parte sur con 7.9 kms. de longitud, el sifón de Agua Blanca y la parte norte del túnel de aducción con 18.1 kms. de longitud.

1.2.5 Bocatoma de agua

La toma de agua consiste en una estructura de reja inclinada, de un pozo vertido de compuerta y de una casa de control encima del pozo.

1.2.6 Puente tubería de agua blanca

El puente tubería de Agua Blanca consiste de 6 pilares de concreto, de los cuales 4 se ubican en el lecho del río Chixoy y vigas de acero como soporte para los rieles de la grúa pórtico y la tubería de acero, que tiene un diámetro interior de 4.35 m.

1.2.7 Chimenea de equilibrio

La chimenea de equilibrio consiste de un pozo vertical, una cámara superior y una cámara inferior y está ubicada al final del túnel de aducción, aproximadamente a 1300 m. antes de la casa de máquinas.

1.2.8 Tubería de presión

La tubería de presión comienza inmediatamente aguas debajo de la chimenea de equilibrio. El primer tramo se encuentra dentro del túnel, y la parte restante hasta la casa de maquinas está ubicada dentro de una trinchera encajonada en hormigón. Tiene una longitud de 1146 m. y diámetro interior de 3.65-4.35 m., y cuenta con una válvula mariposa aguas abajo de la chimenea de equilibrio. La cámara de la válvula mariposa tiene un acceso por un túnel separado.

1.2.9 Línea de transmisión y subestación

La central se conecta con el sistema nacional interconectado a través de una línea de transmisión de 230 Kv. y una longitud de 125 kms. Aproximadamente. Para esta interconexión se requiere de las subestaciones de Quixal de 13.8/230 Kv. y Guatenorte en la capital de 230/69 Kv. Cerca de Purulha en Baja Verapaz, en el km. 53 de la línea de transmisión se construyó la subestación Pantín de 230/69/13.8 Kv.

La subestación Quixal tiene cinco campos de unidad, un campo de acoplamiento y dos de línea, cada uno con su equipo de maniobras, medición y protección. Además en los campos de salida de las líneas de transmisión se tiene instalado un equipo de PLC (power line carrier) para la transmisión de datos y telefonía de la central con el centro de despacho del INDE.

1.2.10 Casa de máquinas

La casa de máquinas se encuentra ubicada al sur del río Quixal, el cual es un afluente del río Chixoy. Tiene instaladas cinco unidades generadoras con turbinas Pelton. La potencia nominal de las turbinas es de 60 Mw y de los

generadores de 55.3 Mva. Cada unidad cuenta con un transformador de potencia de 13.8/230 Kv. para interconectarse con la subestación Quixal.

Tiene una caída bruta promedio de 488 mts. y caída neta de 445 mts. Cada generador tiene una capacidad de 55.3 Mva, 2310 amperios a 13.8 Kv. de generación, la velocidad de rotación es de 360 r.p.m., frecuencia de 60 Hz., factor de potencia de 0.85 y sobrecarga permanente de 68.2 Mva.

Cada transformador de potencia tiene una potencia nominal de 54.1 Mva., relación de voltaje de 13.8/230 Kv., frecuencia 60 Hz., tipo trifásico y enfriamiento forzado ONAN/ONAF.

1.3 Descripción del equipo de la casa de máquinas

1.3.1 Turbina

Las turbinas son de fabricación suiza, hechas por SULZER Escher-WYSS, de eje vertical, tipo pelton, con seis chorros normales y uno para el freno hidráulico de emergencia. El rodete tiene 21 cangilones y pesa aproximadamente 9800 Kg. y es de acero inoxidable. La velocidad nominal es de 360 r.p.m., caudal máximo por máquina de 13.64 m³/s, salto neto de 445 metros. Cada una de las seis toberas tiene instalado enfrente un deflector que tiene como propósito desviar el chorro del agua del rodete en caso de reducciones rápidas de carga o parada. Los seis deflectores de cada turbina están acoplados mecánicamente y son accionados al mismo tiempo por medio del anillo de regulación.

El eje de la turbina está provisto de un sello radial de superficie inmóvil y formada por dos anillos de teflón de ocho piezas. El sello tiene por misión

estanqueizar a prueba de aire y de agua la carcasa inmóvil de la turbina respecto al eje giratorio. De esta manera, en caso de crecida del agua en el canal de desfogue y en el pozo de la turbina, el nivel del agua en el pozo puede ser bajado por medio de aire a presión para garantizar el espacio libre mínimo del rodete para su operación. En caso de máquina parada, impide que entre el agua en la casa de máquinas.

1.3.2 Regulador electrohidráulico

1.3.2.1 Descripción

El equipo de regulación para cada turbina está compuesto funcionalmente de dos partes esenciales, la parte hidráulica y la parte electrónica. La parte hidráulica del regulador realiza básicamente el trabajo de regulación requerido para el gobierno de las válvulas de aguja de las toberas y de los deflectores de chorro. Los componentes principales son los siguientes:

El sistema de aceite a presión.

La servo válvula o convertidor electro-hidráulico.

Las válvulas de regulación y control.

El péndulo centrífugo para la protección de sobre velocidad.

El servomotor de los deflectores para mover el anillo de regulación de potencia.

El anillo de regulación para el accionamiento de los deflectores y las válvulas de distribución de las agujas.

Las válvulas de distribución de las agujas.

Los servomotores para el accionamiento de las agujas

Un dispositivo para el mando manual y la limitación mecánica de la apertura.

Un sistema de recuperación del aceite de fugas.

La parte electrónica tiene por misión esencialmente mantener la frecuencia del generador en 60 hertz con cualquier potencia, al comparar las señales de referencia de velocidad, apertura o potencia y crear una respuesta, de forma característica, para el gobierno de los órganos de ajuste que son las válvulas de aguja de las toberas. Esta parte crea también las señales de indicación de velocidad y apertura y opera varios contactos para su uso en la secuencia de control del grupo.

Esta parte está constituida esencialmente por los siguientes componentes:

Equipo de medición y supervisión de velocidad para indicaciones y maniobras.

Equipo para medición de velocidad de regulación.

Regulador electrónico ETR-20.

Transductores de posición para la realimentación del ETR.

1.3.2.2 Funcionamiento

El ajuste de las válvulas de aguja tiene lugar por medio de un servomotor situado en interior de cada tobera y opera con aceite a presión.

El movimiento de los deflectores se realiza por medio del anillo de regulación.

El anillo de regulación es movido directamente por el servomotor principal.

El servomotor principal es accionado para el cierre por el agua presión y el movimiento de apertura, por aceite a presión y cuenta con diafragmas para regular los tiempos de cierre y apertura.

La válvula de cierre de emergencia en una posición permite el paso de aceite entre la válvula de distribución principal y el servomotor principal y en la otra

posición drena el aceite a presión.

La válvula de distribución principal controla el flujo de aceite hacia o desde el servomotor principal. Esta válvula de distribución es accionada por una válvula piloto o de mando preliminar cuyo vástago central puede ser accionado ya sea por un resorte en el cierre rápido, manualmente a través de un volante o por la electroválvula.

El servomotor de mando preliminar esta operado directamente por la servo válvula a través de las válvulas de maniobra.

Las válvulas de maniobra operadas por solenoide, permiten operar el servomotor en forma manual o través de la servo válvula.

La servo válvula es el convertidor electrohidráulico y transforma las señales eléctricas que recibe del regulador electrónico en una respuesta hidráulica.

Para el control individual de cada unidad, cada grupo está equipado con un regulador electrónico de velocidad, del tipo ETR-20 de SULZER Escher-WYSS, un equipo de medición de velocidad de la marca DEUTA y de los transductores de posición.

El equipo de supervisión DEUTA es un equipo electrónico que produce una señal analógica de velocidad para la indicación en los paneles de control. También permite la operación de varios contactos a diferentes valores de velocidad (ajustables) para el uso en la secuencia de control de la unidad.

El regulador electrónico ETR-20 es básicamente un regulador de velocidad para regulación simple, es decir que da una sola respuesta, que actúa sobre un solo

elemento de ajuste, el llamado servomotor del deflector. El ETR recibe una señal pulsante proporcional a la velocidad de rotación de la unidad. Este regulador cuenta con las tarjetas electrónicas necesarias para la regulación de la velocidad a través de una señal de salida que actúa sobre la servo válvula del regulador hidráulico.

1.3.3 Válvula esférica

1.3.3.1 Descripción

Cada turbina en el lado aguas arriba del caracol está provista de una válvula esférica marca HIDRO-PROGRESS como elemento de seguridad y para realizar trabajos de mantenimiento en el equipo aguas abajo.

Los datos técnicos de la válvula son:

Diámetro nominal	1300 mm.
Caudal nominal	17 m ³ /s

Las válvulas esféricas están diseñadas para cerrar bajo caudal máximo sin esfuerzo y vibraciones. En condiciones normales se pueden abrir solamente cuando se igualan las presiones aguas arriba y abajo.

1.3.3.2 Funcionamiento

El elemento obturador gira dentro de la carcasa de la válvula. El movimiento del elemento obturador para el cierre y la apertura se consigue mediante un servomotor toroidal con dos cilindros y dos pistones, uno para el cierre y el otro para la apertura. Ambos cilindros operan con agua a presión. La válvula esférica

cierra automáticamente cuando hay parada rápida o de emergencia de la unidad, pero se mantiene abierta en paradas normales.

1.3.4 Sistema de depresión de agua (TWD)

1.3.4.1 Descripción

En casos excepcionales el nivel en el canal del desfogue puede alcanzar los 301.7 m.s.n.m. El rodete esta en el nivel 294.00 m.s.n.m. Para operar las turbinas pelton se necesita siempre de una mínima distancia libre entre el rodete y la superficie del agua, de manera que no se produzcan perturbaciones en el rodete por la zona de espuma y borboteo que se produce en la superficie. Para operación con seguridad, esta distancia mínima debe ser de no menos de 1.5 metros, lo que implica que el nivel máximo para operación no debe ser superior a 292.5 m.s.n.m.

En caso de que el nivel supere la cota 292.00 se utiliza cinco grupos turbina/compresores, uno por unidad, para bajar el nivel del agua en los pozos de la turbina introduciendo aire a presión para garantizar el espacio libre mínimo necesario para el rodete. Estos compresores forman el sistema TWD (tail water depresión)

1.3.4.2 Funcionamiento

El sistema TWD puede operar con mando manual local, mando manual eléctrico o mando automático. El mando automático es controlado por medio de dos medidores independientes de nivel instalados en las turbinas 1 y 3, cuando

detectan cualquiera de ellos, el nivel 292.00, entonces todos los compresores arrancan. Actualmente la operación es manual y se efectúa cuando sale la alarma en sala de mando de nivel alto en la cámara de la turbina.

1.3.5 Generadores

Los generadores son de fabricación japonesa, de la casa Mitsubishi, sincrónicos, eje vertical, enfriados por aire en circuito cerrado, que a su vez es enfriado por 6 radiadores agua-aire, excitación estática. La capacidad nominal de cada generador es de 55.3 Mva, 13.8 Kv, 60 Hz., con un factor de potencia de 0.85, 60° C de aumento de temperatura, 360 r.p.m. y puede suministrar sobrecarga continua de 68.2 Mva sin exceder el aumento de temperatura de 80° C.

Las bobinas del rotor y del estator están aisladas con aislante clase F. Las bobinas del estator están conectadas en estrella. El rotor tiene 20 polos y conductores amortiguadores de baja resistencia.

El generador tiene un cojinete combinado de guía y empuje, instalado arriba del generador.

Para el enfriamiento del generador hay seis radiadores de aire simétricamente instalados alrededor del estator para mantener la temperatura promedio del aire enfriado menor de los 40° C. , cuando el generador opera continuamente con plena carga y sobrecarga continua, a tensión nominal y con temperatura de agua de enfriamiento no mayor a los 25° C.

1.3.6 Sistema de excitación

1.3.6.1 Descripción

El sistema de excitación tiene una capacidad de 194 Kw. con un voltaje nominal de 200 voltios y corriente nominal de 970 amperios. El sistema está compuesto de:

Un transformador de excitación

Un banco trifásico de tiristores para transformar la corriente alterna del transformador

Un regulador de tensión para controlar la salida de los tiristores.

Un interruptor de campo de 1600 amperios, 500 voltios.

Un conjunto de relés de control, la posibilidad de la excitación inicial por el banco de baterías de 110 vcc, sistema de alarma, anunciación y protección.

Un transformador tipo seco de 7.5 Kva., 460/25 voltios y un banco trifásico de rectificadores para la excitación inicial desde los servicios auxiliares de 460 vca.

1.3.6.2 Transformador de excitación

La energía para el sistema de excitación del generador en operación esta derivada de los terminales del mismo generador, por medio del transformador de excitación, tipo seco, de 350 Kva., 12800/220 voltios, trifásico, 60 Hz.

1.3.6.3 Regulador de tensión

El voltaje del generador y la potencia reactiva, están controlados por medio del ajuste de potencia de salida de los tiristores. Este ajuste se obtiene por el regulador de tensión. El regulador de tensión tiene dos modos de operación: manual y automático.

La señal de tensión del generador para comparar con la tensión de referencia, se obtiene a través del transformador de tensión. La diferencia entre la tensión de referencia y la tensión en las terminales del generador, está procesada electrónicamente y utilizada para variar la potencia de salida de los tiristores.

El regulador automático de tensión está provisto con los siguientes componentes adicionales:

1.3.6.4 Compensador de caída de tensión de las líneas

Este compensador permite la operación de los generadores en paralelo, puede ser usado para compensar la caída reactiva en los transformadores o en una línea de transmisión larga.

1.3.6.5 Limitador de excitación mínima

El limitador de excitación mínima impide la baja excitación del generador. El círculo de las características de limitación de excitación está fijado de acuerdo con la curva de capacidad y la curva de limitación estable del generador.

1.3.6.6 Limitador de excitación máxima

El limitador evita que el AVR aumente la corriente de excitación fuera de su valor nominal y así protege las bobinas del campo del generador de cualquier sobrecalentamiento.

1.3.6.7 Interruptor de campo

El interruptor de excitación conecta el circuito de la salida de los tiristores al campo del generador. En forma automática de operación de la unidad, el interruptor de excitación cierra automáticamente una vez que la unidad alcanza la velocidad de 95%, si no existe ninguna falla.

El interruptor se dispara por los relés de parada pero sólo cuando el interruptor principal del generador ya está abierto.

Al abrir el interruptor de excitación, se conecta automáticamente una resistencia para descargar la energía en los polos.

1.3.6.8 Excitación Inicial

La excitación inicial se suministra del banco de baterías de 110 voltios de la planta o por un transformador auxiliar de 7.5 Kva. y un banco de rectificación. Normalmente la excitación inicial está conectada al banco de 110 voltios.

1.3.7 Accesorios de los generadores

1.3.7.1 Sistema de frenos

Es un sistema de frenos por fricción compuesto por tres unidades llamadas zapatas, fabricadas de asbesto, repartidas simétricamente abajo del anillo del rotor, está provisto para cada generador con suficiente capacidad para frenar la unidad del 20% de velocidad al 0% en 2 minutos. Los frenos operan con aire comprimido.

1.3.7.2 Bomba de izamiento

Cada unidad está provista dentro de la cámara del generador de una bomba de aceite a alta presión, para forzar la lubricación del cojinete de empuje cuando la velocidad del generador no es lo suficientemente alta para la auto lubricación. En forma automática la bomba arranca cuando la válvula esférica abre un 30% y otras condiciones para el arranque se han cumplidas. La bomba para automáticamente cuando la unidad alcanza la velocidad del 95% del valor nominal. Durante la secuencia de parada, la bomba arranca en el inicio de la secuencia y para 90 segundos después de que la velocidad de la unidad llega al 0%.

1.3.7.3 Protecciones del generador

Aparte de los dispositivos de supervisión de niveles, presiones, flujos y temperatura, cada generador está protegido por varios relés de protección (Ver diagrama unifilar en figura 3, anexo 2), entre ellos relés de sobre corriente, diferenciales, sobre voltaje, tierra en el rotor.

1.3.7.4 Pararrayos y transformadores de medición

Cada generador está provisto con su equipo de protección contra sobretensiones y dos juegos de transformadores de tensión, uno para el regulador automático de tensión y otro para la medición y protección. También tiene dos juegos trifásicos, a ambos lados del generador, de transformadores de corriente, de tres núcleos cada uno, para las mediciones y protecciones.

1.3.7.5 Ductos de barras

Cada generador está conectado con su transformador principal por medio de ductos de barras colectoras trifásicas de 3000 amperios. En cada ducto de barra principal, sale un ramal, para la alimentación del transformador de excitación y de los transformadores auxiliares, para los servicios propios de la central.

Los ductos del primer y tercer generador están provistos con seccionadores, que permiten separar el generador de su transformador principal y de esta manera poder alimentar los servicios auxiliares en 460 voltios desde la línea de 230 Kv.

1.3.7.6 Puesta a tierra del neutro del generador

El neutro del generador está conectado a tierra a través del devanado primario de un transformador monofásico de 70 Kva. La resistencia y el relé de tensión están conectados al secundario del transformador para la protección de tierra del estator.

1.3.8 Transformador principal

Los transformadores principales trifásicos, elevan la tensión de generación de 13.8 Kv. a la tensión de transmisión de 230 Kv. Son de fabricación japonesa, marca TOSHIBA. Son seis transformadores, uno para cada unidad más uno de reserva.

La potencia nominal es de 40.6/54.1/67.62 Mva., aumento de temperatura de 65° C, relación de transformación de 230 a 13.8 Kv. con cinco taps en el lado de alta tensión. La impedancia promedio de cada transformador es de 10.1 % a base de 54.1 Mva.

Los devanados de baja tensión están conectados en delta y los de alta tensión en estrella. La conexión del transformador con el equipo del patio de conexión en la subestación se realiza por medio de conductores aéreos, dos por fase. El neutro del transformador esta puesto a tierra y está provisto con un transformador de corriente para el relé de falla a tierra. Cada fase de alta tensión del transformador tiene un pararrayos.

El sistema de enfriamiento del transformador es del tipo forzado, por medio de 2 radiadores con 12 ventiladores y está diseñado para operar en forma manual y automática. En forma automática arrancan a una temperatura del aceite de 65° C y se paran al bajar a 55° C.

Cada transformador cuenta con un indicador de temperatura de aceite y uno de devanados, con un indicador de nivel de aceite, con un relé Buchholz y un relé de sobrepresión.

También cuenta con un sistema de rociamiento de agua para la protección de los

transformadores en caso de incendio, de accionamiento manual o automático.

1.3.9 Equipos de 230 KV

Cada unidad está conectada a la subestación mediante un juego de seccionadores trifásico (seccionador de unidad) instalado antes del interruptor, un disyuntor de potencia y dos juegos de seccionadores trifásicos (seccionadores de barra) conectados a las dos barras de la subestación, además el seccionador de unidad tiene un seccionador de puesta a tierra. También está provista de transformadores de corriente para la medición y protección de la unidad.

Los disyuntores y seccionadores tienen una capacidad nominal de 2500 amperios, para 230 Kv., y los transformadores de corriente tienen una relación de 800 a 5 amperios.

2. SITUACIÓN ACTUAL DE GENERACIÓN DE LA PLANTA CHIXOY

2.1 Operación de las unidades

2.1.1 Consideraciones generales

Las unidades principales de la Planta Chixoy y su equipo auxiliar están equipados de manera que su operación pueda ser realizada de forma automática.

En condiciones normales, la intervención de los operadores se reducirá a:

- a. Realizar operaciones de arranque y parada.
- b. Ajustar los valores de referencia de frecuencia/potencia y voltaje/potencia reactiva.
- c. Supervisar el funcionamiento de los equipos, tomando registros periódicos y controlando la evolución de las condiciones generales
- d. Informar al personal de mantenimiento de cualquier anomalía que se observe.

En la operación intervienen:

- a. Los aspectos relacionados, esencialmente con el equipo propiamente dicho, servicios auxiliares, turbinas, generadores, reguladores, transformadores, patio de maniobras y equipos auxiliares.
- b. Los aspectos relacionados con el sistema eléctrico o red a la que se suministra la energía.

2.1.2 Aspectos relacionados con el equipo

En relación con el equipo, y en particular con el turbogruppo, se deben considerar los aspectos hidráulicos y los aspectos mecánicos

2.1.2.1 Aspectos hidráulicos

De los aspectos hidráulicos deben considerarse primeramente los aspectos relacionados con el diseño y rango de operación permisible.

Las turbinas están equipadas con seis toberas y en condiciones normales pueden funcionar con seis o con tres toberas, según las condiciones de carga

La operación de las maquinas en relación con el nivel del embalse y el rango de potencias tiene los siguientes límites:

2.1.2.1.1 Límites de operación

El límite inferior de operación está definido en primer lugar por la posición de la toma de agua y en segundo lugar, por las características de la turbina

La toma de agua está ubicada en la cota 760.52 y se considera como nivel mínimo de operación la cota 766.00 para evitar seccionamiento de aire. En niveles bajos de operación pueden aparecer remolinos en la bocatoma, según el punto de operación y que están causados por una combinación desfavorable de factores hidráulicos. Estos remolinos, si llegan a ser suficientemente grandes, pueden introducir cantidades grandes de aire en el túnel, que podrá observarse en los vértices y en la chimenea de equilibrio. Debe evitarse la operación prolongada en los puntos de operación en que se originen remolinos grandes.

El límite superior de operación está definido en primer lugar, por el diseño de los generadores y en segundo lugar por las características hidráulicas de las turbinas.

En cuanto al diseño de los generadores, es preciso considerar que el generador está diseñado para una carga nominal de 55.3 Mva. con un factor de potencia de 0.85 y esto corresponde a 47 Mw. Además está previsto que puede trabajar con una sobrecarga continua de 68.2 Mva. con un factor de potencia de 0.85 corresponde a 57.97 Mw. Como conclusión puede asumirse que con factores cercanos a 0.9 puede operarse con tiempos prolongados hasta una potencia máxima de 60 Mw. como limitación superior impuesta por el generador. Debe tenerse en cuenta que a mayor temperatura de funcionamiento, el envejecimiento tiene lugar con mayor rapidez.

En segundo lugar, como limitación superior de operación en cuanto a potencia están las características de la turbina. Debido a la pérdida de carga que se produce en el túnel, a medida que baja el nivel del embalse, la caída neta, según el caudal total circulante, se reduce a valores que de acuerdo con las características de las turbinas, no permiten más la operación conjunta de cuatro turbinas a 60 Mw.

Para verificar la caída neta existente durante la operación, debe leerse la presión en la entrada de la turbina y corregirla con la lectura de velocidad y la posición del manómetro, con ayuda de la potencia que está suministrando la unidad.

El límite superior del nivel del embalse para la operación, depende también del punto de operación de la central (caudal total turbinado) y será en cada caso aquel con el cual la caída neta no supere los 509 m.

Otro aspecto hidráulico relacionado con el diseño es la particularidad observada en la operación de que el rodete presenta una pequeña cavitación en la parte trasera de la punta de la arista partidora de los cangilones. Este fenómeno parece acrecentarse con la operación en caídas netas bajas, por lo cual es conveniente respetar los límites de carga máxima indicados anteriormente y evitar la operación con mucha carga, en función de la caída neta existente, cuando el nivel del embalse esta bajo, pues con la perdida de carga en el túnel los valores de caída se reducen sensiblemente.

2.1.2.1.2 Operación con tres o con seis toberas

A fin de poder optimizar el rendimiento de la máquina en un rango amplio de potencias se ha previsto la posibilidad de operación con tres o seis toberas. La decisión de operar con tres o con seis toberas se fundamenta, bajo condiciones normales, en el punto de operación; es decir que potencia y que caída neta van a predominar durante la operación. En la figura 4, anexo 2 se muestran las gráficas de operación de las unidades para tres o seis toberas.

En la operación debe evitarse el cambio de tres a seis toberas o viceversa, con un nivel muy elevado de carga, pues aunque la apertura de las agujas se produce con suavidad, se puede ocasionar una fluctuación innecesaria de carga. Para ello deberá programarse de antemano, de acuerdo con la carga y su distribución, si la operación prolongada es conveniente hacerla con tres o seis toberas.

2.1.2.1.3 Consideraciones sobre el rendimiento

Las maquinas de Quixal poseen un buen rendimiento en un rango amplio de apertura de toberas y dentro de todo el campo de caídas netas en que son operables. Tiene rendimientos entre 90.5% y 91.5% en operación con seis toberas, aperturas entre 55% y 80% y en rango de caídas netas entre 500 m. y 390 m.

Desde el punto de vista de la optimización del rendimiento global, es importante tener en cuenta que debido a la longitud y características del túnel de aducción, tiene lugar una pérdida de carga significativa, que incide fuertemente en el rendimiento global de la instalación, por lo que resulta ventajoso el evitar dentro de lo posible la operación prolongada con un nivel de carga muy elevado y operar durante la época de caudal bajo con una carga cuya desviación del promedio sea poca.

La explotación de la planta se realiza dentro de un sistema eléctrico interconectado por lo que las necesidades de potencia y energía vienen condicionadas por las características de este sistema. El comportamiento de las unidades y de toda la instalación varia fundamentalmente según la carga de las maquinas, la carga total de la planta y el nivel del embalse.

En la época de invierno, en que el caudal entrante es mayor que el saliente y particularmente cuando el embalse rebalsa, el rendimiento específico de la planta los Mw. por cada m^3/s no cobra tanta importancia como en la época de verano, cuando el caudal entrante es menor que el saliente.

Durante el invierno, para optimizar la explotación de la planta puede darse prioridad a la producción máxima de energía y dar menos importancia al valor

especifico del rendimiento. Pero en la época de verano, la optimización de la explotación está estrechamente ligada a la optimización del rendimiento global de la planta.

2.1.2.2 Aspectos mecánicos

Las unidades y su equipo auxiliar están equipadas con elementos de control y supervisión que permiten el mando y la vigilancia de forma automática, sin embargo es importante considerar en la operación ciertos aspectos funcionales referidos a las siguientes partes:

A. Cojinete superior

El grupo generador gira encima de un cojinete de apoyo que se encuentra en la parte superior del generador, transmitiendo los esfuerzos al estator. La lubricación es el aspecto esencial para el buen funcionamiento del cojinete y para evitar daños en la pieza.

Durante el funcionamiento normal, la lubricación tiene efecto por la velocidad de la maquina y por detalles constructivos. En la puesta en marcha y en la parada no existe la velocidad adecuada para la lubricación, por lo tanto se cuenta con una bomba de izamiento que inyecta aceite a alta presión al cojinete para los procesos de arranque y parada.

B. Cojinete guía

A bajas velocidades, la lubricación del cojinete guía es relativamente baja y está dada por la inmersión parcial del cojinete en el baño de aceite. Debe evitarse el rotar la unidad por tiempos prolongados a velocidad por debajo de la nominal.

Como tiempo prolongado debe considerarse el tiempo que supere el tiempo normal de arranque y de parada.

C. Sello del eje

Para el buen funcionamiento del sello del eje es indispensable la lubricación adecuada del mismo. La lubricación es realizada por agua. Los parámetros supervisados de caudal, presión y temperatura revelan el comportamiento del sistema.

D. Freno hidráulico

En las paradas rápidas y de emergencia tiene lugar la aplicación automática del freno hidráulico. La parada de emergencia puede accionarse a causa de fallas que desencadenan este tipo de disparo y también pulsando el botón de parada de emergencia. La acción del freno hidráulico somete al rodete a una acción de carga severa, por lo tanto es recomendable evitar dentro de lo posible la aplicación y usarlo realmente en casos muy urgentes.

E. Operación como condensador

Cuando se opere la unidad como condensador sincrónico, es conveniente asegurar el flujo de agua para la refrigeración del rodete.

F. Operación con TWD

Cuando el nivel del desfogue supere 292.50 deberá operarse el sistema TWD, y esto puede ser manual o automático. Durante la operación con TWD deberá inspeccionarse de forma rutinaria el nivel en el desfogue de la turbina.

G. Arranque de la unidad

El arranque de la unidad requiere especial atención cuando la unidad ha estado fuera de servicio por un periodo largo. Si es este el caso, deberá verificarse primeramente que no exista ningún roce o ruido anormal y controlar visualmente la existencia de circulación de aceite, así como la evolución de las diferentes temperaturas.

Es conveniente reducir el número de arranques y paradas de las unidades a los necesarios ya que durante estos procesos el equipo está sometido a esfuerzos particulares que inciden a largo plazo en su vida útil.

2.1.3 Aspectos relacionados con el sistema eléctrico

El ajuste de los valores de referencia de las unidades tiene un efecto diferente si trabajan en paralelo con una red fuerte o en una red aislada.

2.1.3.1 Un sola unidad en una red aislada

El ajuste del pulsador de frecuencia/potencia activa lleva a un cambio de la frecuencia, mientras la potencia de la unidad casi no varía.

El ajuste del pulsador de tensión/carga reactiva lleva una variación de la tensión, mientras la carga reactiva o el factor de potencia no cambia.

2.1.3.2 En paralelo con una red muy fuerte

El ajuste del pulsador de frecuencia/potencia activa lleva a una variación de la potencia activa del grupo, mientras la frecuencia del sistema no cambia.

El ajuste del pulsador de tensión/carga reactiva lleva a una variación de la carga reactiva, mientras la tensión del sistema no varía.

2.1.3.3 En paralelo con una red no fuerte

Este caso intermedio corresponde a la central Chixoy en el sistema de Guatemala.

Una variación mediante el pulsador de frecuencia/potencia activa lleva a una variación de la frecuencia y simultáneamente a variación de la potencia activa de la unidad. La variación de la frecuencia puede evitarse si se compensa el ajuste con el ajuste de alguna otra unidad.

Una variación mediante el pulsador de tensión/carga reactiva lleva a una variación de la tensión en el sistema y simultáneamente a una variación de la carga reactiva.

2.1.4 Detalle de la operación de las unidades de Chixoy

Según lo arriba indicado, debe siempre verificarse simultáneamente la frecuencia y la tensión en el sistema cuando se carga o descarga una unidad de Chixoy. No es suficiente mirar únicamente la tensión del estator, carga activa y reactiva de una unidad, sino también la frecuencia y la tensión en el sistema de 230 Kv.

2.2 Problemas de regulación de potencia

Durante el despacho diario de energía al sistema nacional interconectado del país, con frecuencia las unidades generadoras de la planta hidroeléctrica Chixoy se ven sometidas a condiciones de generación máximas, lo cual hace que se rebasen los límites admisibles y recomendados por el fabricante del equipo. Dicha forma de operar la central, se debe a condiciones normales o de emergencia exigidas por el operador del mercado mayorista quien actualmente opera el sistema nacional interconectado de Guatemala (SIN).

Cada día, especialmente en las horas de máxima demanda, se puede encontrar en los registros de operación de la planta, demandas de potencia activa nominal con potencia reactiva inadmisibles que al plotarse en la curva de capacidad (ver figura 5, anexo 2) se ubica fuera de los límites admisibles.

La curva de capacidad es suministrada por el fabricante y representa gráficamente los límites máximos permitidos durante la operación del equipo, que permita alargar la vida útil de los mismos.

El despacho diario de energía es programado por el AMM de acuerdo a la demanda y oferta de energía presentado por sus integrantes o participantes, como son los generadores y distribuidores privados y no privados pero que están conectados al SIN.

Para cubrir la energía demandada por el SIN se programa el despacho diario de potencia de cada planta generadora, pero en el caso de la planta Chixoy no se recibe un detalle del programa diario en forma anticipada y por lo tanto no se puede planificar la operación de la central para distribuir en forma adecuada la cantidad de potencia activa y reactiva solicitada entre las unidades disponibles. También en la operación en tiempo real de la central, se hacen ajustes solicitados por el AMM de potencia activa y se realizan en forma automática por el sistema automático de generación, además al solicitar la regulación en forma local del voltaje de generación, se necesita la regulación de la potencia reactiva despachada. Esta última operación mencionada produce un incremento en la potencia reactiva de cada unidad y hace que cada unidad opere en forma inadecuada fuera de la curva de capacidad.

Una de las unidades no participa en la regulación del voltaje ya que es la unidad que suministra de energía eléctrica a los servicios auxiliares de toda la planta y no podría variar el voltaje nominal de generación, ya que produciría una variación en el voltaje de 460 voltios, afectando con esto el equipo auxiliar de la planta (bombas, motores, transformadores, etc.)

Es oportuno mencionar que desde marzo del 2002 se instaló un sistema automático de generación (AGC), operado por el AMM y que a través de un software específico se regula en forma individual, la potencia activa de cada unidad de la planta Chixoy, no así la potencia reactiva. Este sistema de regulación automático opera directamente sobre el regulador electrónico de

velocidad de cada unidad y produce una variación únicamente en la potencia activa, y no está considerado producir variaciones en el regulador de voltaje y poder regular en forma proporcional la potencia reactiva. Mientras sé este operando bajo este sistema automático y no se considere los límites de potencia reactiva según la curva de capacidad, los límites máximos se estarán alcanzando y se estará sacrificando la vida útil del equipo electromecánico.

En varias oportunidades los operadores de la sala de mando de la planta Chixoy, se ven obligados a conmutar las unidades a control local (fuera del AGC) y así poder regular la potencia activa de acuerdo a la reactiva despachada en ese momento. Previamente se entabla una comunicación con el operador del AMM para enterarlos que determinada unidad esta fuera de los limites, pero la respuesta de parte de ellos o es lenta o nula. La regulación de esta potencia en las unidades en ningún momento ha sido del cuidado del AMM, ya que únicamente velan por cubrir la demanda de potencia, esta misma forma de operación se efectuaba con el centro de despacho del INDE (CENADO), pero aun no contaban con el AGC.

En ningún momento sé está pretendiendo decir que el sistema automático de generación no funciona bien, pero no cuenta con la regulación de potencia reactiva en los generadores.

En el pasado cuando la planta Chixoy cubría un buen porcentaje de la demanda del país, la regulación de la potencia no representaba un gran problema, pero conforme la demanda del país creció, la regulación se ha vuelto critica y merece una mayor atención para lograr medidas correctivas tanto de parte del operador del SIN como de la planta misma.

Al no contar con otra planta de gran capacidad, la planta Chixoy se ve obligada a cubrir los requerimientos del SIN aunque esto represente operar fuera de los límites técnicos permitidos.

Un aspecto importante es que los contratos suscritos entre el AMM y la empresa de generación de energía eléctrica del INDE no considera una remuneración por la potencia reactiva despachada y por lo tanto no representa un beneficio económico para la planta, sino todo lo contrario, produce pérdidas técnicas en el equipo. El AMM no considera la importancia de la regulación de la potencia reactiva, solo solicita cambios a los operadores de la central para regular el voltaje sin tomar en cuenta la potencia activa de las unidades.

Es de gran importancia para el personal técnico de la planta Chixoy la operación adecuada de las unidades generadoras a cada momento del día, ya que al atender las reparaciones y mantenimiento del equipo electromecánico se puede determinar el daño ocasionado por esta mala operación. Este daño es observable por el desgaste especialmente en la turbina y aislamiento del generador, cableado y puntos de conexión eléctrica. Prueba de ello es que dos turbinas han sido reparadas por el desgaste sufrido, así también fue necesario cambiar las bobinas y su aislamiento en los cinco generadores. La importancia de resolver este problema de regulación es porque la planta sigue cubriendo una buena parte de la demanda del SIN, y siendo una hidroeléctrica no necesita costear ningún tipo de combustible; pero si cuidar que el equipo no sufra un desgaste acelerado.

2.3 Teoría del transformador

2.3.1 Corriente alterna

Durante el transporte de la energía eléctrica se originan pérdidas que dependen de su intensidad. Para reducir estas pérdidas se utilizan tensiones elevadas, con las que, para la misma potencia, resultan menores intensidades. Por otra parte es necesario que en el lugar donde se aplica la energía eléctrica, la distribución se efectúe a tensiones más bajas y además se adapten las tensiones de distribución a los diversos casos de aplicación.

La preferencia que tiene la corriente alterna frente a la corriente continua radica en que la corriente alterna se puede transformar con facilidad. La utilización de la corriente continua queda limitada a ciertas aplicaciones, por ejemplo, para la regulación de motores.

2.3.2 Concepto de transformación

Para transportar energía eléctrica de sistemas que trabajan a una tensión dada a sistemas que lo hacen a una tensión deseada se utilizan los transformadores. A este proceso de cambio de tensión se le llama “transformación”

El transformador consta, en una forma simplificada, de un núcleo de hierro cerrado sobre el que generalmente se colocan dos arrollamientos (bobinas). Un transformador es una máquina eléctrica en reposo.

2.3.3 Arrollamientos de entrada y de salida

El arrollamiento que recibe la energía eléctrica se denomina arrollamiento de entrada, independientemente de si se trata del de mayor o menor tensión. El arrollamiento del que se toma la energía eléctrica a la tensión transformada se denomina arrollamiento de salida.

2.3.4 Núcleo de hierro

El arrollamiento de entrada y de salida envuelve la misma columna del núcleo de hierro. El núcleo se construye de hierro porque tiene una gran permeabilidad, o sea, conduce muy bien el flujo magnético.

En un transformador, el núcleo tiene dos propósitos principales:

1. Desde el punto de vista eléctrico y esta es su misión principal, es la vía por la que discurre el flujo magnético.
2. Desde el punto de vista mecánico es el soporte de los arrollamientos que en él se apoyan.

Para generar el flujo magnético, es decir, para magnetizar el núcleo de hierro hay que gastar energía eléctrica. Dicha energía eléctrica se toma del arrollamiento de entrada.

2.3.5 Pérdidas en el núcleo de hierro

El constante cambio de magnetización del núcleo de hierro origina pérdidas, pero estas pueden minimizarse eligiendo tipos de chapa con una bajo coeficiente de pérdidas.

Además, como el campo magnético varía respecto al tiempo, en el hierro se inducen tensiones que dan origen a corrientes parásitas, también llamadas de Foucault. Estas corrientes, asociadas con la resistencia óhmica del hierro, motivan pérdidas que pueden reducirse empleando chapas finas, aisladas entre sí. En cambio, en un núcleo de hierro macizo se producirían pérdidas por corrientes parásitas excesivamente grandes de las cuales resultarían altas temperaturas.

2.3.6 Principio de la transformación

El flujo magnético, periódicamente variable respecto al tiempo, originado por la corriente que pasa a través del arrollamiento de entrada induce en el arrollamiento de salida una tensión que varía con la misma frecuencia.

Su magnitud depende de la intensidad y de la frecuencia del flujo así como del número de vueltas que tenga el arrollamiento de salida.

2.3.7 Relación de transformación

La relación entre la tensión de entrada y la tensión de salida concuerda con la relación existente entre el número de vueltas del arrollamiento de entrada y el de salida.

$$U_1 / U_2 = W_1 / W_2$$

U1: tensión de entrada

U2: tensión de salida

W1: número de vueltas entrada

W2: número de vueltas salida

Se designa como relación de transformación de un transformador a la relación existente de las tensiones nominales de los arrollamientos de alta y de baja tensión.

2.3.8 El transformador bajo carga

Si el circuito del arrollamiento de salida se cierra a través de una carga, por ejemplo una bombilla o un motor, por el circulará una corriente.

Si se compara la corriente que circula por el circuito de entrada con la del circuito de salida, se comprobaba que sus intensidades son inversamente proporcionales a los números de vueltas, siempre que se despreja la corriente que circula cuando el transformador está en vacío. El producto de multiplicar la intensidad por el número de vueltas en el lado de entrada es igual al producto de la intensidad por el número de vueltas en el lado de salida.

2.3.9 Flujo de dispersión

Cuando un transformador está sometido a carga, circulan corrientes por los dos arrollamientos. Todo conductor por el que circula una corriente eléctrica crea un campo magnético que lo envuelve. El arrollamiento de un transformador al estar formado por muchos conductores individuales, origina como consecuencia de este efecto, un flujo de dispersión. Dicho flujo recorre principalmente el espacio

que hay entre los arrollamientos, llamado canal de dispersión, y cierra su circuito al salir de dicho canal en parte a través de la columna y en parte a través del aire y de las piezas mecánicas. El flujo de dispersión depende de la corriente de carga y de las dimensiones del canal de dispersión.

2.3.10 Tensión de cortocircuito

El flujo de dispersión origina en los dos arrollamientos una caída de tensión inductiva. La caída de tensión inductiva en el lado de entrada reduce la tensión a transformar.

La caída de tensión inductiva en el lado de salida reduce aun más la tensión que se esperaba conseguir en virtud de la relación entre los números de vueltas. Además de la caída de tensión inductiva mencionada, en ambos arrollamientos se producen otras caídas de tensión de carácter óhmico debido a la presencia de resistencias. La suma de ambas caídas de tensión, las debidas al flujo de dispersión y las de origen óhmico, se denomina tensión de cortocircuito. Dicha tensión se expresa en porcentaje de la tensión nominal. Si se aplica esta tensión al arrollamiento de entrada y se cierra en cortocircuito el arrollamiento de salida, por este último circulará la intensidad nominal.

2.3.11 Potencia eléctrica

El producto de la intensidad I por la tensión V expresa la potencia eléctrica, por lo tanto la potencia que entrega un transformador es igual a la que absorbe.

$$U_1 \cdot I_1 = U_2 \cdot I_2$$

La ecuación es válida cuando se pueden despreciar las caídas de tensión y la intensidad en vacío. Así pues un transformador transmite potencia originando pérdidas.

Hay que distinguir entre pérdidas en vacío, que son las que se producen cuando el transformador no está sometido a carga y son principalmente debidas al hierro. También están las pérdidas en cortocircuito, cuando el transformador está sometido a carga, estas pérdidas se suman a las pérdidas en vacío originadas en los arrollamientos y son esencialmente las producidas por el efecto Joule, o sea, la conversión de energía eléctrica en calor.

2.3.12 Constitución

Después de las consideraciones expuestas sobre su funcionamiento, vamos a pasar a conocer la constitución del transformador.

Los dos componentes básicos son el núcleo de hierro y los arrollamientos.

- a. El núcleo de hierro consta de chapas de hierro de pocas pérdidas que están aisladas entre sí para evitar las pérdidas por corrientes parásitas de Foucault.
- b. Los arrollamientos (devanados) están formados normalmente por conductores de cobre aislados entre sí (mediante laca o papeles especiales). Se utiliza el cobre por ofrecer una buena conductividad eléctrica. Como la intensidad en el lado de alta tensión es pequeña, los conductores tienen menor sección que en el lado de baja tensión. Los conductores deben estar aislados para evitar cortocircuitos entre ellos.

En lugar del cobre en los transformadores modernos se utilizan también láminas de aluminio

2.3.13 El transformador trifásico

Para distribuir la energía eléctrica el tipo de corriente más utilizado no es la corriente alterna monofásica sino la corriente trifásica (tres fases). El núcleo del transformador trifásico está formado por tres columnas adyacentes dispuestas en un mismo plano y unidas entre sí por culatas. Cada columna del núcleo tiene un arrollamiento de alta y otro de baja tensión. Los arrollamientos de cada lado pueden estar conectados en estrella, triángulo o delta o en zigzag.

2.3.14 Tipos de transformadores

Según su aplicación, los transformadores se dividen en: Pequeños transformadores con potencias hasta 16 Kva; transformadores de distribución con potencias de hasta unos 1600 Kva. y grandes transformadores desde 2 a 1000 Mva.

2.3.14.1 Pequeños transformadores

Son transformadores en seco, es decir el núcleo y los arrollamientos no están inmersos en un aislante líquido. Entre estos está considerado el transformador de adaptación y de control, que sirve para adaptar la tensión de la red a las condiciones de los variados campos de aplicación.

También están los transformadores de seguridad, que se construyen con dos devanados separados, para que no se pueda establecer ninguna unión galvánica entre el lado de entrada y el de salida.

2.3.14.2 Transformadores de distribución

Estos transformadores sirven para reducir o elevar la tensión en redes de media tensión. Se aplican principalmente para abastecer directamente redes de distribución de baja tensión. Los transformadores de distribución están generalmente rellenos de aceite dieléctrico (como medio refrigerante y aislante), aunque también se utilizan transformadores secos.

El transformador sometido a carga desprende calor que es transmitido por medio del aceite a las paredes de la cuba. Desde allí se disipa al aire circundante. Por este motivo la cuba se construye de forma que su superficie sea lo más extensa posible.

Los transformadores en seco utilizan el aire circundante como medio refrigerante y aislante. Como el aire no refrigera ni aísla tan bien como el aceite dieléctrico, las distancias entre las partes sometidas a tensión deben ser mayores. Se construyen también transformadores en seco en los que los arrollamientos de alta y baja tensión se encuentran totalmente incluidos en resina colada.

2.3.14.3 Grandes transformadores

Los grandes transformadores constituyen principalmente el eslabón que enlaza las redes trifásicas de alta tensión con las redes trifásicas de media tensión, así como el que une los generadores y las redes. Se construyen en unidades monofásicas y trifásicas sumergidas en aceite dieléctrico. Generalmente se instalan a la intemperie. Tres transformadores monofásicos pueden conectarse para formar una unidad trifásica.

Los grandes transformadores, mayores a los 30 Mva, usan ventiladores para disipar mejor el calor que genera el transformador por su funcionamiento. En los transformadores muy grandes se usan bombas para conducir el medio refrigerante a un intercambiador de calor.

2.3.15 Designación de bornes

Para designar los bornes de los transformadores se ha acordado lo siguiente:

En transformadores monofásicos los bornes de alta tensión se designan con U y V (mayúsculas), y los de baja tensión con u y v (minúsculas).

En transformadores trifásicos los bornes de alta tensión se designan con U, V, W (mayúsculas) y los de baja tensión con u, v, w (minúsculas) siempre que los comienzos de los arrollamientos se conecten a los bornes. Si por el contrario son los finales de los arrollamientos los que se conectan a los bornes, estos se designan con x, y, z (minúsculas).

El borne del neutro (conexión común de las tres fases de un sistema) del arrollamiento de alta tensión se designa con N (mayúscula) y el del arrollamiento de baja tensión con (minúscula).

2.4 Servicios auxiliares de la planta

2.4.1 Ductos de barras y seccionadores de 13.8 Kv.

Cada generador está conectado con su transformador principal por medio de barras colectoras trifásicas con capacidad de 3000 amperios. De estas barras sale un ramal de 1200 amperios para alimentar el transformador de excitación y la subestación de los servicios auxiliares.

Las barras principales de las unidades 1 y 3 están provistas de seccionadores mono polares de accionamiento manual, para facilitar la energización del transformador principal a través de las líneas de transmisión de 230 Kv. para alimentar los servicios auxiliares en condiciones de emergencia.

2.4.2 Transformadores de servicios auxiliares

Para el suministro de energía para los servicios auxiliares de la planta desde los generadores, se tienen tres transformadores trifásicos de 750 Kva., tipo seco, con relación de 13.8 Kv./460 voltios, 60 Hz. Estos transformadores están instalados en paneles de subestación denominadas S1, S2 y S3.

El transformador de la subestación S1 puede ser alimentado solo por el generador 1, el transformador de la subestación S2 por medio de los generadores 2 ó 3 y el transformador de la subestación S3 por los generadores 4 ó 5.

2.4.3 Disyuntores 13.8 Kv.

Cinco interruptores, uno por cada unidad, identificados como 52S1 a 52S5 son para la alimentación de servicios auxiliares de la planta a través de los generadores. Los interruptores son de tipo pequeño volumen de aceite, con capacidad de 1250 amperios, instalados en las subestaciones S1, S2 y S3.

Los interruptores se pueden “disparar” automáticamente cuando hay orden de paro del respectivo generador o por operación de relés de sobre corriente y/o sobre temperatura del transformador de 750 Kva., correspondiente. Entre los interruptores 2 y 3 ó 4 y 5 hay enclavamiento eléctrico que impide el cierre de esos dos interruptores al mismo tiempo.

2.4.4 Servicios de corriente alterna

La tensión de servicios auxiliares en la planta de Quixal es de 460 voltios, trifásica, 60 Hz. para la mayoría de los equipos y 208/120 voltios, trifásica, con neutro, 60 Hz. para la iluminación, tomacorrientes, calefacción y controles menores.

Debido a que es indispensable que las barras de servicios auxiliares siempre se mantengan energizadas ya sea que las unidades estén en servicio o paradas, para suministrar energía para equipos de servicios auxiliares en el arranque y parada de unidades, el diseño considera las diferentes fuentes de alimentación a las barras de 460 voltios. Las posibles fuentes son:

2.4.4.1 Turbina auxiliar de 710 Kva.

Es la fuente de suministro de energía a los servicios auxiliares de la planta después del D/G de emergencia en un arranque en “negro” de la planta. El grupo está compuesto por:

1. Turbina Pelton.
2. Válvula esférica.
3. Regulador de velocidad.
4. Generador síncrono.
5. Tablero de control y protecciones.
6. Tubería y válvulas.

El generador tiene una potencia nominal de 710 Kva., en 460 voltios, 60 Hz. El arranque y parada de la turbina auxiliar es manual o manual-eléctrico desde el tablero de control de la turbina auxiliar. También está provista con una válvula de cierre rápido, la operación de la cual produce la parada automática del grupo por las siguientes fallas: sobre corriente, sobretensión, sobrecarga, potencia inversa, sobre velocidad o al oprimir el botón de emergencia.

2.4.4.2 Transformadores de subestaciones S1, S2 y S3

Cada transformador de 750 Kva. Estos transformadores pueden ser energizados de las unidades o de la línea de transmisión de 230 Kv. Según el diseño solo los transformadores S1 o S3 pueden conectarse a la línea de transmisión.

2.4.4.3 Generador-diesel de emergencia de 312.5 Kva.

Los datos técnicos principales de la planta diesel son: potencia 312.5 Kva. 480 voltios, 60 Hz. La planta cuenta con un tanque de combustible subterráneo de 10,000 litros, y uno diario de 490 litros. La planta puede operar así:

3. Control local desde la consola montada sobre el motor diesel.

3. Control manual desde el tablero de la planta.

3. En forma automática cuando no hay tensión en ninguno de los CAP's (barras de 460 voltios) por más de 10 segundos.

La planta diesel también se para automáticamente en caso de las siguientes fallas: baja presión en el aceite del motor, alta temperatura del agua de enfriamiento, sobre velocidad, falla de arranque y sobretensión en el generador.

2.4.4.4 Equipo de distribución de 460 voltios

Está compuesto de tres tableros principales de distribución identificados como CAP1, CAP2 y CAP3.

Cinco tableros de distribución de 600 A., tipo combinación de arrancadores e interruptores de salida, uno para cada unidad.

Cada tablero tiene un transformador de 10 Kva., 460-208/120 voltios.

Siete tableros auxiliares de distribución de 460 voltios para equipos misceláneos, grúas, equipo de ventilación y aire acondicionado, edificio administrativo, patio de conexiones, garaje y taller.

Un transformador seco de 300 Kva., 13.2 Kv-460 V, 60 Hz, para alimentar el equipo en la cámara de la válvula mariposa y campamento del personal.

Un re enganchador (recloser) de 13.2 Kv. para la línea de distribución del Campamento del personal.

Los tres tableros principales están interconectados por medio de los interruptores de enlace 52H2 y 52H4, instalados en los tableros CAP2 y CAP3. Todos los interruptores en los tableros son de tipo aire, provistos con transformadores de corriente y relés de sobre corriente. Los interruptores alimentadores y de enlace pueden ser operados localmente o desde la sala de mando. El resto de interruptores son de tipo manual.

2.4.4.5 Equipo de distribución 208/120 voltios

Está compuesto de un regulador automático de tensión, de 125 Kva, trifásico, 60 Hz,

Un tablero de distribución de 208/120 voltios (G04) con dos interruptores de entrada y 14 interruptores para la iluminación.

La salida de uno de los transformadores de 125 Kva de iluminación está conectada directamente al tablero de distribución G04. La salida del segundo transformador de 125 Kva., alimenta el regulador automático de tensión y este a

su vez al tablero de distribución G04. Los interruptores de alimentación al tablero G04 están enclavados mecánicamente para no estar cerrados los dos al mismo tiempo.

2.4.5 Servicios de corriente continua

2.4.5.1 Sistema 110 Vcc

Se utiliza para operar los dispositivos de control y protecciones de la planta. Se utiliza un banco de batería compuesto de acumuladores estacionarios.

La tensión del banco se mantiene por medio de cargadores. Si falla la alimentación de corriente alterna o fallan los cargadores, entonces el banco de baterías suministra la energía para las cargas de la planta.

El sistema de 110 voltios es flotante, es decir sin aterrizar positivo o negativo. Los dos cargadores están diseñados para operar en forma paralela o independiente.

2.4.5.2 Sistema 48 Vcc

El sistema de 48 voltios cc, es utilizado por los reguladores de la turbina, sistema de teléfonos, equipos de mediciones hidráulicas, luces de indicación de tableros, PLC y telemando.

El sistema de 48 voltios es flotante, es decir sin aterrizar positivo o negativo. Los dos cargadores están diseñados para operar en forma paralela o independiente.

2.4.6 Transferencia automática de los servicios auxiliares

Debido a que las barras principales de los servicios auxiliares de 460 voltios, 60 Hz, CAP1, CAP2 y CAP3 siempre deben estar energizadas, hay transferencia automática de una fuente de alimentación a otra en caso de fallas, por medio de los interruptores de 460V. Los interruptores de 460 V, de alimentación son 52-HE del generador diesel, 52-H1 del transformador S1, 52-H3 del transformador S2, 52-H5 del transformador S3, 52-H6 de la turbina auxiliar y los de acoplamiento de barras son 52-H2 y 52-H4.

El control de estos interruptores está diseñado para cumplir con los siguientes requisitos:

- a. Cualquier generador principal que este en servicio alimentara a las tres barras principales cerrando automáticamente el interruptor correspondiente 52-H1, 52-H3 ó 52-H5 y con los interruptores de acoplamiento 52-H2 y 52-H4 cerrados.
- b. Cada generador principal podría alimentar su propia barra, es decir la unidad 1 al CAP1, la unidad 2 ó 3 al CAP2, y la unidad 4 ó 5 al CAP3, con los interruptores de acoplamiento abiertos y en control manual.
- c. La turbina auxiliar podrá alimentar las tres barras principales desconectando cargas grandes y no importantes para la operación de la central, como los aires acondicionados. Normalmente esta unidad se utiliza solo para emergencias, especialmente en arranques en “negro”.
- d. El generador diesel de emergencia solo arrancara automáticamente cuando fallen todas las otras fuentes de alimentación por un lapso mayor

de 10 segundos y se para automáticamente cuando haya tensión disponible en cualquiera de las otras posibles fuentes.

- e. Será posible arrancar cualquiera de las cinco unidades con la D/G de emergencia. Será posible también suministrar cargas de emergencia para poder parar todas las unidades simultáneamente desconectando automáticamente las cargas no esenciales de la planta. En casos de emergencia se utiliza para el paro de las unidades y en el arranque se utiliza la turbina auxiliar.
- f. En forma manual de control será posible invalidar ciertos enclavamientos, pero bajo ninguna circunstancia será posible poner dos fuentes de alimentación en paralelo.
- g. Existe control automático de prioridad entre el cierre de los interruptores alimentadores. El 52-H1 cierra como prioridad 1, si el generador 1 está en servicio. El 52-H3 cierra como prioridad 2, si el generador 2 ó 3 están en servicio y el transformador S1 debe estar desenergizado. El 52-H5 cierra como prioridad 3, si el generador 4 ó 5 están en servicio y los transformadores S1 y S2 están desenergizados.
- h. Los interruptores 52-H1, 52-H3 y 52-H5 se disparan automáticamente si pierden alimentación desde sus fuentes de suministro (S1, S2 y S3 respectivamente) por un lapso de 1.5 segundos o si operan sus protecciones de sobre corriente.

Las cargas no esenciales son: los transformadores de iluminación, las bombas de agua de enfriamiento, los compresores de aire, las bombas de aceite de los reguladores de turbina y la bomba de agua industrial.

2.5 Justificación del estudio

Con el presente estudio se pretende lograr lo siguiente:

1. Mejorar el aporte de potencia reactiva de la central hidroeléctrica.
2. Operar las unidades de la central dentro de la curva de capacidad.
3. Utilizar el transformador de reserva para energizar los servicios auxiliares.

Mejorar el aporte de potencia reactiva de la central hidroeléctrica significa que la potencia demandada por el sistema nacional interconectado se podrá atender con todas las unidades disponibles de la central.

Actualmente una de las unidades no contribuye con la potencia reactiva total demandada, ya que la unidad que tiene energizado el transformador de servicios auxiliares no regula su voltaje de generación para no variar el voltaje en la barra de 460 voltios de los equipos auxiliares. La potencia reactiva de esta unidad es 0 y el factor de potencia 1.

De la forma como se opera actualmente, la potencia reactiva se distribuye dentro de las unidades disponibles, menos la que lleva los servicios auxiliares. Esto ocasiona que diariamente, cuando las unidades tienen la potencia nominal, rebasan fácilmente el valor recomendado de potencia reactiva, haciendo que estas unidades operen fuera de la curva de capacidad. Las consecuencias son que el devanado del generador incrementa su temperatura normal de operación y provoca un rápido envejecimiento de los aislamientos de los devanados.

El transformador de reserva disponible en la central para sustituir a cualquiera de los transformadores de potencia de las unidades en caso de falla, no ha sido

energizado por más de 20 años. Durante los últimos cuatro años se le han hecho pruebas eléctricas y fisicoquímicas, las cuales han dado resultados satisfactorios y un buen porcentaje de vida útil. Pero aun así es recomendable mantener este transformador energizado a su voltaje nominal, lo cual se lograría al utilizarlo para suministrar la potencia necesaria para los servicios auxiliares.

Dentro del esquema de fuentes de energía para los servicios auxiliares está considerado energizar los servicios auxiliares a través de la línea de 230 Kv., en caso de necesidad y por eso las unidades 1 y 3 cuentan con seccionadores en la línea de 13.8 Kv. entre el generador y el transformador de potencia de cada unidad.

Por lo anteriormente expuesto está ampliamente justificado este estudio, lo cual viene a beneficiar a la central hidroeléctrica y al sistema nacional interconectado.

3. SOLUCIÓN AL PROBLEMA DEL DESPACHO DE POTENCIA

3.1 Propuesta de energización de los servicios auxiliares por la línea de transmisión de 230 Kv.

3.1.1 Descripción de la propuesta

En el subcapítulo 2.2 se describieron los problemas de regulación de potencia reactiva con las unidades disponibles de la central hidroeléctrica Chixoy, lo que representa las limitaciones de aporte de potencia reactiva con la unidad que tiene conectados los servicios auxiliares.

La siguiente propuesta técnica pretende resolver esta limitación al utilizar el transformador de reserva y energizar los servicios auxiliares de la central. Dicho transformador estaría conectándose a la línea de transmisión a través de la subestación de 230 Kv. de Quixal.

La propuesta considera utilizar el transformador donde se encuentra actualmente instalado y para esto se necesita construir un tramo de línea aérea trifásica desde la subestación hasta el lugar que ocupa el transformador.

En el diseño se toman en cuenta las distancias mínimas entre la nueva línea de 230 Kv., y las instalaciones del edificio administrativo y la gasolinera. Esta línea estaría sostenida por estructuras de metal debidamente ancladas y con capacidad para sostener el tramo de aproximadamente 300 metros.

El transformador de reserva estaría conectado eléctricamente a la doble barra de 230 Kv. de la subestación Quixal. Del lado secundario de 13.8 Kv. se estaría

conectando a través de interruptores a cualquiera de los transformadores de servicios auxiliares S1 o S2.

3.1.2 Aparamenta

Para llevar a cabo la energización del transformador de reserva, es necesario utilizar tres disyuntores mono polares y sus seccionadores de unidad y barra para acoplarse a la subestación. En la subestación Quixal se encuentra libre un campo de 230 Kv que estaba destinado para la interconexión con las Verapaces.

Para completar este campo es necesario instalar tres transformadores de corriente con sus devanados para medición y protección, además se necesitan tres seccionadores del lado de alta tensión del transformador y tres de puesta a tierra.

En el transformador de reserva es necesario instalar los tres pararrayos en el lado de alta tensión.

Como equipo de protección se estaría instalando un relé de protección de tecnología digital que tenga incluidas las protecciones diferencial, de sobre corriente y de alto y bajo voltaje del transformador. También se requiere equipo de protección del lado de media tensión (13.8 Kv). Para el equipo de medición y protección se necesitan utilizar los paneles existentes en la sala de relés de casa de máquinas.

3.1.3 Equipo de medición

Para llevar control y registro de los diferentes parámetros eléctricos del transformador de reserva se necesita equipo de medición como: voltímetros, amperímetros, frecuencímetro, mega vatímetro, megavarímetro, horómetro,

termómetros de aceite y devanados. Todo este equipo es necesario que sea de tecnología digital y de lectura directa, adicionar también conmutadores para los voltímetros y amperímetros, así también puertos de comunicación para los medidores de potencia real y reactiva.

3.1.4 Ductos y cableado

Para conectar el transformador de reserva a la subestación de 230 Kv., de Quixal, se deberá construir una línea aérea trifásica con una longitud aproximada de 300 metros. Esta línea estaría sostenida por cadenas de aisladores de vidrio o de preferencia de polímero al pórtico libre de la subestación y por el otro extremo a una estructura metálica que permita superar las distancias mínimas seguras.

El lado de media tensión (13.8 Kv) del transformador de reserva se estaría conectando a una transferencia automática de 13.8 Kv, la cual consiste de dos disyuntores trifásicos controlados por un autómeta (PLC) instalado en un panel metálico. Para esta conexión se necesita instalar y conectar una línea subterránea de 13.8 Kv., con conductor de media tensión de aproximadamente 25 metros. El cableado entre el panel de transferencia y los transformadores de servicios auxiliares ya se encuentra instalado, únicamente está pendiente su conexión.

El cableado de control, medición y protección es necesario instalarlo en los ductos existentes desde la subestación, transformador de reserva, panel de transferencia, paneles de protección y paneles de control y alarma en la sala de mando.

3.1.5 Ajustes, programación y pruebas

Luego de la instalación de toda la aparamenta en la subestación, el equipo en el transformador de reserva, los equipos de medición y de protección en los respectivos paneles, es necesario realizar pruebas en “seco” de las protecciones y funcionamiento de la transferencia de 13.8 Kv.; y las pruebas de energización debidamente programadas y coordinadas con el AMM.

3.2 Estudio del corto circuito

3.2.1 Concepto de corto circuito

Se entiende por cortocircuito aquellos defectos provocados por un contacto entre un conductor y tierra o bien entre conductores.

Los cortocircuitos pueden originarse por múltiples causas y pueden ser:

- **De origen eléctrico:** los debidos a contactos directos de conductores o por defecto de aislamiento entre ellos.
- **De origen mecánico:** debidos principalmente a la caída de cuerpos extraños sobre una línea aérea o la rotura de conductores o aisladores.
- **Por falsas maniobras:** como apertura de seccionadores bajo carga o conexión de una línea aterrizada.
- **De origen atmosférico:** debidos a descargas atmosféricas que alcanzan conductores o por inclemencias del tiempo.

3.2.2 Tipos de cortocircuitos

En el caso de redes trifásicas cuya tensión de servicio sea mayor a los 60 Kv., la experiencia demuestra que del 70 al 80% de los cortocircuitos se producen o al menos empiezan entre una fase y tierra. Los diversos tipos de cortocircuito son:

- **Cortocircuito tripolar o simétrico:** es aquel en el que las tres tensiones al punto del cortocircuito son nulas y las tres fases presentan cargas de cortocircuito simétricas. Son debidas a fenómenos mecánicos, descargas atmosféricas o por fallas en maniobras.
- **Cortocircuito bipolar sin defecto a tierra:** son debido prácticamente a causas mecánicas y cuando aparecen lo hacen con corrientes simétricas menores a las tripolares.
- **Cortocircuito bipolar a tierra:** se producen en las mismas circunstancias y con las mismas características que las anteriores, pero son menos frecuentes.
- **Cortocircuitos unipolares a tierra:** es el más frecuente y la corriente de cortocircuito a tierra puede ser mayor que el cortocircuito tripolar.
- **Cortocircuito de doble contacto a tierra:** se presentan en redes con neutro aislado y la corriente no es mayor que la bipolar con o sin tierra.

3.2.3 Consecuencias de los cortocircuitos

La presencia de un cortocircuito sobre una red provoca sobre intensidades, caídas de tensión y desequilibrios en las tensiones y corrientes de las tres fases, originando toda una serie de consecuencias que se indican a continuación:

- **Calentamientos y averías originadas por los arcos:** los calentamientos son de temer, especialmente en los cables subterráneos. Los arcos pueden producir averías en las cadenas de aisladores o fusión de los conductores.
- **Accidentes en disyuntores:** los disyuntores y fusibles deben tener una capacidad de ruptura adecuada para que durante un cortocircuito puedan funcionar y cumplir su cometido sin sufrir avería ni representar peligro al personal y al equipo eléctrico. Son de temer accidentes en los aparatos antiguos instalados en redes de media tensión unidas a redes de gran potencia, a causa del aumento que de ello resulta para las corrientes de cortocircuito.
- **Esfuerzos electrodinámicos anormales:** el paso de las corrientes muy intensas pueden producir deformaciones de barras y conexiones, roturas de aisladores e incluso averías en las bobinas de los transformadores.
- **Caídas de tensión elevadas:** las corrientes de cortocircuito provocan caídas de tensión que pueden provocar el desenganche de las máquinas síncronas y poner en peligro la estabilidad de las redes.

3.2.4 Fuentes de cortocircuito

Los elementos en una instalación eléctrica que son fuentes de corriente de cortocircuito son:

- **Generadores:** cuando se produce un cortocircuito en un circuito alimentado por un generador, este continúa produciendo tensión, ya que la excitación del campo se mantiene y el motor primario mantiene la velocidad nominal del generador. La tensión generada produce una corriente de cortocircuito de gran magnitud que circula al punto de falla.
- **Motores síncronos:** tan pronto como se establece un cortocircuito, la tensión del sistema cae, reduciéndose a un valor muy bajo. En consecuencia, el motor síncrono conectado a él deja de entregar energía a la carga mecánica y comienza a disminuir su velocidad. Sin embargo, la inercia de la carga sigue moviendo el rotor similar al caso de un generador y por lo tanto suministra la corriente de cortocircuito durante muchos ciclos después de producirse la falla.
- **Motores asíncronos o de inducción:** tiene el mismo efecto que el caso de un motor síncrono, aunque el rotor no está alimentado de corriente directa, pero existe un flujo magnético de inducción. Como el flujo en el rotor no puede variar instantáneamente, aun durante la falla se induce una tensión en el estator que hará circular una corriente de cortocircuito.

3.2.5 Reactancia de las máquinas rotativas

La reactancia de una máquina rotativa no es un valor simple, como el caso de un transformador o un tramo de cable, ya que se trata de un valor que varía con el tiempo.

En el instante de establecerse un cortocircuito, la resistencia de los devanados es prácticamente despreciable y la única oposición al paso de la corriente va a ser la reactancia de dispersión. No obstante en los primeros instantes del cortocircuito, el estudio de la corriente es complicado, ya que esta reactancia se muestra variable.

Para simplificar el estudio del cortocircuito, se asignan tres valores característicos para los motores y los generadores que están en relación con otras zonas temporales características de la onda del cortocircuito y que describimos a continuación:

- **Reactancia subtransitoria (X_d''):** es la reactancia aparente del arrollamiento del estator en el instante en que se produce el cortocircuito y determina la corriente de cortocircuito que circula durante los primeros ciclos (de 0 a 10 ciclos).
- **Reactancia transitoria (X_d'):** Es la reactancia aparente del arrollamiento del estator si no se consideran los efectos de todos los arrollamientos amortiguadores y solo se consideran los del arrollamiento del campo inductor. Esta reactancia determina la intensidad que circula durante el intervalo posterior al indicado anteriormente (de 50 a 200 ciclos).

- **Reactancia sincrónica (X_d):** determina la intensidad que circula cuando se ha llegado a un estado de régimen permanente y solo se hacen notar sus efectos después de transcurridos algunos segundos desde el instante en que se produjo el cortocircuito. Por consiguiente, carece de valor en los cálculos de cortocircuito relacionados con la aplicación de interruptores, fusibles y contactores.

3.2.6 Estudio de la onda de corriente de cortocircuito

En la siguiente figura se representa el diagrama vectorial de un cortocircuito en un generador funcionando en vacío.

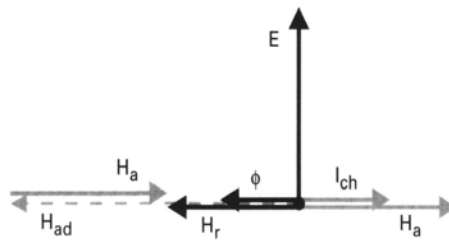


Diagrama vectorial de un cortocircuito en un generador funcionando en vacío.

La fuerza electromotriz existente E es producida por un flujo Φ desfasado 90° en avance, que a su vez es producido por un campo magnético H_r . Como el circuito que se ha cerrado en cortocircuito es predominantemente inductivo, pues la resistencia en vacío del generador es muy pequeña comparada con su reactancia, la corriente de cortocircuito que se produce se retrasa casi 90° con respecto a la fuerza electromotriz E . Esta corriente I_{ch} engendra el campo magnético H_a , en fase con ella, que tiende a neutralizar al campo H_r (que produce el flujo de excitación Φ) que se halla en oposición de fase. Pero el flujo de excitación no puede desaparecer repentinamente ya que una disminución del mismo, por la ley

de Lenz, provoca la aparición de corrientes inductivas que tienden a mantenerlo invariable y crea un campo magnético H_{ad} . Este campo magnético H_{ad} compensa en los primeros instantes, al campo magnético H_a , para luego desaparecer poco a poco. También, va desapareciendo el flujo magnético Φ hasta llegar a un valor que corresponde a la fuerza electromotriz del estado de cortocircuito permanente. Al desaparecer prácticamente las resistencias del circuito por efecto del cortocircuito, la única oposición al paso de la corriente está en la reactancia de dispersión del generador X_l y por lo tanto la fuerza electromotriz vale:

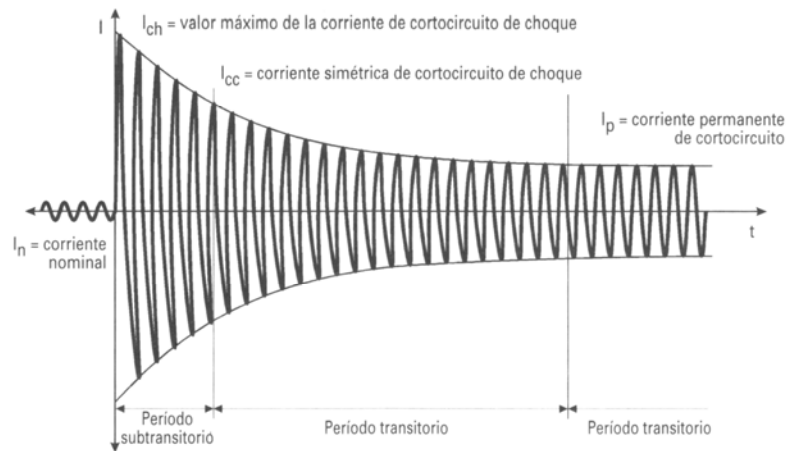
$$E = I * X_l$$

Como la reactancia es muy pequeña y E mantiene prácticamente su valor nominal, el valor de la corriente será muy grande.

Debido a las características inductivas del circuito, la forma de la corriente de cortocircuito será distinta, según sea el valor de la fuerza electromotriz en el momento del cortocircuito.

3.2.6.1 Onda simétrica de corriente de cortocircuito

Si en el instante de producirse el cortocircuito se tiene una fuerza electromotriz de valor máximo, la corriente de cortocircuito producida es simétrica (ver figura siguiente)



Onda simétrica de corriente de cortocircuito cuando el valor inicial de E es máximo

La amplitud de la onda decrece rápidamente debido a la fuerte reacción desmagnetizante de la corriente de cortocircuito, que es muy reactiva y hace disminuir el flujo inductor y consecuentemente la f.e.m. La intensidad inicial I_{ch} de la corriente de cortocircuito está limitada prácticamente por la reactancia de dispersión del generador. El valor eficaz inicial de esta corriente vale:

$$I_{cc} = E/X_l$$

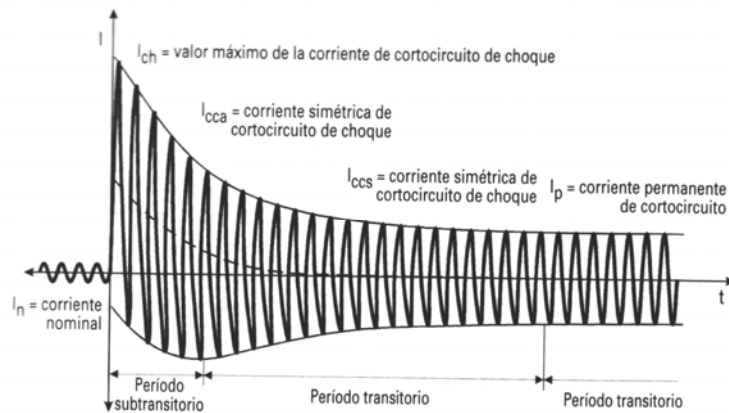
El valor de cresta de esta corriente se le llama corriente máxima de cortocircuito de choque, cuya expresión es:

$$I_{ch} = \sqrt{2} * I_{cc}$$

Como se muestra en la figura anterior, pasados varios periodos, se alcanza el valor correspondiente a la corriente de cortocircuito permanente, cuya intensidad depende de la reactancia total del generador.

3.2.6.2 Onda asimétrica de corriente de cortocircuito

En el caso de que el cortocircuito se establezca en el instante en el que la f.e.m. pasa por cero, la corriente de cortocircuito adopta la forma de la siguiente figura:



Onda asimétrica de corriente de cortocircuito cuando el valor inicial de E es igual a cero.

Se sabe que si una inductancia se pone rápidamente bajo tensión, la corriente que se forma consta de una componente unidireccional de corriente continua adicional, de magnitud igual a la amplitud de la corriente alterna. El valor de esta componente unidireccional sería constante si la resistencia del circuito fuera nula, pero como tiene cierto valor, dicha componente se amortigua rápidamente hasta desaparecer al cabo de varios periodos.

El valor de la corriente máxima de cortocircuito vale:

$$I_{ch} = \sqrt{2} \cdot I_{cc} + \sqrt{2} \cdot I_{cc} = 2 \sqrt{2} \cdot I_{cc}$$

Este valor es teórico, pues hay que tomar en cuenta el amortiguamiento del circuito, por lo que se toma el siguiente valor práctico:

$$I_{ch} = 1.8\sqrt{2} \cdot I_{cc} \approx 2.55I_{cc}$$

La componente unidireccional es prácticamente nula al cabo de 0.25 segundos; a partir de aquí, la corriente de cortocircuito de choque se hace simétrica y se va amortiguando hasta alcanzar el valor de corriente de cortocircuito permanente.

3.2.6.3 Etapas de la onda de corriente de cortocircuito

Las ondas de corriente de cortocircuito simétrica y asimétrica, se pueden dividir con respecto al tiempo en tres etapas:

- a) **Período sub-transitorio:** durante este período inicial, la corriente de cortocircuito de choque baja rápidamente de valor; dura, según los casos, de 1 a 10 periodos. Si la tensión pasa por su valor máximo, la corriente de cortocircuito durante este período es simétrica. Si la tensión pasa por su valor nulo, es asimétrica. Durante este período se presentan intensos esfuerzos electrodinámicos en los elementos sometidos al cortocircuito (máquinas y aparatos), que pueden provocar su destrucción.
- b) **Período transitorio:** durante este tiempo la corriente de cortocircuito va disminuyendo lentamente de valor hasta alcanzar el valor de la corriente permanente de cortocircuito. Este período dura de 50 a 100 períodos. Tanto si al inicio del cortocircuito la tensión pasa por un valor máximo o por un valor nulo, la corriente transitoria de cortocircuito es simétrica. Durante este periodo se da la desconexión de los disyuntores automáticos.
- c) **Período permanente:** la corriente de cortocircuito alcanza su valor permanente y continúa sin apenas variación es este valor mientras dura la

causa que ha provocado el cortocircuito. Se dan esfuerzos térmicos en las maquinas y aparatos sometidos al cortocircuito.

3.2.7 Conceptos básicos en la elección de un interruptor

La posibilidad de cortocircuitos en las redes de transmisión y distribución de energía impone que los interruptores tengan un comportamiento adecuado para que durante un cortocircuito puedan funcionar y cumplir su cometido sin sufrir avería ni presentar peligro para el personal y el equipo eléctrico. Esto se puede definir por medio de la “capacidad de ruptura o poder de corte” y de la “capacidad de conexión o poder de conexión”.

3.2.7.1 Capacidad de ruptura o poder de corte

Se denomina al valor eficaz de la corriente que, como máximo, puede cortar un interruptor con toda seguridad y con solo ligero deterioro de sus contactos, cuando se emplea en un circuito cuya tensión es igual o muy próxima a la tensión nominal de servicio asignada al interruptor. Muchas veces se expresa en kiloamperios (Ka), pero generalmente se expresa en kilo voltamperios (Kva).

3.2.7.2 Capacidad o poder de conexión

Cuando se cierra un interruptor sobre un circuito que tiene una falla, la corriente de cortocircuito de choque se establece ya en un momento antes de cerrarse los contactos, produciéndose un arco entre ellos y apareciendo fuerzas electrodinámicas de repulsión que pueden ser tan elevadas que impidan el cierre del interruptor. A cada interruptor se le asigna un poder de conexión sobre cortocircuito, que es el valor instantáneo que como máximo puede alcanzar la corriente de choque, de forma que el aparato se cierre con seguridad. Por lo

general es igual o muy próximo a la corriente máxima de cortocircuito de choque prevista.

3.2.7.3 Otras consideraciones en la elección de un interruptor

Todas las consideraciones en la elección de un interruptor están relacionadas con la determinación del poder de corte y del poder de conexión, no obstante se pueden comentar las siguientes:

- a) **Tipo de cortocircuito:** En la mayoría de sistemas eléctricos industriales se obtiene la máxima corriente de cortocircuito cuando se produce un fallo trifásico. En sistemas eléctricos de alta tensión que tienen el neutro aterrizado, la corriente máxima de cortocircuito circula cuando se produce el fallo entre fase y tierra.

- b) **Cálculo del poder de corte:** la posibilidad de cortocircuitos en las redes de transmisión y distribución de energía eléctrica, impone que los interruptores tengan una capacidad de ruptura adecuado para que durante un cortocircuito puedan funcionar sin sufrir avería ni representar peligro para el personal y equipo eléctrico. Esta situación se conoce como régimen de interrupción, para el cual deberán determinarse las corrientes de cortocircuito en el instante en que se abran los contactos del interruptor.

Por lo general, se utilizan interruptores de 8 ciclos (interrumpen a los 8 ciclos de establecerse la corriente de cortocircuito), por lo que el aporte de los motores de inducción a la corriente de cortocircuito ha desaparecido; los motores síncronos han pasado del estado correspondiente a la reactancia subtransitoria al de la transitoria. Por lo tanto, se utilizaran en el cálculo del poder de corte la

reactancia subtransitoria de los generadores, la transitoria de los motores síncronos y se ignorará la presencia de motores de inducción.

3.2.8 Etapas de cálculo

A continuación se presentan los pasos a seguir en el cálculo de corrientes de cortocircuito, partiendo de un diagrama unifilar.

3.2.8.1 Cálculo de la reactancia total hasta el punto de cortocircuito

Cabe recordar que la impedancia, que es la característica de un circuito que limita el valor de la corriente, tiene dos componentes la resistencia y la reactancia. Como la reactancia es tres veces mayor que la resistencia, esta última se puede despreciar, por lo que en los circuitos de corriente alterna de tensión superior a los 600 voltios puede despreciarse y emplear solamente la reactancia como valor total de la impedancia.

- **Valores de reactancia en tanto por uno:** Es corriente emplear el valor de la reactancia en tanto por ciento al especificar las características de una máquina de corriente alterna. El caso de la reactancia síncrona porcentual de un generador será el valor de su tensión de reactancia síncrona a plena carga, expresado en tanto por ciento de la f.e.m. del generador, es decir:

$$X\% = (X_d * I_n) * 100 / E$$

La reactancia síncrona porcentual de un transformador será el valor de su tensión de cortocircuito, expresado en tanto por ciento de la tensión en bornes, o sea:

$$X\% = \mu_{cc} * 100/U_b$$

La reactancia porcentual de una línea es su tensión de reactancia bajo la corriente que circula por la línea, en tanto por ciento de la tensión aplicada en su origen, es decir:

$$X\% = (X * I) * 100/U$$

No obstante en los cálculos, estos valores porcentuales de reactancia se expresan en tanto por uno o por unidad.

- **Conversión a otra potencia aparente de referencia:** El valor de la reactancia ya sea en tanto por ciento o tanto por uno se da siempre tomando como referencia la potencia aparente nominal de la máquina o del elemento en consideración, por lo tanto su valor será distinto si se refiere a otra potencia cualquiera. Por consiguiente, antes de operar con los valores de las reactancias de los distintos elementos, es necesario referirlos a una base común (en Kva).

Por ejemplo, suponiendo que una máquina de 5000 Kva con una reactancia en tanto por uno de 0.12 y se desea referir dicha reactancia a una nueva potencia de 10000 Kva, entonces:

$$X_{pu} = (0.12 * 10000) / 5000 = 0.24$$

- **Conversión de una reactancia expresada en ohmios a un valor en tanto por uno:** Si se trata de líneas, la reactancia viene expresada directamente en ohmios y para convertir éstos a un valor en tanto por uno se emplea la fórmula:

$$X_{pu} = (K_{va} \text{ base} * \text{ohmios}) / (K_v^2 * 1000)$$

Se recuerda que las reactancias posibles son: subtransitoria para la corriente de choque, transitoria para la capacidad de ruptura y síncrona para el estudio térmico.

Una vez calculadas todas las reactancias a una base común, se sustituyen los distintos elementos por sus correspondientes reactancias y se representan en el correspondiente esquema unifilar de reactancias.

- **Reactancia total hasta el punto de cortocircuito:** Una vez completado el diagrama de impedancias e insertados los valores de las reactancias de cada parte del diagrama, es necesario reducir esta red a un único valor equivalente.

Cuando las reactancias estén en serie, el valor total será:

$$X = X_1 + X_2 + X_3 \dots$$

Si el esquema aparecen elementos conectados en paralelo, el valor equivalente será:

$$X = 1 / (1/X_1 + 1/X_2 + 1/X_3 \dots)$$

3.2.8.2 Cálculo de la componente alterna de la corriente de cortocircuito y potencia aparente correspondiente

Cuando se emplean valores de reactancias en ohmios, el valor de la componente alterna de la corriente de cortocircuito se obtendrá dividiendo la tensión por la reactancia total; mientras que si se emplean valores por unidad de las reactancias, el valor de la potencia aparente de cortocircuito correspondiente a dicha corriente se obtendrá dividiendo los K_{vas} . tomados como base por la reactancia total por unidad:

$$K_{vacc} = K_{vbase}/X_{pu}$$

Si se emplean reactancias sub-transitorias de motores síncronos y de inducción, será ésta la potencia de régimen de trabajo instantáneo y se utilizará para hallar la corriente de choque.

Si se emplean las reactancias transitorias de los motores síncronos, y no utilizando las reactancias de los motores de inducción, ésta será la potencia de trabajo de régimen de interrupción y se utilizará para hallar la capacidad de ruptura.

En todos los casos, la componente alterna de la corriente de cortocircuito en los sistemas trifásicos, será:

$$I_{cc} = K_{vacc} / (\sqrt{3} * K_{vnominales})$$

3.2.8.3 Influencia de los motores en la corriente de cortocircuito

Cuando ocurre un cortocircuito, los motores, tanto síncronos como de inducción, conectados a la red, suministran también corriente de cortocircuito siendo su aportación de un valor igual al de la corriente nominal dividida por la reactancia por unidad propia del motor:

Conviene recordar y señalar que:

- La influencia de los motores dura un tiempo muy corto.
- Con los valores de las corrientes de cortocircuito de choque se pueden determinar esfuerzos electrodinámicos de cortocircuito.
- Con los valores de las corrientes transitorias de cortocircuito, se pueden determinar las características de funcionamiento que habrán de cumplir los disyuntores y demás aparatos de corte.
- Con los valores de la corriente permanente de cortocircuito se pueden determinar los esfuerzos térmicos sobre máquinas y aparatos.

Cuando en la red estén conectados motores síncronos y motores de inducción, se tendrán en cuenta las siguientes normas:

- Para calcular el valor de la corriente máxima de cortocircuito de choque se tendrán en cuenta los valores de las reactancias sub-transitorias de estos motores.
- Para calcular el valor de los aparatos de corte, solamente se tendrán en cuenta las reactancias transitorias de los motores síncronos (los motores de inducción no se consideran porque su influencia transcurridos algunos períodos es nula).

3.2.8.4 Cálculo de la corriente total asimétrica de cortocircuito

Al iniciarse el cortocircuito existe una componente unidireccional que se suma a la componente alterna indicada en la anterior etapa, que si bien su valor decrece rápidamente debe ser tenida en cuenta al considerar la elección de cualquier aparato de interrupción. Para los valores de la corriente total se considerará lo siguiente:

- **Fusibles para tensiones hasta 5,000 voltios:** Cuando están instalados en puntos alejados de los generadores o barras de la central, el valor de la intensidad de ruptura se obtendrá multiplicando el valor de la componente alterna por 1.2. La aportación de los motores debe tenerse en cuenta antes de aplicar el coeficiente.
- **Interruptores con ruptura de aire hasta 600 voltios:** La capacidad de ruptura para estos aparatos se obtendrá multiplicando el valor calculado, teniendo en cuenta la componente alterna, solamente por 1.25.
El valor de la corriente instantánea nominal del aparato será igual o mayor que la correspondiente a la capacidad de ruptura calculada. En general el interruptor deberá tener una capacidad de ruptura igual o mayor que la calculada.
- **Interruptores para tensiones superiores a los 600 voltios:** El tiempo de interrupción de este tipo de aparatos es corrientemente de 8 ciclos, y el coeficiente a emplear en estos casos para determinar la capacidad de ruptura es igual a 1. Además de tener capacidad de ruptura adecuada, estos interruptores deben poder soportar el valor inicial total de la corriente de cortocircuito.

En general este valor será igual a 1.6 veces el antes calculado, pero cuando se trata de sistemas de tensiones hasta 5,000 voltios, excepto cuando el cortocircuito se produzca en unas barras alimentadas directamente o a través de bobinas de reactancia por máquinas síncronas, el factor a emplear será de 1.4.

3.3 Información técnica del equipo de alta tensión

Se llama aparamenta a aquellos aparatos o dispositivos de maniobra, control, regulación, seguridad y canalización en instalaciones eléctricas, siendo considerados para alta tensión cuando trabajan con tensión alterna superior a 1000 voltios. No se incluye en tal concepto los dispositivos o sistemas de generación, transformación y utilización de la energía eléctrica.

3.3.1 Clasificación de la aparamenta de alta tensión

Existen diversos criterios de clasificación de tales aparatos, los cuales se presentan a continuación en los cuadros:

CLASIFICACIÓN SEGÚN LA FUNCIÓN DEL APARATO	
Tipo de Aparato	Ejemplo o descripción
Maniobra o corte	Aparatos de corte en general: seccionadores, interruptores, disyuntores.

CLASIFICACIÓN SEGÚN LA FUNCIÓN DEL APARATO	
Tipo de aparato	Ejemplo o descripción
Protección	Relés de protección, pararrayos auto válvulas
Medida	Transformadores de medida, aparatos de medida en general
Regulación	Reguladores de tensión para transformadores
Control	Cuadros de mando directo, cuadros de telemando
Bobinas de reactancia y condensadores	Reactancias de choque, condensadores para compensación de energía reactiva y regulación de tensión

CLASIFICACIÓN SEGÚN LA TENSIÓN DE UTILIZACIÓN	
TIPO DE APARATO	VALORES DE TENSIÓN
Baja tensión	1000 voltios en corriente alterna y 1500 voltios en corriente continua
Media tensión	De 3 a 36 Kv
Alta tensión	De 45 a 220 Kv
Muy alta tensión	De 250 a 800 Kv

CLASIFICACIÓN SEGÚN SU EMPLAZAMIENTO
Para montaje en intemperie
Para montaje en interior

Fuente: Instalaciones Eléctricas de Alta Tensión. Navarro, José; Montañés Espinoza, Antonio; Santillán Lázaro, Ángel; Editorial Paraninfo, 1999.

3.3.2 Características generales de la aparamenta

Las características generales de la aparamenta de alta tensión son los parámetros que determinan las condiciones de funcionamiento, tanto en condiciones normales como anormales (sobre corrientes, sobretensiones, cortocircuitos, etc.). Estas características se deben ajustar a determinados valores de las magnitudes funcionales de la instalación, como son tensión, corriente, potencia, temperatura, presión barométrica.

Resulta obligatorio que las características figuren en una placa asociada al aparato y que se denomina placa de características; y las principales son:

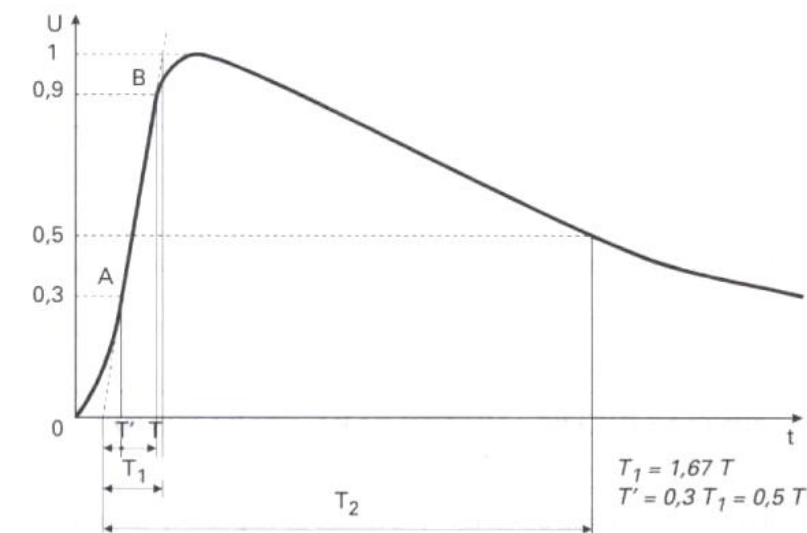
Tensión nominal: Este es un valor de tensión que se refiere a sus condiciones de funcionamiento en caso de ruptura o cierre de la corriente. La tensión nominal máxima corresponde a la máxima tensión que se puede dar en la línea en condiciones normales de explotación y que por tanto debe ser capaz de soportar el aparato.

Corriente nominal: Es la corriente que el aparato puede soportar indefinidamente en condiciones nominales de servicio. Existe una serie de valores de corriente nominal en servicio permanente normalizados con el fin de unificar los aparatos que se hallan destinados a un mismo circuito. Tales valores de corriente hacen referencia a una temperatura ambiente de 40° C, y cuando se utilicen en ambientes de temperatura superior se deberá escoger aparatos de corriente nominal superior.

Nivel de aislamiento: Representa la aptitud del aparato para soportar las sobretensiones a frecuencia industrial, las sobretensiones de origen atmosférico y las sobretensiones de maniobra. Este nivel de aislamiento viene definido por los

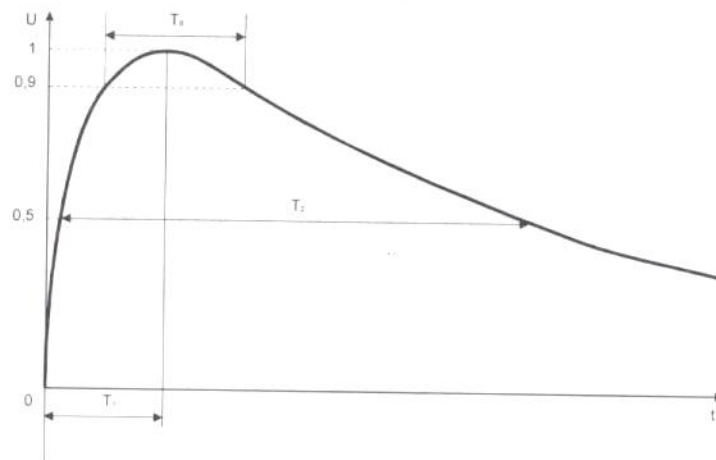
valores de: tensión de ensayo a la frecuencia industrial, tensión de ensayo de impulso tipo rayo y tensión de ensayo de impulso de tipo maniobra.

- a) **Onda de sobretensión tipo rayo:** las ondas de sobretensión en las líneas aéreas eléctricas debidas al impacto del rayo son de forma muy variable que pueden ser representadas por una onda unidireccional aperiódica de frente abrupto amortiguado. Una onda cuya duración convencional de frente, es de 1.2 μ s. y la duración convencional hasta el semivalor de su amplitud en la cola es de 50 μ s.



. Onda de sobretensión tipo rayo 1.2/50 (s normalizada según UNE 21308)

- b) **Onda de sobretensión tipo maniobra:** En líneas de alta tensión las maniobras de ruptura del circuito son fuente de sobretensiones unidireccionales de frente abrupto amortiguadas y son modelizadas a efectos de ensayos por una onda de choque 250/2500 μ s.



• Onda de sobretensión tipo maniobra 250/2500 μ s normalizada según UNE 21308.

Poder de ruptura o corte: También se denomina poder de desconexión y representa el valor eficaz máximo de corriente que puede cortar un interruptor automático o disyuntor con toda seguridad y con solo un ligero deterioro de sus contactos.

Poder de conexión nominal: Es el valor máximo instantáneo máximo que puede alcanzar la corriente de cortocircuito en el momento de cierre de un disyuntor con todas las garantías de seguridad.

Corriente de corta duración admisible: Es el valor máximo de corriente que puede soportar el aparato durante un tiempo especificado.

Secuencia de maniobra: Representa la sucesión de maniobras de apertura y cierre, en condiciones de cortocircuito que el aparato es capaz de realizar sin que se produzcan deterioros en el mismo.

Intensidad limite térmica: Es el valor máximo de corriente a partir del cual los esfuerzos térmicos adicionales ocasionados en el aparato no resultan admisibles para el mismo.

Intensidad limite dinámica: Es el valor máximo de corriente a partir del cual los esfuerzos electrodinámicos ocasionados en el aparato no resultan admisibles para el mismo.

3.3.3 Problemas fundamentales de la aparamenta

Los problemas que van a afectar a cualquier tipo de aparamenta van a ser principalmente los siguientes: calentamiento, aislamiento y esfuerzos mecánicos. Estos no se pueden expresar en fórmulas matemáticas que nos pudieran determinar a priori, de un modo bastante fiable, los resultados de estos problemas sobre la aparamenta.

En realidad se debe contar en estos casos con la experiencia del constructor, con ensayos de laboratorio y con la experiencia en servicio como medios para determinar el comportamiento de los aparatos frente a los fenómenos adversos.

Calentamiento: El problema del calentamiento comporta el estudio de los fenómenos que dan lugar en la aparamenta a la producción de calor: efecto Joule, imantación alternativa, corrientes de Foucault, pérdidas dieléctricas, etc., así como los medios de evacuación del mismo.

Aislamiento: Comprende el estudio previo del campo eléctrico, la influencia del medio ambiente y la alteración con el tiempo de las propiedades dieléctricas de los aislantes, así como el conocimiento y la aplicación de nuevos aislantes.

Esfuerzos mecánicos: Tiene su origen por una parte en las fuerzas electrodinámicas que se manifiestan entre conductores próximos cuando son recorridos por corrientes eléctricas y por otra en las dilataciones que los mismos experimentan al calentarse.

3.3.4 Tipos de aparatos de corte

Según las funciones a desarrollar en la maniobra de instalaciones eléctricas, existen los siguientes tipos de aparatos de corte:

Seccionadores: La misión de este aparato es la de aislar tramos de circuito, de una forma visible. Los circuitos que deba interrumpir el seccionador deben hallarse libres de corriente o sea el seccionador debe maniobrase en vacío. No obstante, deben ser capaces de soportar corrientes nominales, sobre intensidades y corrientes de cortocircuito durante un tiempo especificado. Estos aparatos van a asegurar que los tramos de circuito aislados se hallen libres de tensión para que se puedan tocar sin peligro.

Según su modo de accionamiento se tienen:

- a) **Seccionadores de cuchillas giratorias:** son empleados para tensiones medias, tanto para interior como para exterior.
- b) **Seccionadores de cuchillas deslizantes:** son similares a los anteriores y requieren menor espacio en sus maniobras. Tienen una capacidad de desconexión inferior en un 70% a los anteriores.
- c) **Seccionadores de columnas giratorias:** se utilizan a la intemperie con tensiones superiores a los 30 K_v.

d) Seccionadores de pantógrafo: se utilizan para instalaciones de alta tensión en intemperie, usualmente para conexión de líneas y barra a diferente altura, para tensiones entre 132 y 400 Kv.

Dentro de esta clasificación se puede añadir que todos ellos pueden tener una constitución unipolar o tripolar.

Interruptores: Son aparatos mecánicos de corte que permiten maniobrar de una forma manual, en condiciones de carga nominal y sobre intensidades, siendo capaces de soportar corrientes de cortocircuito durante un tiempo especificado.

Interruptores automáticos o disyuntores: Son aparatos capaces de maniobrar y soportar corrientes de carga nominal, sobre intensidades y cortocircuitos durante un tiempo determinado. El accionamiento de estos puede ser manual o mediante relés de maniobra y protección.

3.3.5 Técnicas de ruptura

El interruptor automático o disyuntor, para realizar el corte de corriente eléctrica debe pasar de tener una impedancia prácticamente nula a una impedancia infinita. Aunque estos aparatos son suficientemente rápidos, la interrupción de la corriente siempre se hace a través del arco eléctrico.

Para eliminarlo lo antes posible deberemos de proporcionar una rápida desionización del medio, para eliminar las partículas conductoras existentes. Las formas existentes de eliminar el arco eléctrico reciben el nombre de técnicas de ruptura y se basan en el agente extintor del arco, y son:

- a) **Técnicas de ruptura en aire:** La extinción de los arcos eléctricos con aire atmosférico, el aislante gaseoso más empleado, es la más simple y la primera técnica utilizada. Las ventajas son que mantiene sus propiedades dieléctricas, alta constante de ionización y se renueva constantemente. La rigidez dieléctrica es de 30 Kv/cm., a una atmosfera de presión y 25° C.
- b) **Técnicas de ruptura en aceite:** Esta técnica apareció por la necesidad de poder interrumpir el servicio de redes eléctricas que trabajaban a mayores tensiones y potencias. Tiene las siguientes ventajas: menor separación de contactos necesaria y mejor aislamiento entre piezas en tensión y masa. Como riesgos esta la inflamabilidad del aceite y la posibilidad de una explosión.
- c) **Técnicas de ruptura en hexafluoruro de azufre:** Estos interruptores tienen cámaras de extinción con hexafluoruro de azufre SF₆, gas cuyas propiedades dieléctricas son superiores a otros aislantes conocidos. Es un gas halógeno, inerte químicamente; a temperatura ambiente es un gas pesado, inodoro, incoloro, inflamable y no tóxico. Permite una rápida disipación del calor y a presión atmosférica, la rigidez dieléctrica es el triple que la del aire. Dentro de las ventajas de esta técnica, están: gran capacidad de evacuación del calor producido por el arco, disociación perfectamente reversible sin pérdida de gas, es el mejor gas extintor y aislante conocido y el desgaste de los contactos es muy pequeño.
- d) **Técnicas de ruptura en vacío:** hay varias condiciones en una atmósfera en la que se ha practicado el vacío, que la hacen muy interesante para realizar la extinción de arcos eléctricos en su interior. El aire a un grado alto de vacío puede alcanzar una rigidez de 199 Kv/cm. La regeneración dieléctrica del medio es instantánea. Las ventajas de esta técnica son: Aislamiento e interrupción garantizada, rápida extinción del arco, elevada rigidez dieléctrica, rápida des ionización del espacio, sistema muy simple.

3.3.6 Aparamenta para protección y medida

Son los dispositivos cuya finalidad es la de tomar valores de la instalación eléctrica para registrarlos, compararlos con unos valores consigna y actuar en caso de que sea necesario. A continuación se presentan su clasificación:

- a) **Pararrayos auto válvula:** Son los dispositivos destinados a absorber las sobretensiones producidas por descargas atmosféricas, por maniobras o por otras causas que en otro caso se descargarían sobre aisladores o perforando el aislamiento en generadores y transformadores. Para su correcto funcionamiento se conectan permanentemente entre la línea y tierra, y se han de elegir para que sean capaces de actuar antes de que el valor de la sobretensión alcance los valores de tensión de aislamiento de los elementos a proteger, pero nunca a tensión nominal de operación.

Valores característicos: Las características que definen un pararrayos auto válvula son:

Tensión nominal: Es el valor máximo de la tensión, en condiciones normales de operación, a frecuencia industrial admisible entre los bornes del pararrayos.

Frecuencia nominal: Es la frecuencia nominal de la red para la cual el pararrayos esta previsto.

Corriente de descarga: onda de corriente evacuada por el pararrayos después del cebado.

Corriente de descarga nominal: Es la corriente de descarga que tiene la amplitud y forma de onda especificadas.

Corriente subsiguiente: Es la corriente suministrada por la red y evacuada por el pararrayos después del paso de la corriente de descarga.

Nivel de protección a las ondas de choque: Es el valor de cresta más elevado de la tensión de choque que puede aparecer entre los bornes de un pararrayos.

Clasificación de los pararrayos:

Pararrayos de carburo de silicio y explosores: es el tipo más antiguo de pararrayos. Está construido de una envolvente cerámica y en el interior están conectadas en serie resistencias no lineales de carburo de silicio con los explosores metálicos. Se construyen de 5 o 10 Ka de corriente de descarga nominal, para servicio normal y duro.

Pararrayos de óxidos metálicos: son más modernos y su construcción es similar a los anteriores pero carecen de explosores y las resistencias no lineales son de óxido metálico. Se construyen de 5 Ka o 10 Ka de corriente de descarga nominal para protección de líneas subterráneas, para sistemas de distribución y para subestaciones.

- b) Transformadores de tensión para medida y protección:** Estos transformadores se utilizan para llevar a los dispositivos de medición y protección, señales de tensión de un valor proporcional muy inferior al valor de nominal de la instalación eléctrica a controlar. Además se consigue una separación galvánica de los elementos de control y permiten una seguridad para los operadores. Es un transformador en el cual la tensión en bornes del secundario es en condiciones normales de operación prácticamente proporcional a la tensión en bornes primarios

Para los transformadores de medida y protección se necesitan que sean exactos en condiciones normales de operación, Según norma CEI la clase o precisión debe mantenerse cuando la tensión aplicada en el primario se encuentre comprendida en un rango del 80 al 120% de la tensión primaria

nominal y la carga en el secundario este comprendida entre el 25 y el 100% de la carga nominal a un factor de potencia del 0.8 inductivo.

Los valores característicos para la elección del transformador de tensión son:

Tipo de instalación: Si es de intemperie o de interior, también se debe considerar la altura sobre el nivel del mar.

Nivel de aislamiento: Valor del aislamiento según el valor de la tensión en donde se instalara el equipo.

Relación de transformación: La relación de transformación entre el primario y el secundario.

Clase de precisión: Clase de precisión en función de la utilización.

Factor de tensión: Es el factor para determinar la tensión máxima de operación del transformador.

Frecuencia nominal: Es la frecuencia nominal de la instalación en donde se usara.

Número de secundarios: Según la utilización se determinara el número de secundarios para medida y protección.

- c) **Transformadores de corriente para medida y protección:** Es un transformador en el cual la intensidad en el secundario es, en condiciones normales de operación proporcional a la intensidad en el primario. Pueden tener varios secundarios en un mismo transformador de corriente.

Los transformadores de corriente para medida están especialmente concebidos para alimentar equipos de medición y deben ser exactos en condiciones normales de operación. Los transformadores de corriente para protección deben garantizar una precisión suficiente para intensidades primarias que sean varias veces superiores a la intensidad primaria nominal.

Los valores característicos para la elección de una transformación de corriente son:

Tipo de instalación: Si es de interior o de intemperie. También se debe tener en cuenta la altitud sobre el nivel del mar.

Nivel de aislamiento: Valor del aislamiento según el valor de la tensión en donde se instalará el equipo.

Relación de transformación: La relación de transformación entre el primario y el secundario. No es recomendable sobredimensionar la relación de transformación, pero en caso de ser necesario puede recurrirse a una doble o triple relación.

Clase de precisión: Se selecciona en función de la utilización que vaya a tener el transformador.

Potencia nominal: Según la carga a conectar en el secundario se tomara uno de los valores de potencia de precisión normalizados. No conviene sobredimensionar excesivamente la potencia del transformador.

Frecuencia nominal: Es la frecuencia nominal de la instalación en donde se usará.

Numero de secundarios: Si se desea tener medición y protección de un mismo transformador, serán necesarios tantos secundarios como usos se deseen obtener del mismo.

Resistencias a los esfuerzos térmicos y dinámicos: Vendrá determinado por sus respectivos valores de corriente límite térmica y dinámica. No conviene sobredimensionar estos valores para no encarecer mucho el transformador.

d) **Relés de protección:** La tarea de coordinar los distintos dispositivos de protección y maniobra para conseguir selectividad de las protecciones a la hora de actuar es competencia de los relés de protección.

Tipos de perturbaciones en las instalaciones de alta tensión: De las muchas perturbaciones que pueden afectar el servicio normal de los diversos elementos que componen una instalación eléctrica de alta tensión, las más frecuentes son:

Defecto en los aislamientos: Perforaciones en los aislamientos de máquinas y cables producidas por envejecimiento, corrosión o por calentamiento.

Descargas atmosféricas o sobretensiones interiores: se pueden deber a rayos por tormentas o maniobras en equipo de corte.

Acción de animales: Cortocircuitos en barras y líneas aéreas producidos por animales.

Destrucciones mecánicas: por bloqueo de máquinas rotativas, o embalamiento de las mismas, por caída de árboles sobre líneas aéreas.

Exceso de carga conectada a la línea: Sobrecarga de las líneas.

Factores humanos: maniobras indebidas o trabajos de mantenimiento de barras bajo tensión.

Puestas a tierra intempestivas: producidas por la humedad del terreno, rotura de líneas aéreas.

Clasificación de las perturbaciones:

Cortocircuito: Se produce cuando hay conexión directa entre dos o más conductores de distinta fase. Se caracteriza por un aumento instantáneo de la corriente cuyo límite viene impuesto solamente por la impedancia del circuito y las maquinas asociadas al mismo.

Sobrecarga: Es un aumento de la corriente por encima de los valores máximos admisibles por la instalación.

Retorno de corriente: Se da principalmente en los circuitos de corriente alterna, en donde por determinadas circunstancias puede darse la inversión del sentido normal de la corriente.

Subtensión: Es cuando la tensión en una instalación es inferior a la nominal.

Sobretensión: Es una elevación del valor de la tensión por encima de los valores normales.

Exigencias básicas de los relés de protección: Una protección ideal sería aquella que reaccione exclusivamente para la perturbación para la que ha sido diseñada, que actúe en el menor tiempo posible y que su costo fuera mínimo. A continuación se enumeran los requisitos más destacables de los relés:

Seguridad: Es la probabilidad de no actuación de una protección cuando no debe hacerlo.

Obediencia: Es la probabilidad de actuación de una protección cuando debe hacerlo.

Fiabilidad: Es la probabilidad de que una protección actúe única y exclusivamente cuando debe hacerlo, y es el producto de la seguridad por la obediencia. Si se dispone de relés en paralelo se aumenta la obediencia, pero disminuye la seguridad. Para relés en serie se aumenta la seguridad pero disminuye la obediencia.

Precisión: Es la respuesta a los valores de entrada.

Rapidez: Es el tiempo invertido desde la aparición de la falla hasta la actuación de los contactos del relé. El aumento de la rapidez supone una disminución de la fiabilidad.

Flexibilidad: Es la capacidad para adaptarse a cambios funcionales.

Simplicidad: Representa la reducción de funciones e intersecciones en el diseño de la protección.

Mantenimiento: Es la disminución máxima posible de piezas sujetas a desgaste.

Facilidades de prueba o test: es la posibilidad de realizar verificaciones con el equipo de protección en línea.

Autodiagnóstico: Es la inclusión de funciones de auto verificación en la protección. Esto se hace factible en las protecciones digitales.

Modularidad: Es lo que permite el montaje de la protecciones mediante módulos enchufables posibilitando las futuras ampliaciones.

Sistemas de protección más usuales:

Protección de sobre corriente a tiempo independiente: Actúa con cualquier elevación anormal de la corriente, a un tiempo fijo determinado.

Protección de sobre corriente de tiempo inverso: Su tiempo de actuación depende de la intensidad de la corriente que controla.

Protección de mínima impedancia: Estos relés actúan cuando la impedancia de la instalación disminuye con respecto a un valor consigna.

Protección direccional: La misión de este tipo de protección es la de conseguir una selectividad en la instalación y determinar cuál es la dirección de la falla.

Protección diferencial: La operación y la selectividad de esta protección dependen de la comparación de las corrientes de cada uno de los extremos de la zona protegida.

Protección de distancia: Esta protección tiene un tiempo de actuación directamente proporcional a la distancia de la falla.

Protección de sobretensión y subtensión: Actúan cuando existe un aumento o disminución anormal de la tensión nominal de la instalación. Permiten un margen temporal de operación desde que se detecta la falla, permitiendo la posible corrección por parte de los dispositivos reguladores

Protección de frecuencia: Se utiliza para vigilar la estabilidad de la frecuencia a un valor nominal, en una instalación

Protección Buchholz: Se utiliza para detectar la formación débil de gases en el aceite dieléctrico de un transformador, por el inicio de una falla interna, que acciona una alarma; o para detectar la formación de gases en forma abrupta por una falla severa y el correspondiente disparo del disyuntor.

3.4 Pruebas al aceite dieléctrico del transformador de reserva

a) Color e inspección visual

El color de una muestra de aceite, está relacionada con el grado de deterioro de la misma muestra. El aceite mineral nuevo recién producido en la refinería, es prácticamente incoloro, sin embargo conforme la muestra envejece con el paso del tiempo, o por severas condiciones de trabajo, con la presencia de puntos calientes o arcos eléctricos, la muestra ira tornándose más oscura.

La claridad de una muestra de aceite nueva deberá ser brillante y sin ninguna evidencia de turbulencia o nubosidad, lodos o partículas sólidas, dicha claridad de una muestra se determina mediante la observación de la muestra contra una fuente de luz y el color de la muestra se determina por comparación de directa a estándares de color preestablecidos.

La mayor cantidad de los aceites cambiarán de color, desde un incoloro hasta un café oscuro, pasando por colores y tonos intermedios, los colorímetros de ASTM para la determinación del color en distintos rangos de color se le asignan números desde 0.5 y 8.0 en intervalos de 0.5, los estándares están fabricados en vidrio de color y se realiza la comparación mediante el visor.

Valores sugeridos por la IEEE, para aceite y aspecto visual (IEEE C57.106-1991)

<i>Color y Aspecto Visual</i>		
Tipo de aceite/unidad	Color	Aspecto visual
Aceite mineral recibido de la refinería	0.5 máx.	Brillante y Claro
Aceite nuevo de equipo nuevo		
≤ 69 kV.	1.0 máx.	Brillante y Claro
69 – 288 kV.	1.0 máx.	Brillante y Claro
> 345 kV.	0.5 máx.	Brillante y Claro
Aceite nuevo para Interruptores	0.5 máx.	Brillante y Claro
Límite sugerido para aceite en Interruptores	2.0 máx.	Sin Carbón Excesivo

b) Rigidez dieléctrica

La rigidez dieléctrica o tensión de ruptura es la forma de medir la capacidad del aceite dieléctrico a soportar el efecto de un campo eléctrico de alta intensidad. Esta prueba ayuda a detectar la presencia de humedad y contaminación por agua o materiales sólidos en suspensión; sin embargo, un valor alto de rigidez dieléctrica no es indicativa de la ausencia de elementos contaminantes y otro tipo

de pruebas son necesarias conjuntamente con esta para la evaluación del estado del aceite dieléctrico.

**Valores sugeridos por la IEEE, para rigidez dieléctrica
(IEEE C57.106-1991)**

<i>Rigidez Dieléctrica</i>			
Tipo de aceite/unidad	tensión de Ruptura Dieléctrica		
	D-877	D-1816	D-1816
		1mm	2mm
Aceite mineral recibido de la refinería	30 kV min.	No Espec.	No Espec.
Aceite nuevo de equipo nuevo			
≤ 69 kV	30 kV min.	20 kV min.	40 kV min.
69 – 288 kV	30 kV min.	30 kV min.	48 kV min.
> 345 kV	30 kV min.	30 kV min.	60 kV min.
Aceite nuevo para Interruptores	30 kV min.	No Espec.	No Espec.
Límite sugerido para aceite en Interruptores	25 kV min.	No Espec.	No Espec.

c) Acidez o número de neutralización

La acidez de una muestra de aceite, está relacionada con el deterioro del aceite. El aceite mineral es esencialmente un hidrocarburo saturado con características no polares; sin embargo cuando el aceite sufre degradación por oxidación, se forman ácidos oxilidos, los cuales son de naturaleza acida. La presencia de estos materiales, puede determinar cualitativamente mediante el método que estamos describiendo, una cantidad de una base estandarizada es necesaria para neutralizar los ácidos presentes en la muestra de aceite y su calidad pueda ser determinada. El resultado es conocido como acidez o número de neutralización.

Valores sugeridos por la IEEE, para número de neutralización (IEEE C57.106-1991)

No. De Neutralización	
Tipo de aceite/unidad	No. De Neutralización
Aceite mineral recibido de la refinería	Máx. 0.03 mg KOH/g
Aceite nuevo de equipo nuevo < 345 kV.	Máx. 0.03 mg KOH/g
Límites para uso continuo	
≤ 69 kV.	Máx. 0.2 mg KOH/g
69 – 288 kV.	Máx. 0.2 mg KOH/g
> 345 kV.	Máx. 0.1 mg KOH/g
Límites del aceite para su regenerado	
Grupo II	Máx. 0.20 mg KOH/g
Grupo III	Máx. 0.05 mg KOH/g
Aceite nuevo para Interruptores	Máx. 0.03 mg KOH/g

d) Tensión interfacial

La tensión interfacial del aceite dieléctrico mineral está relacionada con el grado de deterioro de la muestra. Este fluido dieléctrico es esencialmente un hidrocarburo saturado de características no polares, y cuando surge un determinado grado de deterioro por oxidación, se forman en los algunos componentes oxigenados tales como los ácidos carboxílicos, los cuales son hidrofílicos por naturaleza. La presencia de estos compuestos en el aceite afecta sus propiedades químicas del aceite (acidez), así como las eléctricas (rigidez dieléctrica y factor de disipación) y las físicas (tensión interfacial). En esta prueba, se mide la tensión entre las superficies del aceite y el agua la que es

altamente polar. Mientras más semejanza entre la polaridad de dos líquidos menor será el valor de la tensión interfacial entre ellos. Mientras mayor sea la concentración de los materiales hidrofílicos en el aceite, menor será el valor de la tensión interfacial del aceite en relación al del agua.

Existe una relación inversa entre la tensión interfacial y el número de neutralización del aceite. Mientras un aceite sufre mayor degradación por efectos de la oxidación, la acidez aumentara y la tensión interfacial decrecerá.

Valores sugeridos por la IEEE, para tensión interfacial (IEEE C57.106-1991)

<i>Tensión Interfacial</i>	
Tipo de aceite/unidad	tensión Interfacial (TIF)
Aceite mineral recibido de la refinería	Min. 40 dinas/cm.
Aceite nuevo de equipo nuevo < 345 kV	Min. 40 dinas/cm.
Límites para uso continuo	
≤ 69 kV	Min. 40 dinas/cm.
69 – 288 kV	Min. 40 dinas/cm.
> 345 kV	Min. 40 dinas/cm.
Límites del Aceite para su Regenerado	
Grupo II	Min. 40 dinas/cm.
Grupo III	Min. 40 dinas/cm.
Aceite nuevo para Interruptores	Min. 40 dinas/cm.
Límite para uso continuo en Interruptores	Min. 25 dinas/cm.

e) Gravedad específica

Los efectos de la temperatura y medio ambiente, así como la presencia de agua dentro del mismo aceite, pueden alterar otra propiedad que puede resultar importante de conocer, esta es la gravedad específica, la cual es la relación existente entre el peso específico del aceite y del agua.

La medición de la gravedad específica, puede indicar el estado de la contaminación del mismo por alguna sustancia extraña principalmente agua.

f) Sedimentos

La oxidación del aceite, durante su proceso de envejecimiento, produce la formación de partículas sólidas que se encuentran disueltas en el líquido y las cuales mientras aumenta el deterioro tienden a incrementar su tamaño y peso.

Dada la baja velocidad de circulación de aceite dentro de un transformador, excepto cuando existe circulación forzada estas partículas llegan a alcanzar tal peso que producen su precipitación al fondo del tanque del transformador. También otro tipo de partículas sólidas, tales como papel, metal, y demás materiales con los cuales está construido un transformador, pueden aparecer y precipitarse al fondo del tanque del transformador.

Información adicional en cuanto al grado de deterioro del mismo por efectos de la oxidación, así como también, así como ser auxiliar en la detección de una falla insipiente o falla activa dentro de un transformador, al identificar el tipo de material que lo componen, tales como partículas de papel, metal y cerámica.

g) Factor de potencia

El factor de potencia es una prueba para evaluar la condición del aceite desde el punto de vista dieléctrico, el factor de potencia de un aceite es la relación de la potencia disipada en watts en el aceite expresado en voltampers. Esto es numéricamente equivalente al coseno del ángulo de fase o al seno del ángulo de pérdidas; es una cantidad adimensional, expresada normalmente en porcentaje.

El requisito que debe cumplir un buen aceite es la ausencia de agua y otros compuestos contaminantes para evitar la degradación y la falta de aislante.

La especificación para el aceite nuevo es de 0.05 % a 25 grados centígrados y 0.3 % a 100 grados centígrados. Un aceite con un factor de potencia de 0.5% a 20 grados centígrados, es usualmente considerado como satisfactorio para operación. Un aceite con un valor de factor de potencia entre 0.6 % y 2 % a 20 grados centígrados, debe ser considerado como riesgoso la confiabilidad para seguir operando en estas condiciones será muy crítica, por lo que deberá ser investigado y complementado su análisis con pruebas químicas, para reacondicionarlo o reemplazarlo.

**Valores sugeridos por la IEEE, para factor de potencia
(IEEE C57.106-1991)**

Factor de Potencia		
Tipo de aceite/unidad	Factor de Potencia	
	@ 25°C	@100°C
Aceite mineral recibido de la refinera	Máx. 0.05%	Máx. 0.3%
Aceite nuevo de equipo nuevo		
≤ 69 kV	Máx. 0.15%	Máx. 1.50%
69 – 288 kV	Máx. 0.10%	Máx. 1.00%
> 345 kV	Máx. 0.05%	Máx. 0.30%
Aceite nuevo para Interruptores	Máx. 0.05%	Máx. 0.30%
Límite sugerido para aceite en Interruptores	Máx. 1.00%	No Espec.

h) Contenido de humedad

El contenido de agua dentro del líquido aislante de cualquier aparato eléctrico de alta tensión puede afectar adversamente las propiedades físicas, químicas y eléctricas del fluido. El agua y el aceite no son solubles entre sí, debido a su diferencia tan grande en polaridad. El aceite mineral es esencialmente no polar, mientras que el agua es altamente polar. Sin embargo, ha cierto límite en pequeñas cantidades, el agua podrá disolverse en el aceite.

Existe una relación inversa entre el contenido de agua y su rigidez dieléctrica. Igualmente tendrá la misma relación en cuanto a la tensión interfacial del aceite.

Mientras mayor el contenido de agua en el aceite, mayor será su capacidad de reacción con metales tales como el acero en los cuales producirá oxidación.

- Para equipos hasta 115 Kv. 15 partes por millón máximo.
- Para equipos hasta 230 Kv. 12 partes por millón máximo.
- Para equipos hasta 400 Kv. 10 partes por millón máximo.

i) Resistividad del aceite

La resistividad del aceite es una medida de sus propiedades aislantes. Una alta resistividad refleja el bajo contenido de iones libres, también conocidos como compuestos polares y normalmente indica una concentración baja de materiales contaminantes conductores.

La resistividad del aceite varía con: la magnitud de voltaje aplicado, el tiempo de aplicación del voltaje y de la temperatura del aceite. Para que esta prueba sea comparable con el tiempo, será necesario que se efectúe siempre a las mismas condiciones

j) Densidad

Es la relación del peso de un volumen dado de una sustancia, al peso de un volumen igual de agua, la densidad varía con la temperatura de modo que se debe corregir cuando se mida una temperatura que no sea la de referencia. La prueba consiste en utilizar un aparato de vidrio que se hace flotar en el líquido, llamado densímetro el cual tiene una graduación interna en la que se lee el valor que coincide con la superficie del líquido.

El uso de esta prueba es para identificación de la muestra; así como para la corrección de la tensión interfacial, con el resultado se puede determinar el tipo de aceite, ya que el nafténico tiene valores alrededor de 0.88 y el tipo parafínico tiene entre 0.84 y 0.86.

k) Viscosidad

Al efectuar esta prueba se mide la fluidez del aceite. Se lleva a cabo en un aparato llamado viscosímetro, la viscosidad es una característica necesaria para conducir el calor generado en el equipo eléctrico y así actuar como refrigerante.

l) Temperatura de inflamación e ignición

La temperatura de inflamación es una indicación de los constituyentes volátiles del aceite. Para efectuar esta determinación, se coloca una muestra de aceite en una copa adecuada y se calienta lentamente pasando por una flama por la superficie de la muestra. La temperatura de inflamación será cuando el aceite desprenda vapores y se encienda en forma rápida.

La temperatura de ignición será cuando se produzca vapores suficientes para mantener encendida la mezcla durante cinco segundos cuando menos.

m) Temperatura de congelación

Es la temperatura a la cual el aceite deja de fluir. Una baja temperatura de congelación es necesaria para asegurar que el aceite fluya aun a temperaturas frías. En aceites parafínicos la especificación indica 26 grados centígrados como máximo.

Pruebas eléctricas y fisicoquímicas

Debido a que durante todo el tiempo de vida del transformador, este se ha encontrado des energizado y en ninguna de las ocasiones se ha procedido a realizar la conexión de este para suplir a alguno que fuese necesario, se le ha mantenido un estricto control de sus pruebas, las cuales nos permiten conocer el estado del transformador, así como nos asienten para ir conociendo si varían sus condiciones con el paso del tiempo.

Para el aceite dieléctrico del transformador y en base a los normativos existentes se presenta la tabla de resumen de análisis.

Comparación de pruebas eléctricas y fisicoquímicas

Prueba			Limites según Doble Engineering Company
Fecha	12/12/02	05/07/02	
Reporte No.	50571	48268	
Contenido de agua ASTM D1533	34	7	25 max ppm
Color ASTM D1500	L 1.5	L 0.5	3.5 max
Rigidez dieléctrica ASTM D877	53	57	30 min Kv
Tension interfacial ASTM D971	35	35	25 min Dina/Cm
No. De neutralización ASTM D974	0.01	0.01	0.015 máx. mgKOH/gr.
Factor de potencia ASTM D924	0.013	0.011	0.5 máx. %
Gravedad especifica ASTM 1298	0.872	0.865	0.865-0.910

Fuente: Empresa Ingeniería de Potencia Eléctrica S.A. Informe de pruebas al transformador de reserva de la planta Chixoy, 2005.

Existen ciertas discordancias en lo que respecta a el contenido de agua, pero estas fueron solucionadas luego de una nueva prueba que se realizo, lamentablemente dicha información no pudo ser agregada para fines de estudio.

Pero los niveles en las pruebas eléctricas y fisicoquímicas nos indican resultados positivos, debido a que existieron cambios de clima no muy identificados durante la realización.

Prueba de calidad del aceite

Como resumen de los exámenes de la calidad del aceite se destaca que se encuentra claro, luminoso y es aceptable para el uso en fluido del mismo en el transformador.

Comparación en prueba de calidad del aceite

Reporte No.	Fecha	Temp oil °C	Agua ppm	Saturación relativa	Tensión interfa	Neu No.	Grave especific	PF25C %	Inhib %
ASTM					D971	D974	D1298	D924	D2688
57963	06/24/04	32	13	15	35	<0.01	0.869	0.0100	--
52320	05/08/03	34	14	14	35	<0.01	0.866	0.0120	ND
50571	12/12/02	35	--	--	35	0.01	0.872	0.013	--
48268	05/07/02	25	7	10	35	0.01	0.865	0.0110	--

Fuente: Empresa Ingeniería de Potencia Eléctrica S.A. Informe de pruebas al transformador de reserva de la planta Chixoy, 2005.

Resultado de gases disueltos

Para conocer sobre las diferentes pruebas que se le realizan al transformador, y para poder documentar el análisis de gases disueltos en el aceite dieléctrico el cual fue realizado, según norma ASTM D3612 y la norma IEC 60567, los valores son reportados en ppm, lo que quiere decir que son reportados en partes por millón a STP y calibrados con estándares de gases disueltos en el aceite, los valores reportados como normados se basan en el NTP al 15 de agosto del 2002 y calibrados a estándares de gases.

Comparación en prueba de gases disueltos

Reporte No.	Date	Temp. Oil °C	H ₂	O ₂	N ₂	CH ₄	CO	C ₂ H ₆	CO ₂	C ₂ H ₄	C ₂ H ₂	Total gas	Comb gas	Est tcg %	Comb gas
60184	11/13/2004	21	3.5	60	20800	7.8	14	20	359	2.4	Trace	21267	48	0.09	0.21
57963	06/24/2004	32	0.8	1220	4030	3.0	6.2	7.3	107	1.0	Trace	5375	18	0.15	-0.61
52320	05/08/2003	34	3.0	1030	26900	52	78	132	521	3.0	0	28719	268	0.30	0.09
48268	05/07/2002	25	0	2770	34800	51	88	90	509	6.0	0	38314	235	0.23	0.01
43611	03/28/2001	33	0	381	26200	49	88	93	434	2.0	0	27247	232	0.31	

Fuente: Empresa Ingeniería de Potencia Eléctrica S.A. Informe de pruebas al transformador de reserva de la planta Chixoy, 2005.

Hay un bajo volumen de gases combustibles presentes, la condición es de ninguna preocupación inmediata, es recomendable realizar otro muestreo en seis meses.

Las presentes tablas nos dan índices permisibles, en los cuales se basan las normas internacionales y que a su vez nos darán las pautas para llegar a conclusiones del estado del transformador de potencia.

Valores límite para prueba de calidad del aceite

Prueba	Limites según Doble Engineering Company	
	Acceptable	Inacceptable
Contenido de agua	<25 max	
Saturación relativa		
Color	<3.5 max	
Rigidez dieléctrica	<30 min	
Tension interfacial	<25 min	
No. De neutralización	<0.015 máx.	
Factor de potencia	<0.5 máx.	
Gravedad especifica	0.865-0.910	
Examen visual		

Fuente: Empresa Ingeniería de Potencia Eléctrica S.A. Informe de pruebas al transformador de reserva de la planta Chixoy, 2005.

Valores límite para prueba de gases disueltos

Gas	Limites según Doble Engineering Company	
	Acceptable	Inacceptable
Hidrogeno (H ₂)	<150	>1000
Oxigeno (O ₂)		
Nitrógeno (N ₂)		
Metano (CH ₄)	<25	>80
Monóxido de Carbono (CO)	<500	>1000
Etano (C ₂ H ₆)	<10	>35
Dióxido de Carbono (CO ₂)	<10000	>15000
Etileno (C ₂ H ₄)	<20	>150
Acetileno (C ₂ H ₂)	<15	>80
% de gases combustibles	0.03	0.5
Tasa de gases PPM/DIA		

Fuente: Empresa Ingeniería de Potencia Eléctrica S.A. Informe de pruebas al transformador de reserva de la planta Chixoy, 2005.

Análisis de compuestos furánicos

El análisis de furanos es una prueba complementaria a la detección de gases disueltos en el aceite, y que sirve para determinar al grado de deterioro de la celulosa del sistema de aislamiento de los transformadores de potencia, los compuestos furánicos son resultados de eventos térmicos.

Este tipo de pruebas es recomendable ser realizado inicialmente para todos los transformadores de potencia para establecer una línea de base cuando grandes cantidades de óxidos de carbón son generados y cuando otras pruebas indiquen envejecimiento acelerado del sistema de aislamiento.

Comparación en prueba de compuestos furánicos

Reporte No.	Fecha muestra	Temp. °C	HMF ug/L	FOL ug/L	FAL ug/L	AF ug/L	MF ug/L	FAL	DP estimado	% vida
57963	06/24/2004	32	<1	<1	3	<1	<1	0.13	1149	100
52320	05/08/2003	34	<1	<1	3	<1	<1			
48268	07/05/2002	25	<1	<1	5	<1	<1	0.2	1114	100

Terminología para los compuestos furánicos

Hydroxymethyl-2furfural	HMF
Furfuryl Alcohol	FOL
2-furaldehyde (2-furfural)	FAL
2-acetylfural	AF
5-methyl-2-furfuran	MF
Grado de polimerización	DP

Fuente: Empresa Ingeniería de Potencia Eléctrica S.A. Informe de pruebas al transformador de reserva de la planta Chixoy, 2005.

Tomando como base para dicha evaluación de los compuestos furánicos del material de celulosa, las normas ASTM D5837 y la norma IEC 61198, la tasa de acumulación para este transformador los resultados indican lo siguiente: el análisis de compuestos furánicos reflejan que no existe degradación de la celulosa el nivel del compuesto “2furfural” es menor a 50 microgramos/litro/año (generación de 0.2 microgr/lt/año), y se considera una condición normal. El grado de polimerización calculado en base a la ecuación de chengdong es 1114 y se calcula que el transformador le queda un porcentaje de vida de 100%.

3.5 Modificación de la energización de los servicios auxiliares

3.5.1 Descripción

Para mejorar la operación de la Planta Hidroeléctrica Chixoy se necesita energizar los servicios auxiliares a través del transformador de reserva que se encuentra disponible y en condiciones favorables de operación según las pruebas eléctricas y fisicoquímicas realizadas al mismo.

La idea es energizar el transformador de reserva del lado de alta tensión a través del campo de reserva de la subestación con la aparamenta adecuada, disponible en su mayoría en la casa de maquinas de la planta. Del lado de media tensión se conectara a los servicios auxiliares a través de dos interruptores trifásicos montados en un panel Siemens existente, con su equipo de medición y control a los transformadores de servicios propios S1 y S2.

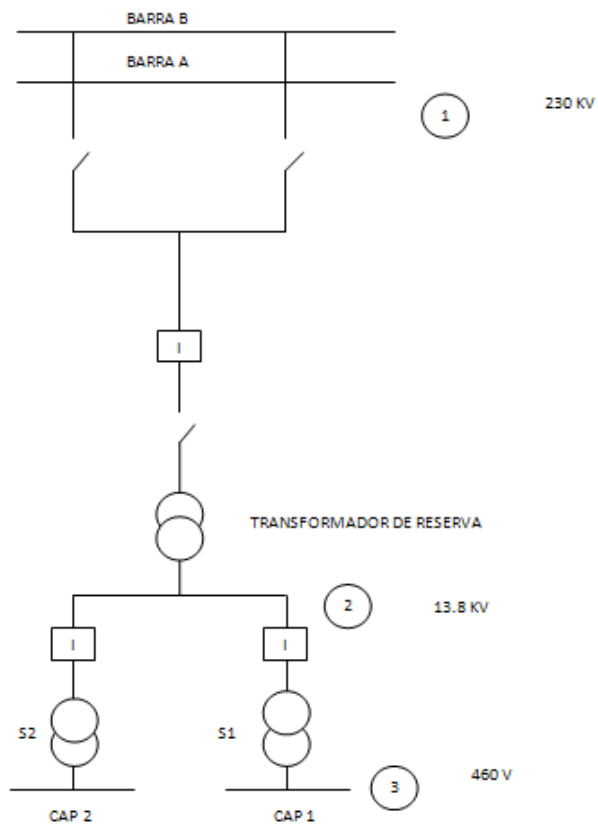
El automatismo de una manera modificado permitirá la energización de la barra de 460 voltios con el transformador de reserva conmutando ya sea al transformador de servicios auxiliares S1 o al S2, ante la falla de la línea 230 se conmutaran los servicios a cualquiera de las unidades generadoras como originalmente operaban.

3.5.2 Análisis de cortocircuito

Para seleccionar adecuadamente el nivel de aislamiento para la operación de la aparamenta de alta y media tensión es necesario realizar un cálculo de cortocircuito en el circuito representativo del nuevo equipo instalado y conectado a los servicios auxiliares.

Los resultados obtenidos permitirán seleccionar no solo la capacidad interruptiva de los elementos de corte, sino también el ajuste de los equipos de protección. A continuación se presentan los cálculos realizados:

CONEXIÓN DEL TRANSFORMADOR DE RESERVA A SUBESTACION QUIXAL



DATOS TÉCNICOS

Impedancia del Transformador de Reserva: $Z_1 = 10.17\%$ a 55 Mva.

Impedancia del Transformador de Servicios Auxiliares: $Z_2 = 6.84\%$ a 0.75 Mva.

Potencia base = 100 Mva

Voltaje base = 13.8 Kv

Corriente base = 125,520 amperios lado de 460 voltios

Corriente base = 4,184 amperios lado de 13.8 Kv

Corriente base = 251 amperios lado de 230 Kv

CALCULO DE LAS CORRIENTES BASE

$I_{base} = P_{base} / (\sqrt{3} * V_{base}) = 100,000 \text{ Kva} / (\sqrt{3} * 13.8 \text{ Kv}) = 4,184 \text{ amperios}$

$I_{base} = 4,184 * (13.8/230) = 251 \text{ amperios en el lado de 230 Kv}$

$I_{base} = 4,184 * (13.8/0.460) = 125,520 \text{ amperios, en el lado de 460 voltios}$

CORRIENTE DE CORTOCIRCUITO PUNTO 1(Barra 230 Kv):

$I_{cc} = 6,100 \text{ amperios para la falla monofásica (valor suministrado por la ETCEE)}$

$I_{cc} = 5,450 \text{ amperios para la falla trifásica (valor suministrado por la ETCEE)}$

En valores por unidad

$I_{cc} = 6100 / 251 = 24.30 \text{ PU}$

$I_{cc} = 5450 / 251 = 21.71 \text{ PU}$

Según fórmula

$Z_{pu} = V_{pu} / I_{pu}$ (impedancia por unidad)

$Z_{pu} = 1/24.30$ fallo monofásico

$Z_{pu} = 1/21.71$ fallo trifásico

CORRIENTE DE CORTOCIRCUITO PUNTO 2 (Barra 13.8 Kv):

Es necesario trasladar el valor de la impedancia del transformador de reserva dado en 55 Mva a la potencia base de 100 Mva.

Ztrafo reserva: $0.1017 * (100/55) = 0.1849$ en valores por unidad

Entonces

$$I_{cc} \text{ pu} = V_{pu} / Z_{pu} = 1 / ((1/21.71) + 0.1849) = 4.33 \text{ pu}$$

$$I_{cc} = 4.33 * 4,184 = 18,117 \text{ amperios para la falla trifásica}$$

CORRIENTE DE CORTOCIRCUITO PUNTO 3 (Barra 460 voltios):

Ztrafo servicios auxiliares = $0.0684 * (100/0.75) = 9.12$ en valores por unidad

Entonces

$$I_{cc} \text{ pu} = V_{pu} / Z_{pu} = 1 / ((1/21.71) + 0.1849 + 9.12) = 0.1069 \text{ pu}$$

$$I_{cc} = 0.1069 * 125,520 = 13,418 \text{ amperios para la falla trifásica}$$

$$I_{cc} \text{ pu} = V_{pu} / Z_{pu} = 1 / 9.12 = 0.1096 \text{ pu}$$

$$I_{cc} = 0.1096 * 125,520 = 13,757 \text{ amperios para la falla trifásica}$$

3.5.3 Especificaciones Técnicas del Equipo

Considerando la diversidad de equipo disponible no solo en el mercado, sino del equipo existente en la bodega de la planta hidroeléctrica es necesario presentar cuadros de especificaciones técnicas para cada uno de los equipos a instalarse y conectarse en el nuevo diseño de los servicios auxiliares tanto en alta como en media tensión.

Especificaciones del disyuntor

Tensión nominal	245 kV.
Frecuencia nominal	60 Hz
Corriente nominal	2500 A
Corriente de desconexión	25 kA
tensión de prueba	460 kV. a 60 Hz
tensión de prueba con onda 1.2/50 μ s	1050 kV.

Especificaciones de los seccionadores

Tensión nominal	230 kV.
Corriente nominal	2500 A
Corriente de corto circuito	50 kA, 3 seg.

Especificaciones de los pararrayos

Tensión nominal	192 kV.
Frecuencia nominal	48-62 Hz
Corriente de descarga	10 kA.

Especificaciones de los transformadores de corriente

Tensión nominal	245 kV.
Corriente alta tensión	4 * 200 A.
Corriente baja tensión	5 A.
Clase	0.2 (1 núcleo)
Clase	5P10 (3 núcleos)
Potencia	100 VA
Corriente de corto circuito	25 kA por 1 s.

Especificaciones Técnicas de Aparata de 13.8 Kv

Interruptor SIEMENS			
Tipo	3AH5214-1	Año	1996
Voltaje	17.5 Kv	I _n	800 amperios
I _{cc}	25 Ka	I _{th}	3 s
BIL	95 Kv	Frecuencia	50/60 Hz.
Secuencia maniobra O - 0.3s - CO -3min - CO			

TRANSFORMADOR DE POTENCIAL				
Tipo	4 MR 14 XE		Frecuencia	60 Hz
V primario	13800/√3	voltios	Clase	1.0
V secundario	120/√3	voltios	VA	100

TRANSFORMADOR DE CORRIENTE			
Tipo	4 MA 74 XE	Clase	0.5 FS5
Kv	24/50/125	Clase	5P 10
I primario	2 x 50 amp.	Frecuencia	60
I secundario	5 amperios	I _{dyn}	40 Ka
		I _{th}	16 Ka

3.5.4 Diseño de los servicios auxiliares

El diseño de la modificación en los servicios auxiliares comprende diferentes actividades a considerar y son las siguientes:

- a) **Campo de 230 Kv:** Para conectar el transformador de reserva a las barras de acoplamiento de 230 Kv., se utilizara el campo de reserva actualmente disponible en la subestación Quixal, el cual ya cuenta con estructuras de soporte y aislamiento para la conexión de la aparamenta de alta tensión. También ya tiene instalados y conectados los dos juegos de seccionadores trifásicos para las barras A y B de acoplamiento, así también los cables a conectarse en la línea de 230 Kv.

- b) **Interruptor de 230 Kv.:** En la casa de máquinas de la planta se tiene un interruptor trifásico compuesto de tres unidades mono polares marca Sprecher & Schuh, disponible y con las especificaciones técnicas necesarias para operar en este nuevo campo de transformación. Este interruptor tiene cámaras cuyo medio de extinción es hexafluoruro de azufre y cuenta con sus mecanismos de apertura y cierre en perfectas condiciones.

- c) **Transformadores de medición y protección:** Para la transformación de corriente en el lado de 230 Kv., también se cuentan con transformadores de corriente marca AREVA con devanados separados de medición y protección y con estructura disponible para su soporte. Para la transformación de voltaje en el lado de 230 Kv. se utilizaran los transformadores ya existentes en las barras de acoplamiento para la medición y la protección.

En cuanto a los transformadores para la medición y protección del lado de 13.8 Kv., se cuentan con transformadores de corriente y voltaje en el panel de los interruptores Siemens. De acuerdo a los cuadros de especificaciones técnicas (ver cuadro pagina 115) del equipo se puede determinar que los transformadores de medición de media tensión se adaptan a las necesidades de los servicios auxiliares, ya que la corriente nominal para 750 Kva es de 32 amperios.

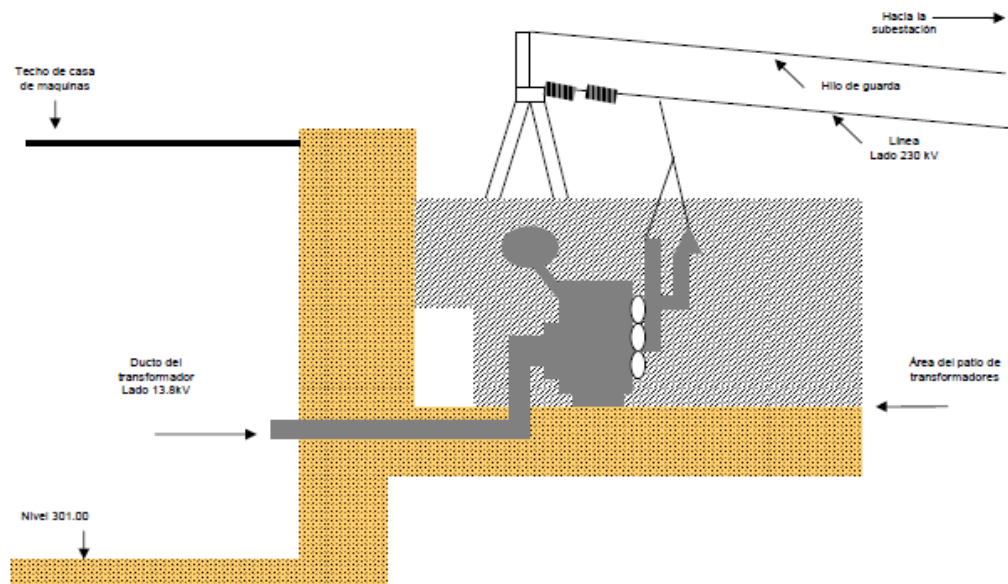
Para la baja tensión (460 voltios) se usaran los transformadores ya existentes en las subestaciones de media tensión.

- d) **Protecciones del transformador:** El transformador de reserva ya cuenta con pararrayos de alta tensión en buenas condiciones de operación. El relé buchholz está en buenas condiciones así también la válvula de alivio de presión. Los ventiladores de los radiadores están también en condiciones buenas para operar. Todo el cableado de señalización y alarma de los dispositivos de protección del transformador necesita completarse entre el panel local y la sala de relés. Se utilizarán los cuadros disponibles en las alarmas y se rotularan de acuerdo a cada parámetro de alarma.

- e) **Interruptores de 13.8 kv.:** Se encuentra una transferencia Siemens en el nivel donde se encuentran los transformadores de servicios auxiliares, atrás del transformador S1, la cual ya cuenta con dos interruptores de bajo volumen de aceite instalados en sus respectivos paneles y conectados a una barra de cobre. Dichos interruptores cuentan con equipo de control automático controlado por un autómatas de la serie S7 Simatic, marca Siemens. Solamente se necesita disponer del cableado entre este panel y la

sala de mando para tener un control manual y la señalización respectiva. Este equipo es nuevo y está disponible y sus características técnicas se ajustan al uso en la remodelación de los servicios auxiliares (ver cuadro en página 115).

- f) **Línea trifásica de 230 kv.:** Es necesario tender 300 metros de cable 250 MCM de un hilo cada fase entre el pórtico del campo de reserva de la subestación y el pórtico del transformador de reserva. Para esta línea no solo se cuenta con el conductor en bodega sino también con las cadenas de aisladores de vidrio y sus racores, únicamente se necesitan ciertos conectores y adaptadores para conectar tanto del lado de la subestación como del lado del transformador de reserva.



g) Línea trifásica de 13.8 kv. Para conectar el transformador de reserva desde su sitio hasta los paneles de transferencia es necesario comprar conductor de 25 milímetros cuadrados de cable subterráneo para el nivel de voltaje de 13.8 Kv (según tabla de conductor subterráneo Retenax del anexo 2), además sus terminales tanto para conectar en el transformador como en la transferencia. También para soportar el conductor se necesita instalar bandeja metálica para llevarlo desde la transferencia hasta el transformador de reserva y realizar un agujero con suficiente holgura para introducir un ducto hasta la parte exterior de casa de maquinas y montarlo cerca de las terminales de media tensión del transformador. Considerando que el ducto estará en la intemperie es conveniente instalarle sellos para evitar la filtración de humedad que pondría en riesgo la instalación. Para estos trabajos de canalización la central cuenta con personal y materiales necesarios para realizarlos.

Entre los paneles de los interruptores de 13.8 Kv., y los transformadores de servicios auxiliares S1 y S2 ya se tiene instalado el conductor tipo subterráneo únicamente falta conectarlos a los terminales de dichos transformadores.

h) Equipo de control: En el pupitre de sala de mando en el espacio que ocupan los servicios auxiliares aun se tiene suficiente espacio para instalar conmutadores y lámparas de señalización que permitan operar los interruptores de la nueva instalación de los servicios auxiliares. En la bodega se tienen repuestos para estos conmutadores y lámparas de señalización.

i) Reles de protección: Para la protección del transformador no se cuenta con equipo, pero la Unidad de Protecciones de la EGEE se encargaría no sólo de

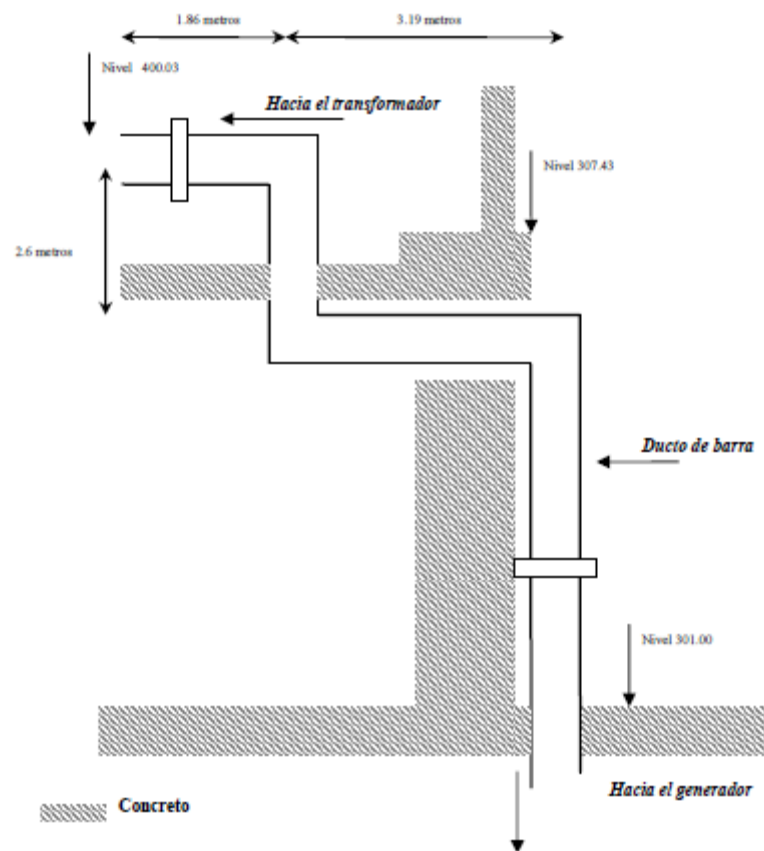
la adquisición del equipo sino de su instalación, conexión, ajuste y programación de acuerdo a los valores de corriente de cortocircuito obtenidos en el cálculo. Para este relé es conveniente adquirir uno de última tecnológica de microprocesadores que tenga integrada no solo la diversidad de protecciones para el transformador y los tramos de líneas, sino además que permita el registro de fallas para un diagnóstico ante cualquier falla que se presente. Debe incluir las siguientes características:

- Diferencial de corriente
- Sobre corriente
- Sobre voltaje

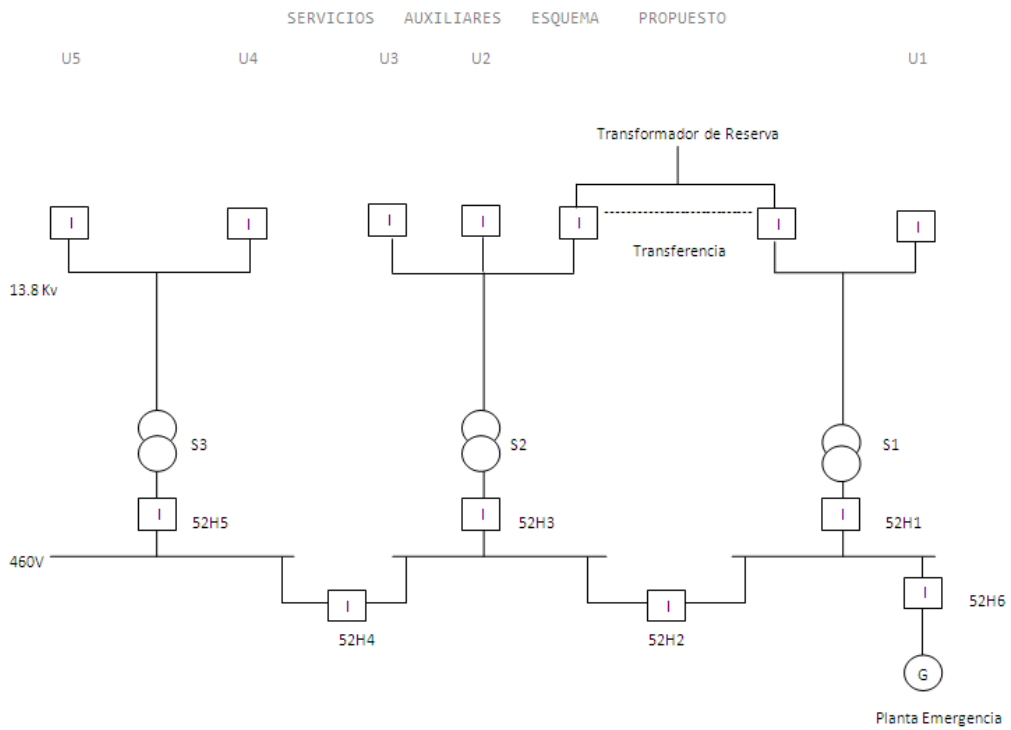
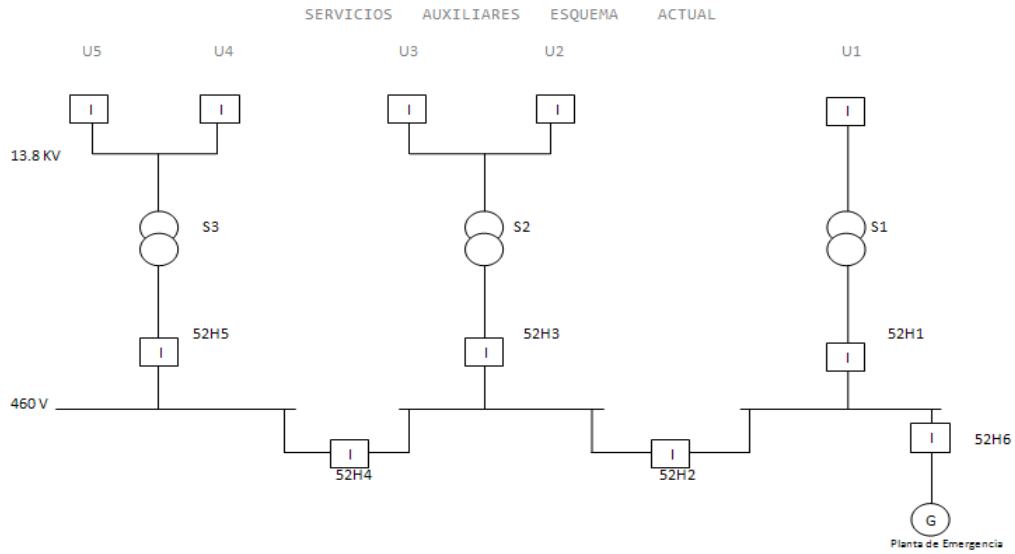
j) Secuencia de operación: Actualmente la energización de los servicios auxiliares cuenta con una secuencia automática que permite una operación continua de dicho equipo para garantizar a la vez la operación normal de las unidades generadoras y su equipo auxiliar en condiciones normales y de falla. Con el nuevo diseño es necesario modificar dicha secuencia y que permita operar como prioridad la energización de los servicios auxiliares a través del transformador de reserva, pero ante la falla de este circuito la secuencia deberá conmutar la operación a la estructura actual de los servicios.

k) Ductos de cables Para conectar las líneas de 13.8 del transformador de reserva y los paneles de la transferencia se utilizarán las bandejas de cables existentes y únicamente se necesita realizar ductos a través de la pared de concreto entre casa de máquinas y el transformador en mención.

También las bandejas existentes se utilizarán para soportar cables de control, alarmas, señalización y señales de corriente y voltaje de medición y protección entre la subestación, panel de interruptores de 13.8 Kv., sala de relés y la sala de mando.



1) Diagramas del diseño: A continuación se presentan los diagramas del esquema actual de los servicios auxiliares y el esquema propuesto.



m) Recursos: Para llevar a cabo la modificación de los servicios auxiliares, la planta Chixoy cuenta con todos los equipos necesarios como son el transformador de potencia, el equipo de switcheo, los transformadores de medición, el campo disponible con seccionadores e interruptor en la subestación Quixal. También se tienen disponibles materiales de instalación como conductor para la línea y el neutro del lado de 230 Kv., con sus herrajes y aisladores de vidrio y conductores de control.

Debido a lo anteriormente expuesto no considero conveniente presentar en detalle la inversión que tenga que hacer la planta Chixoy ya que es mínima; ya que entre otros materiales que se necesitan comprar esta el conductor subterráneo de 13.8 Kv., y los relés de protección.

En cuanto a recurso humano se tiene personal debidamente capacitado para las diferentes actividades a realizar tanto en el área eléctrica (subestaciones, líneas, protección, medición, plc's, etc.), como mecánica y de obra civil.

CONCLUSIONES

1. Luego de realizado el estudio en la planta hidroeléctrica Chixoy se puede decir que la utilización del transformador de reserva como una alternativa para la energización de los servicios auxiliares de la planta, será de mucha utilidad
2. Al energizar los servicios auxiliares a través del transformador de reserva, la unidad que actualmente tiene conectado esta carga, podrá participar en la regulación de la potencia reactiva y como consecuencia la potencia despachada por cada unidad tendera a ser inferior y proporcional a la potencia real.
3. Al distribuir la potencia reactiva entre todas las unidades generadoras disponibles, la corriente del generador en cada unidad será más baja y por lo tanto la temperatura en los devanados, contribuyendo con esto a alargar mas la vida útil de los generadores.
4. Utilizar el transformador de reserva para este fin permitirá mantenerlo siempre energizado a la tensión nominal y así no se limita una unidad por la carga de los servicios auxiliares.

~~5.~~

- ~~6.~~5. Al estar energizado el transformador de reserva contribuye a que se mantenga en óptimas condiciones.

RECOMENDACIONES

1. Se sugiere a las autoridades de la Empresa de Generación de Energía Eléctrica del INDE aplicar esta solución a corto plazo, considerando los beneficios técnicos obtenidos.
2. Antes de iniciar los trabajos para modificar la energización de los servicios auxiliares de la planta Chixoy, recomiendo que se hagan pruebas eléctricas y fisicoquímicas al transformador de reserva, también a los tres disyuntores de SF6 de reserva y a los transformadores de medición.
3. Que el centro de despacho del AMM considere las curvas de capacidad del fabricante de los generadores de la planta Chixoy, para la programación diaria de potencia de las mismas.

BIBLIOGRAFÍA

1. Nessier Herbert, Friedrich Stadelmeier, Constitución y funcionamiento del transformador. Editorial Marcombo, S.A. 1988
2. Antonio Montañés Espinoza, Santillán Lázaro, Ángel, Navarro, José, Instalaciones Eléctricas de Alta Tensión. Editorial Paraninfo 1999
3. INDE, Manuales de Operación de los Servicios Auxiliares, Tomo 3, Consorcio LAMI. Guatemala 1988.
4. INDE, Manuales de Operación de la Subestación, Tomo 4, Consorcio LAMI, Guatemala 1988.
5. INDE, Manuales de Operación de las Unidades Principales, Tomo 5, Consorcio LAMI, Guatemala 1988.
6. INDE, Manuales del Generador y Excitación, Tomo 1, Mitsubishi Electric Corporation, Planta Hidroeléctrica Chixoy, 1983
7. INDE, Manuales de Accesorios y Subestaciones de 13.8 Kv, Tomos 2, 3 y 6 Mitsubishi Electric Corporation, Planta Hidroeléctrica Chixoy, 1983
8. INDE, Manuales del Transformador de Potencia, Tomo 4, Mitsubishi Electric Corporation, Planta Hidroeléctrica Chixoy, 1983
9. INDE. Manuales de Protección de Líneas y Barras, Tomo 16, Mitsubishi Electric Corporation, Planta Hidroeléctrica Chixoy, 1983
10. INDE. Manuales del Equipo de Alta Tensión, Volumen III, Sprecher & Schuh Planta Hidroeléctrica Chixoy, 1983

11. INDE. Manuales de Documentación Técnica de la Subestación, Volumen IV,
Sprecher & Schuh Planta Hidroeléctrica Chixoy,1983

ANEXO 1

ANALISIS DE GASES DISUELTOS AL ACEITE DIELECTRICO DEL TRANSFORMADOR DE RESERVA NORMA ASTM D 3612

Reporte #	Fecha muestra	Fecha prueba	Top oil temp °C	HIDROGENO		OXIGENO		NITROGENO		METANO		MONOXIDO CARBONO		ETANO		DIOXIDO CARBONO		ETILENO		
				H2	O2	N2	CH4	CO	C2H6	CO2	C2H4	<150	>1000	<25	>80	<500	>1000	<10	>35	<10000
				ACEPTABLE	INACEPTABLE															
43611	28/03/2001	13/04/2001	33	0	381	26200	49	88	93	434	2									
48268	07/05/2002	17/05/2002	25	0	2770	34800	51	88	90	509	6									
52320	08/05/2003	28/05/2003	34	3	1030	26900	52	78	132	521	3									
57963	23/06/2004		32	0.8	1220	4030	3	6.2	7.3	107	1									
792	01/12/2005	09/12/2006	29	9	7671	48720	4	5	10	182	0									

Reporte #	Fecha muestra	Fecha prueba	Top oil temp °C	ACETILENO		PROPYLENO		PROPANO		Total gas		Total gases combustibles		Temp. amb.		Humedad %		CO2/CO		
				C2H2	<15	>80														
				ACEPTABLE	INACEPTABLE															
43611	28/03/2001	13/04/2001	33	5																
48268	07/05/2002	17/05/2002	25	0	27247	232														
52320	08/05/2003	28/05/2003	34	0	38314	235														
57963	23/06/2004		32	0	0	46	5	5	5375	18	32	56.8	17							
792	01/12/2005	09/12/2006	29	0	56601	28	27	36												

PRUEBAS AL ACEITE DIELECTRICO DEL TRANSFORMADOR DE RESERVA

UNIDAD	Reporte #	Fecha muestra	Fecha prueba	Top oil temp °C	COLOR	RIGIDEZ	TENSION INTERFACIAL	NUM. DE NEUTRALIZ.	FACTOR DE POTENCIA
					ASTMD1500	ASTMD877	ASTMD971	ASTMD974	ASTMD924
					3.5 MAX	30 KV. MIN	25 dinas/cm min	0.015 mgKOH/g max	0.5 % max. a 25°
						23 Kv min norma D1816			
RESERVA	48268	07/05/2002	22/05/2002	25	L0.5	57	35	0.01	0.011
	52320	08/05/2003	22/05/2003	34	L0.5	42	35	< 0.01	0.012
	57963	23/06/2004		32	L0.5	43	35	< 0.01	0.01
	792	01/12/2005	09/12/2005	29	menor 1	52	35.1	0.0125	0.05

UNIDAD	Reporte #	Fecha muestra	Fecha prueba	Top oil temp °C	GRAVEDAD ESPECÍFICA	VISCOSIDAD	CONTENIDO DE INHIBIDORES	EXAMEN VISUAL	SEDIMENTOS
					ASTMD1298	ASTMD445	ASTMD2668	ASTMD1524	ASTMD1698
					0.865-0.910	11 max. cst a 40°	0.3% max.		
RESERVA	48268	07/05/2002	22/05/2002	25	0.865				
	52320	08/05/2003	22/05/2003	34	0.866	7.76	ND	claro/brillante	
	57963	23/06/2004		32	0.869			claro/brillante	
	792	01/12/2005	09/12/2005	29	0.86			claro	limpio

PRUEBAS AL ACEITE DIELECTRICO DEL TRANSFORMADOR DE RESERVA

UNIDAD	Reporte #	Fecha muestra	Fecha prueba	TOP OIL	CONTENIDO HUMEDAD	HUMEDAD BASE SECA	RELATIVE SATURATION
				°C	ASTM D1533	%	%
					25 ppm MAX		
RESERVA	48268	07/05/2002	17/05/2002	25	7		10
	52320	08/05/2003	28/05/2003	34	14		14
	57963	23/06/2004		32	13		15
	2005-0792	01/12/2005	09/12/2005	29	5	0.62	6
	2006-0652	24/07/2006	31/07/2006	27	13		

PRUEBAS AL ACEITE DIELECTRICO DEL TRANSFORMADOR DE RESERVA, SEGÚN NORMA ASTM D5837

UNIDAD	Reporte #	Fecha muestra	Fecha prueba	TOP OIL	HMF	FOL	FAL	AF	MF
				°C	µg/L	µg/L	µg/L	µg/L	µg/L
					hidroximetil	furfural alcohol	furaldehido	acetilfuran	metilfurfural
RESERVA	48268	07/05/2002	24/05/2002	25	< 1	< 1	5	< 1	< 1
	52320	08/05/2003	04/06/2003	34	< 1	< 1	3	< 1	< 1
	57963	23/06/2004		32	< 1	< 1	3	< 1	< 1

PRUEBAS AL ACEITE DIELECTRICO DEL TRANSFORMADOR DE RESERVA

UNIDAD	FECHA	COMPUESTO FURFURAL	CONDICION	GRADO POLIMERIZACION	VIDA
		< 50µg/L/año		DP	%
	LIMITES				
RESERVA	24/05/2002	0.20	NORMAL	1114	100
	04/06/2003	0.13	NORMAL	1149	100
	23/06/2004	0.13	NORMAL	1149	100

ANEXO 2

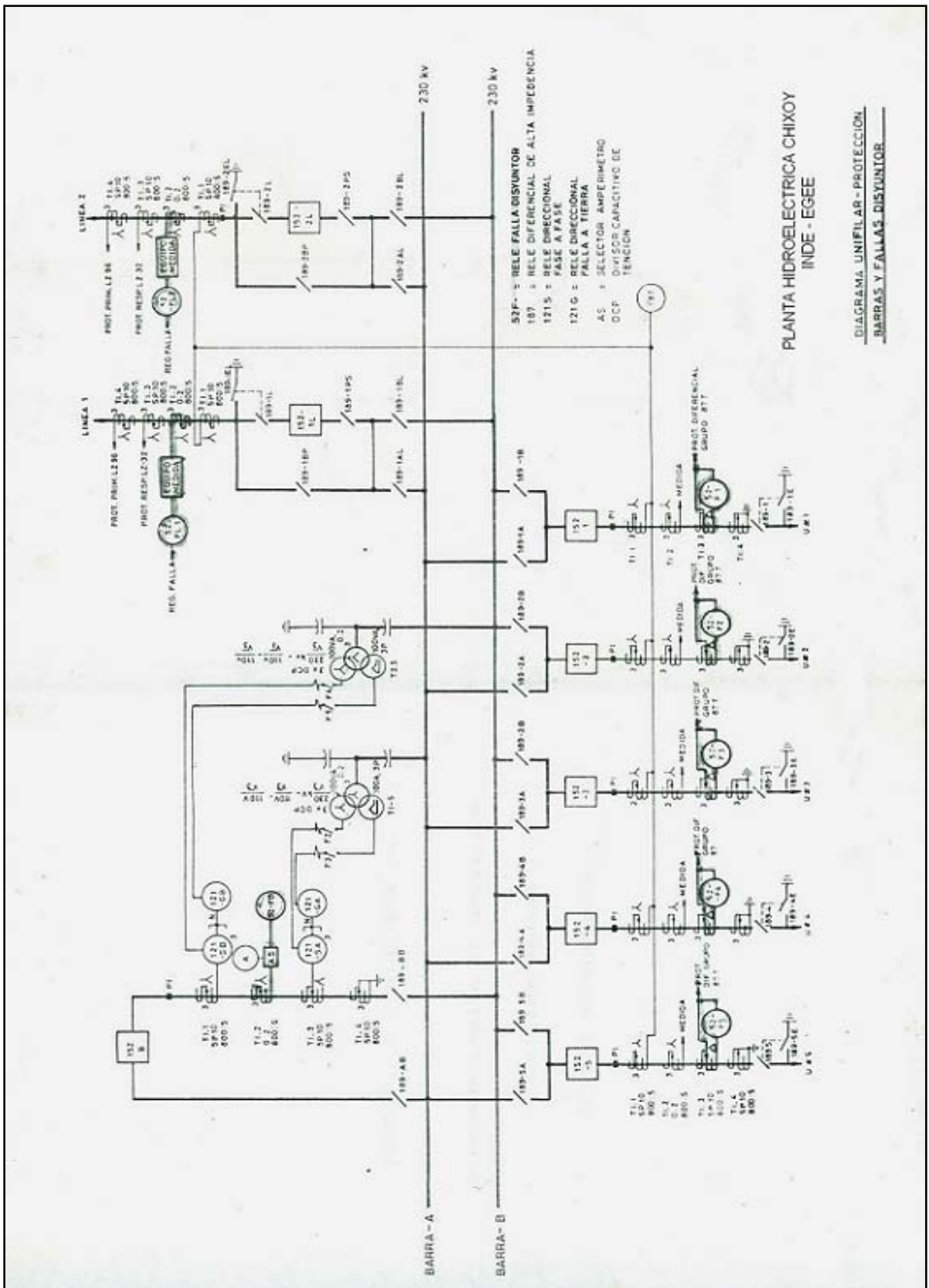


Figura 2, Diagrama unifilar subestación Quixal

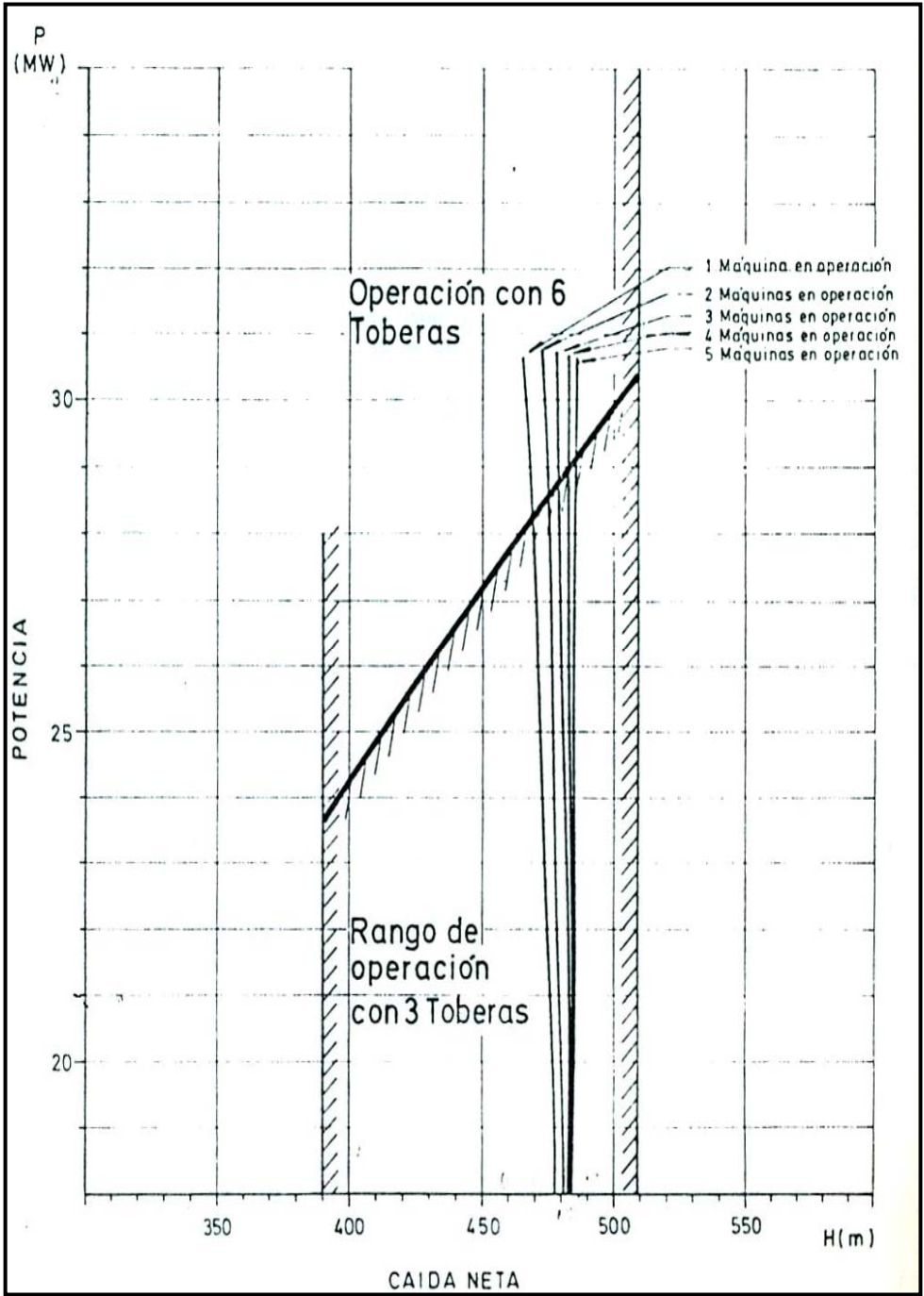


Figura 4. Operación del generador

PLANTA HIDROELECTRICA CHIXOY	GENERADOR 55.3/68.2 MVA CURVA DE CAPABILIDAD	INDE-EGEE
---------------------------------	---	-----------

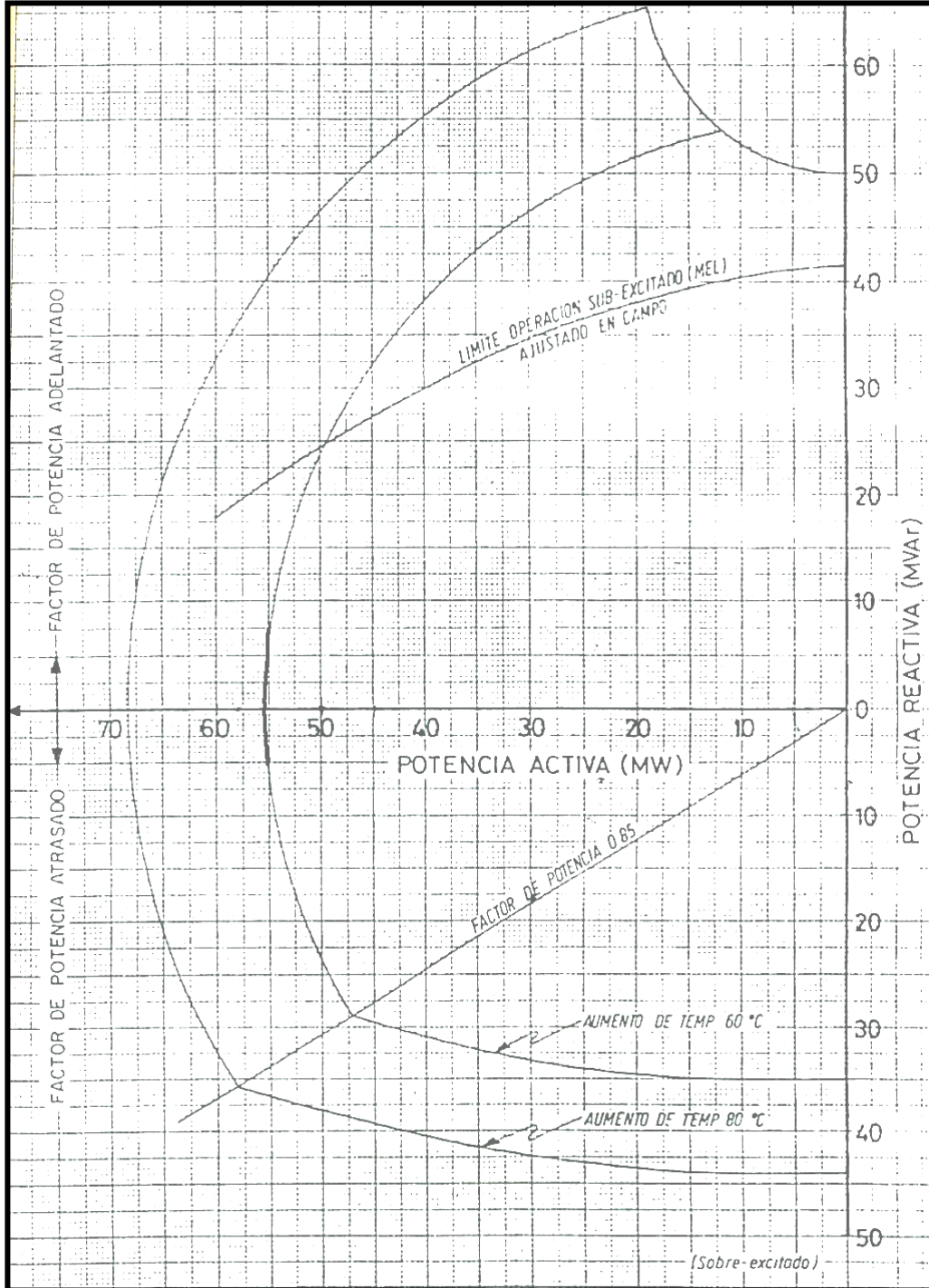


Figura 5, Curva de capacidad del generador

CABLE SUBTERRANEO RETENAX 13.2KV

Cables para Media Tensión

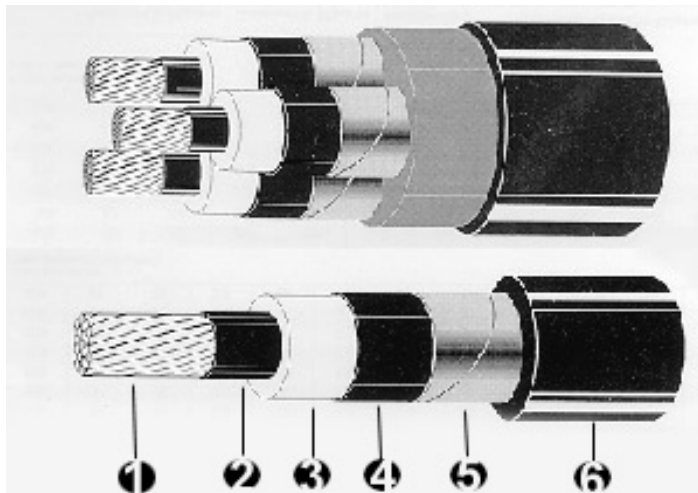
IRAM 2178

(7,6kV - 13,2kV)

Ref.: Retenax para 13,2kV

(10,5kV / 13,2kV)

1. Conductor
2. Semiconductor interno
3. Aislamiento
4. Semiconductor externo
5. Blindaje de Cobre
6. Cubierta externa



Sección nominal	Diám. Cond.	Espesor aislante nominal.	Espesor de envoltura nominal. (cable sin armar)	Diám. exterior aprox. (cable sin armar)	Masa aprox. (cable sin armar)	Espesor de envoltura nominal. (cable armado)	Diám. exterior aprox. (cable armado)	Masa aprox. (cable armado)
mm ²	mm	mm	mm	Mm	kg/km	mm	mm	kg/km
Unipolares CAT I								
25	6,0	3,9	1,8	21,8	700	1,8	27	1000
35	7,0	3,9	1,8	23	850	1,8	28	1160
50	8,1	3,9	1,8	24	1000	1,8	29	1320
70	9,8	3,9	1,8	26	1240	1,9	31	1600
95	11,5	3,9	1,8	27	1520	1,9	33	1900
120	13	3,9	1,9	29	1800	2,0	34	2180
150	14,4	3,9	1,9	30	2090	2,1	36	2510
185	16,1	3,9	2,0	32	2470	2,1	38	2920
240	18,5	3,9	2,0	35	3080	2,2	40	3560
300	20,7	3,9	2,1	37	3720	2,3	43	4250
400	23,3	3,9	2,2	40	4590	2,4	46	5180
500	26,4	3,9	2,3	44	5660	2,5	49	6300
Tripolares CAT I								
25	6,0	3,9	2,3	45	2800	2,5	48	3490
35	7,0	3,9	2,4	47	3260	2,5	51	3980
50	8,1	3,9	2,5	50	3830	2,6	53	4580
70	9,8	3,9	2,6	54	4770	2,8	58	5580
95	11,5	3,9	2,7	58	5820	2,9	62	6720
120	13	3,9	2,8	62	6800	3,0	65	7740
150	14,4	3,9	2,9	65	7870	3,1	69	8900
185	16,1	3,9	3,0	69	9250	3,2	73	10380
240	18,5	3,9	3,2	75	11500	3,4	79	12660
300	20,7	3,9	3,4	81	13900	3,6	87	16160
400	23,3	3,9	3,6	87	16930	3,9	93	19470
Unipolares CAT II								
25	6,0	5	1,8	25	880	1,9	31	1230
35	7,0	5	1,8	25	950	1,9	31	1310
50	8,1	5	1,8	26	1100	1,9	32	1470
70	9,8	5	1,8	28	1350	2,0	34	1740
95	11,5	5	1,9	30	1650	2,0	35	12050
120	13	5	1,9	31	1920	2,1	37	2360
150	14,4	5	2,0	33	2220	2,1	38	2670
185	16,1	5	2,0	35	2600	2,2	40	3100
240	18,5	5	2,1	37	3220	2,3	43	3750
300	20,7	5	2,2	40	3900	2,3	46	4460
400	23,3	5	2,3	43	4770	2,4	49	5370
500	26,4	5	2,4	46	5860	2,5	52	6540
Tripolares CAT II								
25	6,0	5,0	2,5	53	3570	2,7	56	4420
35	7,0	5,0	2,5	53	3790	2,7	56	4640
50	8,1	5,0	2,6	56	4440	2,8	59	5270
70	9,8	5,0	2,8	60	5400	2,9	63	6290
95	11,5	5,0	2,9	64	6480	3,1	67	7490
120	13	5,0	3,0	67	7500	3,2	71	8550
150	14,4	5,0	3,1	70	8610	3,3	74	9750
185	16,1	5,0	3,2	75	10110	3,4	78	11260
240	18,5	5,0	3,4	80	12340	3,6	86	14610
300	20,7	5,0	3,5	86	14750	3,8	92	17210
400	23,3	5,0	3,8	93	17900	4,0	99	20580

Sección nominal (mm ²)	Corriente admisible para cables en aire unipolares (A)	Corriente admisible para cables en aire multipolar (A)	Corriente admisible para cables enterrados unipolares (A)	Corriente admisible para cables enterrados multipolar (A)	Resistencia (70°C y 50 Hz) (ohm/Km)	Reactancia (a 50 Hz) Unipolar (ohm/Km)	Reactancia (a 50 Hz) Multipolar (ohm/Km)
25	175	135	165	145	0,926	0,245	0,132
35	205	155	195	170	0,668	0,235	0,122
50	245	190	230	200	0,493	0,226	0,116
70	305	230	280	240	0,341	0,216	0,110
95	370	280	335	290	0,248	0,206	0,104
120	425	320	380	330	0,195	0,200	0,101
150	475	360	420	365	0,158	0,195	0,0976
185	545	415	470	410	0,126	0,189	0,0946
240	640	485	540	475	0,0961	0,182	0,0911
300	730	550	610	535	0,0766	0,176	0,0883
400	835	640	685	615	0,0599	0,171	0,0853
500	940	-	755	-	0,0466	0,165	-

Cables en aire: se considera tres cables unipolares en un plano sobre bandeja y distanciados un diámetro o un cable multipolar sólo, en un ambiente a 40°C.

Cables enterrados: tres cables unipolares colocados en un plano horizontal y distanciados 7 cm. o un cable multipolar solo, enterrado a 1 m. de profundidad en un terreno a 25°C. y 100 °C*cm/W de resistividad térmica.

Para otras condiciones de instalación emplear los coeficientes de corrección de la corriente admisible que correspondan

Aplicaciones

Cables diseñados para distribución de energía en tendidos subterráneos

Principales Características

Conductor:

Metal: cobre electrolítico ó aluminio grado eléctrico.

Forma: redonda compacta.

Flexibilidad: clase 2 de la norma IRAM 2022.

Temperatura máxima en el conductor: 90°C en servicio continuo, 250°C en cortocircuito.

Aislamiento:

Polietileno reticulado (XLPE); sobre el conductor y sobre el aislamiento se aplican sendas capas extruídas de polietileno reticulado semiconductor

Blindaje Metálico:

Cintas o alambres de Cu (o una combinación de ambas) colocadas sobre el semiconductor externo

Identificación de los conductores: cinta de identificación coloreada (sólo en los tripolares) de colores Ma / Ne /Ro.

Rellenos:

De material extruído no higroscópico, colocado sobre las fases reunidas y cableadas

Protecciones (eventuales): como protección mecánica se emplea una armadura metálica de cintas de acero para cables tripolares o de aluminio para cables unipolares.

Envoltura:

PVC

Marcación:

RETENAX[®] PIRELLI Ind. Argentina 13,2 kV. Cat. (I o II) Nro. de conductores * Sección

Certificaciones:

Todos los cables de Pirelli cables están elaborados con Sistema de Garantía de Calidad bajo normas ISO 9002 certificadas por la UCIEE

Normativas

IRAM 2178 u otras bajo pedido:

Instalación:

Los cables **RETENAX** son aptos para tendidos en bandejas, al aire libre o subterráneos directamente enterrados. protegidos, en trincheras o ductos.

Métodos de Instalación

Aptos para uso enterrado con protección, electro ducto en canaleta cerrada, electro ducto en canaleta ventilada, Canaleta cerrada, electroducto enterrado, En bandejas, para uso al aire libre, directamente enterrados u otro tipo de instalaciones se requiere de armaduras metálicas robustas.