



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

GUÍA PARA LA REHABILITACIÓN DE PEQUEÑAS HIDROELÉCTRICAS, APLICADA A EL PORVENIR

Luis Estuardo Hernández Mejía

Asesorado por el Ing. Marco Antonio Dávila Recinos

Guatemala, octubre de 2011

UNIVERSIDAD DE SAN CARLOS DE GUATEMALA



FACULTAD DE INGENIERÍA

**GUÍA PARA LA REHABILITACIÓN DE PEQUEÑAS HIDROELÉCTRICAS,
APLICADA A EL PORVENIR**

TRABAJO DE GRADUACIÓN

PRESENTADO A LA JUNTA DIRECTIVA DE LA
FACULTAD DE INGENIERÍA
POR

LUIS ESTUARDO HERNÁNDEZ MEJÍA

ASESORADO POR EL ING. MARCO ANTONIO DÁVILA RECINOS

AL CONFERÍRSELE EL TÍTULO DE

INGENIERO ELECTRICISTA

GUATEMALA, OCTUBRE DE 2011

UNIVERSIDAD DE SAN CARLOS DE GUATEMALA
FACULTAD DE INGENIERÍA



NÓMINA DE LA JUNTA DIRECTIVA

DECANO	Ing. Murphy Olympo Paiz Recinos
VOCAL I	Ing. Alfredo Enrique Beber Aceituno
VOCAL II	Ing. Pedro Antonio Aguilar Polanco
VOCAL III	Ing. Miguel Angel Dávila Calderón
VOCAL IV	Br. Juan Carlos Molina Jiménez
VOCAL V	Br. Mario Maldonado Muralles
SECRETARIO	Ing. Hugo Humberto Rivera Pérez

TRIBUNAL QUE PRACTICÓ EL EXAMEN GENERAL PRIVADO

DECANO	Ing. Murphy Olympo Paiz Recinos
EXAMINADOR	Ing. Armando Gálvez Castillo
EXAMINADOR	Ing. Gustavo Benigno Orozco Godínez
EXAMINADOR	Ing. Julio Rolando Barrios Archila
SECRETARIA	Inga. Marcia Ivónne Véliz Vargas

HONORABLE TRIBUNAL EXAMINADOR

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

GUÍA PARA LA REHABILITACIÓN DE PEQUEÑAS HIDROELÉCTRICAS, APLICADA A EL PORVENIR

Tema que me fuera asignado por la Dirección de la Escuela de Ingeniería Mecánica Eléctrica, con fecha mayo de 2010.



Luis Estuardo Hernández Mejía

Guatemala, 06 de julio de 2011

Ingeniero
Jorge Luis Pérez Rivera
Coordinador del Área de Potencia
Escuela Mecánica Eléctrica
Facultad de Ingeniería
USAC

Estimado Ingeniero Pérez:

De acuerdo con la designación hecha por la Dirección de Escuela, me permito informarle que he tenido a bien asesorar el Trabajo de Graduación titulado: **GUÍA PARA LA REHABILITACION DE PEQUEÑAS HIDROELÉCTRICAS, APLICADA A EL PORVENIR**, desarrollado por el estudiante LUIS ESTUARDO HERNÁNDEZ MEJÍA, carné 2004-12496 y, encontrándolo satisfactorio en su contenido y resultados, me permito dar aprobación al mismo remitiéndole a esa Coordinación para el trámite pertinente, en el entendido que el Autor y este Asesor somos responsables del contenido y conclusiones del Trabajo.

Sin otro particular, me es grato suscribirme.

Atentamente,


Ing. Marco Antonio Dávila Recinos.
ASESOR

Marco Antonio Dávila Recinos
INGENIERO MECANICO ELECTRICISTA
Colegiado No. 916



Ref. EIME 32. 2011
Guatemala, 7 de JULIO 2011.

FACULTAD DE INGENIERIA

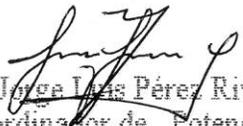
Señor Director
Ing. Guillermo Antonio Puente Romero
Escuela de Ingeniería Mecánica Eléctrica
Facultad de Ingeniería, USAC.

Señor Director:

Me permito dar aprobación al trabajo de Graduación titulado:
GUÍA PARA LA REHABILITACIÓN DE PEQUEÑAS
HIDROELÉCTRICAS, APLICADA A EL PORVENIR, del
estudiante Luis Estuardo Hernández Mejía, que cumple con los
requisitos establecidos para tal fin.

Sin otro particular, aprovecho la oportunidad para saludarle.

Atentamente,
DID Y ENSEÑAD A TODOS


Ing. Jorge Luis Pérez Rivera
Coordinador de Potencia

JLPR/sro





REF. EIME 58. 2011.

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; LUIS ESTUARDO HERNÁNDEZ MEJÍA titulado: GUÍA PARA LA REHABILITACIÓN DE PEQUEÑAS HIDROELÉCTRICAS, APLICADA A EL PORVENIR, procede a la autorización del mismo.


Ing. Guillermo Antonio Puente Romero



GUATEMALA, 6 DE OCTUBRE 2,011.

Universidad de San Carlos
de Guatemala

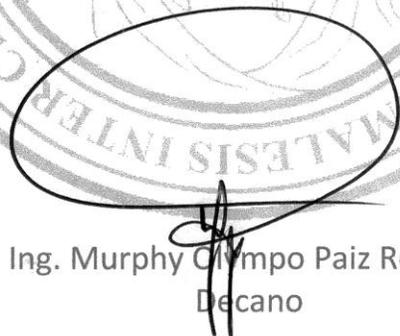


Facultad de Ingeniería
Decanato

DTG. 399.2011

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: **GUÍA PARA LA REHABILITACIÓN DE PEQUEÑAS HIDROELÉCTRICAS, APLICADA A EL PORVENIR**, presentado por el estudiante universitario **Luis Estuardo Hernández Mejía**, autoriza la impresión del mismo.

IMPRÍMASE:



Ing. Murphy Olimpo Paiz Recinos
Decano

Guatemala, 14 de octubre de 2011.



/gdech

ACTO QUE DEDICO A:

Jehová Dios

El Creador supremo, le agradezco por darme la vida, la sabiduría y el entendimiento; por todo lo que tengo y por alcanzar mis metas como ingeniero.

Mis padres

Arquitectos Salvador Hernández Ventura, y Celeste Mejía de Hernández, por su amor, apoyo, sus enseñanzas, comprensión, y paciencia en todo momento de mi vida.

Mis hermanas

Lorena y Annabella, por su amor fraternal.

Mi abuela

Florencia Rabanales (q.e.p.d.) por sus enseñanzas, apoyo, consejos, y su gran ejemplo.

Mis tíos

Dr. Luis Vásquez Bravo, Licda. Maritza de Vásquez, Licda. Aracely Vásquez de Wegener y Dr. Edwin Bravo Marroquín, por su apoyo, sus sabios consejos y su ejemplo,

Mis primos

Especialmente, a los hermanos Luis Felipe y Diego Vásquez Rodríguez por su amor fraternal.

AGRADECIMIENTOS A:

Mis amigos

Por compartir buenos momentos, alegrías, tristezas, por brindarme su amistad, por su ayuda al compartir nuestras cargas y conocimientos.

Mi asesor

Ing. Marco A. Dávila Recinos, por el tiempo invertido, por sus consejos, colaboración y por compartir sus conocimientos.

La Facultad de Ingeniería

Especialmente a la Escuela de Ingeniería Mecánica Eléctrica, por haber sido mi casa de estudios durante mis años de estudiante y por brindarme los conocimientos de la Ingeniería Eléctrica.

ÍNDICE GENERAL

ÍNDICE DE ILUSTRACIONES	IX
LISTA DE SÍMBOLOS	XI
GLOSARIO	XIII
RESUMEN	XV
OBJETIVOS.....	XVII
INTRODUCCIÓN	XIX
1. CENTRAL HIDROELÉCTRICA EL PORVENIR	1
1.1. Central hidroeléctrica	1
1.2. Partes de una central hidroeléctrica	1
1.2.1. Toma o bocatoma	1
1.2.2. Conducciones	2
1.2.3. Cámara de carga	2
1.2.4. Tubería forzada.....	2
1.2.5. Válvula	3
1.2.6. Turbina.....	3
1.2.7. Generador síncrono	4
1.2.8. Sistema de media y baja tensión	5
1.2.9. Sistema de control y supervisión	6
1.2.10. Subestación elevadora	9
1.3. Antecedentes central El Porvenir.....	9
1.4. Datos técnicos central hidroeléctrica El Porvenir	12
2. CONCEPTOS GENERALES PARA EL SISTEMA DE MEDIA Y BAJA TENSIÓN	15

2.1.	Criterios de diseño para el diseño del sistema de media y baja tensión.....	15
2.1.1.	Seguridad.....	16
2.1.2.	Confiabilidad	16
2.1.3.	Simplicidad de operación	17
2.1.4.	Calidad de voltaje	17
2.1.5.	Requerimientos de mantenimiento	17
2.1.6.	Flexibilidad	18
2.1.7.	Costos.....	18
2.2.	Aspectos de diseño para el sistema de media y baja tensión	18
2.2.1.	Selección de nivel de tensión.....	18
2.2.2.	Nivel de cortocircuito.....	19
2.2.3.	Forma de aislamiento de fallas a tierra	20
2.2.4.	Liberación rápida de fallas	20
2.2.5.	Operación de las protecciones.....	20
2.2.6.	Prevención de la operación con fallas	21
3.	PROYECTO HIDROELÉCTRICO	23
3.1.	Ciclo de proyectos	23
3.1.1.	Perfil.....	24
3.1.2.	Prefactibilidad	24
3.1.3.	Factibilidad.....	24
3.1.4.	Diseño final	25
3.2.	Estudios para proyectos hidroeléctricos	25
3.2.1.	Estudios sociales	25
3.2.2.	Estudios económicos	26
3.2.3.	Estudios ambientales	26
3.2.4.	Estudios financieros.....	27

3.2.5.	Estudios hidrológicos	27
3.2.6.	Estudios geológicos	28
3.2.7.	Estudios legales	28
3.2.8.	Estudios cartográficos.....	28
3.2.9.	Estudios civiles	29
3.2.10.	Estudios hidráulicos	30
3.2.11.	Estudios mecánicos	30
3.2.12.	Estudios de demanda de potencia.....	30
3.2.13.	Estudios eléctricos	31
3.3.	Estudios eléctricos e información básica para el sistema de media y baja tensión	31
3.3.1.	Diagrama unifilar	31
3.3.2.	Corto circuito	33
3.3.3.	Información básica para la especificación de celdas de media tensión	36
3.3.3.1.	Requerimientos.....	36
3.3.3.2.	Condiciones de servicio	37
3.3.3.3.	Características eléctricas, celdas de media tensión	37
3.3.3.4.	Características generales	38
3.3.3.5.	Barras	39
3.3.3.6.	Gabinetes de control.....	39
3.3.3.7.	Inspección de pruebas en fábrica	39
3.3.3.8.	Transformadores de instrumento	40
3.3.3.9.	Pararrayos	43
3.3.3.10.	Información de fábrica	43
3.3.3.11.	Embalaje.....	44

3.3.4.	Información básica para la especificación de tableros eléctricos de protección, medición y control	44
4.	CONCEPTOS GENERALES PARA LAS ESPECIFICACIONES DEL SISTEMA DE MEDIA TENSIÓN Y BAJA TENSIÓN	49
4.1.	Sistema de excitación estática del generador.....	51
4.2.	Sistema de protección y medición del generador	54
4.2.1.	Tablero de protección y medición del generador.....	54
4.2.1.1.	Normas: características y seguridad de personal. IEC 298	55
4.2.2.	Protección primaria del generador	56
4.2.2.1.	Protección diferencial del generador.....	56
4.2.2.2.	Protección contra cortocircuito entre fases	58
4.2.2.3.	Protección contra cortocircuito entre fase y tierra	59
4.2.3.	Protección de respaldo del generador	60
4.2.3.1.	Protección de generador con neutro conectado a tierra a través de una resistencia o reactancia	62
4.2.3.2.	Protección de generador con neutro conectado a tierra a través de un transformador de distribución	64
4.2.3.3.	Protección de generador con neutro desconectado de tierra	65
4.2.3.4.	Protección contra cortocircuito entre espiras misma fase y fases abiertas.....	66

4.2.3.5.	Protección contra sobrecalentamiento del estator.....	69
4.2.3.6.	Protección contra sobretensiones.....	70
4.2.3.7.	Protección contra cortocircuito a tierra del campo	70
4.2.3.8.	Protección contra sobrecalentamientos del rotor.....	73
4.2.3.9.	Protección contra pérdida de excitación.....	74
4.2.3.10.	Protección de respaldo, fallas externas al generador	76
4.2.3.11.	Protección contra motorización del generador	77
4.2.3.12.	Protección contra frecuencias anormales	78
4.2.4.	Medidores de energía del generador	83
4.2.4.1.	Medidor multifunción.....	83
4.2.5.	Celdas del generador.....	87
4.3.	Sistema de protección del transformador y medición	88
4.3.1.	Tablero de control, protección y medición para el transformador y línea	88
4.3.2.	Protección primaria del transformador	90
4.3.2.1.	Protección diferencial del transformador	91
4.3.2.2.	Criterios para el diseño de la protección diferencial del transformador	93
4.3.2.3.	Protección restringida - fallas a tierra.....	97
4.3.3.	Protección de respaldo del transformador	98

4.3.4.	Celdas del transformador	102
4.4.	Sistema de protección y medición de línea.....	103
4.4.1.	Protección primaria	103
4.4.1.1.	Protección contra sobrecorriente	103
4.4.1.2.	Relevador de distancia	104
4.4.1.3.	Relevadores de distancia con comunicación	108
4.4.1.4.	Protección contra oscilación de potencia	109
4.4.2.	Protección de respaldo	111
4.4.3.	Medidores de energía	112
4.4.4.	Celdas de línea	114
4.5.	Servicios auxiliares	115
4.5.1.	Tableros de distribución	116
4.5.2.	Servicios auxiliares de corriente alterna	117
4.5.3.	Servicios auxiliares de corriente directa.....	118
4.5.4.	Transformador de servicios auxiliares	124
4.5.5.	Planta de emergencia	125
4.5.6.	Alarmas.....	126
4.6.	Cables y accesorios.....	126
4.7.	Red de tierras	126
4.8.	Pruebas y ensayos	127
4.8.1.	Ensayos en fábrica	127
4.8.2.	Ensayos de rutina	128
4.8.3.	Ensayos específicos	129
4.8.4.	Equipo rectificador-batería.....	129
4.8.5.	Sistema de protecciones.....	130
4.8.6.	Ensayos en sitio.....	131
4.9.	Coordinación de protecciones	131

5.	ESPECIFICACIONES DEL SISTEMA DE MEDIA TENSIÓN Y BAJA TENSIÓN	133
5.1.	Especificaciones del sistema de excitación del generador	135
5.1.1.	Panel de regulación y excitación.....	135
5.1.2.	Panel de desexcitación	135
5.2.	Especificaciones del sistema de protección y medición del generador.....	136
5.2.1.	Especificaciones de tableros de protección y medición del generador	136
5.2.2.	Especificaciones de relevadores de protección principal de generador	138
5.2.3.	Especificaciones de relevadores de protección de respaldo de generador	140
5.2.4.	Especificaciones de medidores de energía	141
5.2.5.	Especificaciones para celdas del generador.....	142
5.2.5.1.	Celdas de neutro de generador 1 y generador 2	142
5.2.5.2.	Celdas de salida de generador 1 y generador 2	142
5.2.5.3.	Celda de salida de generador 3.....	144
5.3.	Especificaciones del sistema de protección del transformador y medición	146
5.3.1.	Especificaciones del tablero de protección, control y medición del transformador de 10 MVA y línea de 69 kV	146
5.3.2.	Especificaciones del relevador de protección diferencial del transformador.....	149

5.3.3.	Especificaciones de relevador de protección de respaldo de transformador	150
5.3.4.	Celda de salida a transformador de 10 MVA	151
5.4.	Especificaciones del sistema de protección y medición de línea	152
5.4.1.	Especificaciones de relevador de protección de línea de 69 kV	152
5.4.2.	Especificaciones de medidores de energía	154
5.4.3.	Celda de línea El Porvenir	154
5.4.4.	Celda de media tensión de reserva	156
5.5.	Especificaciones servicios auxiliares	157
5.5.1.	Especificaciones de los cuadros de servicios auxiliares de corriente alterna	157
5.5.2.	Tablero de servicios auxiliares de 480 V	158
5.5.3.	Tablero de servicios generales y de alumbrado 208/120V	159
5.5.4.	Sistema de corriente continua.....	160
5.5.4.1.	Sistema de 120 VCD	161
5.5.4.2.	Sistema de 24 VCD	163
5.5.4.3.	Inversores	163
5.5.5.	Transformador de servicios auxiliares	164
5.5.6.	Planta de emergencia	165
5.6.	Especificación de cables y accesorios.....	165
5.7.	Especificación de la red de tierras	167
CONCLUSIONES		169
RECOMENDACIONES.....		171
BIBLIOGRAFÍA.....		173
ANEXOS		175

ÍNDICE DE ILUSTRACIONES

FIGURAS

1. Circuitos equivalentes para un generador sincrónico con voltaje interno E_i	35
2. Oscilograma para una corriente de cortocircuito asimétrica	36
3. Puesta a tierra de baja impedancia para generadores.....	61
4. Puesta a tierra de alta impedancia para generadores.....	62
5. Configuración típica para protección generador-transformador.....	82
6. Sistemas multifunción.....	85
7. Protección diferencial de transformador con bobina de restricción....	92
8. Protección diferencial de transformador con bobina de restricción...	93
9. Esquema de protección contra sobre corriente.....	104
10. Conexión de relevador a distancia.....	106
11. Característica de impedancia.....	106
12. Característica de operación del relevador de distancia.....	107
13. Característica tiempo-distancia.....	108
14. Conexión de cargas de corriente directa.....	119

TABLAS

I. Datos técnicos de generación, central hidroeléctrica El Porvenir.....	13
II. Proveniencia y descarga del agua central hidroeléctrica El Porvenir.	13
III. Nivel de operación central hidroeléctrica El Porvenir.....	13
IV. Operación de central hidroeléctrica El Porvenir.....	14
V. Relación entre voltaje, corriente y carga.....	19

VI. Clasificación de transformadores encapsulaos en resina.....	54
VII. Números para designar dispositivos.....	79
VIII. Intensidad de magnetización para transformadores MT/BT con refrigeración líquida.....	94
IX. Intensidad de magnetización para transformadores MT/BT sin refrigeración líquida.....	94

LISTA DE SÍMBOLOS

Símbolo	Significado
A	Amperios
GWh	Giga watt hora
kV	Kilo voltios
MVA	Mega Voltio-Amperio
MW	Mega watt

GLOSARIO

ANSI	Instituto Nacional de Estándares Americanos
AWG	<i>American wire gauge</i>
BIL	<i>Basic Impulse Level</i> o Nivel básico de impulso
CT	Transformador de corriente
FEM	Fuerza electro motriz
Ferroresonancia	Cuando una inductancia no lineal de una máquina eléctrica varía, al interactuar con alguna capacitancia presente en la red, en forma conjunta pueden causar resonancia a la frecuencia industrial.
IEC	Comisión Electrotécnica Internacional
IEEE	Instituto de Ingenieros Eléctricos y Electrónicos
IGBT	<i>Insulated Gate Bipolar transistor</i> ó Transistor Bipolar de Puerta Aislada

INDE	Instituto Nacional de Electrificación
MCOV	Voltaje Máximo de Operación Continua
NEMA	National Electrical Manufacturers Association
PWM	<i>Pulse-Width Modulation</i> o Modulación por ancho de pulso
PT	Transformador de potencial
SCADA	Supervisión, control y adquisición de datos.
SOAL	Special Operations Acquisition and Logistics
SF6	Hexafluoruro de azufre
TRIAC	Triodo para corriente alterna
UNE	Una Norma Española
UTR	Unidad terminal remota

RESUMEN

El presente trabajo de graduación consiste en la elaboración de una metodología teórica y práctica para las especificaciones técnicas del Sistema de Media y Baja Tensión -Sistema de MT y BT-, es decir, resaltar cuáles son los requerimientos mínimos y las características más importantes que se deben tomar en cuenta en el momento de seleccionar los equipos eléctricos y electrónicos para el Sistema de MT y BT, compuesto por los equipos de medición y protección, que conforman el sistema eléctrico de una central hidroeléctrica.

Pretende proporcionar los criterios y soluciones técnicamente innovadoras para los sistemas de protección, sistemas de información y de supervisión como producto final de los distintos estudios para el desarrollo de un proyecto de rehabilitación de centrales hidroeléctricas.

Se profundiza en los criterios de diseño y aspectos técnicos para el sistema de media y baja tensión, siendo uno de los sistemas más importantes y complejos de las centrales hidroeléctricas, que debe ser fiable, seguro y capaz de operar en tiempo real. La preocupación principal consiste siempre en cómo mejorar la fiabilidad del sistema de control y protección de la estación hidroeléctrica.

Describe el comportamiento individual de cada componente del sistema de media y baja tensión, así como, el comportamiento del mismo funcionando en conjunto en un sistema de generación hidroeléctrico.

OBJETIVOS

General

Elaborar una guía para la rehabilitación y repotenciación de los sistemas de media y baja tensión de la central hidroeléctrica El Porvenir.

Específicos

1. Describir los elementos que componen el sistema de media y baja tensión de una central hidroeléctrica para su rehabilitación o reconstrucción.
2. Establecer los criterios para las especificaciones y los términos de referencia para el sistema de media y baja tensión de la central hidroeléctrica.
3. Establecer los aspectos técnicos que deben considerarse para el sistema de media y baja tensión que puedan ser aplicados no sólo en la Central El Porvenir sino que en cualquier central hidroeléctrica de Guatemala.

INTRODUCCIÓN

Con el crecimiento de la demanda de energía eléctrica en Guatemala por la evolución de la industria, las aplicaciones industriales fueron haciéndose más complejas, juntamente con los sistemas de generación más grandes y complejos para brindar un mejor servicio, un sistema seguro y estable.

La energía de las centrales hidroeléctricas es una fuente de energía renovable que depende del ciclo hidrológico del agua. El sector de las centrales hidroeléctricas debido a su proceso no contaminante, sin emanación de calor, ni gases nocivos, tiene una notable posibilidad de crecimiento. Por lo cual es necesario al aprovechar las plantas ya disponibles, rehabilitándolas, repotenciándolas y modernizándolas.

En Guatemala existe un gran potencial hidroeléctrico, del que a la fecha no ha sido aprovechado intensamente, tal afirmación se deriva del hecho que existe un potencial aprovechable de 5,000 MW del cual solamente se aprovecha el 13%, según la información estadística 2007 del Ministerio de Energía y Minas.

Dentro de las centrales que explotan los recursos hídricos existen muchas centrales hidroeléctricas que no funcionan en óptimas condiciones o que no están en uso debido a que requieren rehabilitación y modernización, tal es el caso de la central hidroeléctrica El Porvenir, propiedad del Instituto Nacional de Electrificación (INDE), ubicada en la finca del mismo nombre, municipio de San Pablo, del departamento de San Marcos, Guatemala. La planta El Porvenir, fue equipada de una turbina Pelton, y puesta en operación en 1968; utilizaba

inicialmente para su generación el recurso hídrico de los ríos Tzoc y Chapá. Esta central funcionó hasta 1977, con una producción promedio anual de 8GWh.

Para el desarrollo de este trabajo de graduación se tratarán algunas generalidades necesarias en lo correspondiente a la planificación de un proyecto hidroeléctrico, definiciones de las partes que componen una central hidroeléctrica, y los conceptos fundamentales para las especificaciones del sistema de media tensión y baja tensión.

Se tratarán temas relacionados con los equipos de medición y protección que conforman una central hidroeléctrica, donde se pretende proporcionar soluciones técnicamente innovadoras para proyectos de control primario y de control auxiliar, sistemas de protección y sistemas de información y de supervisión.

Se profundizará en los criterios de diseño y aspectos técnicos para las especificaciones de los sistemas de medición y protección de una central, que son los más importantes y complejos de la planta hidroeléctrica; deben ser fiables, seguros y capaces de operar en tiempo real. La preocupación principal consiste siempre en cómo mejorar la fiabilidad del sistema de control y protección de la estación hidroeléctrica.

El capítulo 1 define brevemente qué es una central hidroeléctrica, las partes que componen la central, así como algunos datos históricos y una descripción de la central hidroeléctrica El Porvenir. El capítulo 2 contiene los conceptos generales para los componentes del sistema de media y baja tensión, los criterios y los aspectos de diseño.

En el capítulo 3 se explica en qué consiste un proyecto hidroeléctrico, el ciclo de proyectos como parte fundamental para su desarrollo, así como los respectivos estudios para su ejecución.

En el capítulo 4 se definen las especificaciones técnicas del sistema de media y baja tensión; sistema de excitación del generador, sistemas de protección y medición para el generador, transformador, línea de transmisión, servicios auxiliares, etc. Finalmente, en el capítulo 5, como aplicación, se presentan las especificaciones técnicas del sistema de media y baja tensión para el caso de la central hidroeléctrica El Porvenir propiedad del INDE, tomando en cuenta todos los aspectos metodológicos, técnicos y de diseño, mencionados en los capítulos anteriores

1. CENTRAL HIDROELÉCTRICA EL PORVENIR

1.1. Central hidroeléctrica

Una hidroeléctrica es la infraestructura que aprovecha la energía potencial de una masa de agua (caudal de agua) y un salto de agua (caída: diferencia de nivel entre dos puntos) existentes en un río, para producir energía eléctrica. Por lo mismo, los principales conceptos que influyen en el diseño de una hidroeléctrica están constituidos por el caudal de agua y la caída.

1.2. Partes de una central hidroeléctrica

1.2.1. Toma o bocatoma

La bocatoma (toma de agua), o captación, es una estructura hidráulica destinada a derivar desde un río o embalse, una parte del agua para ser utilizada en un fin específico, que puede ser: generación de energía eléctrica, abastecimiento de agua potable, riego, acuicultura, enfriamiento de instalaciones industriales, entre otros.

En los embalses, la toma de agua se halla en la pared anterior de la presa que entra en contacto con el agua embalsada. Estas tomas además de unas compuertas para regular la cantidad de agua que llega a las turbinas, poseen unas rejillas metálicas que impiden que elementos extraños como troncos, ramas, etc. puedan llegar a los alabes y producir daños.

1.2.2. Conducciones

El canal de conducción es un medio abierto a la atmósfera destinado a derivar parte o la totalidad del caudal de agua. Regularmente comprende el tramo de la toma de agua al embalse o a la cámara de carga. Los canales pueden ser naturales o estructuras hidráulicas.

1.2.3. Cámara de carga

Dependiendo del tipo de central se utiliza una cámara de carga o un embalse. La cámara de carga es un depósito localizado al final del canal de conducción, del cual arranca la tubería forzada. En algunos casos se utiliza como depósito final de regulación, aunque normalmente tiene solo capacidad para suministrar el volumen necesario para el arranque de la turbina sin intermitencias. La cámara de carga debe contar además con un vertedero, ya que en caso de parada de la central, el agua no turbinada se desagua hasta el río. También es muy útil la instalación en la cámara de rejillas, limpia-rejillas, y compuertas de desarenación y limpieza.

1.2.4. Tubería forzada

Las tuberías forzadas o de presión, suelen ser de acero, fundición, fibrocemento o plástico reforzado con fibra de vidrio, con refuerzos regulares a lo largo de su longitud que deben estar ancladas al terreno mediante estructuras adecuadas.

La tubería forzada encausa el agua desde el embalse o cámara de carga hasta el ingreso de las turbinas. Debe ser diseñada para soportar la presión

que produce la columna de agua, además de la sobrepresión que provoca el golpe de ariete en caso de parada brusca de la central.

La instalación de las tuberías puede ser aérea o enterrada. En cada caso se tendrán que utilizar obras civiles apropiadas para su apoyo y sujeción.

El espesor de la tubería forzada se calcula en función de la caída y el diámetro se calcula en función del caudal.

1.2.5. Válvula

Una válvula hidráulica es un mecanismo que sirve para regular el flujo de agua. En el uso hidráulico, se distinguen por las siguientes características: están en todos los casos contenidas al interior de la tubería y tienen una baja pérdida de carga cuando están totalmente abiertas.

Clasificación de las válvulas según su diseño:

- Válvula tipo mariposa
- Válvula esférica

1.2.6. Turbina

La turbina hidráulica es una turbo máquina motora hidráulica, que aprovecha la energía de un fluido que pasa a través de ella para producir un movimiento de rotación que, transferido mediante un eje, mueve directamente un generador que transforma la energía mecánica en eléctrica.

Entre los tipos de turbinas hidráulicas más conocidas, se encuentran:

- La turbina Pelton
- La turbina Francis
- La turbina Kaplan

La clasificación, de acuerdo con el cambio de presión en el rodete o el grado de reacción, es:

- Turbinas de acción
- Turbinas de reacción

1.2.7. Generador síncrono

Es la máquina que transforma la energía mecánica de rotación de la turbina en energía eléctrica. Las bobinas arrolladas crean el campo magnético en los polos del rotor. Para que esto ocurra, por estas bobinas debe circular una corriente eléctrica continua. Para producir esta corriente continua pueden emplearse diferentes sistemas de excitación.

Los generadores síncronos están equipados con un sistema de excitación asociado a un regulador de tensión para que, antes de ser conectados a la red, generen energía eléctrica con el mismo voltaje, frecuencia y ángulo de desfase que aquella, así como la energía reactiva,, requerida por el sistema una vez conectados. El generador síncrono se arranca en vacío, actuando sobre la admisión de la turbina para aumentar gradualmente la velocidad.

El generador se sincroniza con la red igualando previamente, en la máquina y en la red, las tensiones eficaces, las frecuencias, los desfases y el sentido de rotación. Cuando el generador alcanza una velocidad próxima al sincronismo, se arranca la excitación y se regula para que la tensión entre

bornes sea igual a la tensión entre barras. En generadores acoplados a una red aislada, el regulador debe mantener un valor predeterminado de la tensión sea cual sea la carga. Si está acoplado a una red importante, el regulador mantendrá el valor preajustado de la potencia reactiva.

Los alternadores síncronos pueden funcionar aislados de la red. Normalmente, si la potencia sobrepasa los 5000 kVA, se emplean generadores síncronos. En este tipo de generador la conversión de energía mecánica en eléctrica se produce a una velocidad constante llamada velocidad de sincronismo.

1.2.8. Sistema de media y baja tensión

El sistema de media y baja tensión es el conjunto de subsistemas compuestos por los elementos de cableado, conexión y desconexión, sistemas de protección, sistema de control local y remoto, indicaciones, monitoreo, anuncios, alarmas, y de medición que actúan en forma coordinada sobre los equipos de generación, transformación y transmisión, también incluye los servicios auxiliares en baja tensión CA y CD desde los 12 V hasta los 120 VCD. Los equipos de baja tensión son aquellos trabajan un nivel de voltaje que puede alcanzar hasta los 1000 VCA. Los equipos de media tensión son aquellos que trabajan a un nivel de voltaje entre los 1.0 kV hasta los 60 kV en CA.

Los principales subsistemas y equipos del Sistema de Media y Baja tensión son:

- Sistema de excitación de los generadores
- Sistema de protección de los generadores
- Sistema de puesta a tierra de los generadores

- Celda de media tensión de los generadores
- Celda de media tensión de salida a transformador
- Celda de media tensión a línea
- Celda de media tensión del generador de reserva
- Celda de media tensión de reserva
- Celda de media tensión de transformador de servicios auxiliare
- Celda de media tensión de medición de barra
- Cuadros auxiliares de corriente alterna
- Sistema de corriente continúa
- Transformadores de servicios auxiliares
- Inversores
- Cables y accesorios

1.2.9. Sistema de control y supervisión

Un sistema SCADA (*Supervisory Control and Data Acquisition*) está diseñado sobre computadoras y permite supervisar y controlar a distancia una instalación, proceso o sistema de características variadas. Se caracteriza también por su capacidad de proveer información que se genera en el proceso productivo, enviar información del proceso que se está monitoreando a diversos usuarios, tanto del mismo nivel como de otros, por ejemplo: a un operador en la planta, a un supervisor, a un encargado de área, y otros usuarios que estén relacionados con los procesos.

Los Sistemas de Control Distribuido o SCADA, se caracterizan por realizar las acciones de control en forma automática y permiten que un operador pueda visualizar en pantalla cada una de las subestaciones o plantas remotas que conforman el sistema, el estado del equipo que conforma dicha subestación,

además del detalle de sus interruptores, seccionadores u otro equipo asociado al proceso de producción de energía.

Permite tomar acciones a distancia sobre el equipo, por ejemplo: activar o desactivarlo remotamente, abrir interruptores, arrancar motores, controlar puertas de acceso, etc. Estas posibilidades del sistema facilitan el proceso de mantenimiento.

Para que las funciones descritas anteriormente sean posibles, el software debe contar con un ambiente gráfico de interfaces amigables para el usuario en el cual se muestre el comportamiento del proceso. Todo esto se ejecuta normalmente en tiempo real.

También tiene la característica de representación de señales de alarma (visual o sonora), a través de las cuales se alerta al operador acerca de una falla o la presencia de una condición perjudicial o fuera de lo aceptable.

Para realizar el intercambio de datos entre los dispositivos de campo y la estación central de control y gestión, es necesario un medio de transmisión de datos que permita la interconexión, por ejemplo: cable coaxial, fibra óptica, cable telefónico, microonda, radio, comunicación satelital, entre otros. Para que la comunicación entre los dispositivos sea eficiente, se requiere también un protocolo de comunicación que es un conjunto de reglas y procedimientos que permite a las unidades remotas y central, el intercambio de información. El sistema SCADA permite la generación de reportes, así como la de guardar un histórico de eventos importantes.

Está compuesto por los siguientes elementos:

- Interfaz operador-máquina: permite la interacción del operador con los medios tecnológicos implementados.
- Unidad central: se conoce también como unidad maestra, la cual ejecuta las acciones de mando tomando como referencia los parámetros actuales de las variables.
- Unidad Terminal Remota (UTR): es todo elemento que envía algún tipo de información a la unidad central, ésta debe estar ubicada en la subestación o planta.
- Sistema de Comunicaciones: se encarga de la transferencia de información del punto donde se realizan las operaciones hasta el lugar en donde se supervisa y controla el proceso.
- Transductores: son todos aquellos elementos que permiten la conversión de una señal física en una señal eléctrica y viceversa, envían la información a la UTR.

Los equipos de comunicación, módems, radio y microondas, necesitan de calibración y servicio a cargo de personal calificado. Este tipo de servicio suele ser muy especializado y se debe contemplar como una inversión de mantenimiento.

Los sensores y actuadores generalmente tienen un comportamiento en donde su eficiencia va disminuyendo respecto del tiempo, debido a efectos de desgaste y condiciones ambientales.

Se debe considerar lo anterior y tener equipo de repuesto para un pronto reemplazo y así no interferir con la continuidad de servicio.

1.2.10. Subestación elevadora

Adyacente a la casa de máquinas, está colocado el transformador elevador, las barras y los dispositivos de protección instalados antes de la salida de las líneas de transmisión, que conformarán la subestación elevadora. En la subestación se encuentran los equipos que permiten la conexión de la central a la red eléctrica para la transmisión de energía; para ello el transformador se encarga de elevar el nivel de tensión de generación, hasta una tensión de transmisión de acuerdo con la potencia de generación y longitud de transmisión.

Los niveles de voltaje de generación pueden ser desde los 2.4 kV a 24 kV.

1.3. Antecedentes central El Porvenir

La planta hidroeléctrica de “El Porvenir” se ubica en la cuenca hidrológica de río Cabuz. Esta cuenca se caracteriza por varios afluentes de corto recorrido y fuerte pendiente topográfica, en combinación con las fuertes lluvias que afectan esta cuenca el río tiene un régimen torrencial. Los principales afluentes de esta cuenca son los ríos Cutzulchimá, Salá, Negro, Tzoc, Chapá, Cabuz, Ixpil y Chayén. En esta parte de la cuenca, los lechos de los ríos pueden catalogarse como rocosos y en la parte baja de la cuenca, en la zona de la planicie costera, los cauces son anchos y amplios con lechos arenosos.

La planta, equipada de una turbina Pelton de potencia 2.34 MW, fue puesta en operación en el año 1968 y utilizaba inicialmente para su generación el recurso hídrico de los ríos Tzoc y Chapá. Esta central funcionó hasta el año 1977, con una producción promedio anual de 8 GWh (factor de planta del 40%).

En los años 1977 y 1978 fueron realizados trabajos de potenciación de la planta. En particular, fueron construidas la toma de agua del río Cabuz (azud en concreto), el túnel de conducción entre esta toma y el río Chapá, y el puente canal sobre el mismo río. Además, fue realizada una nueva captación del río Chapá (azud en material suelto), posicionada aguas abajo, del puente canal ya mencionado.

Para desviar el agua captada por la nueva toma, al embalse de regulación, fueron ampliados los canales de derivación.

En el año 1978 se construyó también un canal de tierra desde el río Negro hacia el río Tzoc, con el fin de utilizar un caudal adicional.

Una crecida ocurrida en el invierno del año siguiente a estos trabajos, destruyó completamente la toma de agua del río Chapá, por lo que actualmente se utiliza una obra de toma provisional en piedras, planchas y gaviones.

Al inicio del mes de octubre 2005, las cuencas de los ríos Cabuz y Chapá fueron afectadas, como otras partes de Guatemala, por el huracán Stan que ocasionó daños significativos a las obras sobre estos dos ríos. La producción actual de la planta es por lo tanto fuertemente perjudicada, puesto que los caudales de estos ríos sólo vienen captados parcialmente a través de obras provisionales.

Cabe mencionar que debido al huracán Stan, varias compuertas han sido dañadas y ya no son operables. De lo que se puede observar en el sitio, el cauce del río aguas abajo del vertedero se ha erosionado y bajó el nivel original. La solera que estaba construida al pie de la travesía ha sido parcialmente destruida, mientras abajo de la parte remanente, se formó una cueva.

La planta tiene básicamente dos estructuras para desarenar el agua, en la proximidad del embalse de regulación y en la pequeña presa desarenadora. Ambas estructuras parecen tener dimensiones muy modestas y dejan dudas sobre su real eficiencia. Estas estructuras deben ser mejoradas.

Por lo que se refiere al equipo electromecánico de la casa de máquinas, la turbina existente, equipada de un solo inyector, garantiza un buen rendimiento solamente hasta un caudal cerca del 50% del caudal de diseño. Para caudales inferiores a este valor, el rendimiento de la unidad baja rápidamente en un 85%. Por lo tanto, en los períodos secos, la utilización del embalse de regulación es indispensable para obtener un buen rendimiento de los equipos.

La estabilidad general de esta obra y de los muros laterales puede considerarse muy precaria, sobre todo en caso de una segunda crecida.

Debido a la antigüedad de la unidad de generación y la turbina, así como del sistema de control y equipo de protecciones, es necesario hacer un reemplazo de todos los componentes, pues se necesita actualizar la central, instalando nuevas unidades turbina-generador, con sus respectivos sistemas de protección, de media y baja tensión, y de supervisión y adquisición de datos; haciendo posible que esté conectada al centro de control del INDE en forma remota.

Los objetivos principales del proyecto de repotenciación de la planta hidroeléctrica de El Porvenir son los siguientes:

- Incrementar y optimizar la producción de la planta
- Mejorar la capacidad de la instalación del INDE

- Tomar todas las medidas de rehabilitación necesarias para garantizar una operación confiable de la planta para otros 40 años, sin intervenciones de mantenimiento mayores.

Tomando en cuenta que los recursos hídricos de los ríos utilizados, en particular del Chapá y del Cabuz, son superiores a los caudales actualmente derivados, el objetivo principal del proyecto es de incrementar y optimizar la potencia y la generación del complejo hidroeléctrico. Las variantes examinadas consideran una potencia total del complejo, comprendida entre la potencia actual de 2 MW, y un valor máximo de alrededor 7 MW.

Para hacer posible la repotenciación es necesario rehabilitar toda la maquinaria, tuberías, sistema de protecciones, sistema de media y baja tensión, así como los sistemas de supervisión y control.

1.4. Datos técnicos central hidroeléctrica El Porvenir

Esta central inició sus operaciones en el año 1968, y se encuentra ubicada en el municipio de San Pablo, departamento de San Marcos; es de regulación diaria. Esta central cuenta con una (1) unidad generadora, turbina tipo Pelton de eje horizontal con una capacidad instalada de 2.28 MW, con una caída neta de diseño de 231.25 m. El tipo de embalse es por compensación y derivación, y su capacidad es de 16 GWh anual.

Datos de la red:

- Frecuencia 60 Hz
- Tensión asignada alta 69 kV
- Tensión asignada media 13.8 kV

Tabla I. **Datos técnicos de generación, central hidroeléctrica El Porvenir**

Agente propietario:	EGEE/INDE
Clave de radio:	D-13
Nombre de la central:	Porvenir
Río:	Cabuz, Chapa y Tzoc
Cuenca:	Cabuz
Año de puesta en servicio:	1968
Ubicación:	San Pablo, San Marcos

Fuente: LEAL, Leonel. Manual de operador del Centro de Control de Generación de Energía Eléctrica. INDE. 2007, p.70.

Tabla II. **Proveniencia y descarga del agua central hidroeléctrica El Porvenir**

Proveniencia	Descarga
Las turbinas	Río Chapa
El vertimiento	Río Chapa
Las filtraciones	Río Chapa

Fuente: LEAL, Leonel. Manual de operador del Centro de Control de Generación de Energía Eléctrica. INDE. 2007, p.71.

Tabla III. **Nivel de operación central hidroeléctrica El Porvenir**

Cota de la presa deseada a las 0:00 horas (1)	m
Nivel máximo excepcional (en crecida)	1150.3
Nivel máximo normal de operación	1150
Nivel mínimo normal de operación	1148

Fuente: LEAL, Leonel. Manual de operador del Centro de Control de Generación de Energía Eléctrica. INDE. 2007, p. 71.

Tabla IV. **Operación de central hidroeléctrica El Porvenir**

Capacidad de regulación de frecuencia	*	dp/df	
Estatismo permanente	*		
Banda muerta ajustable	*	Hz	
Capacidad de regulación de voltaje (dq/dv)	*	dq/dv	
Arranque en negro	*		Si
Cantidad máxima de arranques diarios por unidad	*		2
Tiempo de sincronización condición fría	*	Min	15
Tiempo de sincronización caliente	*	Min	5
Tiempo de sincronización muy caliente	*	Min	1
Tiempo de respuesta hasta alcanzar la potencia máxima	*	Min	1
Tiempo de respuesta hasta alcanzar la potencia mínima	*	Min	1
Razón de toma de carga	*	MW/mi n	2
Razón de reducción de carga	*	MW/mi n	2
Intervalo de arranque entre unidades	*	Min	
Tiempo mínimo de operación en línea	*	Min	15

Fuente: LEAL, Leonel. Manual de operador del Centro de Control de Generación de Energía Eléctrica. INDE. 2007, p.71.

2. CONCEPTOS GENERALES PARA EL SISTEMA DE MEDIA Y BAJA TENSIÓN

Durante la fase de planeación, los estudios que se han realizado deberán probar que el diseño es óptimo y que son prácticos para construir y operar. Esto se conoce como “Ingeniería Básica de Proyectos”.

La ingeniería básica para centrales hidroeléctricas, deberá estar familiarizada con los estudios de cortocircuito del sistema, coordinación de la protección, flujos de carga (en algunos casos), y estudios de estabilidad.

El diseño concepto de un sistema eléctrico de potencia se basa en la integración de todos los aspectos operacionales y económicos, los cuales son:

- Requerimientos del diseño
- Criterios de diseño
- Aspectos de diseño

Los requerimientos del diseño, en este caso, son aquellos cuyo objetivo deberá ser la rehabilitación, repotenciación y modernización de los sistemas de la central generadora.

2.1. Criterios de diseño para el diseño del sistema de media y baja tensión

Es necesario tomar en cuenta diferentes aspectos para el diseño de los sistemas de una central hidroeléctrica.

2.1.1. Seguridad

Se deberá seguir estrictamente todos los requerimientos de las normas y códigos de seguridad; algunas consideraciones básicas son:

- Adecuada capacidad de interruptores y dispositivos de desconexión.
- El aislamiento eléctrico adecuado de los conductores energizados y la debida protección al daño mecánico.
- Minimizar el acceso a los cuartos con equipo eléctrico y tener las salidas adecuadas.
- La protección de los aparatos eléctricos del posible daño mecánico, dejando áreas accesibles solo para operación de mantenimiento.
- La señalización de salidas de emergencia y letreros de alerta en sitios donde se encuentren elementos energizados o con temperaturas elevadas.
- La utilización de conexión a tierra adecuada, para el sistema eléctrico de potencia y del equipo.
- Instalación de alumbrado de emergencia.
- Servicios auxiliares como iluminación y energía eléctrica en caso de un apagón.

2.1.2. Confiabilidad

- La redundancia, dependiendo del sistema, duplica las trayectorias entre la fuente y la carga, de modo que se permita mantener en servicio una trayectoria de alimentación mientras la otra no está en servicio.
- Se deberá tomar en cuenta los niveles apropiados de voltaje.
- Debe haber un mecanismo de protección adecuado para el sistema y el equipo.

- Establecer un centro de control y monitoreo.
- Deberá hacerse la elección apropiada del equipo, cuyas capacidades se seleccionan en forma conservadora, para cumplir con un ciclo de trabajo durante su tiempo de vida esperado.

2.1.3. Simplicidad de operación

Seleccionar sistemas simples, que sean sencillos de operar y monitorear, puesto que estos son seguros y más confiables.

2.1.4. Calidad de voltaje

Debido a que los equipos electrónicos pueden ser más sensibles a las variaciones del voltaje, se considera:

- La regulación del voltaje
- Las depresiones y elevaciones de voltaje
- El control de la frecuencia
- La interferencia electromagnética
- Los transitorios de voltaje

2.1.5. Requerimientos de mantenimiento

Los aspectos que se deben tomar en cuenta son:

- Limpieza
- Control de humedad y polvo
- Ventilación adecuada
- Reducción del efecto de corrosión

- Inspecciones térmicas
- Inspecciones visuales
- Pruebas regulares
- Conservación de registros
- Aplicación de normas, códigos y recomendaciones de los fabricantes

2.1.6. Flexibilidad

El sistema deberá estar diseñado de manera que cuando sea necesario se pueda modificar sin problema o reemplazar los componentes en caso de algún mantenimiento; asimismo, se prevé el aumento de las capacidades de la planta.

2.1.7. Costos

El costo del sistema se deberá balancear contra la confiabilidad, y su relación beneficio-costos.

2.2. Aspectos de diseño para el sistema de media y baja tensión

A continuación se presentarán seis aspectos principales que deben ser considerados en el diseño de un sistema eléctrico de potencia.

2.2.1. Selección de nivel de tensión

Esto influye directamente en los aspectos económicos y operacionales del sistema. Para las instalaciones de media y baja tensión, el tamaño del conductor y la caída de voltaje en los alimentadores están relacionados con la corriente que se conduce, según se muestra en la tabla V.

Tabla V. **Relación entre voltaje, corriente y kVA de carga**

Voltaje (V)	Corriente (A)	kVA	Carga 80% kVA
480	200	166	133
	400	333	266
	600	500	400
	800	667	532
	1,200	1,000	800
	1,600	1,330	1,065
	2,000	1,663	1,330
	3,000	2,500	2,000
	4,000	3,325	2,660
	2,400	400	1,663
800		3,333	2,660
1,200		5,000	4,000
2,000		8,313	6,650
4,160	600	4,325	3,460
	1,200	8,650	6,920
	2,000	14,410	11,530
	3,000	21,600	17,280
12,470	600	13,720	10,975
	1,200	25,920	20,735
	2,000	43,200	34,560
	3,000	64,700	51,835
13,200	600	13,720	10,975
	1,200	27,435	21,950
	2,000	45,725	36,580
	3,000	68,590	54,870
13,800	600	14,340	11,475
	1,200	28,680	22,950
	2,000	47,800	38,345
	3,000	71,700	57,365

Fuente: ENRÍQUEZ HARPER. Elementos de diseño de subestaciones eléctricas, p. 28.

2.2.2. Nivel de cortocircuito

Debido a la relación en el nivel de cortocircuito y el de voltaje en un sistema eléctrico, es necesario seleccionar un nivel adecuado de capacidad

interruptora (kVA) para desconexión, de los elementos que conforman el sistema.

2.2.3. Forma de aislamiento de fallas a tierra

Aspecto en el cual se involucran directamente a la protección por relevadores, la prioridad es para las fallas de fase a tierra, de modo que estas sean interrumpidas en forma instantánea (2 a 4 ciclos), evitando un daño permanente al sistema. Los sistemas de voltaje medio, de 2.4 a 13.8 kV, deberán estar conectados a tierra a través de una resistencia, para limitar el daño de las fallas que puedan ocurrir en las máquinas cuyos neutros estén conectados sólidamente a tierra. Con un relevador sensor de tierra (50GS), corrientes tan bajas como 15 a 30 A, se pueden detectar y hacer operar al relevador en el instante.

2.2.4. Liberación rápida de fallas

Para sistemas eléctricos con tensión media, las fallas deben ser liberadas en tiempos que permitan la estabilidad del sistema.

2.2.5. Operación de las protecciones

Se refiere a minimizar el efecto de las falla, haciendo selectiva la protección, de manera que opere actuando sobre el elemento más cercano a la falla, tratando de desconectar el menor número de elementos.

2.2.6. Prevención de la operación con fallas

El sistema deberá estar diseñado para evitar la operación si existe una falla permanente, y que garantice el aislamiento total de la zona afectada por la falla hasta que sea reparada. Por lo regular, algunos equipos pueden ser programados para liberar y reenganchar hasta 2 veces, y a la tercera reincidencia de la falla, abrir permanentemente.

3. PROYECTO HIDROELÉCTRICO

Un proyecto hidroeléctrico es un conjunto de elementos relacionados en forma lógica, tecnológica y cronológica, que se ejecutan en un período determinado y que tiene como objetivo resolver un problema.

Para el desarrollo de un proyecto es necesario seguir un orden lógico desde el planteamiento de la idea hasta la solución del problema; este proceso se le llama Ciclo del Proyecto.

3.1. Ciclo de proyectos

Con el fin de identificar los mejores aprovechamientos en recursos y diseño, que para este caso es especificar los equipos del sistema de media y baja tensión.

Primero se realiza un perfil, luego un estudio de prefactibilidad, seleccionándose el aprovechamiento técnico-económico viable; una vez identificado el aprovechamiento, se profundiza en los estudios para garantizar que es la alternativa óptima, la cual precisa en el estudio de factibilidad, y por último el diseño final, dichas etapas y procesos se realizan durante la existencia del mismo desde las etapas de preinversión, inversión y postinversión, las cuales se definen a continuación:

3.1.1. Perfil

Es la etapa inicial donde se elabora a partir de la información existente, el juicio común o la opinión que dé la experiencia; se trata de analizar la situación, plantear el problema, y definir quiénes y cuántos serán los beneficiados.

En términos monetarios solo se presentan cálculos globales de las inversiones, costos e ingresos, sin entrar a investigaciones de terreno. Este análisis se refiere a un proceso de selección basado en la aptitud o viabilidad mercadológica, tecnológica, administrativa, jurídica, económica, financiera y social de inversión, sin profundizar en ello.

3.1.2. Prefactibilidad

Este estudio profundiza la investigación a fuentes secundarias y primarias de investigación de mercado, detalla la tecnología que se empleará, determina los costos totales y la rentabilidad económica del proyecto, y es la base en la que se apoyan los inversionistas para tomar una decisión; en muchos casos se requiere de ayuda especializada en cada rama tecnológica, económica y legal.

3.1.3. Factibilidad

Contiene básicamente toda la información del perfil y de la prefactibilidad, pero aquí son tratados los puntos finos. Aquí no solo deben presentarse los canales de comercialización más adecuados para el producto, sino que deberá presentarse una lista de contratos de venta establecidos, preparar y actualizar por escrito las cotizaciones de la inversión, presentar planos de obra, presupuestos, especificaciones de ejecución, etc.

3.1.4. Diseño final

Es la etapa donde ya se cuenta con toda la información consistente de la factibilidad; el énfasis de esta fase está en las especificaciones para el diseño de las partes civiles de la obra como en las partes eléctricas y mecánicas.

3.2. Estudios para proyectos hidroeléctricos

Relacionado directamente con el ciclo de proyectos, dentro de cada etapa del ciclo se realizan diferentes estudios. Para la rehabilitación, repotenciación y modernización de una central hidroeléctrica, es necesario realizar varios estudios con el fin de identificar los aprovechamientos hídricos y optimizar el diseño y rendimiento de la planta.

A continuación se mencionan los estudios que se consideran relevantes para centrales hidroeléctricas que deben incluir cada una de las etapas del ciclo del proyecto mencionadas en el apartado anterior, cuya profundidad depende del tipo de proyecto y en la fase que se encuentra.

3.2.1. Estudios sociales

Analizar los beneficios sociales del proyecto hidroeléctrico, estableciendo las relaciones sociales que influyen en su desarrollo y la influencia que éste tiene en la sociedad, especialmente en el área de influencia del mismo.

3.2.2. Estudios económicos

Se evalúan los recursos económicos, la organización y el desarrollo de la comunidad, creando pautas adecuadas para el mantenimiento, operación, administración y financiamiento del proyecto.

Los puntos a tratar son:

- Análisis de beneficios
- Análisis de ingresos y egresos
- Métodos para el cálculo de la rentabilidad

3.2.3. Estudios ambientales

Se debe describir la forma en la cual se conservará el ambiente y el uso racional de los recursos naturales renovables, así como determinar el impacto de los efectos negativos y positivos que se podrían generar y las medidas de mitigación a implementarse, según el proyecto. En estos estudios se incluye lo siguiente:

- Descripción geológica del área de interés
- Descripción del ambiente físico
- Descripción de suelos
- Descripción hidrológica
- Descripción del clima
- Descripción del ambiente biótico
- Manejo de desechos
- Medidas de mitigación

3.2.4. Estudios financieros

Indican el costo total del proyecto, las fuentes de financiamiento, así como los ingresos que el proyecto generará por venta de los bienes generados. Cuantifican el total de las inversiones, clasificándolas en fijas e intangibles, y el capital de trabajo, que constituye la inversión necesaria para que inicie la operación del proyecto. De la misma manera, se deben determinar los costos de operación y mantenimiento.

3.2.5. Estudios hidrológicos

Es donde se determinan los caudales de diseño disponibles para el aprovechamiento hídrico recolectando datos estadísticos de caudal durante un tiempo (se recomienda un mínimo diez años).

Debido a que en algunos de los casos no se cuenta con datos hídricos suficientes para seleccionar el caudal, debe recurrirse a información pluviométrica con la que se puede determinar aproximadamente el caudal de la cuenca. Los puntos a tratar son:

- Hidrografía
- Régimen de precipitación
- Régimen de caudales
- Estimación de crecidas
- Curva de caudal y frecuencias
- Caudal de diseño

3.2.6. Estudios geológicos

La ubicación de las obras civiles se hace en función de la estabilidad del terreno y de las posibles fallas de éste, características que se identifican con este estudio. Los estudios que deberán realizarse son:

- Situación geológica
- Geología demográfica
- Estimación de sedimentos transportados por ríos

3.2.7. Estudios legales

Se debe determinar el nombre de la empresa, persona jurídica, forma y fecha de constitución, duración y domicilio. Si es una entidad del gobierno, indicar su posición dentro del sector público. Mencionar estatutos orgánicos o constitutivos, objeto de la institución y principales funciones. Indicar el tipo de personal administrativo y operativo que requiere el proyecto, describiendo la estructura organizativa u organigrama. Establecer que no existan problemas legales con los terrenos o derechos de paso. Determinar el tipo de patentes o licencias que se deben obtener de acuerdo con el tipo de proyecto.

3.2.8. Estudios cartográficos

En una central hidroeléctrica la energía potencial del agua se transforma en energía cinética y posteriormente en energía eléctrica; esto se hace para saber que para disponer de una potencia se necesita una caída de agua, la cual se determina con base en mapas cartográficos de la región en estudio.

Si en las zonas establecidas como objetivo no hubiera mapas cartográficos adecuados al estudio, se debe realizar un estudio topográfico que permita obtener los datos necesarios de la zona y conocer la caída aprovechable, para determinar la potencia del recurso hídrico. Si es necesario, realizar levantamientos topográficos.

3.2.9. Estudios civiles

Si es una central hidroeléctrica mayor a 10 MW, deberá tomarse en cuenta:

- Bocatomas
- Embalse
- Chimenea de equilibrio
- Anclajes para la tubería de presión
- Casa de máquinas
- Aliviadero o desfogue

Si es una pequeña central hidroeléctrica, menor a 10 MW, deberá atenderse:

- Las bocatomas
- Obra de conducción
- Cámara de carga
- Anclajes para la tubería de presión
- Casa de máquinas
- Aliviadero o desfogue

3.2.10. Estudios hidráulicos

Es uno de los estudios con más importancia, debido a que es necesario tener el detalle sobre la mecánica de fluidos, en este caso el agua, para el diseño de:

- Tubería de baja presión
- Tubería de alta presión
- Compuertas

3.2.11. Estudios mecánicos

Es donde se detallan los criterios, métodos y lineamientos utilizados para el diseño o selección de los componentes:

- Turbina
- Válvulas
- Volante

3.2.12. Estudios de demanda de potencia

En el caso de la repotenciación, el objetivo es mejorar las condiciones de vida de una región con necesidad de ampliación del sistema debido al crecimiento de la demanda energética, que se basa en optimizar el aprovechamiento de sus recursos hídricos.

Algunos de los puntos a tratar en este estudio son:

- Cálculos energéticos
- Demanda actual
- Demanda potencial
- Demanda futura
- Flujo de carga y flujo de pérdidas
- Nivel de corto circuito
- Coordinación de protecciones.

3.2.13. Estudios eléctricos

Teniendo toda la información completa, en esta parte es donde se establecen los criterios para la selección de:

- Generador
- Sistema de protecciones
- Sistema de medición
- Sistema de supervisión y control
- Subestación
- Sistema de tierras

3.3. Estudios eléctricos e información básica para el sistema de media y baja tensión

3.3.1. Diagrama unifilar

Se deberá realizar el diagrama unifilar durante la fase de estudio, que incluye los principales componentes del sistema. Se incluyen elementos como

generadores, transformadores de potencia, interruptores, seccionadores, cables, buses o barras, transformadores de instrumento, etc. Normalmente no incluyen los detalles que se van adicionando durante la fase del diseño detallado del proyecto.

El diagrama unifilar se utilizará para las especificaciones, detalles de instalación, pruebas de equipo y sistema. La cantidad de detalle en el diagrama unifilar está determinada por su uso relativo.

Un diagrama unifilar totalmente completo deberá incluir:

- Fuentes de alimentación o puntos de conexión a la red con sus respectivos valores de voltaje y corto circuito.
- Generadores, identificando su potencia en kVA o MVA, voltaje, impedancias (síncrona, transitoria, subtransitoria, secuencia negativa y secuencia cero), y método de conexión a tierra.
- Tamaño y tipo de todos los conductores, cables, barras y líneas aéreas.
- Tamaño de transformadores, voltajes, impedancias, conexiones y métodos de conexión a tierra.
- Dispositivos de protección (fusibles, relevadores, interruptores)
- Transformadores de instrumento (potencial y corriente)
- Apartarrayos y bancos de capacitores
- Capacitores (para mejora de factor de potencia)
- Identificación de cargas (grandes motores eléctricos e impedancias)
- Tipos de relevadores
- Ampliaciones futuras

3.3.2. Corto circuito

El sistema eléctrico puede estar expuesto a fallas o corto circuitos, en tal caso el equipo fallado o parte del sistema en falla debe estar aislado del resto del sistema en forma segura, reduciendo el efecto de la falla hasta donde sea posible. En dicha situación no debe existir peligro alguno para el personal; los dispositivos responsables de detectar y aislar la falla son los relevadores, interruptores, fusibles, restauradores, entre otros, según sea la parte del sistema afectada.

La selección de los dispositivos y la coordinación apropiada de los mismos, requiere de los cálculos de las corrientes de cortocircuitos esperados para los distintos tipos de fallas y condiciones de operación del sistema. El nivel de corto circuito y el de tensión en el sistema eléctrico están directamente relacionados; un dispositivo tiene cierta capacidad según los kVA que puede interrumpir, esto es la capacidad interruptora.

El propósito de conocer el nivel de cortocircuito es:

- Determinar el esfuerzo eléctrico impuesto sobre todos los dispositivos de interrupción, tales como interruptores y fusibles.
- Con base en los resultados seleccionar los relevadores y otros dispositivos de protección.
- Coordinar los dispositivos de protección.
- Determinar los esfuerzos mecánicos y térmicos sobre los cables, barras, ductos, etc.
- Identificar las características de operación de los grandes convertidores estáticos.
- Determinar la corriente máxima y mínima de corto circuito.

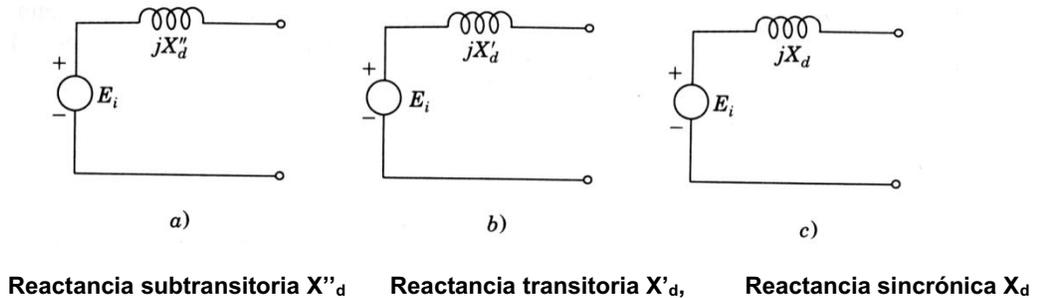
Las principales fuentes de alimentación del cortocircuito se deben representar en los modelos para cálculos del mismo. Las principales fuentes son:

- El sistema de suministro de energía
- Las máquinas síncronas (generadores y motores)
- Los motores de inducción

El sistema de suministro es casi siempre un sistema relativamente grande, por lo que se incluye el flujo de corriente del mismo hacia la falla. Acorde con esto se debe requerir de las empresas suministradoras el valor de las corrientes de cortocircuito trifásico y de fase a tierra, así como la base sobre la cual se calcularán en el punto de interconexión. Basado en el nivel de requerimiento, el sistema de la empresa suministradora se representa por lo regular como una fuente de voltaje constante, expresada en valores por unidad (1.0 p.u.) en serie, con una reactancia cuyo valor es igual al recíproco de la corriente de cortocircuito en valores por unidad (p.u.).

En el caso de las máquinas síncronas, después de la ocurrencia de una falla, estas continúan siendo accionadas por su primomotor y los devanados de campo siguen alimentados por la corriente directa de la excitatriz, manteniendo un voltaje interno que produce un flujo de corriente de la máquina hacia la falla o cortocircuito; esta corriente está limitada por la reactancia de la máquina y la impedancia del sistema al punto de la falla. Por lo que las máquinas síncronas se representan como una fuente de voltaje en serie con su reactancia, como se muestra en la figura 1.

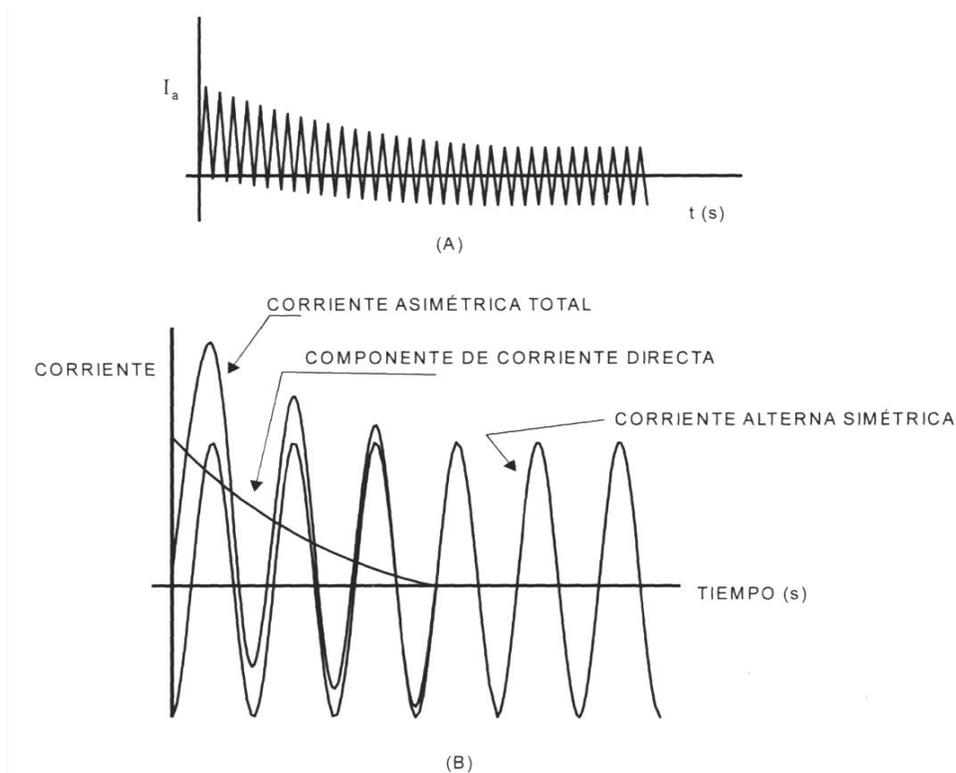
Figura 1. Circuitos equivalentes para un generador sincrónico con voltaje interno E_i



Fuente: GRAINGER, John J. & Willian D. Stevenson. Análisis de sistemas de potencia, p. 124.

La reactancia subtransitoria (x''_d) se usa para obtener la máxima corriente de cortocircuito posible, en un lapso de tiempo de 6 a 10 ciclos de la frecuencia del sistema, a partir del instante de la falla; para las fallas más allá de este tiempo hasta 2 segundos, se utiliza la reactancia transitoria (x'_d). Cuando un generador de CA está en corto circuito, la corriente resultante contiene la componente de CA de estado permanente y la componente de estado transitorio; un oscilograma de dicha situación se muestra en la figura 2. La magnitud de la componente transitoria es dependiente del punto o instante de la falla en la onda de voltaje de estado permanente.

Figura 2. **Oscilograma para una corriente de cortocircuito asimétrica**
(A) Forma del oscilograma (B) Componentes de la corriente



Fuente: ENRÍQUEZ HARPER. Elementos de diseño de subestaciones Eléctricas, p.80.

3.3.3. Información básica para la especificación de celdas de media tensión

3.3.3.1. Requerimientos

- Celdas de salida de circuito de distribución
- Celdas de entrada de transformador de potencia
- Celda de enlace de barras
- Equipo de control y monitoreo
- Equipo de medición y monitoreo de calidad de energía
- Equipo de control y monitoreo de subestación

3.3.3.2. Condiciones de servicio

- Temperatura ambiente (°C)
- Altitud (msnm)
- Humedad relativa (%)
- Uso (Interior/Exterior)
- Tipo de ambiente

3.3.3.3. Características eléctricas, celdas de media tensión

- Modo de operación (tripolar)
- Voltaje nominal de operación (kV)
- Frecuencia (60 Hz)
- Corriente nominal (A)
- Corriente máxima de cortocircuitos simétricos (kA)
- Capacidad de las barras (A)
- Medio de interrupción (Vacío, SF6)
- Nivel básico de impulso (kV)
- Voltaje de control del disyuntor (VCD)
- Tiempo de apertura del disyuntor (3 ciclos)
- Grado de protección exterior (IPXX)
- Grado de protección interior (IPXX)

3.3.3.4. Características generales

Las celdas serán del tipo Metal-Clad y serán construidas de acuerdo con el estándar ANSI/IEEE Std. C37.20.2-1993.

El conjunto completo de las celdas deberá tener la capacidad de albergar adecuadamente los diferentes accesorios requeridos (pararrayos, transformadores de instrumento, cuchillas de puesta a tierra, etc.).

Todas las celdas deben incluir cuchillas de puesta a tierra, ser tripolares de operación manual, con tres juegos de contactos auxiliares (3 NA, 3 NC) para cada posición. Estas cuchillas no podrán ser operadas con presencia de voltaje en la celda.

Se requieren previstas para futuras ampliaciones en las barras principales, barras de tierras, cableado, accesorios y cualquier otro elemento necesario para la operación de las celdas.

Es necesario que las celdas permitan la inspección visual para verificar el estado del interruptor y de las cuchillas seccionadoras. La celda contará con indicación de posición (abierto-cerrado) para el disyuntor, por medio de un elemento mecánico acoplado directamente al mecanismo. Esta indicación será visible bajo condiciones normales de operación. Cualquier ventana que incluya la celda deberá estar provista con vidrios inastillables que salvaguarden la seguridad del personal.

El mecanismo de operación del disyuntor estará provisto con un contador de operaciones mecánicas, el cual deberá ser visible en condiciones normales de servicio.

Los equipos con medio de interrupción en gas SF6 deben disponer de un medidor de la presión de gas por cada cámara, así como una señal de alarma por baja presión y bloqueo.

3.3.3.5. Barras

Las barras deben ser construidas y probadas de acuerdo con la norma ANSI/IEEE C37.23 1987. Las barras colectoras, barras de tierra, cuchillas seccionadoras y cualquier otro dispositivo que forme parte del circuito de potencia, deberán ser de cobre rígido.

3.3.3.6. Gabinetes de control

Para los gabinetes de control y protección, se deben suministrar calentadores de ambiente, preferiblemente de acero inoxidable controlados por termostatos, alimentados a una tensión de 120 VCA. Estos serán colocados adecuadamente y estarán provistos de rejillas protectoras para evitar contacto físico durante labores de inspección y/o mantenimiento.

Cada tablero tendrá internamente iluminación tipo fluorescente de arranque instantáneo y contará con un tomacorriente doble monofásico polarizado de 120 VCA con capacidad para 15 amperios.

3.3.3.7. Inspección de pruebas en fábrica

Las celdas deben ser probadas en fábrica de acuerdo con los procedimientos señalados en la norma ANSI/IEEE C37.55 1989, para las siguientes pruebas mínimas de conformidad:

- Prueba de desempeño mecánico, apertura -cierre-apertura
- Prueba de enclavamientos mecánicos
- Prueba de rigidez dieléctrica:
 - Circuito principal 70 kV, 1 minuto
 - Al alambrado de control, 2 kV, 1 minuto
- Pruebas del interruptor, las cuales deben ser:
 - Operaciones eléctricas
 - Medición de tiempo de apertura y cierre
 - Rigidez dieléctrica contactos auxiliares 2 kV/ 1minuto (después de las operaciones)
 - Medida resistencia de contactos
 - Rigidez dieléctrica del circuito principal con interruptor abierto y cerrado, 70 kV / 1 minuto

Deberá suministrarse un informe detallado sobre las pruebas realizadas en fábrica (pruebas de conformidad), así como los reportes de pruebas de diseño (pruebas tipo), y de producción (pruebas de rutina). En ellos debe especificar claramente los resultados obtenidos en las pruebas, así como el valor mínimo aceptable por el estándar correspondiente.

Dentro de los reportes de pruebas tipo que debe aportar estarán: calentamiento con medición de contactos, descargas parciales, arco interno y cortocircuito.

3.3.3.8. Transformadores de instrumento

Deberán ser diseñados construidos y probados de acuerdo con la norma ANSI/IEEE C57.13 u otra norma internacional equivalente, que asegure una

calidad igual o superior a lo especificado. Las pruebas de conformidad serán las especificadas en ANSI/IEEE C57.13.2.1991.

La placa de datos irá colocada en la parte inferior del transformador y deberá satisfacer los requerimientos establecidos por ANSI/IEEE C57.13.6.8 para transformadores de corriente y por ANSI/IEEE C57.13.7.5 para transformadores de potencial.

Todos los transformadores traerán un conector de puesta a tierra que aceptará cable de cobre desnudo desde 2/0 AWG (10.5 mm Ø) hasta 4/0 AWG (13.4 mm Ø). Se deben suministrar dos juegos de transformadores de potencial los cuales deberán ser protegidos con fusibles limitadores de corriente e instalados de acuerdo con ANSI/IEEE C37.20.2 1993. Además deberán ser capaces de funcionar continuamente hasta con 120 % de la tensión nominal, sin exceder el calentamiento permisible.

Es necesario que los transformadores de potencial sean extraíbles con una capacidad mínima de 50 VA, CI 0.2 y que la exactitud sea de la clase 0.3, la cual debe cumplirse de 0.8 a 1.2 veces el voltaje nominal de operación, según normas ANSI.

Se deben especificar algunas cantidades básicas en los transformadores de instrumento:

- Medición (clase de precisión)
- Protección (con precisión normal requerido)
- Indicación (para aplicaciones más económicas)
- Aplicaciones especiales (requerimientos especiales)

Las características específicas de instalación son:

- Tipo de servicio (interior o exterior)
- Norma de referencia (IEEE-C57.13, IEC44.1, etc.)
- Altitud de operación (msnm)
- Temperatura del ambiente (°C)
- Clase de aislamiento (kV)
- Nivel básico de aislamiento (kV)

Las características básicas a especificar para los CT's son:

- Relación de transformación, curvas de factor de corrección y ángulo de fase para los burden estándar
- Corrientes de corto circuito de efectos dinámicos (esfuerzos mecánicos) y efectos térmicos
- Resistencia del devanado secundario
- Curva típica de excitación
- Clasificación (T o C)
- La clase de precisión
- La carga (burden)
- Pruebas de producción
- Tipo (boquilla o devanado)
- Aislamiento (porcelana o aceite)
- Número de devanados
- Sobrecorriente térmica
- Sobrecorriente dinámica

Las características básicas a especificar de los PT's son:

- Tipo de aislamiento (seco, aceite, resina, etc.)
- Condiciones de operación
- Tensión nominal primaria
- Tensión nominal secundaria
- Factor de tensión
- Capacidad térmica nominal
- Capacidad de corto circuito (ANSI C93.2)

3.3.3.9. Pararrayos

Se requiere un juego de tres pararrayos para la protección de las barras, con las siguientes características:

- Voltaje nominal (kV rms)
- Sobrevoltaje máximo continuo (MCOV) (kV rms)
- Nivel de protección de frente de onda (pico) (kV)
- Máximo voltaje de descarga (pico, onda de corriente)
- Descarga de switcheo (pico) (kV)

3.3.3.10. Información de fábrica

Las celdas incluirán dibujos ilustrativos dimensionados, curvas típicas de comportamiento y literatura técnica descriptiva, así como cualquier información adicional que se considere oportuna.

- Plano de dimensiones generales indicando el peso
- Plano de datos de placa

- Plano esquemático del diagrama de control
- Información sobre materiales empleados en cada parte del equipo

3.3.3.11. Embalaje

Con el fin de facilitar la instalación de las celdas, se deben marcar detalladamente todas las partes que las constituyen en fábrica. Los materiales y artículos deberán ser preparados para el embarque en tal forma que se facilite su manejo y se ofrezca protección contra daños.

Todas las piezas que pesen más de una tonelada, deberán tener el peso aproximado marcado en ellas.

3.3.4. Información básica para la especificación de tableros eléctricos de protección, medición y control

El tablero eléctrico es una caja o gabinete que contiene los dispositivos de conexión, maniobra, comando, medición, protección, alarma y señalización, con sus cubiertas y soportes correspondientes, para cumplir una función específica dentro del sistema eléctrico, los cuales serán detallados más adelante para la central hidroeléctrica.

La fabricación o ensamblaje del tablero eléctrico debe cumplir criterios de diseño y normativas que permitan su funcionamiento correcto una vez energizado, garantizando la seguridad de los operarios y de las instalaciones en las cuales se encuentran ubicados.

Los equipos de protección y de control, así como los instrumentos de medición, deberán tener una referencia de conexión, estos deben ser:

- Diagrama unifilar
- Diagrama de control
- Diagrama de interconexión

El tablero se diseñará, suministrará e instalará para la automatización y control de procesos de la planta, conjuntamente con instalaciones neumáticas e hidráulicas acordes al proyecto.

El sistema de tableros industriales de control para automatización, integra instrumentos y dispositivos mecánicos, cableados en planta, así como relevadores, interruptores, controladores y dispositivos auxiliares. Los tableros de control podrán incluir compartimientos para alojar tableros de control industriales abiertos o equipos de control industrial individuales.

Los tableros se instalarán en lugares secos, ambiente normal, de fácil acceso y alejados de otras instalaciones, tales como las de agua, gas, teléfono, etc. Para lugares húmedos, mojados, a la intemperie o polvorientos, los tableros deberán construirse con el grado de protección IP/NEMA, adecuándolos al ambiente.

Delante de la superficie frontal del tablero, habrá un espacio libre suficiente para facilitar la realización de trabajos y operaciones, el cual no será menor que 1 metro.

Para el caso en que los tableros necesiten acceso posterior, deberá dejarse detrás del mismo un espacio posterior no menor a 0.7 metros. En los

casos en que el tablero tenga puerta posterior, deberá dejarse una distancia, con puerta abierta, de 0.5 m. Se deberá respetar la condición más desfavorable.

El recinto donde se ubicarán los tableros, deberá disponer de iluminación artificial adecuada, para operar en forma segura y efectiva los dispositivos de maniobra, y leer los instrumentos con facilidad.

Cuando los tableros se instalen en un local específico, dicho local no podrá ser utilizado para el almacenamiento de tipo alguno de material, con excepción de sus herramientas y repuestos propios.

Las dimensiones mínimas del local y el número mínimo de salidas estarán de acuerdo con lo indicado por código de edificación correspondiente del INDE. No existirán desniveles en su piso y su altura mínima desde el punto de vista eléctrico deberá ser de 2.40 m.

El nivel de iluminación mínima en el local donde se ubique el tablero será de 200 lux, medidos a un metro de nivel del piso, sobre el frente del tablero. Además, deberá preverse un sistema de iluminación de energía autónomo.

La puerta del local deberá abrir hacia fuera del mismo, sin impedimento alguno desde el interior, y poseer la identificación en caracteres de fácil lectura a la distancia desde donde se la pueda visualizar.

Normas que deben aplicarse en la fabricación de tableros eléctricos:

- Normativa interna de la planta (INDE)
- Normativa Intevep
- National Electric Code (NEC)

- ANSI Standards: American National Standards Institute
- OSHA: Occupational Safety and Health Administration
- IEC: International Electric Codes
- NEMA
- UL Laboratory
- ANSI/NFPA 70B: Electrical Equipment Maintenance
- Grado de protección IP, IK, NEMA

Clasificación de los tableros según su función o aplicación:

- Tablero residencial o centro de carga (TR)
- Centro de distribución de potencia (CDP)
- Centro de fuerza (CDF)
- Centro de control de motores (CCM)
- Tableros de distribución (TD)
- Tableros de alumbrado (TA)
- Consolas y pupitres de mando (CPM)
- Celdas de seccionamiento (CSEC)
- Subestaciones (S/E)

Los tableros eléctricos, de acuerdo con su ubicación en la instalación, reciben las designaciones siguientes:

- Caja o gabinete individual de medidor: es aquel al que acomete el circuito de alimentación y que contiene el medidor de energía desde donde parte el circuito principal. Esta caja o gabinete puede contener además, medios de maniobra, protección y control pertenecientes al circuito de alimentación.

- Tablero principal de distribución: es aquel que se conecta a la línea principal y que contiene el interruptor principal y del cual se deriva(n) el (los) circuito (s) secundarios.
- Tablero o gabinete colectivo de medidores: es aquel al que acomete el circuito de alimentación y que contiene los medidores de energía y los circuitos principales. Este tablero puede contener a los dispositivos de maniobra, protección y control pertenecientes al circuito de alimentación y a los interruptores principales pertenecientes a la instalación del inmueble, desde donde parten los circuitos seccionales. En este caso, los gabinetes que albergan a los interruptores principales se comportan como tableros principales.
- Tablero secundario de distribución: se conecta al tablero principal, comprende una amplia categoría.

4. CONCEPTOS GENERALES PARA LAS ESPECIFICACIONES DEL SISTEMA DE MEDIA TENSIÓN Y BAJA TENSIÓN

Según los requerimientos establecidos por el INDE, el mando de los elementos se debe efectuar a tres niveles diferentes:

- "Telecontrol" (SOAL Y SCADA)
- "Mando Eléctrico Local" desde los paneles de mando situados en proximidad al aparato de mando.
- "Mando Manual" de emergencia desde cada del equipo.

Esta disposición implica que todo el cableado proveniente del aparellaje estará conexionado al interior de una caja o cuadro de mando local, situado en proximidad del equipo correspondiente, en el que además existirá un conjunto de bornas y conectores a partir de los cuales se conectarán exteriormente los cables hasta al cuadro de protección, los equipos de servicios auxiliares y telecontrol ubicados en el edificio de la subestación y el aparellaje de intemperie.

El mando desde el Telecontrol no será posible más que en el caso de que el conmutador "Local -Remoto" del armario de Mando Local se encuentre situado en la posición "Remoto". Se deberá prever la lógica de enclavamientos a realizar, siguiendo como criterio general que los elementos de cada posición estarán enclavados entre sí mecánicamente en el caso de Mando Manual de Socorro, y eléctricamente, en el Mando Local y por Telecontrol.

Se propondrá la manera de anular con la debida seguridad, los diferentes enclavamientos, separadamente, en el caso de puesta en servicio, controles, revisiones, etc.

Se deberá detallar exhaustivamente las características generales de sus equipos. Se indicarán, entre otros, los sistemas de protección contra errores de maniobra, la protección contra contactos accidentales, etc.

Todos los equipos de medición, control y protección, deberán contar con puerto *Ethernet* para poder adaptarlos al sistema de automatización de la planta.

Los principales equipos a suministrar se mencionan a continuación:

- Sistema de excitación del generador 1 y generador 2.
- Sistema de protección del generador 1 y generador 2
- Sistema de puesta a tierra del generador 1 y generador 2
- Celda de media tensión de generador 1 y generador 2
- Celda de media tensión de salida a transformador de 10 MVA
- Celda de media tensión de línea
- Celda de media tensión a generador 3
- Celda de media tensión de reserva
- Celda de media tensión de transformador de servicios auxiliares
- Celda de media tensión de medición de barra
- Cuadros auxiliares de corriente alterna
- Sistema de corriente continua
- Transformadores de servicios auxiliares
- Inversores
- Cables y accesorios

De forma general, los trabajos deben incluir:

- Ingeniería de los equipos y sistemas para la fabricación y montaje de los mismos, incluyendo el diseño, cálculos, y las pruebas y puesta en marcha de los mismos, en su conjunto
- Control de calidad, ensayos de recepción en fábrica y certificados de los equipos
- Desmontaje de los equipos que se sustituyan.
- Suministro de los equipos, materiales y sistemas definidos más adelante en este documento.
- Suministro, tendido y conexionado de cables de fuerza y control entre todos los equipos de la instalación.
- Embalaje y transporte
- Seguros de fabricación y transporte
- Montaje, pruebas y puesta en marcha
- Herramientas especiales para mantenimiento y puesta en marcha.
- Planos y documentación “*as-built*” (como construido) de los equipos e instalaciones objeto del suministro
- Manuales de operación y mantenimiento
- Lista valorada de repuestos recomendada para tres años de operación
- Documentos oficiales

4.1. Sistema de excitación estática del generador

La corriente proviene de la propia energía eléctrica generada, previamente transformada de corriente alterna en corriente continua. La corriente de excitación se extrae de los terminales del generador principal, mediante un transformador. Esta corriente se rectifica mediante un equipo electrónico y se

inyecta en el bobinado de excitación rotórica del generador, gracias a un sistema de escobillas y anillos rozantes.

Cuando el generador arranca no hay tensión en bornes y por lo tanto no se dispone de corriente de excitación. Los magnetismos remanentes, ayudados si es necesario por una batería, permiten iniciar el funcionamiento, que se normaliza inmediatamente en cuanto la tensión en bornes alcanza un valor modesto. Estos equipos exigen menos mantenimiento, tienen buen rendimiento, y la velocidad de respuesta del generador ante las oscilaciones de tensión es muy buena.

Para dar excitación a un generador síncrono se hace circular una corriente continua por el circuito de los polos inductores, lo que representa entre el 0,5% al 1% de la potencia útil del generador. Aunque la tendencia es utilizar excitatrices estáticas, aún existen excitatrices rotativas.

Se suministrará un sistema de excitación estática por cada unidad, que sea capaz de regular la tensión del generador o el flujo de potencia reactiva para funcionamiento en paralelo con la red, mediante la acción directa sobre el devanado de campo del generador. Mediante un transformador de excitación conectado en bornas de la máquina, se realizará la alimentación de potencia del sistema de excitación, y la corriente de excitación se suministrará mediante un puente rectificador controlado por el regulador automático de tensión.

El sistema de excitación deberá estar formado como mínimo por los siguientes subgrupos:

- Regulación y control
- Convertidor de potencia

- Equipo de cebado
- Equipo de desexcitación
- Transformador de excitación

El sistema de excitación, regulación y control deberá tener capacidad para regular tensión y potencia reactiva en modo manual y automático; vigilancia y protección del sistema de excitación, incluyendo determinados relevadores o equipos de protección en caso necesario; así como comunicación serie mediante protocolo "*Mod bus*" o similar.

El convertidor de potencia deberá ser del tipo de doble onda y totalmente controlado, debiendo ser capaz de suministrar durante cierto tiempo una corriente considerablemente mayor que la corriente de excitación nominal (corriente de techo).

Para el proceso de arranque es preciso prever un circuito de excitación (cebado) que sea independiente, ya que la tensión remanente del generador puede resultar insuficiente, debiendo estar alimentado desde el cuadro de servicios auxiliares en corriente continua de la central.

Las funciones de desexcitación y recirculación se realizarán con un grupo de tiristores en antiparalelo con resistencia de descarga en serie, integrados directamente sobre las barras VCD del sistema de excitación, en paralelo al envolvimiento de campo. En el equipo de desexcitación se debe incluir las protecciones contra fallas a tierra en el rotor.

Los transformadores encapsulados en resina fundible únicamente necesitan aire para el enfriamiento. Son resistentes a las altas temperaturas y a los ambientes húmedos. Desaparece así el control del nivel de aceite y la

preparación del mismo. Además el reducido riesgo de incendio permite su instalación en el centro de gravedad de la carga. De este modo se consigue un ahorro en los costos de inversión y de energía, resistencia a picos de tensión de breve duración, como cuando se arrancan los motores o se realizan soldaduras. La sobrecarga permanente es posible gracias a la instalación de ventiladores.

Tabla VI. **Clasificación de transformadores encapsulados en resina**

CLASE	TEMPERATURA
Y	90 °C
A	105 °C
E	120 °C
B	130 °C
F	155 °C
H	180 °C
C	Mayor a 180 °C

Fuente: ZETRAK, S.A. de C. V. Ventajas competitivas en transformadores tipo seco de media tensión, p.6.

4.2. Sistema de protección y medición del generador

4.2.1. Tablero de protección y medición del generador

El tablero del generador deberá contener los dispositivos de conexión, maniobra, comando, medición, protección, alarma y señalización, con sus cubiertas y soportes correspondientes, para cumplir una función específica dentro del sistema eléctrico; tales elementos se mencionarán en el capítulo siguiente.

Para el diseño de tableros se debe tomar en cuenta una serie de consideraciones y normativas, garantizando hacia la continuidad y protección del tablero así como la de los operadores, también el costo de la misma y la inversión que esta generaría. A continuación se mencionan las variables y consideraciones generales que hay que tener en cuenta:

- Potencia a manejar (robustez)
- Tensión nominal
- Corriente nominal
- Capacidad de cortocircuito
- Sistema de control de los aparatos
- Inversión vs. Instalación a maniobrar y proteger
- Política de mantenimiento correctivo y preventivo
- Seguridad de instalaciones y operarios
- Facilidad de expansión

4.2.1.1. Normas: características y seguridad de personal. IEC 298

- Las características del tablero en las condiciones normales de operación
- El ambiente
- Severidad
- La seguridad de las personas en función de las exigencias particulares de utilización
- Disponibilidad de la energía eléctrica
- Habilidades y competencia del personal
- IEC 298: aparatos en envoltura metálica para corriente alterna de tensiones nominales superiores a 1kV e inferiores o iguales a 52 kV

- Es a través de las pruebas de tipo y de rutina que el fabricante garantiza su material a las condiciones de operación
- Corriente nominal
- La corriente de falla
- El dieléctrico
- Los esfuerzos mecánicos
- El funcionamiento
- La IEC 298 permite, por la aplicación de todas o parte de sus recomendaciones, definir el “nivel” de seguridad correspondiente a las condiciones específicas de operación.
- Concepción: arquitectura y medio de aislamiento
- Aislamiento
- Puesta a tierra
- Accesibilidad de los compartimentos media tensión
- Defecto interno

4.2.2. Protección primaria del generador

La función es proteger al generador de las fallas más comunes como los cortos circuitos, ya sea entre fases o fase a tierra.

4.2.2.1. Protección diferencial del generador

El principio de la protección diferencial es que se basa en la ley de la conservación de la energía, es decir se monitorea que la energía que entra al generador sea igual a la energía que sale. Por lo regular las fallas comienzan en los devanados como fallas monofásicas, y posteriormente se involucra el resto de las fases.

El relevador 87G que es una protección diferencial del generador, es un dispositivo de protección contra cortocircuitos internos del generador, que se conecta a los circuitos secundarios de los transformadores de corriente (TC's), situados en ambos lados del elemento transformador, y su principio se basa en comparar la magnitud y ángulo de fase de las corrientes que entran y salen del transformador de potencia por medios de sus TC's de alta y baja.

El relevador diferencial protege contra fallas bifásicas y monofásicas que se presenten dentro de su zona de influencia, es decir entre los dos juegos de transformadores de corriente. Es independiente de la corriente de carga circulante, por lo que puede tener una corriente de operación (pick-up) muy baja y ser teóricamente instantánea.

Se recomienda una corriente de operación para la protección 87G, semejante a un 5% de la corriente nominal. El tiempo de disparo debe ser instantáneo y calibrarse con el valor mínimo disponible en el relevador.

En condición normal de operación siempre habrá igualdad de magnitudes de corrientes en donde las que llegan al ajuste de operación del 87, se anulan dando cero corriente en su bobina de operación; es decir, no habrá diferencia de corriente que hagan operar a la protección diferencial. Este relevador cuenta con elementos de sobrecorriente de fases, para observar cortocircuitos internos y/o externos y también de neutro para ver fallas a tierra; cuenta con valores de ajuste de temperatura para sobrecargas, elementos de sobretensión y variaciones de frecuencia.

Los ajustes del pick-up de los elementos de sobrecorriente y la característica de operación son independientes del ajuste del elemento

diferencial. La mayoría de los elementos pueden ser controlados en el momento de operación.

4.2.2.2. Protección contra cortocircuito entre fases

Este tipo de cortocircuitos genera la circulación de elevadas corrientes, las cuales pueden producir daños significativos en el lugar del cortocircuito. Se trata de uno de los cortocircuitos más perjudiciales que puede tener lugar en el estator de un generador, ya que en el caso de no ser despejado prontamente, puede originar la destrucción de las láminas del estator en el área del cortocircuito.

Para detectar el cortocircuito entre fases se utiliza el principio de comparar, en las tres fases, la corriente que circula por el extremo del neutro con la que circula por el extremo de los bornes. Bajo condiciones normales, estas corrientes son idénticas. Por el contrario, cuando tiene lugar un cortocircuito, surge una diferencia que es medida por un relevador. La protección que se fundamenta en este principio de comparación serie, recibe el nombre de “protección diferencial longitudinal”. Es una protección unitaria o de zona, debido a que sólo se protege cada fase del generador en la zona situada entre los transformadores de corriente. Como consecuencia de esto, es inherentemente selectiva.

Es necesario recurrir a relevadores especiales denominados diferenciales, debido a la existencia de problemas tales como: distinto comportamiento de los transformadores de corriente para cortocircuitos externos al generador, diversos errores para los niveles de corriente de carga, etc. Estos relevadores contienen algún medio de retención, el cual varía de acuerdo con el fabricante, y que impiden que operen falsamente.

Cuando opera la protección diferencial, es usual que energice un relevador auxiliar del tipo reposición manual. Este relevador se encarga de dar las órdenes de:

- Apertura del interruptor principal del generador o del interruptor del lado de alta tensión del transformador de subida, en el caso de que se trate de un esquema en bloque.
- Apertura del interruptor del lado de baja tensión del transformador de servicios auxiliares de la unidad, en el caso de que exista.
- Apertura del interruptor de campo
- Detención de emergencia
- Inyección de CO₂

El empleo de un relevador auxiliar de reposición manual asegura que el generador no se pondrá en servicio nuevamente, sin que previamente se haya repuesto en forma manual el auxiliar.

4.2.2.3. Protección contra cortocircuito entre fase y tierra

El núcleo del estator se ve forzosamente comprometido cuando tiene lugar un cortocircuito entre fase y tierra del estator de un generador, debido a que, independientemente de la conexión del neutro del generador, la carcasa del mismo se encuentra conectada a tierra. El daño que originará el cortocircuito a tierra en las láminas del estator, estará supeditado a la intensidad de la corriente del cortocircuito y al tiempo que circule dicha corriente.

La intensidad de la corriente que circula, para un cortocircuito de fase a tierra en el estator, está condicionada por el tipo de conexión que tiene el neutro del generador. Dicha intensidad será máxima en el caso de que el neutro esté sólidamente conectado a tierra y será mínima si el neutro se encuentra desconectado físicamente de tierra y se opera con un sistema de tipo bloque.

Las normas de fabricación de los generadores determinan que los mismos resistirán los esfuerzos térmicos y mecánicos que surgen al producirse un cortocircuito de una fase a tierra en sus bornes, siempre que el valor de la corriente de cortocircuito de una fase a tierra se limite al valor del cortocircuito trifásico a través de la utilización de reactores o resistores entre neutro y tierra.

En este momento, surgen dos corrientes de opinión: los partidarios de dejar el neutro desconectado de tierra, con lo que se acataría la norma, y los que mantienen la idea de emplear un limitador de corriente entre neutro y tierra.

Dentro de este último grupo, surge una variada separación entre diversas alternativas: resistencia, reactancia, transformador de distribución con resistencia secundaria y reactancia sintonizada o de Petersen.

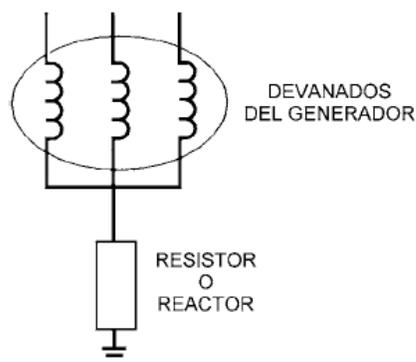
4.2.3. Protección de respaldo del generador

Pueden estar todas presentes o se puede prescindir de algunas puesto que son de respaldo, pero eso dependerá de las necesidades del sistema y su estabilidad.

Dos tipos de prácticas de puesta a tierra representan los principales métodos usados por el INDE, para aterrizar los devanados del estator del generador. Estos son: la puesta a tierra de alta y baja impedancia.

Puesta a tierra de baja impedancia: la figura 3 ilustra un generador puesto a tierra a través de un resistor o reactor. El resistor o reactor de puesta a tierra es seleccionado para limitar la contribución de la corriente de falla a tierra del generador entre 200 A y 150 %, de la corriente nominal del generador. La puesta a tierra de baja impedancia es generalmente usada cuando unidades generadoras múltiples son operadas sobre un bus común o cuando están directamente conectadas a buses de carga sin una transformación de tensión, proporcionando así la fuente de tierra para el sistema.

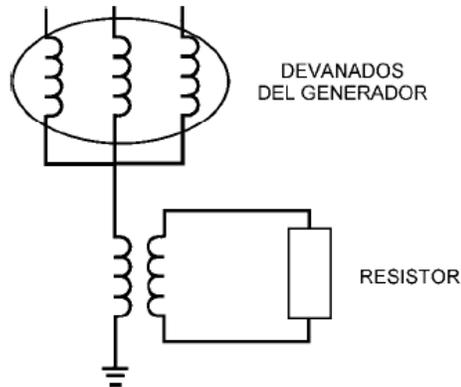
Figura 3. **Puesta a tierra de baja impedancia para generadores**



Fuente: IEEE. Tutorial IEEE de protección de generadores sincrónicos, p.12.

Puesta a tierra de alta impedancia: la figura 4 ilustra un generador puesto a tierra utilizando un transformador de distribución con un resistor secundario. Este método de puesta a tierra permite que las corrientes de falla a tierra sean reducidas a bajos niveles, típicamente 5-25 Amperes. Es usada en generadores conectados en forma unitaria.

Figura 4. **Puesta a tierra de alta impedancia para generadores**



Fuente: IEEE. Tutorial IEEE de protección de generadores sincrónicos, p.12.

4.2.3.1. Protección de generador con neutro conectado a tierra a través de una resistencia o reactancia

Las normas de fabricación de generadores establecen la necesidad de conectar a tierra el neutro de los generadores mediante una resistencia o una reactancia, con el propósito de limitar la corriente de cortocircuito de una fase a tierra en sus bornes a un valor por lo menos similar al de la corriente para un circuito trifásico en sus bornes.

No obstante, en la práctica, se intenta limitar el valor de la corriente de cortocircuito de una fase a tierra a sólo un porcentaje de la del trifásico, debido a que de tener lugar el cortocircuito en el interior del generador, los daños se reducen. Aquí, nuevamente existen variedades de opiniones. Algunos mantienen la idea de reducir sólo al 50 % del valor del cortocircuito trifásico y otros son partidarios de limitar la corriente a sólo unos cientos amperes. Para la elección de uno u otro valor, se debe tener en cuenta los efectos transitorios

que surgen debido a la existencia de esta impedancia de neutro y la capacidad a tierra.

Respecto del problema del sistema de protección a adoptar, puede establecerse que si la corriente que circula es considerable, la protección diferencial longitudinal detecta y protege esta forma de cortocircuito. No obstante, es conveniente adicionar un relevador de sobrecorriente residual con un ajuste de tiempo largo que respalde a la diferencial para casos de cortocircuitos muy próximos al neutro y particularmente en los momentos en que el generador aún no se encuentre conectado al sistema.

En el caso que la corriente del cortocircuito de una fase a tierra se limite a valores muy bajos, ya no es adecuado confiar en la protección diferencial longitudinal. En este caso, se diferencian dos sistemas de protección, según si la central se encuentra dispuesta en bloque o con barra a la tensión de generación.

En el caso de una central dispuesta en bloque, es suficiente detectar la corriente residual (3 veces la corriente de secuencia cero) por medio de la instalación de un transformador de corriente en el neutro y el empleo de un relevador de sobrecorriente.

Si la central tiene una disposición con barra a la tensión de generación, se emplea un sistema de protección similar al de la diferencial, pero limitada sólo a las corrientes residuales. Deben conectarse transformadores de corriente en los bornes del generador, de modo que sus secundarios estén en paralelo y suministren así la corriente residual. Esta corriente es comparada con la corriente medida en el neutro y la diferencia se hace circular por un relevador

diferencial. La protección se complementa con un relevador de sobrecorriente de tiempo que sirve para proteger los cortocircuitos en la zona de barras.

4.2.3.2. Protección de generador con neutro conectado a tierra a través de un transformador de distribución

En las centrales con equipos dispuestos en bloque se tiende a conectar el neutro del generador a tierra mediante el devanado de alta tensión de un transformador monofásico de distribución. Una resistencia y un relevador de sobretensión se conectan al devanado de baja tensión del transformador. Dicho sistema de conexión del neutro es considerado del tipo resistivo, debido a que lo que se consigue al conectarla mediante el transformador de distribución, es reducir el valor óhmico y su capacidad de disipación.

A través de la elección del valor de la resistencia secundaria es posible regular la intensidad de la corriente que circulará en el punto del cortocircuito y como consecuencia, el daño en el núcleo. El valor máximo de la resistencia se encontrará determinado por las sobretensiones transitorias que surgen por el fenómeno de ferro resonancia. Para lograr limitar estas sobretensiones a valores no peligrosos, la resistencia no debe tener un valor superior que:

Ecuación 1: $R = X_c / 3 N^2$ (Ohm)

Donde:

- X_c : reactancia capacitiva total a tierra por fase de los devanados del generador, de los condensadores de protección, de los cables o barras de conexión y del devanado de baja tensión del transformador elevador.

- N: razón entre el lado de alta tensión al lado de baja tensión del transformador de distribución.

El valor de la resistencia que surge a partir de la ecuación anterior, limitará el valor máximo instantáneo de la tensión transitoria a tierra a alrededor de 260% del valor normal de cresta de fase a tierra. Cuando este sistema de protección trabaja, se da orden de detención al generador, y se abre el interruptor de campo.

4.2.3.3. Protección de generador con neutro desconectado de tierra

Se trata de una de las alternativas con mayor difusión, particularmente con esquema en bloque, es decir generador conectado sin interruptor en el lado de alta tensión. Debido a que el devanado de baja tensión del transformador es, generalmente, de conexión delta, los cortocircuitos de una fase a tierra en el lado del generador no se ven afectados por el sistema eléctrico conectado al lado de alta tensión del transformador. Como consecuencia del bajo nivel de las corrientes capacitivas que circulan en este caso para un cortocircuito de una fase a tierra, la protección longitudinal no podrá individualizar el cortocircuito.

Otro método para detectarlo radica en la medición del desplazamiento que experimenta el neutro con respecto a tierra. El esquema usual es medir esta tensión de desplazamiento por medio de la conexión entre neutro y tierra de un transformador potencial, e instalar en su secundario un relevador de tensión. Aún cuando se tomen algunas precauciones, generalmente no es posible con este tipo de protección detectar cortocircuitos en el 5% del devanado próximo al neutro. Las corrientes que circulan para un

cortocircuito en esta zona de insensibilidad son bastante pequeñas debido a que la f.e.m. que las hace circular es solo el 5% de la normal. Como consecuencia de esto, en muchos países se considera admisible este porcentaje de 95% de protección; pero suele desconectarse el generador del servicio y abrir el interruptor de campo.

Una opción alternativa a la del transformador de potencial en el neutro, pero basada en el mismo principio, es la de conectar un transformador de potencial trifásico en los bornes del generador. Dicho transformador trifásico posee su primario conectado en estrella con neutro a tierra y su secundario en delta con un vértice abierto en el cual se conecta el relevador de tensión.

Si los generadores, con neutro desconectado de tierra, realizan su trabajo en paralelo sobre una barra al nivel de tensión de generación, los anteriores sistemas de protección no serían selectivos. Sólo sirven para el lapso de puesta en marcha y antes de que entren en paralelo.

4.2.3.4. Protección contra cortocircuito entre espiras misma fase y fases abiertas

Un cortocircuito entre espiras de una misma fase debe ser localizado y el generador desconectado del sistema, debido a que puede convertirse con facilidad en un cortocircuito de fase a tierra comprometiendo el núcleo del estator. Esta clase de cortocircuito no surge en grandes generadores que poseen una vuelta por fase por ranura (barra Roebel); además, no pueden ser detectados a través de la protección diferencial longitudinal, debido a que esta se basa en el principio de comparación serie, y en este caso, por ser una perturbación serie no existe diferencia entre la corriente que circula por el principio de la fase y la que circula por el final.

El sistema de protección que se aplica para esta clase de cortocircuito depende de la disposición constructiva del generador. La protección difiere en el caso de un generador con dos devanados por fase o con un solo devanado por fase.

En el primero de los casos, el cortocircuito entre espiras puede localizarse comparando las corrientes de los dos devanados que constituyen la fase. La protección que emplea este principio de comparación paralela recibe el nombre de protección diferencial transversal. La sensibilidad del relevador que se emplee dependerá de la no igualdad de los dos devanados que componen cada fase y del comportamiento desigual de los transformadores de corriente.

Una solución posible radica en emplear un transformador de corriente de dos primarios y un secundario que alimenta al relevador. Se trata de un transformador del tipo ventana, conformado por dos ventanas y una columna central en donde se enrolla el secundario; por cada ventana pasa un cable correspondiente a cada devanado y la diferencia surge magnéticamente. Debido al tipo de comparación paralela en que esta protección se basa, puede localizar cortocircuitos de un devanado a tierra, de dos devanados de distintas fases, al igual que la apertura de uno de los devanados.

Existen especialistas partidarios de que la protección diferencial transversal anule a la longitudinal, particularmente en el caso de la conexión en bloque en que la protección diferencial del transformador cubre también el generador. La protección diferencial del transformador protege contra cortocircuitos entre fases, en aquellas zonas exteriores a los puntos de unión de las subfases. Los defensores de la protección diferencial longitudinal, no

obstante reconocer las cualidades de la transversal, insisten en la ventaja de instalarla debido a que facilita la localización del cortocircuito.

Si se trata de un generador con un solo devanado por fase, puede localizarse el cortocircuito entre espiras y también la fase abierta a través del método de medir la tensión al neutro de cada fase del generador. Es necesario conectar en los bornes del generador un transformador de potencial con su primario conectado en estrella y se une su neutro con el del generador; el secundario del transformador se conecta en delta con un vértice abierto del cual se alimenta un relevador de sobretensión que mide la tensión residual ($3 V_0$).

El relevador puede ser ajustado de manera que marca la diferencia entre la tensión residual producida por un cortocircuito entre espiras y un cortocircuito a tierra externo al generador. Esto es factible debido a que el circuito para el cortocircuito a tierra externo abarca la impedancia de neutro, mientras que el cortocircuito entre espiras reacciona directamente en el devanado del transformador de potencial que se encuentra conectado en paralelo con el devanado de cada fase de la máquina. Si se trata de generadores con neutro conectado a tierra mediante resistencias de bajo valor, el relevador debe poseer un elemento de tiempo que le posibilite coordinarse con cortocircuitos de fase a tierra externos al generador.

Existe un sistema de protección alternativo basado en el hecho de que cualquier asimetría en las corrientes estáticas hace circular componentes de secuencia negativa, las cuales producen un campo rotatorio que gira a la misma velocidad que el campo de secuencia positiva pero en sentido contrario, por lo tanto induce en el rotor corrientes de doble frecuencia. Dichas corrientes pueden localizarse a través de la conexión en el campo de un relevador

sintonizado a esa frecuencia, de manera que detecte los cortocircuitos asimétricos externos al generador.

4.2.3.5. Protección contra sobrecalentamiento del estator

Las principales causas del sobrecalentamiento del estator de un generador radican en:

- Desperfecto en el sistema de refrigeración
- Sobrecarga
- Cortocircuito de varias láminas del estator

Es usual la protección contra sobrecalentamientos del estator mediante relevadores del tipo imagen térmica, diseñados a manera de reproducir las condiciones de calentamiento que originan las corrientes estatóricas y que al llegar a una cierta temperatura de ajuste cierra sus contactos. Esta protección cuenta con la desventaja de solamente operar para sobrecalentamientos originados por una sobrecarga y no protege contra los sobrecalentamientos producidos por desperfectos en el sistema de refrigeración o por cortocircuitos de las láminas del estator.

En la actualidad, se protege contra sobrecalentamiento del estator a través de detectores de temperatura colocados en varios puntos del devanado. Estos transmiten cíclicamente su información a un instrumento, el cual al alcanzar en algún punto una temperatura crítica envía la orden de apertura. Mediante este sistema de protección, pueden detectarse calentamientos muy localizados, tales como los que se producen por cortocircuito de las láminas.

4.2.3.6. Protección contra sobretensiones

La sobrevelocidad originada por pérdidas de carga o desperfectos en el regulador de tensión, producen sobretensiones.

Toda sobretensión asociada con una sobrevelocidad será controlada por el regulador automático de tensión. No obstante, en las unidades hidráulicas, el flujo de agua no puede ser interrumpido o reducido tan rápidamente, puede originarse una sobrevelocidad. En el caso de que la excitatriz se encuentre acoplada directamente a la máquina, la tensión tiende a crecer casi con el cuadrado de la velocidad. Como consecuencia, suele instalarse protección de sobretensión en generadores accionados por turbinas hidráulicas y también por turbinas de gas; pero no con turbinas a vapor.

Se emplean relevadores de sobretensión de dos elementos: un elemento instantáneo que trabaja con 25% de sobretensión (gas) y 40% (hidráulica) y otro elemento que opera con 10% de sobretensión. La operación del relevador de sobretensión da orden de apertura al interruptor del generador y al del campo.

4.2.3.7. Protección contra cortocircuito a tierra del campo

Debido a que los circuitos de campo operan desconectados de tierra, un cortocircuito o contacto a tierra no ocasionará ningún daño ni afectará la operación del generador. No obstante, la existencia de un cortocircuito a tierra incrementa la tensión en otros puntos del devanado de campo, cuando se inducen tensiones en este, debido a fenómenos transitorios en el estator. Como consecuencia, aumenta la probabilidad que ocurra un segundo cortocircuito a

tierra. Si ocurre un segundo cortocircuito a tierra, parte del devanado de campo estará cortocircuitado y la corriente en el resto se incrementará.

Al cortocircuitarse parte del devanado, debido a los dos cortocircuitos a tierra, se producirá un desequilibrio del flujo en el entrehierro y esto originará un desequilibrio en las fuerzas magnéticas en ambos lados del rotor. Dicho desequilibrio puede ser lo suficientemente grande como para torcer el eje del rotor y hacerlo excéntrico. Debido a esta excentricidad surgen vibraciones causantes de la rotura de descansos de pedestal, lo que ha originado que el rotor raspe contra el estator. Esta clase de falla origina daños muy extensos y costosos de reparar y capaces de dejar las máquinas fuera de servicio por períodos muy largos.

Usualmente, se emplean sistemas de protección que detectan el primer cortocircuito a tierra que se produzca. Los tres métodos disponibles para localizar el primer cortocircuito a tierra en el campo de un generador tienen en común el hecho que emplean el punto del cortocircuito para cerrar un circuito eléctrico en que el relevador de protección forma parte de él. A continuación se describe en qué consiste cada uno.

- Método potenciométrico

Este sistema abarca una resistencia con una derivación central, la que se conecta en paralelo con el devanado principal del campo. La derivación central de la resistencia se conecta a tierra mediante un relevador de sobretensión.

Todo cortocircuito a tierra en el devanado del campo originará una tensión mediante los terminales del relevador. Dicha tensión será máxima para cortocircuitos que ocurran en los extremos del devanado del campo, y se

reducirá a cero para cortocircuitos en el centro del devanado. La desventaja de este sistema radica en que existirá una zona de insensibilidad para cortocircuitos en el centro del devanado de campo. Para conseguir detectar un cortocircuito en esta posición, se suele desplazar la derivación central mediante una botonera o interruptor.

La principal ventaja de este sistema es su simplicidad y el hecho que no necesite una fuente auxiliar.

- Método de inyección de corriente alterna

Este sistema abarca un transformador de fuente auxiliar de CA y su funcionamiento implica que un extremo del primario de este transformador se conecta a tierra, el otro en vía del relevador de sobretensión y un condensador en serie a uno de los extremos del devanado principal de campo.

Al tener lugar un cortocircuito a tierra, el circuito del relevador se completa, siendo la corriente a través del relevador independiente de la tensión de la excitatriz y solamente una función de la resistencia en el punto del cortocircuito.

Este sistema carece de zona de insensibilidad, pero posee la desventaja que siempre tiene lugar una pequeña corriente de fuga que circula como consecuencia de la capacidad entre el devanado de campo y masa del rotor, la que está conectada a tierra, y que puede tener consecuencias perjudiciales en los descansos de la máquina. La otra desventaja es que si llega a perderse la alimentación auxiliar de CA la protección se torna inoperativa.

- Método de inyección de corriente continua

Este sistema es similar al de inyección de CA y abarca un transformador y puente rectificador. El polo positivo de salida del puente se conecta a tierra, mientras que el polo negativo se conecta vía relevador y al polo positivo del devanado principal de campo. Este sistema posee todas las ventajas del de inyección de CA, sin la desventaja de la circulación de las corrientes de fuga mediante los descansos del rotor.

4.2.3.8. Protección contra sobrecalentamientos del rotor

La circulación de corrientes de secuencia negativa en el estator de un generador, producidas por cortocircuitos asimétricos internos o externos al generador y cargas desequilibradas, originan un campo rotatorio que gira con una velocidad igual al doble de la síncrona respecto del rotor e inducen en el hierro de este corrientes de una frecuencia doble de la fundamental. Dichas corrientes originan un sobrecalentamiento del rotor y pueden producir importantes daños si el generador continúa operando en esas condiciones. Esta situación tiene lugar particularmente en los generadores accionados por turbinas a vapor, con sus rotores del tipo cilíndrico.

La distintas normas de fabricación establecen el tiempo en que el generador puede operar en dichas condiciones sin peligro de que se originen daños permanentes, mediante una expresión del tipo:

Ecuación 2: $I_2^2 (T=K)$

Donde K es una constante que depende del tipo de generador y la forma de su refrigeración, I_2 es el promedio de corriente de secuencia negativa en el período de tiempo T en segundos.

Los cortocircuitos asimétricos internos al estator son despejados por los sistemas de protección. En cambio, los cortocircuitos asimétricos externos, incluyendo fases abiertas, pueden permanecer indetectados o continuar por un período significativo dependiendo de la coordinación de las protecciones del sistema.

Es usual instalar una protección con base en un relevador de sobrecorriente de secuencia negativa con una característica que siga en la mejor forma posible la curva I_2^2 ($T=K$) permitida para la máquina. Generalmente, esta protección desconecta el generador del servicio. Además, suele incluirse un elemento instantáneo que sólo da alarma.

4.2.3.9. Protección contra pérdida de excitación

En el caso que un generador pierda su excitación, trabaja como generador de inducción girando a una velocidad mayor a la síncrona. Los generadores con rotor cilíndrico no están adecuados para estas operaciones, debido a que no tienen devanados amortiguadores que puedan llevar las corrientes inducidas en el rotor. El tiempo para alcanzar un sobrecalentamiento peligroso puede ser tan corto como de 2 a 3 minutos.

El estator de cualquier clase de generador síncrono puede sobrecalentarse debido a la sobrecorriente en los devanados del estator mientras la máquina está operando como un generador de inducción.

Algunos sistemas no pueden tolerar la operación continuada de un generador sin excitación. En el caso de que el generador no sea desconectado inmediatamente cuando pierde su excitación pueden surgir problemas de inestabilidad y ocurrir una pérdida de servicio mayor en el sistema eléctrico, debido a que un generador sin excitación adquiere potencia reactiva del sistema en una cantidad que puede ser 2 a 4 veces su potencia nominal. Además, es probable que el generador antes de perder su excitación haya estado entregando potencia reactiva al sistema.

Como consecuencia de esta potencia reactiva tomada repentinamente del sistema y de la potencia reactiva que deja de entregar el generador, puede producirse una disminución general de tensión en el sistema, la que a su vez, puede producir una gran inestabilidad, a menos que otros generadores puedan automática e inmediatamente tomar la carga reactiva adicional.

Como consecuencia de lo expuesto, es recomendable la instalación de un sistema de protección contra la pérdida de excitación.

En el caso de que dicha pérdida, sea originada por un desperfecto en la excitatriz, el circuito de campo permanece intacto y el relevador no trabaja debido a que lo mantienen las corrientes inducidas producidas por el deslizamiento.

El sistema de protección más selectivo contra la pérdida de excitación es la utilización de un relevador de distancia direccional, del tipo circular (mho o de impedancia) con su centro localizado en el eje negativo de las X del diagrama R-X. Dicho relevador es alimentado con tensiones y corrientes tomadas de los bornes del generador.

Cuando se pierde la excitación, la impedancia medida en bornes del generador sigue una trayectoria desde un punto localizado en el primer cuadrante (condición normal de operación) a una región del cuarto cuadrante, la cual se alcanza solamente cuando la excitación se ha perdido. Al operar la protección, se da orden de apertura al interruptor de campo y se desconecta el generador del sistema, antes de que el generador o el sistema resulten dañados.

4.2.3.10. Protección de respaldo, fallas externas al generador

Es preciso instalar en los generadores protecciones de respaldo que impidan que el generador continúe entregando corriente de cortocircuito para fallas en el sistema eléctrico externo, como consecuencia de la no operación de las protecciones principales respectivas. Si se trata de cortocircuitos de una fase a tierra el relevador de sobrecorriente inverso es satisfactorio. En el caso de cortocircuitos entre fases puede utilizarse un relevador de sobrecorriente con control de tensión.

La elección entre estos dos tipos de relevador depende del tipo de relevador con el que la protección de respaldo debe coordinarse. No se recomienda emplear relevadores de sobrecorriente simples, debido a que la curva de decremento de la corriente suministrada por el generador cae bruscamente a valores menores de su corriente nominal, antes que el relevador de sobrecorriente haya terminado su operación.

El relevador de sobrecorriente de secuencia negativa debe ser considerado como una protección principal, cuyo ajuste está sujeto

exclusivamente de las características de diseño que posea el generador para soportar las corrientes de secuencia negativa I_2^2 (T=K).

4.2.3.11. Protección contra motorización del generador

El efecto de un desperfecto en la máquina motriz es que el generador comienza a operar como motor tomando energía del sistema. El beneficio de instalar una protección contra motorización recae en la máquina motriz o el sistema eléctrico y no en el generador. La seriedad de la condición de motorización está sujeta al tipo de máquina motriz.

- En las turbinas de vapor, en caso de ocurrir fallas en el abastecimiento de vapor, se producirá un sobrecalentamiento como consecuencia de la fricción, con la posterior distorsión de los álabes de la turbina. En turbinas del tipo condensación la velocidad de subida de la temperatura es baja y no se requiere tomar una acción inmediata. No obstante, con unidades del tipo contra presión la temperatura puede aumentar rápidamente a niveles peligrosos. Por esto, debe tomarse una medida inmediata para evitar la motorización.
- En los generadores con motores diesel es adecuado instalar protección contra motorización, debido al peligro de incendio o explosión por el combustible no quemado. La protección contra motorización de generadores accionados por turbinas hidráulicas, es adecuada en centrales desatendidas, para evitar la cavitación de los álabes.

4.2.3.12. Protección contra frecuencias anormales

Las turbinas hidráulicas pueden usualmente tolerar desviaciones de frecuencia mucho mayores que las turbinas de vapor o de combustión. La protección de baja frecuencia no es normalmente requerida para la protección de la turbina. El índice máximo de cambio de flujo de agua a través de la turbina es muchas veces limitado por las presiones máxima o mínima que pueden ser toleradas en la válvula de bloqueo de agua.

La velocidad limitada a la cual pueda ser cerrada la compuerta de entrada de agua podría causar sobrevelocidades superiores al 150% de la velocidad nominal bajo pérdida súbita de carga. Aunque estas grandes velocidades pueden ser toleradas por un tiempo corto, las unidades deben ser regresadas a su velocidad nominal en segundos por la acción del gobernador. Si se tiene una falla del gobernador, la turbina podría “desbocarse” a velocidades cercanas al 200% de la nominal.

La protección por sobrefrecuencia puede ser aplicada en generadores hidráulicos como respaldo o reemplazo de dispositivos de sobrevelocidad mecánicos. Estos relevadores pueden ser ajustados a una frecuencia menor que la máxima que ocurre durante un rechazo de carga, pero con el retardo de tiempo apropiado para permitir la acción del gobernador. Si la acción del gobernador no logra controlar la frecuencia en un tiempo apropiado, la protección de sobrefrecuencia operará.

La operación de la protección de sobrefrecuencia podría indicar un mal funcionamiento en el sistema de control de compuertas de la turbina. Por lo tanto, esta protección puede ser conectada para cerrar las compuertas de

entrada de emergencia de turbinas o las válvulas aguas arriba de las compuertas de entrada de la turbina principal.

Debido a las grandes variaciones de frecuencia que pueden ser esperadas durante cambios de carga súbitos en generadores hidráulicos, las cargas de consumidores que puedan ser conectadas a islas con tal generación pueden ser protegidas con protección de sobre y baja frecuencia. Estos relevadores pueden ser ajustados con bandas más estrechas y con retardos de tiempo menores que los necesarios para la protección de plantas generadoras. Los relevadores son algunas veces conectados a los transformadores de tensión (TPs) en la planta generadora. Tales dispositivos de “Protección de Calidad” no deben ser confundidos con la protección del generador. Su función es proteger la calidad de la alimentación a los consumidores, y son usualmente conectados para disparar las cargas, con tal vez disparo no requerido del generador.

Puesto que los requerimientos de ajustes para la protección de calidad son completamente independientes de los requerimientos para la protección de la turbina o el generador, pueden requerirse relevadores diferentes para las dos funciones.

Tabla VII. **Números para designar dispositivos**

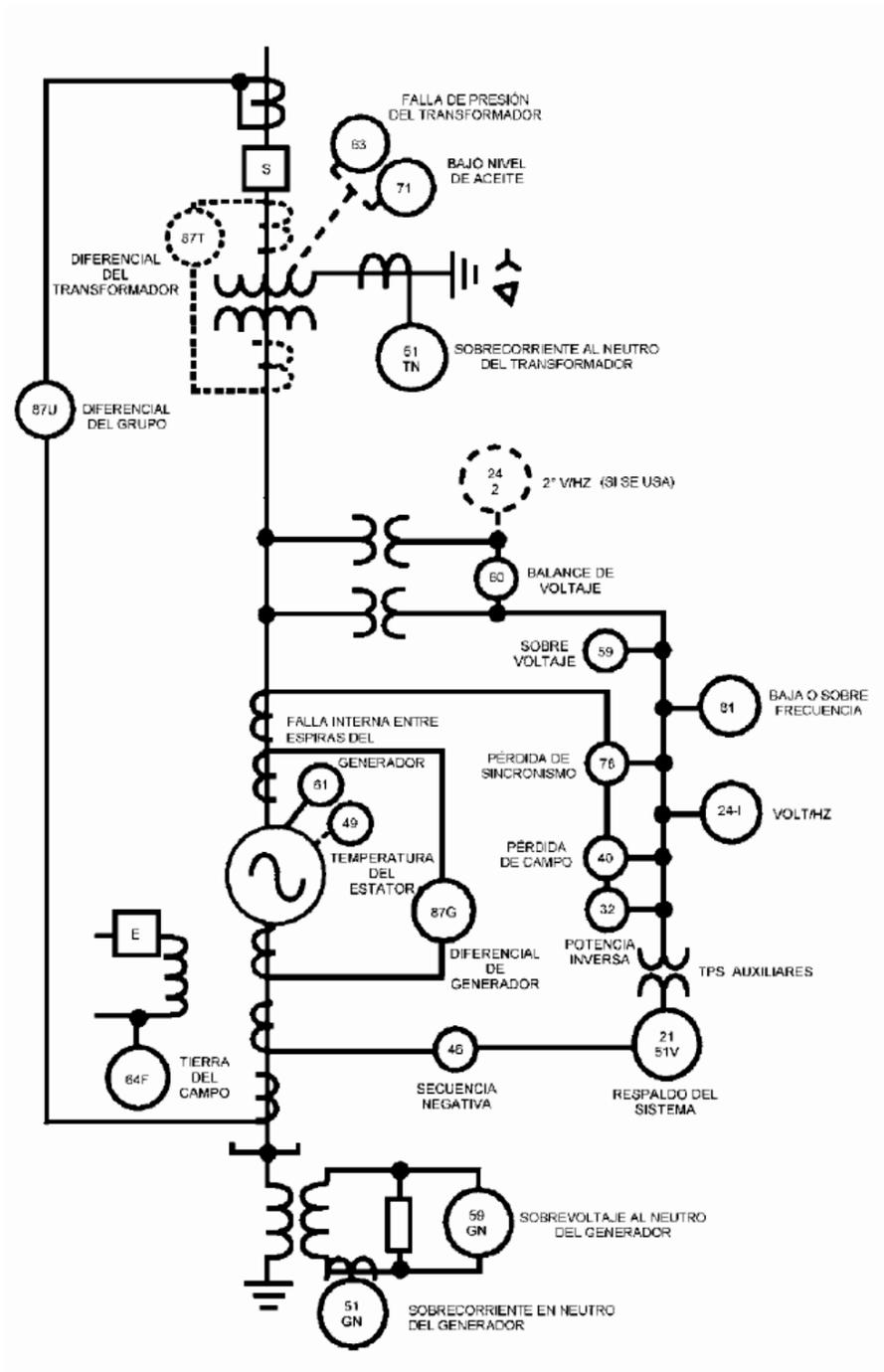
Número de dispositivo relevador	Función
21	Relevador de distancia. Respaldo para fallas de fase en el sistema y en la zona del generador.
24	Protección de Volts/Hz para sobreexcitación del generador.
32	Relevador de potencia inversa. Protección de anti

	motorización.
40	Protección de pérdida de campo
46	Protección de desbalance de corriente de secuencia negativa para el generador.
49	Protección térmica del estator
51 GN	Relevador de sobrecorriente a tierra con tiempo
51 TN	Respaldo para fallas a tierra
51 V	Relevador de sobrecorriente de tiempo con control de tensión o restricción de tensión. Respaldo para fallas de fase en el sistema y en el generador.
59	Protección de sobretensión
59 GN	Relevador de sobretensión. Protección de falla a tierra en el estator para un generador.
60	Relevador de balance de tensión. Detección de fusibles fundidos de transformadores de potencial.
63	Relevador de presión del transformador.
62 B	<i>Timer</i> de falla de interruptor
64 F	Protección de falla a tierra del campo
71	Nivel de aceite o gas del transformador
78	Protección de pérdida de sincronismo
81	Relevador de frecuencia. Protección de baja o sobrefrecuencia.
86	Relevador auxiliar de bloqueo y reposición manual
87 G	Relevador diferencial. Protección primaria de falla de fases del generador.

87 N	Protección diferencial de falla a tierra del estator
87 T	Relevador diferencial. Protección primaria para el transformador.
87 U	Relevador diferencial para la protección total de generador-transformador.

Fuente: *The Power Engineering Education Committee. Power System Relaying Committee.*
Tutorial IEEE de protección de generadores sincrónicos, p.8.

Figura 5. Configuración típica para protección generador-transformador



Fuente: *The Power Engineering Education Committee. Power System Relaying Committee.*

Tutorial IEEE de protección de generadores síncronos, p.8.

4.2.4. Medidores de energía del generador

Un medidor de energía es un aparato usado para la medida del consumo de energía. Existen varios tipos de medidores dependiendo de su construcción, tipo de energía que mide, clase de precisión y conexión a la red eléctrica. Puede citarse dos medidores muy comunes: de inducción y estático.

En el medidor de inducción, las corrientes en las bobinas fijas reaccionan con las inducidas en un elemento móvil, generalmente un disco, haciéndolo mover. El principio de funcionamiento es muy similar al de los motores de inducción y se basa en la teoría de la relación de corriente eléctrica con los campos magnéticos. En el medidor estático la corriente y tensión actúan sobre elementos de estado sólido (electrónicos) para producir pulsos de salida y cuya frecuencia es proporcional a los Vatios-hora ó Var-hora; por lo cual tiene la facultad de proporcionar mediciones tanto en KW como en KVAR; este medidor está construido con dispositivos electrónicos; generalmente es de mayor precisión que el electromagnético y por eso se utiliza para medir en centros de energía, donde se justifique su mayor costo.

4.2.4.1. Medidor multifunción

Es un medidor estático, con microprocesador, que puede realizar tareas como analizador de redes con funciones avanzadas de detección de transitorios de alta velocidad, medición de energía y calidad de energía. Dentro de los servicios que deberá ofrecer el medidor multifunción están: la implementación de telemedida y el monitoreo de registros en tiempo real, mediante una plataforma tipo SCADA. Estos equipos, se distinguen por su alta fiabilidad y estabilidad, gracias a su versátil sistema electrónico de medida, en la figura 6 se

muestra un esquema del sistema. El procesador de alto rendimiento garantiza una sólida base para futuras ampliaciones.

Proporciona información para:

- Conocer la calidad de energía, la cual permite reducir fallas eléctricas.
- Detección temprana de problemas energéticos.
- Funciones de diagnóstico y estadística con histórico de eventos.
- Formar un sistema integrado de equipamiento, comunicación y gestión de la red.

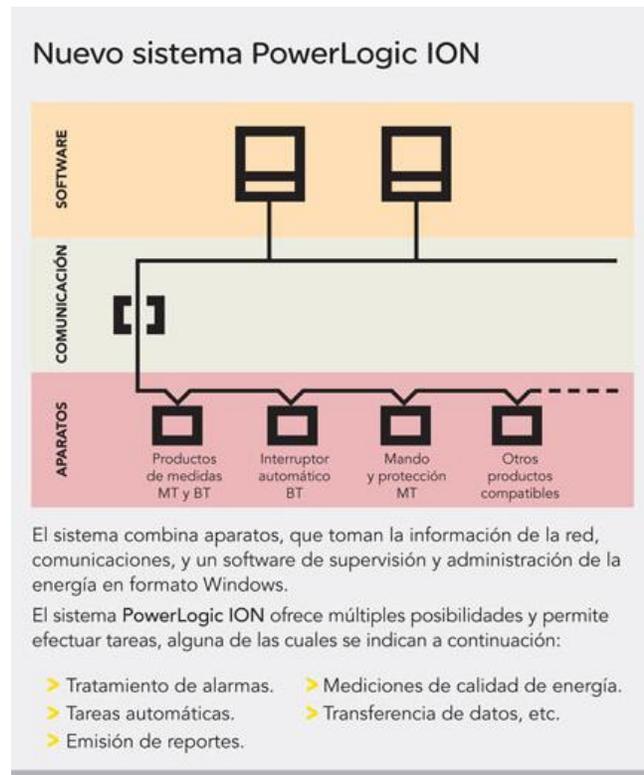
Beneficios:

- Cumplir con los nuevos requisitos para la medición del nivel de transmisión.
- Reducir los costos de las operaciones.
- Mejorar la calidad y la continuidad del servicio para la administración óptima de su red eléctrica con una mayor simplicidad.

Aplicaciones:

- Medición de la distribución y transmisión.
- Supervisión del cumplimiento de la calidad de la alimentación.
- Diagnóstico y notificación de problemas.
- Análisis de eficiencia, pérdidas y capacidad.
- Control y supervisión de las subestaciones y del generador.
- Administración de la demanda y servicio de atención al cliente.

Figura 6. **Sistemas multifunción**



Fuente: SCHNEIDER, *Electric Industries*. ION8600, Hoja técnica de datos 2007, p. 2.

Ejemplo para este tipo de aplicaciones son las características del medidor multifunción marca *Schneider Electric, Power Logic ION* (algunas opcionales):

- Toma ANSI o montaje en cuadro de distribución, pantalla de cristal líquido adaptable.
- Medición en 4 cuadrantes y 3 fases, precisión clase 0.2 (IEC, ANSI).
- Medición de voltaje, corriente, alimentación, frecuencia, factor de potencia, demanda, energía y tiempo de uso.
- Corrección del transformador de instrumentos, compensación de la pérdida de transformador/línea.

- Supervisión del cumplimiento de la calidad de alimentación (IEEE 519/1159, EN50160, IEC 61000-4-7/4-15).
- Captura de formas de ondas en 256 muestras/ciclos y de oscilaciones (78/65 μ a 50/60 Hz), supervisión de inclinación/ondulación, medición de armónicos (hasta 63°), componentes simétricos, porcentaje de tiempo productivo (“excelencia”).
- Secuencia de eventos, mínimo/máximo coincidente, tendencias históricas y registro de capturas de pantalla a alta velocidad, marca horaria con resolución de 1 ms, sincronización de la hora por GPS.
- Salidas análogas, 11 entradas digitales del contador/estado, 12 salidas digitales de impulsos/control.
- 25 puntos de ajuste para alarmas y control, respuesta en 1/2 ciclo, múltiples estados, identificación mediante alarma.
- Puertos de comunicación: Ethernet, módem, RS-232/485, RS-485, óptico en panel frontal.
- Protocolos: Modbus UTR esclavo/maestro, Modbus TCP, DNP 3.0, MV-90
- Puertas de enlace de módem y Ethernet a 31 dispositivos en el puerto RS-485.
- Servidor Web integrado, correo electrónico para alarmas y registros de datos.
- ION8600C: medición de la energía y la potencia, registro mín/máx y de eventos, registro histórico de 32 canales, supervisión de inclinación/ondulación, medición de armónicos (a 31°) y de componentes simétricos, puntos de ajuste, E/S análoga y digital y comunicación multipuerto habilitada para Internet.
- ION8600B: incorpora un registro histórico expandido de 320 canales, armónicos a 63°, capacidad para Modbus maestro.

- ION8600A: incorpora un registro histórico expandido de 800 canales, armónicos a 127º, detección rápida de oscilaciones y supervisión del cumplimiento de la calidad de la alimentación.

4.2.5. Celdas del generador

Se proporcionará un módulo de celdas completo para cada unidad generadora. En el siguiente capítulo se especifican en forma detallada las celdas de cada unidad generadora, incluyendo la información siguiente:

- Número de interruptores tripolares, con tipo de servicio y corte
- Tensión más elevada para el material (kV)
- Tensión nominal de servicio (kV)
- Intensidad nominal (A)
- Intensidad de cortocircuito soportada (kA)
- Frecuencia (Hz)
- Tensión de ensayo a frecuencia industrial (kV)
- Tensión de ensayo con onda de choque (kV)
- Grado de protección en el interno del cuadro IP
- Grado de protección del cuadro IP
- Número de transformadores de tensión para medida, sincronización y protección, con fusibles en el devanado primario, su relación de transformación y cantidad de secundarios.
- Número de transformadores de intensidad para medida, con su relación de transformación (A) y cantidad de secundarios.
- Número de seccionadores de línea tripolar con accionamiento manual.
- Número de seccionador de tierra tripolar con accionamiento manual.
- Cantidad de pararrayos

- Cantidad de relevadores de protección con las funciones, entradas de corriente, entradas de voltaje VCA, voltaje de alimentación VCD, salidas digitales de alta capacidad de interrupción, entradas digitales y puertos de comunicación.
- Tipo de medidor de energía
- Tipo de blocks de pruebas para medidores y protección
- Diagrama mímico
- Material auxiliar

El conjunto deberá estar conformado por celdas de protección general, de medida, de salida y de puesta a tierra.

4.3. Sistema de protección del transformador y medición

4.3.1. Tablero de control, protección y medición para el transformador y línea

Al igual que en el tablero del generador, son aplicables los mismos criterios para el tablero del transformador y línea; deberá contener los dispositivos de conexión, maniobra, comando, medición, protección, alarma y señalización, con sus cubiertas y soportes correspondientes, para cumplir una función específica dentro del sistema eléctrico; tales elementos se mencionarán en el capítulo siguiente.

Para el diseño de tableros se debe tomar en cuenta una serie de consideraciones y normativas, garantizando la continuidad y protección de los mismos y de sus operadores; así también el costo y la inversión que esto generaría.

A continuación se mencionan las variables y consideraciones generales que hay que tener en cuenta:

- Potencia a manejar (robustez)
- Tensión nominal
- Corriente nominal
- Capacidad de cortocircuito
- Sistema de control de los aparatos
- Inversión vs. instalación a maniobrar y proteger
- Política de mantenimiento correctivo y preventivo
- Seguridad de instalaciones y operarios
- Facilidad de expansión
- Normas: características y seguridad de personal según la norma IEC 298
- Las características del tablero en las condiciones normales de operación
- El ambiente
- Severidad
- La seguridad de las personas en función de las exigencias particulares de utilización
- Disponibilidad de la energía eléctrica
- Habilidades y competencia del personal
- IEC 298: aparatos en envoltura metálica para corriente alterna de tensiones nominales superiores a 1 kV e inferiores o iguales a 52 kV.

Es a través de las pruebas de tipo y de rutina que el fabricante garantiza su material a las condiciones de operación:

- Corriente nominal
- La corriente de falla
- El dieléctrico
- Los esfuerzos mecánicos
- El funcionamiento
- La IEC 298, que permite por la aplicación de todas o parte de sus recomendaciones, definir el “nivel” de seguridad correspondiente a las condiciones específicas de operación
- Concepción: arquitectura y medio de aislamiento
- Aislamiento
- Puesta a tierra
- Accesibilidad de los compartimentos MT
- Defecto interno

4.3.2. Protección primaria del transformador

La finalidad básica de la protección de un sistema eléctrico de potencia, es localizar las corrientes o tensiones anormales y ordenar la desconexión de las secciones anormales del sistema tan rápido como sea posible y con la menor perturbación, al resto del sistema eléctrico. Para mejorar la confiabilidad de dicha protección, es usual disponer de más de un juego de protección en una ubicación determinada, o para sección particular de un sistema eléctrico de potencia. Un juego de protección es considerado como la protección primaria o principal y el otro como protección de respaldo.

Una protección es considerada como principal o de respaldo, según su aplicación particular en cualquier situación y su tipo o modo de operación.

Cuando dos protecciones instaladas en un mismo punto son responsables para fallas en diferentes secciones de un sistema de potencia, tienen distintos alcances o tiempos de operación; generalmente, la protección que cubre la sección menor del sistema teniendo el mayor grado de discriminación contra fallas externas a la sección, o posee el tiempo más pequeño de operación, es considerada como la protección principal y la otra es la protección de respaldo.

4.3.2.1. Protección diferencial del transformador

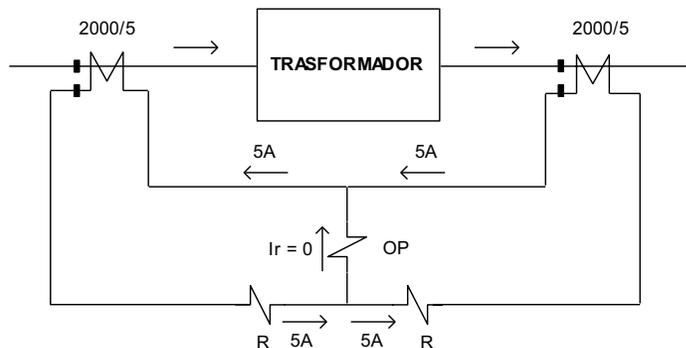
Al igual que la protección diferencial del generador se aplica el mismo principio de la ley de la conservación de la energía, se monitorea que la energía que entra al transformador sea igual a la energía que sale. Por lo regular las fallas comienzan en los devanados como fallas monofásicas, y posteriormente, involucra al resto de las fases.

El relevador 87T, que es una protección diferencial del transformador como se muestra en la figura 7, es un dispositivo de protección contra cortocircuitos internos que se conecta a los circuitos secundarios de los transformadores de corriente (TC's) situados en ambos lados del elemento a transformador y su principio se basa en comparar la magnitud y ángulo de fase de las corrientes que entran y salen del transformador de potencia por medios de sus TC's de alta y baja.

En condición normal de operación siempre habrá igualdad de magnitudes de corrientes en donde las que llegan al ajuste de operación del 87, se anulan

dando cero corriente en su bobina de operación; es decir no habrá diferencia de corriente que haga operar a la protección diferencial.

Figura 7. **Protección diferencial de transformador con bobina de restricción**

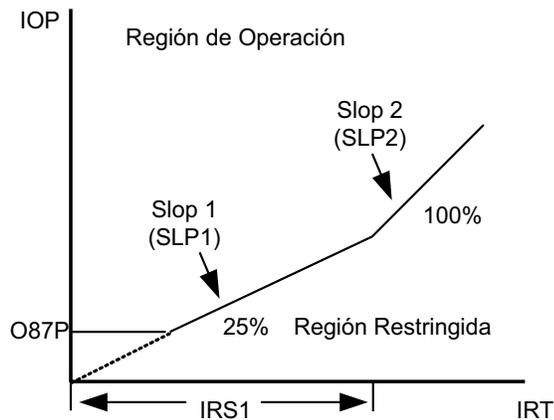


Fuente: HERNÁNDEZ MÉNDEZ, Katia Iliana. Relevador diferencial SEL-387, p.1.

Sucede el mismo caso cuando existen fallas externas al transformador pero cualquier falla que ocurra dentro de la zona de protección provocará una corriente diferencial que hará operar el 87T. Al disparar este relevador se energiza un relevador auxiliar 86 de contactos múltiples y de reposición manual que tiene los contactos necesarios para disparar el interruptor y bloquear al cierre los mismos, de manera que eviten un cierre imprudencial.

Este relevador cuenta con elementos de sobrecorriente de fases para ver cortocircuitos internos y/o externos y también de neutro para ver fallas a tierra, cuenta con valores de ajuste de temperatura para sobrecargas, elementos de sobretensión y variaciones de frecuencia. Los ajustes del pick-up de los elementos de sobrecorriente y la característica de operación son independientes del ajuste del elemento diferencial. La mayoría de los elementos pueden ser controlados en el momento de operación.

Figura 8. **Protección diferencial de transformador con bobina de restricción**



Fuente: HERNÁNDEZ MÉNDEZ, Katia Iliana. Relevador diferencial SEL-387, p.2.

En la figura 8 se muestra la característica de operación de una protección diferencial digital la cual tiene una corriente de operación IOP, otra de restricción IRT y un ajuste de operación O87P; o un nivel mínimo requerido para la operación IOP y dos pendientes de operación llamadas SLP1 con su límite de operación IRS1, que es una curva inicial empezando en el origen y con intersección O87P, y una segunda curva si se llegara a utilizar SLP2, que deberá ser más grande o igual que SLP1, y toda su área superior es una región de operación del relevador; el área bajo la curva es una región donde el relevador no opera.

4.3.2.2. **Criterios para el diseño de la protección diferencial del transformador**

Diseñar el relevador diferencial de manera que pueda distinguir entre corriente de energización en vacío y corriente de falla. A diferencia de la protección diferencial del generador, la protección para el transformador presenta algunas dificultades que deben ser tomadas en cuenta.

Durante las maniobras de conexión del transformador a la red se producen puntas de intensidad muy elevadas debido al fenómeno de magnetización de la máquina (denominada *inrush current* en la literatura anglosajona). El valor de dichas puntas de conexión depende del magnetismo remanente del transformador. Desde un punto de vista práctico, el fenómeno de magnetización puede resumirse en conocer la intensidad eficaz máxima y el tiempo de magnetización. En las tablas VIII y IX se resumen dichos valores.

Tabla VIII. **Intensidad de magnetización para transformadores MT/BT con refrigeración líquida**

Potencia (kVA)	100	160	250	315	400	500	630	800	1000	1250	1600	2000	2500	>3150
x IN	14	12	12	12	12	12	11	10	10	9	9	8	8	8
Tiempo (s)	0,15	0,20	0,22	0,24	0,25	0,27	0,30	0,30	0,35	0,35	0,40	0,45	0,50	0,55

Fuente: MAÑANA CANTELI, Mario. Apuntes de la asignatura. Regulación, control y protección de máquinas eléctricas. Transformadores, p.20.

Tabla IX. **Intensidad de magnetización para transformadores MT/BT sin refrigeración líquida**

Potencia (kVA)	160	250	400	630	800	1000	1250	1600	2000
x IN	10,5	10,5	10	10	10	10	10	10	9,5
Tiempo (s)	0,13	0,18	0,25	0,26	0,30	0,30	0,35	0,40	0,40

Fuente: MAÑANA CANTELI, Mario. Apuntes de la asignatura. Regulación, control y protección de máquinas eléctricas. Transformadores, p.20.

Además de las elevadas intensidades de magnetización, este fenómeno origina también, durante los primeros ciclos, elevados valores de la componente homopolar de intensidad. La intensidad de magnetización se caracteriza por contener armónicos de todos los órdenes, siendo especialmente relevantes los de segundo y tercer orden. Normalmente, se caracteriza también por la presencia de componente de corriente continua. Los armónicos más importantes son:

- Componente, de corriente continua. La presencia de componentes de corriente continua en la intensidad de magnetización de los transformadores trifásicos es muy frecuente. Esta componente se caracteriza por presentar valores diferentes en cada fase.
- Armónicos de segundo orden. Estos están siempre presentes en las tres fases durante la magnetización, con valores relativamente elevados (alrededor del 20% del exceso de intensidad sobre las condiciones de régimen permanente.) Debido a que estos componentes no suelen aparecer en las intensidades de defecto, pueden ser interesantes para detectar la presencia de este tipo de fenómenos. Incluso en el caso de que un transformador opere en la zona de saturación, la intensidad demandada se caracterizará por contener armónicos de órdenes impares.
- Armónicos de tercer orden. Están presentes con amplitudes similares a los armónicos de segundo orden. Como es lógico, no aparecerán en las intensidades de línea cuando se trate de transformadores con conexión en triángulo. En este caso particular, sí existen, como consecuencia de la conexión en estrella del primario del transformador.

- Armónicos de órdenes superiores. Presentes en muchos casos, aunque con amplitudes menos significativas.

Desde el punto de vista de la amplitud y duración de dicho fenómeno transitorio, existen varios parámetros, específicos de la máquina y generales del sistema al que ésta se conecta, que pueden variar la evolución del mismo.

Entre otros, los más importantes son:

- Corriente de energización (8 a 30 veces la corriente nominal)
- Potencia del transformador
- Características de saturación del núcleo del transformador
- Características del hierro utilizado en la construcción del circuito magnético del transformador.
- Existencia de flujo residual en la máquina en el momento de la conexión.
- Potencia de cortocircuito en el punto de acoplamiento (PAC).
- Proximidad de los elementos sensibles a la máquina.
- Resistencia equivalente del sistema donde se instalará el transformador.
- El punto en que la onda senoidal de voltaje energiza el transformador.
- Diferentes niveles de voltaje (lados de baja y lado de alta tensión)
- Desplazamiento angular en transformadores delta-estrella y estrella-delta.

La corriente de energización, la potencia del transformador, la saturación del núcleo, las características del hierro y la potencia de cortocircuito, son específicos del transformador; mientras que el resto de parámetros depende de la red a la que dicho transformador se conecta.

4.3.2.3. Protección restringida - fallas a tierra

Una falla a tierra en los devanados, constituye una de las más comunes de un transformador y es detectada mediante una protección restringida contra fallas a tierra. De esta manera, los ajustes de la corriente y tiempo de operación son independientes de los restantes sistemas de protecciones, lográndose ajustes muy sensibles y tiempos de operación muy cortos. Este esquema de protección se combina con la protección Buchholz.

El esquema restringido es un sistema de protección que se aplica particularmente a transformadores de conexión delta-estrella con neutro a tierra y puede instalarse en el devanado conectado en estrella o en el conectado en delta. Si se trata del devanado conectado en estrella con neutro a tierra, se instalan transformadores de corriente de igual relación de transformación en cada una de las fases y en el neutro.

Los secundarios de los transformadores de corriente de las fases se conectan en paralelo y la resultante, que es la corriente residual (tres veces la corriente de secuencia cero), se compara con la corriente residual del neutro, la diferencia se hace circular por un relevador.

Una falla a tierra externa al lado estrella hará circular una corriente por la fase afectada, la que se balanceará con la que circulará por el neutro, de manera que la corriente resultante por el relevador será cero. Por el contrario, durante una falla interna la corriente en la fase tendrá diferente magnitud y sentido que la corriente por el neutro y por lo tanto, el relevador operará.

En el caso del devanado conectado en delta, se instalan transformadores de corriente en cada una de las fases que salen de dicha delta. Los secundarios

se conectan en paralelo, de manera que se logre la corriente residual, la que se entrega a un relevador. Dada la conexión delta-estrella del transformador de potencia, sólo circulará corriente por el relevador en caso de fallas a tierra, que tengan lugar desde los transformadores de corriente hacia el interior del devanado delta.

Actualmente, se utiliza un relevador operado con tensión o de alta impedancia, o sea, que el relevador se ajusta para operar con una tensión mínima en sus terminales.

En caso de que el neutro del transformador se conecte a tierra mediante una resistencia, el porcentaje de devanado que se protege, varía según el valor de la resistencia y el ajuste elegido para el relevador.

4.3.3. Protección de respaldo del transformador

La protección de respaldo se basa en relevadores de sobrecorriente (50/51), los cuales conviene energizarlos con transformadores de corriente distintos de los utilizados para la protección diferencial o para otro tipo de protección contra fallas internas. Generalmente, se emplean relevadores separados para fallas a tierra. Además, es recomendable ubicarlos en el lado de baja tensión en el caso que la fuente de alimentación a la falla esté del lado de alta tensión; de esta manera no estarán afectados a las corrientes de energización en vacío y, por lo tanto, estas corrientes no influirán en la elección de los ajustes de la corriente mínima de operación ni en los tiempos de operación.

En caso de que el transformador se encuentre conectado a más de una fuente de alimentación a fallas, es preciso instalar una protección de respaldo

en cada uno de sus interruptores, y en la mayoría de los casos, para lograr una protección selectiva, es necesario que algunos de los relevadores sean de sobrecorriente direccional.

Si el transformador está provisto de protección de sobrecorriente en lugar de diferencial, la misma protección de sobrecorriente puede utilizarse de respaldo.

La protección de respaldo puede ser “local” o “remota”, dependiendo de su ubicación relativa respecto de la sección del sistema de potencia a que está destinada a proteger. La protección de respaldo está destinada a cubrir desperfectos de la protección principal y de los equipos asociados de despeje de falla (interruptores, fusibles de circuitos de apertura, baterías, etc.).

El principio de esta protección consiste en que si una falla continúa luego de que la protección principal ha operado, o, en el caso de un desperfecto de la protección principal, después de que haya transcurrido un tiempo suficiente como para que la principal haya operado, entonces se efectúa la acción en la misma ubicación para despejar la falla. El método radica en proveer a cada circuito que finaliza en una sección de barra, de un relevador detector de falla de respaldo. Cuando se produce una falla en ese circuito, el relevador detector de falla de respaldo trabaja conjuntamente con la protección principal, y energiza un relevador de tiempo. Este posee un ajuste tal que posibilita que la protección principal opere y abra el interruptor respectivo.

Si el interruptor se abre, el relevador detector se repone y desenergiza al relevador de tiempo, antes que este complete su tiempo y opere. En el caso que el interruptor no abra, el relevador de tiempo trabajará y dará orden de apertura a todos los demás interruptores de la sección de barras, asociada con

el circuito en donde se produjo el desperfecto en el interruptor, desenergizando así la falla.

La protección de respaldo remoto implica que un desperfecto en una subestación está cubierto por protección de respaldo en otra u otras subestaciones. Las protecciones principales duplicadas se cubren mutuamente de desperfectos que tiene lugar en la otra (localmente, debido a que se encuentran instaladas en la misma ubicación) y además, se cuenta con medios para cubrir los desperfectos que ocurren en los equipos de despeje de falla controlados por las dos protecciones (nuevamente en la misma localización); esto se conoce como “protección de respaldo local”. Cuando se emplea esta última protección, se intenta dar algún grado de respaldo remoto, aunque no necesariamente en cada subestación, para cubrir los casos poco frecuentes de pérdida total de la batería de subestación.

En el caso de que una falla no sea despejada por la protección principal respectiva, debe serlo por la protección de respaldo. Si esta fuera del tipo unitario, o sea, restringida a la misma sección del sistema eléctrico, podría aún operar si el desperfecto se encontrara en la protección principal misma o en los transformadores de corriente o de potencial que la abastecen, pero resultaría inefectiva si el desperfecto original fuera en la batería o en el interruptor. Para dar el mayor respaldo posible, es usual que la protección de respaldo no sea del tipo unitario, y se encuentre localizada remotamente respecto del equipo que no ha operado. Debe ser capaz de operar para fallas en una sección extensa del sistema eléctrico, y su efectividad ser acrecentada por la utilización de una batería y un interruptor diferente.

Es necesario adoptar una de las dos siguientes políticas:

- Concebir una protección principal y una protección de respaldo destinadas a detectar cualquier falla que pueda ocurrir en un sistema eléctrico y desconectarlo de cualquier manera, aunque esto signifique la pérdida total del sistema eléctrico.
- Concebir la protección principal destinada a detectar la mayor parte de las fallas que tengan lugar y despejarlas selectivamente, con la posibilidad de que algunas fallas raras, normalmente de bajo valor, permanezcan no detectadas por la protección principal, y dividir el sistema eléctrico en regiones lo más independientes posible desde el punto de vista de la protección de respaldo, de manera que las fallas raras conduzcan a la pérdida de una región y no del sistema eléctrico completo.

Existen aplicaciones que emplean como protección de respaldo un duplicado de la protección principal y en otras, la misma protección principal realiza parte de las funciones de respaldo energizando tanto la bobina de apertura de su interruptor como el relevador de tiempo. En el primero de los casos, efectivamente se está respaldando a la protección. Por el contrario, en el segundo caso sólo se respalda al circuito entre la protección principal y la bobina de apertura.

El grado de respaldo que se adopta en una aplicación depende de la experiencia o estadística que se tenga, acerca de qué elemento del sistema de protección ha resultado con mayores desperfectos y del monto de inversión que se quiera dedicar a estos fines.

De operar la protección de respaldo local, se produce un menor desarme del sistema eléctrico que en el caso de emplear protección de respaldo remoto.

4.3.4. Celdas del transformador

Se proporcionará un módulo completo de celdas para cada unidad transformadora; en el siguiente capítulo se especifican en forma detallada, las celdas de cada unidad generadora, incluyendo la información siguiente:

- Número de interruptores tripolares, tipo de servicio y módulo de corte.
- Tensión más elevada para el material (kV)
- Tensión nominal de servicio (kV)
- Intensidad nominal (A)
- Intensidad de cortocircuito soportada (kA)
- Frecuencia (Hz)
- Tensión de ensayo a frecuencia industrial (kV)
- Tensión de ensayo con onda de choque (kV)
- Grado de protección en el interno del cuadro IP
- Grado de protección del cuadro IP
- Número de transformadores de tensión para medida, sincronización y protección, con fusibles en el devanado primario, con su relación de transformación y cantidad de secundarios.
- Número de transformadores de intensidad para medida, con su relación de transformación (A) y cantidad de secundarios.
- Número de seccionadores de línea tripolar con accionamiento manual.
- Número de seccionador de tierra tripolar con accionamiento manual.
- Cantidad de pararrayos
- Diagrama mímico
- Material auxiliar

Las celdas que conformarán el módulo serán de protección general, de medida y de salida.

4.4. Sistema de protección y medición de línea

La finalidad de la protección de línea de transmisión, es localizar las corrientes anormales y ordenar la desconexión de las secciones anormales del sistema, tan rápido como sea posible y con la menor perturbación al resto del sistema eléctrico. Para mejorar la confiabilidad de dicha protección, es usual disponer de más de un juego de protección en una ubicación determinada, en el sistema eléctrico de potencia. Un juego de protección es considerado como la protección primaria o principal y el otro como protección de respaldo. Una protección es considerada como principal o de respaldo, según su aplicación particular en cualquier situación y su tipo o modo de operación.

4.4.1. Protección primaria

La función es proteger la línea de las fallas más comunes como los cortocircuitos, ya sea entre fases o fase a tierra, y sobrecorriente.

4.4.1.1. Protección contra sobrecorriente

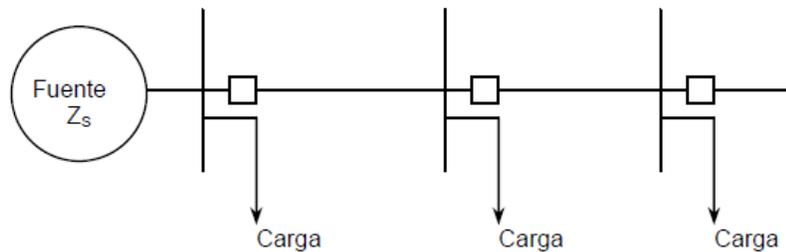
Los relevadores de sobrecorriente son la forma más barata y simple de proteger una línea de transmisión, pero además es una protección que necesita ser reajustada cuando cambian las condiciones del sistema de potencia. Son utilizados de las siguientes formas: instantáneo, temporizado y direccional (instantáneo y/o temporizado).

No pueden discriminar entre corriente de carga y corriente de falta; por lo cual solo se emplean cuando la corriente de falta es mayor a la corriente de carga.

Las corrientes de cortocircuito en la línea dependen fuertemente de la impedancia de la fuente en el punto de medida, por lo tanto la zona de la línea protegida por un relevador de sobrecorriente depende fuertemente de la configuración del sistema eléctrico.

Generalmente son utilizados en líneas radiales, como se muestra en la figura 9, y como faltas en estos circuitos no afectan la estabilidad del sistema, no son requeridos tiempos instantáneos de despeje de la misma.

Figura 9. **Esquema de protección contra sobre corriente**



Fuente: FING 2007. Sistemas de protección, curso de estabilidad de sistemas eléctricos de potencia, p.4.

4.4.1.2. Relevador de distancia

En los circuitos de transmisión de alta tensión, los niveles de corriente de falta son altos, por lo cual si una falta no es despejada rápidamente, puede causar inestabilidad al sistema de potencia, así como daños al personal o al equipamiento. Por esta razón, los relevadores de distancia son empleados en vez de los relevadores de sobrecorriente.

Las ventajas de aplicación de relevadores de distancia, en comparación con los de sobrecorriente son:

- Mayor zona de operación instantánea
- Mayor sensibilidad
- Más fáciles de ajustar y coordinar
- No son afectados por los cambios en la configuración del sistema de potencia.

Un relevador de distancia calcula impedancia como el cociente entre la tensión y corriente, en su ubicación en el sistema de potencia, para determinar si existe una falta dentro o fuera de su zona de operación.

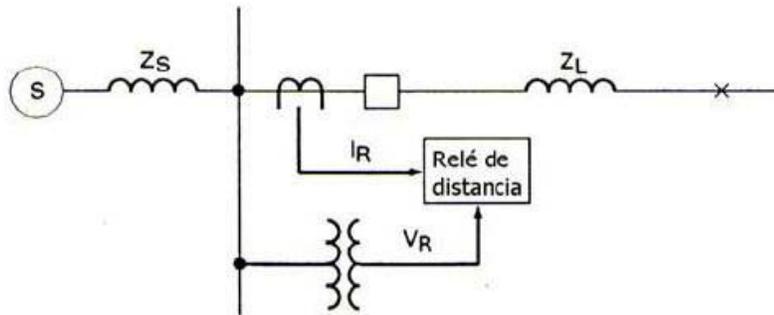
En las líneas de transmisión, la impedancia de línea es proporcional a su longitud; es apropiado utilizar relevadores de distancia para medir la impedancia de la misma desde la ubicación del relevador hasta un punto determinado (lugar de la falta). De allí que a los relevadores de impedancia se les llame relevadores de distancia.

El relevador de distancia está conectado a la línea a través de los transformadores de medida (figura 10). Se supone que ocurre una falta a una distancia n , por lo tanto, la impedancia vista es nZ_L desde el relevador; dado que la tensión en el lugar de la falla es: $V_F=0V$.

La tensión en el relevador es: $V_R = I_R nZ_L$; esto se puede apreciar en el diagrama (figura 11).

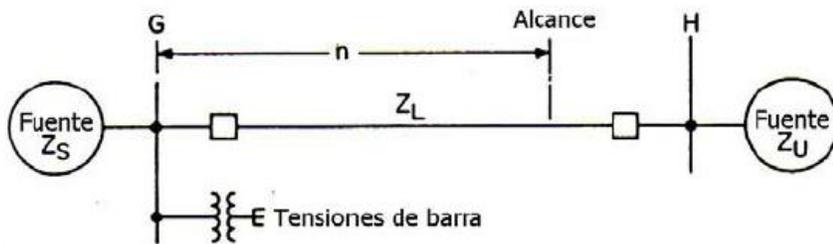
$$(Ec. 3.) \quad Z_v = \frac{V_R}{I_R} = \frac{I_R nZ_L}{I_R} = nZ_L$$

Figura 10. **Conexión de relevador de distancia**



Fuente: FING 2007. Sistemas de protección, curso de estabilidad de sistemas eléctricos de potencia, p.5.

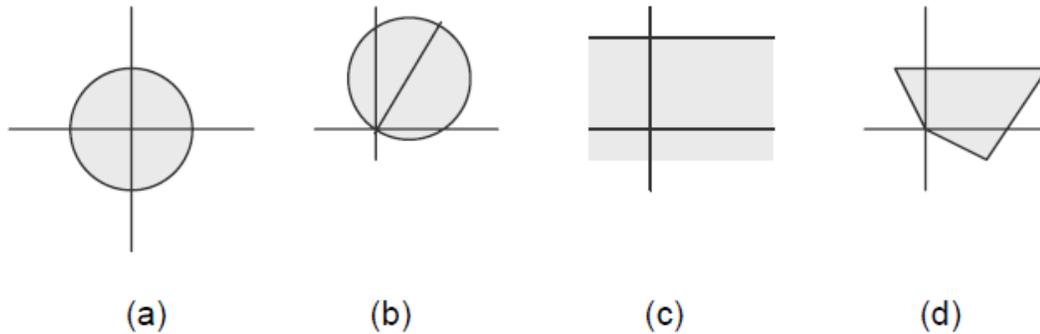
Figura 11. **Alcance de la primera zona**



Fuente: FING 2007. Sistemas de protección, curso de estabilidad de sistemas eléctricos de potencia, p.5.

Los relevadores de distancia se pueden clasificar según la forma de sus zonas de operación. En general se reconocen cuatro formas de la característica de operación, las cuales se muestran en la figura 12:

Figura 12. **Característica de operación del relevador de distancia**



Fuente: FING 2007. Sistemas de protección, curso de estabilidad de sistemas eléctricos de potencia, p.6.

Donde cada literal corresponde a las siguientes características:

- a. de impedancia
- b. de admitancia o mho
- c. de reactancia
- d. poligonal o cuadrilateral

Un relevador de distancia opera si la impedancia medida por el relevador está dentro de su característica de operación.

El esquema básico de los relevadores de distancia comprende una zona 1 instantánea y al menos dos zonas con disparo temporizado. Los ajustes típicos para un relevador de distancia de 3 zonas se muestran en la figura 13. Los relevadores digitales pueden tener hasta 5 zonas y algunas de ellas se pueden ajustar para operar hacia atrás.

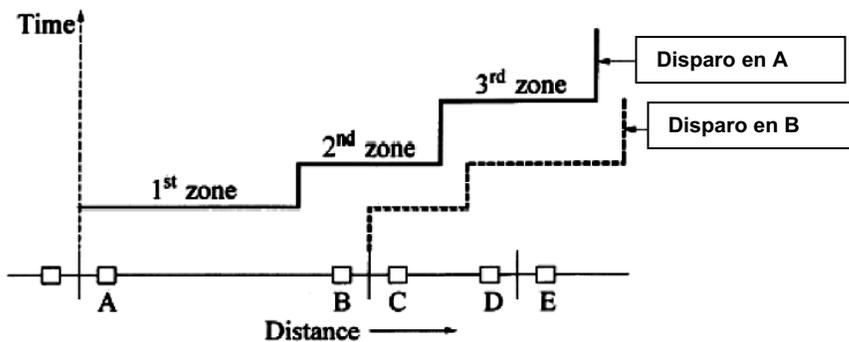
Los ajustes típicos de cada zona son:

Zona 1: alcance = 80% impedancia de la línea; tiempo: instantáneo.

Zona 2: alcance = 120% impedancia de la línea; tiempo: 0.3 a 0.6 s.

Zona 3: alcance = respaldo de líneas adyacentes; tiempo: >1 s.

Figura 13. **Característica Tiempo-Distancia**



Fuente: FING 2007. Sistemas de protección, curso de estabilidad de sistemas eléctricos de potencia, p.7.

4.4.1.3. Relevadores de distancia con comunicación

Para lograr disparos instantáneos en ambos extremos de la línea se utilizan relevadores de distancia donde se habilitan esquemas de teleprotección. Los esquemas de teleprotección interconectan los relevadores de distancia en ambos extremos de la línea mediante canales de comunicación, para poder identificar si la falta es dentro del equipo protegido y operar en forma instantánea para faltas en toda la longitud de la línea.

El objetivo del canal de comunicación es transmitir información sobre las condiciones del sistema desde un extremo hacia el otro, incluyendo transferencia de disparo o bloqueo del interruptor remoto.

Los medios de comunicación que generalmente se utilizan son: onda portadora (*carrier*), microonda y fibra óptica.

Los esquemas de comunicación se clasifican en:

- esquemas de transferencia de disparo: la recepción de una señal inicia un disparo al interruptor.
- esquemas de bloqueo: la recepción de una señal bloquea el disparo al interruptor.

4.4.1.4. Protección contra oscilación de potencia

El sistema de potencia, en régimen estacionario, opera muy cerca de su frecuencia nominal y las magnitudes de las tensiones en las diferentes barras no varían más de un 5%. Por lo tanto, existe un balance entre la potencia activa y reactiva generada y la consumida. Cualquier cambio en la potencia generada, potencia de demanda o en el sistema de potencia, causa cambios en la transferencia de potencia del sistema, que oscila hasta alcanzar otro punto de equilibrio entre la generación y la carga.

Estos cambios ocurren permanentemente y son compensados por los sistemas de control. Entre las perturbaciones que causan oscilaciones de potencia, están las fallas en el sistema, las conexiones de líneas de transmisión, las desconexiones de generadores y la pérdida o aplicación de grandes bloques de carga.

Estas perturbaciones resultan en cambios repentinos en la potencia eléctrica, mientras que la potencia mecánica se mantiene constante. Dependiendo de la perturbación y de la acción de los controladores las oscilaciones pueden ser estables o inestables.

La oscilación de potencia puede hacer que la impedancia vista por un relevador entre en su característica de operación; y la operación de estos relevadores puede hacer que salgan de servicio líneas de transmisión u otros componentes, haciendo más débil el sistema y aumentando la gravedad de la perturbación.

Los relevadores, funciones y zonas de distancia que pueden operar durante una oscilación de potencia deben ser bloqueados temporalmente. En los relevadores de distancia modernos se tienen disponibles las funciones:

- PSB: Bloqueo por oscilación de potencia (*power swing blocking*): esta función diferencia entre una falta y una oscilación de potencia y bloquea el relevador de distancia durante una oscilación de potencia y previene el disparo. Además, debe permitir detectar y despejar las faltas que ocurren durante una oscilación de potencia. El disparo indebido de interruptores durante una oscilación de potencia puede causar daño al equipamiento y contribuir al apagón en varias áreas del sistema. Por lo tanto, es necesario, el disparo controlado de ciertos elementos en determinados puntos del sistema, para evitar daño al equipamiento y minimizar los efectos de la perturbación.
- OST: Disparo por oscilación de potencia (*out-of-step tripping*): esta función diferencia entre una oscilación estable de una inestable y permite disparar

algunos elementos del sistema para evitar el daño de los equipos y que la perturbación se extienda en el mismo. Cuando dos áreas de un sistema de potencia o dos sistemas de potencia interconectados pierden sincronismo, tanto las áreas como los sistemas deben separarse en forma rápida y automática para evitar daños en los equipamientos o apagones. Idealmente, un sistema debe separarse en determinados lugares formando “islas”, subsistemas o áreas independientes en que se mantenga el balance entre generación y carga en cada área. Cuando el sistema se separa en áreas no siempre se alcanza el balance generación-carga, en cada una de ellas. En estos casos, se implementa un sistema de rechazo de carga o disparo de generación, para lograr el equilibrio y evitar el apagón en esas áreas.

4.4.2. Protección de respaldo

Hay dos razones por las cuales se debe instalar protecciones de respaldo en un sistema de potencia. La primera es para asegurar que en caso que la protección principal falle en despejar una falta, la protección de respaldo lo haga. La segunda es para proteger aquellas partes del sistema de potencia que la protección principal no protege, debido a la ubicación de sus transformadores de medida.

La necesidad de respaldo remoto, respaldo local o falla interruptora, dependen de la consecuencia de esa falta para el sistema de potencia. Las protecciones de respaldo remoto se ubican en las estaciones adyacentes o remotas; el respaldo local está ubicado en la misma estación.

El objetivo de las protecciones de respaldo es abrir todas las fuentes de alimentación a una falta no despejada en el sistema. Para realizar esto en forma eficiente las protecciones de respaldo deben:

- Reconocer la existencia de todas las faltas que ocurren dentro de su zona de protección.
- Detectar cualquier elemento en falla en la cadena de protecciones, incluyendo los interruptores.
- Iniciar el disparo de la mínima de cantidad de interruptores necesarios para eliminar la falta.
- Operar lo suficientemente rápido para mantener la estabilidad del sistema, prevenir que los equipos se dañen y mantener la continuidad del servicio.

4.4.3. Medidores de energía

Al igual que el caso del generador, se utilizarán medidores multifunción para la línea, medidores multifunción tipo estáticos utilizados para la medida del consumo de energía y medidores que cumplan con tareas como analizadores de redes con funciones avanzadas de detección de transitorios de alta velocidad, medición de energía y calidad de energía.

Dentro de los servicios que deberá ofrecer el multifunción están: la implementación de telemedida y el monitoreo de registros en tiempo real, mediante una plataforma tipo SCADA. En estos equipos se requiere alta fiabilidad y estabilidad y un versátil sistema electrónico de medida. El procesador de alto rendimiento deberá garantizar una sólida base para futuras ampliaciones.

Los medidores deben proporcionar información para:

- Conocer la calidad de energía permite reducir fallas eléctricas.
- Detección temprana de problemas energéticos.
- Funciones de diagnóstico y estadística con histórico de eventos.
- Un sistema integrado de equipamiento, comunicación y gestión de la red.

Beneficios:

- Cumplir con los nuevos requisitos para la medición del nivel de transmisión
- Reducir los costos de las operaciones
- Mejorar la calidad y la continuidad del servicio para la administración óptima de su red eléctrica con una mayor simplicidad.

Aplicaciones:

- Medición de la distribución y transmisión
- Supervisión del cumplimiento de la calidad de la alimentación
- Diagnóstico y notificación de problemas
- Análisis de eficiencia, pérdidas y capacidad
- Control y supervisión
- Administración de la demanda y servicio de atención al cliente.

4.4.4. Celdas de línea

Se deberá especificar la siguiente información:

- Número de interruptores tripolar, tipo de servicio interior, y módulo de corte.
- Tensión del sistema (kV)
- Intensidad nominal (A)
- Capacidad de corte (kA)
- Número de transformadores de intensidad para protección y medida, indicando relación de transformación, y cantidad de secundarios
- Número de transformadores de tensión para medida y protección, relación de transformación, y cantidad de secundarios.
- Número de seccionadores de tierra tripolar con accionamiento manual.
- La cantidad de relevadores de protección con las siguientes funciones: entradas de voltaje de VCA, voltaje de alimentación VCD, salidas digitales de alta capacidad de interrupción, entradas digitales y puertos de comunicación.
- Cantidad de pararrayos
- Diagrama mímico
- Tipo de medidor multifunción
- Material auxiliar

Las celdas del módulo serán:

- de línea
- de protección general
- de medida.

4.5. Servicios auxiliares

Los sistemas de servicios auxiliares en una planta de generación son esenciales para lograr una operación confiable. Los servicios auxiliares comprenden las siguientes funciones: agua de refrigeración, aguas de drenajes, equipos anti-incendios tanto desde el punto de vista de su detección como extinción, aire comprimido, servicios de agua potable, sistemas de lubricación, tratamiento de aguas residuales, aire acondicionado y sistema de aireación. Incluyen los servicios eléctricos y mecánicos adicionales a los mencionados, como los equipos de levantamiento y alce.

Los sistemas de servicios auxiliares se considerarán cuidadosamente en la etapa de diseño de la planta, porque desde su concepción misma se está determinando la confiabilidad y flexibilidad de la operación.

Los servicios auxiliares eléctricos a su vez se clasifican como: de corriente alterna y de corriente directa. Se hace énfasis en la necesidad de calcular el cortocircuito en baja tensión con el objeto de dimensionar adecuadamente los interruptores que alimentan los diferentes circuitos.

Respecto de los servicios auxiliares mecánicos, tal como se expresó, se resaltan los equipos de aire comprimido, sistema de aire acondicionado y puente grúa para el levantamiento.

La selección de la configuración para los servicios auxiliares eléctricos de una central debe estar fundamentada en tres criterios principales: técnicamente realizable, económicamente factible y ante todo disponer de una alta confiabilidad debido al carácter imprescindible que tienen los servicios auxiliares para el funcionamiento de la central.

Los interruptores tienen energía acumulada, en forma de resorte cargado, aire comprimido, o aceite a presión, disponible para el comando. Pueden entonces hacer algunas maniobras con independencia del suministro eléctrico, eventualmente el resorte deberá cargarse con corriente continua. El aire comprimido, o el aceite a presión dependen de compresores o bombas alimentadas con corriente alterna, y si falta esta alimentación en forma permanente quedará bloqueada la estación.

Los motores de los seccionadores pueden funcionar con corriente alterna (trifásicos, jaula, con todas las ventajas de este tipo de motor), pero si falta la corriente alterna se deben operar los seccionadores a mano hasta restablecer la corriente alterna.

Los motores de corriente continua dan mayor comodidad, pero tienen colector, requieren más cuidados y mantenimiento. Algunos juzgan que la indisponibilidad por mantenimiento o falla del colector (que obliga a la maniobra manual) es más frecuente que la falta de corriente alterna de los auxiliares; por lo que no queda ninguna duda sobre cuál es la elección acertada.

4.5.1. Tableros de distribución

Desde ellos se distribuye la alimentación para las cargas de corriente alterna o directa. Entre ellas, las más representativas son:

- Sistema de control
- Sistema de protección
- Inversores para los sistemas de comunicación
- Alumbrado de emergencia

- Circuitos de disparo de los interruptores
- Motores de carga de resortes almacenadores de energía de interruptores
- Bombas, en determinado tipo de diseño
- Sistema de señalización y alarmas

4.5.2. Servicios auxiliares de corriente alterna

Algunos de los equipos conectados a los diferentes barrajes de los servicios auxiliares de la central hidráulica se citan a continuación:

- **Servicios auxiliares generales**
 Son aquellos servicios necesarios dentro de la casa de máquinas, representan una carga relativamente alta y requieren muy buena confiabilidad pues son servicios continuos. A las barras para el centro de control de motores y servicios auxiliares generales (480/208-120V) se conectan: la ventilación e iluminación de la casa de máquinas, los compresores de aire para los interruptores de máquina y para el acumulador, alimentación para las herramientas del taller, un puente grúa, cargadores de batería para servicios auxiliares de corriente directa.
- **Servicios auxiliares de unidad**
 Son equipos esenciales para el arranque, marcha y parada de las máquinas. Estos servicios requieren una muy buena confiabilidad y representan una carga relativamente baja. Entre los equipos conectados a las barras para los servicios auxiliares de unidad (480V) están: una bomba de agua para el enfriamiento de la unidad, calefactores de la unidad, bomba de aceite del regulador de velocidad, bombas de aceite para los cojinetes de guía y empuje si se requieren, ventiladores de enfriamiento para el equipo de excitación y para los transformadores.

- **Servicios auxiliares de la subestación**
Aunque no son servicios directamente relacionados con las máquinas, su operación es necesaria para el funcionamiento de éstas, por lo que también requieren de una buena confiabilidad de operación. Se dispondrá una barra para los servicios auxiliares del patio de la subestación, de los cuales se alimentan cargas tales como: motores para la operación de interruptores y seccionadores, tomas e iluminación del kiosco de relevadores, calefacción de los interruptores y seccionadores y cargadores de baterías para los servicios auxiliares de corriente directa.
- **Servicios auxiliares no esenciales de la casa de máquinas**
Estos servicios no son esenciales para el funcionamiento de la central, sin embargo representan una carga alta dentro de los servicios auxiliares y por lo tanto deberán dimensionarse adecuadamente.
- **Servicios auxiliares externos**
Comprende los servicios requeridos por el patio de conexiones así como los de las demás barras involucrados en la central. Estos servicios requieren de una alta confiabilidad.

4.5.3. Servicios auxiliares de corriente directa

El sistema de servicios auxiliares de corriente directa, se compone de un cargador, un banco de baterías y tableros de distribución. Normalmente, 220 VCD, 110 VCD, 48 VCD o 24 VCD. El consumo de este sistema responde a las necesidades de las protecciones y el accionamiento de los equipos de maniobra.

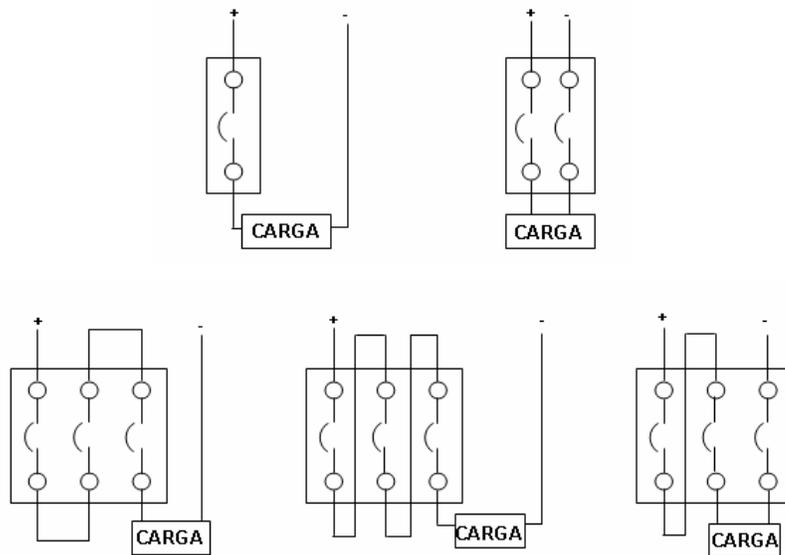
La potencia y capacidad del sistema dependen del tipo de baterías y del tiempo estimado en que funcionará durante una emergencia.

Entre los servicios auxiliares pueden citarse los siguientes:

- Tableros de distribución de corriente directa

Se deberá tener cuidado especial de separar independientemente las diferentes cargas, de tal manera que si se presenta un cortocircuito o falla en alguno de ellos, no afecte el normal desempeño de los otros. Además, deberá disponerse un sistema de protección que detecte la puesta a tierra de uno de los polos, debido a que la puesta a tierra del sistema de corriente directa, debe hacerse a través de resistencias iguales que se conectan a tierra y formen un divisor de tensión.

Figura 14. **Conexión de cargas de corriente directa**



Fuente: SUESCÚN MONSALVE, Ismael. Centrales hidráulicas. Cap.9, p.5.

- Cargador de baterías

El cargador de baterías tendrá la capacidad para abastecer toda la carga de corriente directa de la casa de máquinas, entendiendo que toda carga cuya duración sea mayor o igual a 1 minuto, se considerará como permanente. El cargador abastecerá la carga de corriente directa y mantendrá el banco de baterías en flotación; condición que se garantiza con el flujo de corriente hacia las baterías de aproximadamente 1/10 de su capacidad en amperios - hora, expresada en miliamperios.

El rectificador es del tipo puente trifásico, con diodos de silicio y estabilización de la tensión de salida por medio de reactores saturables o tiristores. El transformador de alimentación del puente es del tipo de aislación seca. La tensión de salida deberá mantenerse constante, admitiéndose variaciones de +/- 2% del valor estabilizado, para variaciones de descarga entre 0 y 100 % de la corriente nominal, y con variaciones de tensión y frecuencia de la fuente de alimentación de corriente alterna de +10, - 15 y +/- 2%, respectivamente.

La corriente de salida deberá ser limitada automáticamente por los cargadores. Tal limitación se fija normalmente en el 100 % de la corriente nominal. El cargador deberá permitir la carga de la batería en "flote" y a "fondo", la conmutación de modos de carga deberá hacerse de modo manual y automático. Con el cargador en "automático", la posición de carga habitual es en "flote", y se pasará automáticamente a "fondo" por baja tensión de batería o con posterioridad a una falta de tensión de entrada. Completada la carga de la batería se retornará, automáticamente, a "flote". La duración de la carga a fondo es controlada por un temporizador ajustable.

En la derivación al consumo el cargador deberá estar dotado de filtros para mantener el ondeo residual (ripple) dentro de los siguientes valores indicativos: con batería conectada: 2 % eficaz; con batería desconectada: 5 % eficaz.

También en la derivación al consumo deberá preverse dispositivos adecuados en el cargador, para que cualquiera que sea la condición de carga de la batería, la tensión del consumo se mantenga dentro de los límites +/- 10 % de su valor nominal, 220 (o 110) V, valor estabilizado. En caso de baja tensión en el cargador, deberá evitarse la descarga de la batería sobre aquél.

- Banco de baterías

El banco de baterías se dimensionará para una autonomía mínima de 10 horas, sin que sufra deterioro su nivel de tensión, esto significa que en caso de falla del cargador, abastecerá toda la carga durante 10 horas. Es un criterio para determinar la capacidad en amperios - hora del banco.

El tamaño de las baterías de corriente continua se define a partir de un ciclo "crítico" de descarga, superando la indisponibilidad (falla) del cargador, si falta la corriente alterna durante largo tiempo, no puede reponerse la carga de la batería, pero si se da esta circunstancia, la estación misma no cumple función alguna. Debe tenerse sumo cuidado con la carga de la batería, a veces se conecta a ella la iluminación de emergencia, y esta, ante un caso emergente, se transforma en la iluminación principal, agotando en breve tiempo la batería y dejando la estación sin comando.

Es importante que a nivel de operación se conozca el estado de carga de la batería y su capacidad medida, de manera que se sepa cómo no agotarla, y qué hacer en caso de largas salidas de servicio de la red.

Las baterías pueden ser alcalinas (Ni-Cd) o ácidas (Pb-Ca). Como valores característicos se puede establecer un tiempo mínimo de descarga de 5 horas y una tensión final por elemento de 1.1 V para las baterías alcalinas. El límite de servicio de las baterías es de +/- 10% U_n .

- Inversores

La función de un inversor es cambiar el voltaje de entrada de corriente continua a un voltaje simétrico de salida de corriente alterna, con la magnitud y frecuencia deseada por el usuario o el diseñador. Los inversores también se utilizan para convertir la corriente continua generada por los paneles solares fotovoltaicos, acumuladores o baterías, en corriente alterna, y de esta manera poder ser inyectados en la red eléctrica o usados en instalaciones eléctricas aisladas.

Un inversor simple consta de un oscilador que controla a un transistor, el cual se utiliza para interrumpir la corriente entrante y generar una onda cuadrada. Esta alimenta a un transformador que suaviza su forma, haciéndola parecer un poco más una onda senoidal y produciendo el voltaje de salida necesario. Las formas de onda de salida del voltaje de un inversor ideal deberían ser sinusoidales. Una buena técnica para lograr esto es utilizar la técnica de modulación por ancho de pulso (PWM) logrando que la componente principal senoidal sea mucho más grande que las armónicas superiores.

Los inversores más modernos han comenzado a utilizar formas más avanzadas de transistores o dispositivos similares, como los tiristores, los TRIAC's o los IGBT's (Insulated Gate Bipolar Transistor ó Transistor Bipolar de Puerta Aislada). Los inversores más eficientes utilizan varios artificios electrónicos para tratar de llegar a una onda que simule razonablemente a una onda senoidal en la entrada del transformador, en vez de depender de éste para suavizar la onda. Se pueden clasificar en general en dos tipos: inversores monofásicos, o inversores trifásicos.

Pueden utilizarse condensadores e inductores para suavizar el flujo de corriente desde y hacia el transformador. Además, es posible producir una llamada "onda senoidal modificada", la cual se genera a partir de tres puntos: uno positivo, otro negativo y uno de tierra. Los inversores de onda senoidal modificada pueden causar que ciertas cargas, como motores por ejemplo, operen de manera menos eficiente.

Los inversores más avanzados utilizan la modulación por ancho de pulsos con una frecuencia portadora mucho más alta para aproximarse más a la onda seno o modulaciones por vectores de espacio, mejorando la distorsión armónica de salida. También se puede predistorsionar la onda para mejorar el factor de potencia ($\cos \Phi$). Los inversores de alta potencia, en lugar de transistores utilizan un dispositivo de conmutación llamado IGBT.

Parámetros de rendimiento:

- Factor armónico de la n-ésima armónica (HF_n): el HF_n, es una medida de la contribución individual de esa armónica.

- Distorsión armónica total (THD-*Total Harmonic distortion*): es una medida de la coincidencia de formas entre una onda y su componente fundamental.
- Factor de distorsión (DF-*Distortion factor*): se diferencia de la anterior en que detalla a cualquiera de las armónicas que constituyen la señal, por el principio de Fourier. El DF indica la cantidad de distorsión armónica que queda en determinada forma de onda después de someter a las armónicas de esa onda a una atenuación o filtrado de segundo orden, es decir, dividir las entre n^2 . Se vuelve entonces una medida de la eficacia de la reducción de armónicos no deseados.
- Armónica de orden más bajo (LOH-*Lowest Order Harmonic*): es aquel componente armónico cuya frecuencia se acerca más a la de la fundamental, y su amplitud es mayor o igual al 3% de la componente fundamental.

4.5.4. Transformador de servicios auxiliares

Una selección estricta de la capacidad de los transformadores para los servicios auxiliares, requiere conocer la potencia demandada por todas y cada una de las cargas conectadas a los diferentes barrajes, y aplicar los factores de demanda adecuados; sin embargo, ante la dificultad existente para conocer en un diseño preliminar los valores exactos de estas cargas, es necesario recurrir a diseños existentes.

Es importante anotar que respecto de los factores de demanda que se deben utilizar en estos casos, no existen criterios determinantes; según algunos autores, una relación igual a 0.7 entre la capacidad del transformador y la carga

total alimentada por este es adecuada, mientras que para otros es más realista seleccionar valores menores para esta relación, tal como 0.4 o 0.5.

Es también usual utilizar varios factores de demanda, aplicándolos por grupos de cargas establecidos según la continuidad de operación de las cargas.

Con base en la experiencia, en gran número de centrales en operación, la capacidad del transformador que alimenta los servicios auxiliares localizados en el interior de la casa de máquinas, representa aproximadamente el 0.2% de la capacidad total de la planta.

Aunque es un servicio esencial del transformador, la refrigeración del mismo se realiza con motores de corriente alterna, que mueven bombas (OF) y ventiladores (AF); para este caso se piensa que la salida de servicio de los auxiliares implica la salida de servicio del transformador, o la limitación de su carga de modo importante, en breve tiempo.

4.5.5. Planta de emergencia

Dentro del conjunto de servicios auxiliares se debe incluir una planta auxiliar en caso de una emergencia, dicha planta brindará soporte a los servicios auxiliares, con mando de transferencia para alimentar el sistema de servicios auxiliares en forma automática y/o manual. Podrá ser trifásica o monofásica, dependiendo de un porcentaje de la carga total del sistema de servicios auxiliares de acuerdo con las especificaciones del INDE.

4.5.6. Alarmas

Todas las anomalías del cargador deberán visualizarse con indicación local y con contacto libre de potencial para poder desarrollar circuitos de alarma.

Básicamente contará con las siguientes alarmas:

- Falta de tensión de alimentación 208/120 V corriente alterna (con indicación de falta de fase)
- Falta de tensión de corriente continua, en salida de batería.
- Falta de tensión de corriente continua, en salida a consumo.
- Falla cargador
- Baja tensión de corriente continua, en salida a consumo
- Alta tensión de corriente continua, en salida a consumo.

4.6. Cables y accesorios

En la instalación, los cables de potencia tienen la función de alimentar lámparas de iluminación, tomacorrientes, calefactores y motores; se disponen en forma de red radial que inicia desde el tablero de servicios auxiliares.

4.7. Red de tierras

El sistema de redes de tierras debe proteger al personal de las diferencias de potencial dentro de la central, las cuales se pueden presentar durante los transitorios de voltaje y corriente, proporcionará una trayectoria de baja impedancia a la tierra física para la adecuada operación de los relevadores, y disipará en el suelo los flujos de corriente importantes, provenientes de las

fallas, ondas de sobrevoltaje, de las descargas electroatmosféricas; además, maximiza la confiabilidad del sistema eléctrico y de los equipos de comunicación.

El sistema de tierras está compuesto por conductores y electrodos de tierra formando una malla, a los cuales se conectan las estructuras y equipos que se quiere proteger.

Las funciones del sistema de tierras son:

- Dar seguridad al personal
- Minimizar el daño en el equipo.
- Controlar las sobretensiones durante los transitorios
- Disipar las descargas atmosféricas.
- Lograr una operación correcta de los dispositivos de protección.

4.8. Pruebas y ensayos

4.8.1. Ensayos en fábrica

Los equipos suministrados deberán ser sometidos, como mínimo, a los ensayos que se especifican, estando estos completamente montados y con todos sus accesorios instalados. Los ensayos de recepción se harán en presencia de la persona que el INDE designe para tal efecto.

Todos los instrumentos que formen parte de los ensayos de recepción deberán ser proporcionados y estarán calibrados por un organismo oficial.

Los ensayos mínimos que se realizarán serán los de rutina, debiéndose justificar los ensayos específicos a la serie de fabricación en cuestión.

4.8.2. Ensayos de rutina

- Aislamiento
- Rigidez dieléctrica de barras
- Comprobación de dimensiones y disposición de los accesorios
- Comprobación del correcto funcionamiento del 100% de circuitos interiores y elementos constitutivos, incluyendo pruebas de aislamiento y continuidad de los cables.
- Equipamiento completo, según el volumen del suministro.
- Rotulación
- Actuación de protecciones y comprobación de señalizaciones y medidas
- Funcionamiento y maniobras
- Funcionamiento continuo, durante 10 días, sin interrupciones ni fallos del sistema global.

En los transformadores habrá que realizar los siguientes ensayos:

- Medida de la resistencia de los devanados para todas las tomas, según apartado 8.2. de UNE 20.101/1.
- Determinación de la relación de transformación para todas las tomas, según apartado 8.3. de UNE 20.101/1.
- Comprobación de la polaridad y correspondencia de fases de los devanados en la toma principal.
- Comprobación del grupo de conexión.
- Determinación de las pérdidas en vacío a la tensión nominal y al 110 % de la tensión nominal para la toma principal.

- Medida de la corriente de excitación a la tensión nominal y al 110 % de la tensión nominal para la toma principal.
- Medida de la tensión de cortocircuito y de las pérdidas en el cobre, para la toma principal y estando el transformador, inicialmente, a 120 1C.
- Ensayo de tensión aplicada
- Ensayo de tensión inducida
- Ensayo de descargas parciales

Siempre de acuerdo con las siguientes normas:

- UNE 20.101. Transformadores de potencia.
- UNE 20.102. Ensayos de recepción de los transformadores de potencia.
- UNE 21.305. Clasificación de los materiales destinados al aislamiento de máquinas y aparatos eléctricos.
- UNE 21.315. Medida de los niveles de ruido de los transitorios
- UNE 37.143. Lingote, tocho, placa de cobre electrolítico Cu-ETP c-110.

4.8.3. Ensayos específicos

Transformadores de potencia

- Ensayo de nivel de ruido
- Ensayo de impulso a onda plena
- Ensayo de calentamiento (serie)
-

4.8.4. Equipo rectificador-batería

Las baterías deberán ser sometidas en fábrica a los ensayos de: descarga a 20°C, conservación de carga y carga a tensión constante y corriente limitada.

Los ensayos anteriores se efectuarán de acuerdo con los procedimientos indicados en la publicación 623 de 1978, de las Normas CEI.

El armario cargador de batería deberá ser sometido en fábrica a los siguientes ensayos:

- Comprobación de las conexiones y circuitos de puesta a tierra de los armarios.
- Comprobación de la conexión de las polaridades de los aparatos indicadores de medida.
- Comprobación de los valores de actuación de los dispositivos de alarma y señalización.
- Oscilograma con fotografía o registro de la forma de onda de tensión y corriente de salida del cargador.

Además de los ensayos de rutina especificados anteriormente, el equipo rectificador de batería deberá ser sometido a ensayos de tipo de calentamiento y cortocircuito.

4.8.5. Sistema de protecciones

Se realizarán los siguientes ensayos, una vez finalizado el montaje y cableado de los equipos de protecciones:

- Ensayos de rigidez dieléctrica del cableado y equipos conectados a una tensión superior a 60 V. La tensión del ensayo será de 1,500 V a frecuencia industrial durante un (1) minuto entre conductores activos y entre éstos y tierra.

- Pruebas de continuidad de los circuitos de intensidad, inyectando intensidad real en los primarios de los transformadores de intensidad y verificando el funcionamiento y disparo de las protecciones a los valores de ajuste.

4.8.6. Ensayos en sitio

Una vez se encuentren los transformadores en la planta, se examinarán sus elementos fundamentales, no debiendo presentar éstos, señal alguna de anomalía por calentamiento, golpes, esfuerzos mecánicos o eléctricos, o mala manipulación. En el momento de la adjudicación se acordará la fecha de comienzo de un plazo de quinientas (500) horas para observación del comportamiento de los transformadores, cuadros, cabinas y baterías en servicio continuo, transcurrido el cual, y en caso satisfactorio, se llevará a cabo la recepción definitiva.

En caso de observarse algún síntoma de anormalidad durante este período se procederá a ensayar nuevamente los transformadores en fábrica. Después de la realización de las pruebas preoperacionales de cada uno de los sistemas y servicios, se procederá a la prueba en conjunto de equipos del grupo y mecánicos, antes de la realización de la puesta en servicio de la instalación, realizándose entre otras, las siguientes: funcionamiento (arranque y paro), regulación y control de los grupos, actuación de los elementos de protección, control, señalización, medida y alarmas, y determinación de prestaciones.

4.9. Coordinación de protecciones

Se deberá presentar el estudio de corto circuito y coordinación de protecciones previa a la puesta en servicio con 60 días de anticipación.

5. ESPECIFICACIONES DEL SISTEMA DE MEDIA TENSIÓN Y BAJA TENSIÓN

Con base en todo lo mencionado en el Capítulo 4 del presente trabajo y el equipo solicitado por el INDE, para la central hidroeléctrica de El Porvenir, los principales equipos a suministrar se mencionan a continuación:

- Sistema de excitación del generador 1 y generador 2
- Sistema de protección del generador 1 y generador 2
- Sistema de puesta a tierra del generador 1 y generador 2
- Celda de media tensión de generador 1 y generador 2
- Celda de media tensión de salida a transformador de 10 MVA
- Celda de media tensión a línea El Porvenir
- Celda de media tensión a generador 3
- Celda de media tensión de reserva
- Celda de media tensión de transformador de servicios auxiliares
- Celda de media tensión de medición de barra
- Cuadros auxiliares de corriente alterna
- Sistema de corriente continua
- Transformadores de servicios auxiliares
- Inversores
- Cables y accesorios

Para el sistema de protección, control y medición del generador, deberá suministrarse tableros de protección, control y medición, para las siguientes aplicaciones:

- Tablero de protección, control y medición de generador 1
- Tablero de protección, control y medición de generador 2
- Tablero de Protección, control y medición de transformador y línea

Las celdas de 13.8 KV deberán ser de aislamiento en aire; sus estructuras deberán ser rígidas, compartimentadas y del tipo auto soportada de chapa de acero y según la norma IEC 60298. Deberán ofrecer facilidad de operación, seguridad del personal y fiabilidad. La barra para conexión interna de los circuitos de potencia deberá ser de cobre electrolítico de alta conductividad.

Tendrá que suministrarse las celdas siguientes:

- Una (1) celda de neutro del generador 1
- Una (1) celda de neutro del generador 2
- Una (1) celda de salida de generador 1
- Una (1) celda de salida de generador 2
- Una (1) celda de salida a generador 3
- Una (1) celda de salida a transformador de 10 MVA
- Una (1) celda de salida a transformador de servicios auxiliares
- Una (1) celda de línea El Porvenir
- Una (1) celda de reserva
- Una (1) celda de medida de barra

5.1. Especificaciones del sistema de excitación del generador

Según lo estudiado en la sección 4.1 y a criterio del personal del INDE, el transformador de excitación deberá ser trifásico, tipo seco en resina, aislamiento clase F y servicio interior; la tensión nominal primaria será la de generación, mientras que la tensión secundaria estará en función de la tensión de techo requerida por el generador.

Para cada sistema de excitación se deberán incluir los siguientes equipos:

5.1.1. Panel de regulación y excitación

Deberá como mínimo, tener:

- Un (1) módulo de excitación con sus equipos asociados.
- Un (1) módulo de alimentación
- Un (1) módulo de medida
- Un (1) módulo de entradas y salidas

El *software* de regulación deberá ser capaz de realizar un control automático, control manual electrónico, y realizar funciones de protección y vigilancia tanto del sistema de excitación como del transformador de excitación. El suministro deberá incluir la licencia del software de regulación del sistema de excitación.

5.1.2. Panel de desexcitación

Deberá tener los siguientes elementos:

- Un (1) módulo de desexcitación con sus equipos asociados
- Una (1) resistencia de desexcitación

- Un (1) circuito de cebado
- Un (1) módulo de protección contra sobretensiones en el rotor.

5.2. Especificaciones del sistema de protección y medición del generador

5.2.1. Especificaciones de tableros de protección y medición del generador

Los tableros deberán ser diseñados tomando como criterio los equipos, accesorios y características que se indican a continuación, siendo esta descripción indicativa más no limitativa a lo siguiente:

- Un relevador de protección principal y un relevador de protección de respaldo de generador.
- Dos medidores de energía para facturación.
- Un módulo de alarmas tipo LED de 36 ventanas, con control de reconocimiento, reset y pruebas, contacto de salida forma C para control de autodiagnóstico.
- Relevadores auxiliares de disparo y bloqueo de cierre de interruptor con las siguientes características: alta velocidad con contactos de corte en la bobina de operación, indicación visual de operación, reposición manual por medio de manija o de botón pulsador, 125 VCD.
- Cada relevador de protección y medidor de facturación debe tener su respectivo block de pruebas tipo Areva, diseñado para cortocircuitar las señales de corriente de los transformadores de medida.
- El block de pruebas debe suministrarse con peineta o accesorio para realizar las pruebas.

- La protección de los circuitos de servicios auxiliares para el equipo de protección, control y medición deben ser cableados en forma independiente.
- La protección de los circuitos de los servicios auxiliares debe ser mediante interruptores termomagnéticos de corriente directa y alterna y contar con contactos de alarma.
- Los tableros de protección deben cumplir con la norma ANSI C37.90 y con acabado en pintura color gris ANSI 70, resistente a la humedad y corrosión.
- Para la puesta a tierra, el tablero debe contar con una barra de cobre de capacidad no menor de 300 A.
- La puerta de acceso al interior debe ser a todo lo alto, giratorio, con bisagras, con empaques de sello para evitar la entrada de polvo. La puerta debe tener conexión a tierra por medio de trenzas flexibles de cobre hacia el cuerpo principal del gabinete.
- En el frente debe contar con una puerta con acrílico transparente de un espesor no menor a 5 mm., con empaques de sello para evitar la entrada de polvo, cerradura de manivela de tipo pivote y marco estructural para evitar que se flexione.
- El alambrado del tablero debe efectuarse atendiendo la siguiente disposición:

Circuito de control:	rojo
Circuitos de potencial:	negro
Circuitos de corriente:	blanco
Conexiones a tierra:	verde
Circuitos de disparo:	naranja
- El calibre de los conductores usados debe ser adecuado para cada aplicación. Para circuitos de corriente y potencial en ningún caso menos que el calibre 12 AWG, 19 hilos.

- Los conductores que se conecten a terminales y borneras deben contar con identificación grabada en forma permanente e indeleble, de acuerdo a los diagramas de cableado.
- Las tablillas y borneras utilizadas en los tableros deben estar identificadas de acuerdo con los diagramas de alambrado, y ser de uso semipesado con aislamiento de 600 V y 30 A.
- Se debe dejar un 20% de terminales y borneras en reserva para montajes posteriores.
- Las terminales de los conductores deben ser de tipo ojo o anillo para sujetarse a tablillas mediante tornillos. No se permiten más de dos terminales por punto de conexión.
- Se deben utilizar canaletas o ductos con tapas y perforaciones, para facilitar la colocación y acceso a tablillas de los cables de control.
- El tablero debe contar con resistencias calefactoras, con su correspondiente termostato.
- Señalización mímica de la representación del panel de protección en el sistema de generación y rotulación del nombre del tablero y los equipos que contiene.
- Iluminación con lámpara activada automáticamente al abrir puertas.

5.2.2. Especificaciones de relevadores de protección principal de generador

- Relevador de protección de unidad generadora con tecnología basada en microprocesador con las siguientes funciones de protección:

87 G:	Diferencial de corriente de fase. con dos pendientes programables
64G:	100% falla a tierra del estator
64F:	Falla a tierra del campo

24:	Volt/hertz
25:	Verificador de sincronismo
27:	Bajo voltaje
32:	Potencia inversa
40:	Pérdida de excitación
46:	Secuencia negativa
49:	Sobrettemperatura de devanados
50 BF:	Falla de interruptor
50/51:	Sobrecorriente
50/27:	Energización inadvertida
59:	Sobrevoltaje de fase, secuencia positiva, negativa y residual.
81:	Sobre frecuencia / baja frecuencia.

- Pantalla LCD para visualización de parámetros de corriente, voltaje, ángulo de fase, potencia activa, potencia reactiva y factor de potencia (MW, MVAR, PF) y frecuencia.
- Puertos de comunicación EIA-232 y EIA-485
- Protocolo de comunicación DNP 3.0 o Modbus
- Seis (6) entradas de control configurable opto aisladas
- Ocho (8) contactos de salida programable para 6 Amperios continuos.
- Voltaje de alimentación 125 VCD + 10%.
- Frecuencia nominal 60 Hz.
- Sincronización horaria por medido de señal IRIG-B.
- Capacidad para almacenar registros oscilográficos.
- Deberá suministrarse el software en ambiente *windows* y *hardware*, necesarios para realizar las siguientes actividades: programación de las funciones de protección y control en forma local y remota, análisis estilográfico de fallas con representación de los canales analógicos y digitales seleccionados, análisis fasorial y de armónicos.

- Entradas de corriente:

Nominal:	5 Amperios
Continuo:	15 Amperios
Un segundo:	500 Amperios
Un ciclo:	1250 Amperios
- Entradas de voltaje:

Nominal:	80-208 VLL, 4 hilos en estrella
Continuo:	300 VLN
10 segundos:	365 VCA

5.2.3. Especificaciones de relevadores de protección de respaldo de generador

- Relevador de protección con tecnología basada en microprocesador con las funciones de protección siguientes:

27:	Bajo voltaje
32:	Potencia inversa
40:	Pérdida de excitación
46:	Sobrecorriente de secuencia negativa
50/51:	Sobrecorriente
59:	Sobrevoltaje
81:	Sobre / baja frecuencia
- Pantalla LCD para visualización de parámetros de corriente, voltaje, ángulo de fase, potencia activa, potencia reactiva y factor de potencia (MW, MVAR, PF) y frecuencia.
- Puertos de comunicación EIA-232 y EIA-485.
- Protocolo de comunicación DNP 3.0 o Mod bus.

- Cuatro contactos de salida programable para 6 Amperios continuos, 125 VCD.
- Cuatro entradas digitales
- Frecuencia de operación de 60 Hertz
- Voltaje de alimentación 125 VCD + 10%
- Registro secuencial de eventos
- Deberá suministrarse el *software* en ambiente *windows* y *hardware*, necesarios para realizar las siguientes actividades: programación de las funciones de protección y control en forma local y remota, análisis estilográfico de fallas con representación de los canales analógicos y digitales seleccionados, análisis fasorial y de armónicos.
- Entradas de corriente:

Nominal:	5 Amperios
Continuo:	15 Amperios
Un segundo:	250 Amperios
- Entradas de voltaje:

Nominal:	80-208 VLL, 4 hilos en estrella o delta abierta.
----------	--

5.2.4. Especificaciones de medidores de energía

- Tipo: switchboard breakout panel ION 8600.
- Voltaje de entrada: 57-277 VCA
- Fuente auxiliar de 125 VCD
- Corriente de entrada: 5 A clase 20
- Frecuencia nominal: 60 Hz.
- Exactitud: 0.2 norma ANSI / IEEE 12.20
- Capacidad de memoria: 2 MB
- Forma: configurable para conexión en estrella y en delta.
- Puertos de comunicación: RS-232/485, RS-485, infrarrojo.

- Puerto de sincronización de tiempo IRIG-B.
- Seguridad: protegido mediante *password*
- Capacidad de interrogación a distancia utilizando el sistema *Primeread*.

5.2.5. Especificaciones para celdas del generador

5.2.5.1. Celdas de neutro de generador 1 y generador 2

La puesta a tierra del generador se realizará mediante una resistencia conectada directamente a tierra o por medio de una resistencia conectada a un transformador. El método de aterrizamiento deberá ser determinado por un estudio, el cual tendrá ser aprobado por el INDE.

Los datos técnicos principales de las celdas son:

- Tensión nominal 13.8 kV
- Frecuencia nominal 60 Hz.
- Forma constructiva Metal - *Enclosed*
- Grado de protección en el interior del cuadro IP2X
- Grado de protección en el exterior del cuadro IP3X
- El suministro deberá incluir los equipos y materiales que se utilizarán para el aterrizamiento de los generadores de acuerdo con estudio aprobado por el INDE.

5.2.5.2. Celda de salida generador 1 y generador 2

- Un (1) interruptor tripolar, servicio interior, corte en SF6

- Tensión más elevada para el material: 24 kV
- Tensión nominal de servicio: 13,8 kV
- Intensidad nominal: 630 A
- Intensidad de cortocircuito soportada: 16 kA
- Frecuencia: 60 Hz.
- Tensión de ensayo a frecuencia industrial: 50 kV
- Tensión de ensayo con onda de choque: 125 kV
- Grado de protección en el interno del cuadro: IP2XC
- Grado de protección del cuadro: IP3X
- Tres (3) transformadores de tensión para medida, sincronización y protección, con fusibles en el devanado primario.
- Relación de transformación: $13800:\sqrt{3}/110:\sqrt{3} / 110:\sqrt{3} \text{ V} / 110: \sqrt{3} \text{ V}$
- Secundario 1: 30 VA, cl. 0.2
- Secundario 2: 30 VA, cl. 0.2
- Secundario 3: 30 VA, 3P
- Tres (3) transformadores de intensidad para medida
- Relación de transformación: 200/5 A
- Secundario 1: 30 VA, cl. 0.2
- Secundario 2: 30 VA, cl. 0.2
- Secundario 3: 30 VA, 5P20
- Secundario 4: 30 VA, 5P20
- Un (1) seccionador de línea tripolar con accionamiento manual.
- Un (1) relevador de protección con las siguientes funciones: direccional de sobrecorriente (67), sobre corriente 50/51, entradas de corriente de 5 A, entradas de voltaje de 100-250 VCA, voltaje de alimentación 125 VCD, 4 salidas digitales de alta capacidad de interrupción, 4 entradas digitales, puertos de comunicación EIA-232 y EIA-485, protocolo de comunicación Modbus o DNP 3.0.

- Un (1) relevador de protección con las siguientes funciones: bajo voltaje (27), alto voltaje (59), alta y baja frecuencia (81), sobrecorriente (50/51), entradas de corriente de 5 A, entradas de voltaje de 100-250 VCA, voltaje de alimentación 125 VCD, 4 salidas digitales de alta capacidad de interrupción, 4 entradas digitales, puertos de comunicación EIA-232 y EIA-485, protocolo de comunicación Modbus o DNP 3.0.
- Medidor de energía tipo panel, voltaje de entrada 0-150 VCA, fuente auxiliar de 125 VCD, corriente de entrada 5 A clase 10, frecuencia nominal: 60 Hz, exactitud 0.2 norma ANSI / IEEE 12.20, capacidad de memoria: 2 MB, forma 9, puertos de comunicación RS-232/485, RS-485, infrarrojo, puerto de sincronización de tiempo IRIG-B, seguridad: protegido mediante *password*.
- Blocks de pruebas tipo Areva para medidor y relevador de protección.
- Tres pararrayos
- Un (1) diagrama mímico
- Material auxiliar

5.2.5.3. Celda de salida de generador 3

- Un (1) interruptor tripolar, servicio interior, corte en SF6.
- Tensión del sistema: 13.8 kV
- Intensidad nominal: 630 A
- Poder de corte: 16 kA.
- Tres (3) transformadores de intensidad para protección y medida.
- Relación de transformación: 200/5-5 A
- Secundario 1: 30 VA, cl. 0.2
- Secundario 2: 30 VA, cl. 0.2
- Secundario 3: 30 VA, 5P20
- Secundario 4: 30 VA, 5P20

- Tres (3) transformadores de tensión para medida y protección.
- Relación de transformación: $13800:\sqrt{3}/110:\sqrt{3} \text{ V} / 110:\sqrt{3} \text{ V} / 110:\sqrt{3} \text{ V}$
- Secundario 1: 30 VA, cl. 0.2
- Secundario 2: 30 VA, cl. 0.2
- Secundario 3: 30 VA, 3P
- Un (1) seccionador de tierra tripolar con accionamiento manual.
- Un (1) relevador de protección con las siguientes funciones: direccional de sobrecorriente (67), sobrecorriente 50/51, entradas de corriente de 5 A, entradas de voltaje de 100-250 VCA, voltaje de alimentación 125 VCD, 4 salidas digitales de alta capacidad de interrupción, 4 entradas digitales, puertos de comunicación EIA-232 y EIA-485, protocolo de comunicación Modbus o DNP 3.0.
- Un (1) relevador de protección con las siguientes funciones: bajo voltaje (27), alto voltaje (59), alta y baja frecuencia (81), sobrecorriente (50/51), entradas de corriente de 5 A, entradas de voltaje de 100-250 VCA, voltaje de alimentación 125 VCD, 4 salidas digitales de alta capacidad de interrupción, 4 entradas digitales, puertos de comunicación EIA-232 y EIA-485, protocolo de comunicación Modbus o DNP 3.0.
- Tres pararrayos
- Un (1) diagrama mímico
- Medidor de energía tipo panel, voltaje de entrada 0-150 VCA, fuente auxiliar de 125 VCD, corriente de entrada 5 A clase 10, frecuencia nominal: 60 Hz, exactitud 0.2 norma ANSI / IEEE 12.20, capacidad de memoria: 2 MB, forma 9, puertos de comunicación RS-232/485, RS-485, infrarrojo, puerto de sincronización de tiempo IRIG-B, seguridad: protegido mediante *password*.
- Blocks de pruebas tipo Areva para medidor y relevador de protección
- Material auxiliar

5.3. Especificaciones del sistema de protección del transformador y medición

5.3.1. Especificaciones del tablero de protección, control y medición del transformador de 10 MVA y línea de 69 kV

Se suministrará un tablero de protección, control y medición, cuyo diseño deberá considerar los siguientes criterios:

El tablero se diseñará tomando como criterio los equipos, accesorios y características que se indican a continuación, siendo esta descripción indicativa, más no limitativa a lo siguiente:

- Un relevador de protección principal y un relevador de protección de respaldo de transformador.
- Un relevador de protección principal y un relevador de protección de respaldo para la línea de 69 kV.
- Dos multimedidores de energía.
- Un (1) Mando a distancia del interruptor de 69 kV y del interruptor de 13.8 kV con los siguientes requerimientos: mando local-remoto, así como sus indicaciones del estado del mismo: abierto (color verde); cerrado (color rojo); botones para maniobra a distancia del interruptor, color verde, abierto y color rojo cerrado; contactos de señalización a distancia de anomalías de funcionamiento del interruptor (alarmas), tiempo de neutralización y/o bloqueo, etc., totalmente cableados a bornera. No se admitirán contactos comunes a dos funciones.
- Módulo de alarmas tipo LED de 36 ventanas, con control de reconocimiento, reset y pruebas, contacto de salida forma C para control de autodiagnóstico.

- Relevadores auxiliares de disparo y bloqueo de cierre de interruptor con las siguientes características: alta velocidad con contactos de corte en la bobina de operación, indicación visual de operación, reposición manual por medio de manija o de botón pulsador, 125 VCD.
- Cada relevador de protección y multimedidor debe tener su respectivo block de pruebas tipo Areva, diseñado para cortocircuitar las señales de corriente de los transformadores de medida.
- El block de pruebas debe suministrarse con peineta o accesorio para realizar las pruebas.
- La protección de los circuitos de servicios auxiliares para el equipo de protección, control y medición deben ser cableados en forma independiente.
- La protección de los circuitos de los servicios auxiliares debe ser mediante interruptores termomagnéticos de corriente directa y alterna y contar con contactos de alarma.
- Los tableros de protección deben cumplir con la norma ANSI C37.90 y con acabado en pintura color gris ANSI 70, resistente a la humedad y corrosión.
- Para la puesta a tierra, el tablero debe contar con una barra de cobre de capacidad no menor de 300 A.
- La puerta de acceso al interior debe ser a todo lo alto, giratorio, con bisagras, y empaques de sello para evitar la entrada de polvo. La puerta debe tener conexión a tierra por medio de trenzas flexibles de cobre hacia el cuerpo principal del gabinete.
- En el frente debe contar con una puerta con acrílico transparente de un espesor no menor a 5 mm., con empaques de sello para evitar la entrada de polvo, cerradura de manivela de tipo pivote y marco estructural para evitar que se flexione.

- El alambrado del tablero debe efectuarse atendiendo la siguiente disposición:

Circuito de control: rojo
Circuitos de potencial: negro
Circuitos de corriente: blanco
Conexiones a tierra: verde
Circuitos de disparo: naranja

- El calibre de los conductores usados debe ser adecuado para cada aplicación. Para circuitos de corriente y potencial, en ningún caso menos que el calibre 12 AWG, de 19 hilos.
- Los conductores que se conecten a terminales y borneras deben contar con identificación grabada en forma permanente e indeleble, de acuerdo con los diagramas de cableado.
- Las tablillas y borneras utilizadas en los tableros deben estar identificadas de acuerdo a los diagramas de alambrado, y ser de uso semipesado con aislamiento de 600 V y 30 A.
- Se debe dejar un 20% de terminales y borneras en reserva, para montajes posteriores por parte de EGEE.
- Las terminales de los conductores deben ser de tipo ojo o anillo para sujetarse a tablillas mediante tornillos. No se permiten más de dos terminales por punto de conexión.
- Se deben utilizar canaletas o ductos con tapas y perforaciones para facilitar la colocación y acceso a tablillas de los cables de control.
- El tablero debe contar con resistencias calefactoras, con su correspondiente termostato.
- Señalización mímica de la representación del panel de protección en el sistema de generación y rotulación del nombre del tablero y los equipos que contiene.
- Iluminación con lámpara activada, automáticamente, al abrir puertas.

5.3.2. Especificaciones del relevador de protección diferencial del transformador

- Relevador de protección de transformador con tecnología basada en microprocesador.
- Elementos de protección diferencial (87T) por fase y por devanado restringido, el cual deberá operar mediante pendiente programable.
- Restricción de 2da. y 5ta. armónicas. El porcentaje de bloqueo por presencia de armónicas deberá ser programable.
- Compensación de ángulo de desfase para transformadores delta-estrella.
- Filtrado de secuencia cero para fallas externas.
- Los arranques diferenciales con restricción y sin restricción de armónicas deberán ser programables.
- Protección de sobrecorriente de fase, residual, secuencia cero y secuencia negativa por devanado de transformación.
- Los elementos de sobrecorriente deberán ser programables para operar mediante curvas de tiempo inverso, tiempo definido y elementos instantáneos.
- Pantalla LCD para visualización de parámetros de corriente.
- Seis (6) entradas optoaisladas programables, con un voltaje nominal de operación de 125 VCD.
- Ocho (8) contactos de salida programable con un voltaje nominal de operación de 125 VCD, fabricados bajo la norma IEC 255-0-20.
- Capacidad para almacenar registros oscilográficos con indicación fecha, hora y número de evento.
- Frecuencia de operación de 60 Hz.
- Voltaje de alimentación de 125 VCD.
- Sincronización horaria por medido de señal IRIG-B.

- Puertos de comunicación RS-232 y EIA-485 para interrogación y programación.
- Protocolo de comunicación DNP 3.0 o Mod bus.
- Deberá suministrarse el software en ambiente windows y hardware necesario para realizar las siguientes actividades: programación de las funciones de protección y control en forma local y remota, análisis estilográfico de fallas con representación de los canales analógicos y digitales seleccionados, y análisis fasorial y de armónicos.
- Entradas de corriente:

Nominal:	5 Amperios
Continua:	15 Amperios
Un segundo:	500 Amperios

5.3.3. Especificaciones de relevador de protección de respaldo de transformador

- Relevador de protección con tecnología basada en microprocesador

50/51:	Sobrecorriente de fase, tierra y secuencia negativa para devanado de alta tensión.
50/51:	Sobrecorriente de fase, tierra y secuencia negativa para devanado de baja tensión.
50/51N:	Sobrecorriente del neutro del transformador.
- Seis entradas de corriente:

Nominal:	5 Amperios
Continua:	15 Amperios
Un segundo:	250 Amperios
- Pantalla LCD para visualización de parámetros de corriente.
- Cuatro contactos de salida programable para 6 Amperios continuos, 125 VCD.

- Frecuencia de operación de 60 Hertz.
- Voltaje de alimentación de 125 VCD.
- Puertos de comunicación RS-232 y EIA-485 para interrogación y programación.
- Protocolo de comunicación DNP 3.0 o Mod bus.
- Sincronización horaria por medido de señal IRIG-B.
- Deberá suministrarse el software en ambiente windows y hardware necesario para realizar las siguientes actividades: programación de las funciones de protección y control en forma local y remota, análisis estilográfico de fallas con representación de los canales analógicos y digitales seleccionados y análisis fasorial y de armónicos.

5.3.4. Celda de salida a transformador de 10 MVA

- Un (1) interruptor tripolar, servicio interior, corte en SF6.
- Tensión del sistema: 13.8 kV
- Intensidad nominal: 630 A
- Poder de corte: 16 kA
- Tres (3) transformadores de intensidad para protección y medida.
- Relación de transformación: 600/5-5 A
- Secundario 1: 30 VA, cl. 0.2
- Secundario 2: 30 VA, cl. 0.2
- Secundario 3: 30 VA, 5P20
- Secundario 4: 30 VA, 5P20
- Tres (3) transformadores de tensión para medida y protección.
- Relación de transformación: $13800:\sqrt{3}/110:\sqrt{3}V / 110:\sqrt{3}V / 110:\sqrt{3}V$
- Secundario 1: 30 VA, cl. 0.2
- Secundario 2: 30 VA, cl. 0.2
- Secundario 3: 30 VA, 3P

- Un (1) seccionador de tierra tripolar con accionamiento manual.
- Tres pararrayos
- Un (1) diagrama mímico
- Material auxiliar

5.4. Especificaciones del sistema de protección y medición de línea

5.4.1. Especificaciones de relevador de protección de línea de 69 kV

Para la protección de línea de 69 kV se deben suministrar dos relevadores de protección: de protección principal y respaldo, con las siguientes características:

- Frecuencia de operación de 60 Hz
- Voltaje de entrada nominal: 67 VCA fase a neutro, 3 fases, conexión 4 hilos.
- Corriente de entrada nominal: 5 Amperios, 15 A. continuos, 500 A durante un segundo.
- Fuente de alimentación: 125 VCD
- Tipo de disparo: programable entre tripolar y monopolar.
- Capacidad de capturar osciloperturbografía con canales analógicos, digitales y elementos lógicos en forma automática y con una frecuencia de muestreo de hasta 8 kHz.
- Cuatro zonas de protección de distancia tipo Mho para detección de fallas de fases; una de las zonas con ajustes de cambio de direccionalidad.
- Cuatro zonas de protección de distancia tipo cuadrilateral para detección de fallas a tierra; una de las zonas con ajuste de cambio de direccionalidad.

- Elementos de alta velocidad que permitan disparos en menos de un ciclo para fallas a tierra.
- Protección de sobrecorriente de fase, residual y secuencia negativa con ajuste de direccionalidad.
- Control de recierre tripolar y/o monopolar con capacidad para verificar sincronismo.
- Pantalla de cristal líquido y leids de señalización
- Monitor de la fuente de alimentación
- Localizador de fallas
- Lógica de fallo de interruptor integrada
- Funciones de lógica programable para configuraciones de usuario en protección y control, con capacidad de manejar elementos del relevador.
- Comunicación digital entre relevadores para transmisión y recepción de elementos lógicos.
- Sincronización horaria por medido de señal IRIG-B
- Tres puertos de comunicación EIA 232
- Protocolo de comunicación DNP 3.0
- Ocho (08) contactos de salida programable, de los cuales 3 deber ser de alta capacidad interruptora. Los contactos deber estar fabricados bajo la norma IEC 255-0-20.
- 06 entradas optoaisladas programables con un voltaje nominal de operación de 125 VCD.
- Medición de valores instantáneos de voltajes monofásicos y trifásicos
- Medición de valores instantáneos de corrientes
- Medición de potencias instantáneas monofásicas y trifásicas
- Debe cumplir con las normas IEC 255-21-3, IEC 255-5 e IEC 255-0-20 y certificación ISO 9001

- Deberá suministrarse el *software* en ambiente windows y hardware necesario para realizar las siguientes actividades: programación de las funciones de protección y control en forma local y remota, análisis estilográfico de fallas con representación de los canales analógicos y digitales seleccionados, análisis fasorial y de armónicos.
- Manual de operación del *software*
- Manual de instrucciones del relevador

5.4.2. Especificaciones de medidores de energía

- Tipo panel
- Voltaje de entrada: 0-150 VCA
- Fuente auxiliar de 125 VCD
- Corriente de entrada: 5 A clase 10
- Frecuencia nominal: 60 Hz.
- Exactitud: 0.2 norma ANSI / IEEE 12.20
- Capacidad de memoria: 2 MB
- Puertos de comunicación: RS-232/485, RS-485, infrarrojo.
- Puerto de sincronización de tiempo IRIG-B.
- Seguridad: protegido mediante *password*

5.4.3. Celda de línea El Porvenir

- Un (1) interruptor tripolar, servicio interior, corte en SF6.
- Tensión del sistema: 13.8 kV
- Intensidad nominal: 630 A
- Capacidad de corte: 16 kA.
- Tres (3) transformadores de intensidad para protección y medida.
- Relación de transformación: 50/5-5 A

- Secundario 1: 30 VA, cl. 0.2
- Secundario 2: 30 VA, cl. 0.2
- Secundario 3: 30 VA, 5P20
- Tres (3) transformadores de tensión para medida y protección.
- Relación de transformación: $13800:\sqrt{3}/110:\sqrt{3}V / 110:\sqrt{3}V / 110:\sqrt{3} V$
- Secundario 1: 30 VA, cl. 0.2
- Secundario 2: 30 VA, cl. 0.2
- Secundario 3: 30 VA, 3P
- Un (1) seccionador de tierra tripolar con accionamiento manual.
- Dos (2) relevadores de protección con las siguientes funciones: bajo voltaje (27), alto voltaje (59), alta y baja frecuencia (81), sobrecorriente (50/51), entradas de corriente de 5 A, entradas de voltaje de 100-250 VCA, voltaje de alimentación 125 VCD, 4 salidas digitales de alta capacidad de interrupción, 4 entradas digitales, puertos de comunicación EIA-232 y EIA-485, protocolo de comunicación Modbus o DNP 3.0.
- Tres pararrayos
- Un (1) diagrama mímico
- Medidor tipo *switchboard breakout* panel ION 8600, Voltaje de entrada 57-277 VCA, fuente auxiliar de 125 VCD, corriente de entrada: 5 A clase 20, frecuencia nominal: 60 Hz, exactitud: 0.2 norma ANSI / IEEE 12.20, capacidad de memoria: 2 MB, forma 9, puertos de comunicación: RS-232/485, RS-485, infrarrojo, puerto de sincronización de tiempo IRIG-B, seguridad protegido mediante password, capacidad de interrogación a distancia utilizando el sistema *Primeread*, blocks de pruebas tipo Areva para medidor y relevador de protección.
- Material auxiliar

5.4.4. Celda de media tensión de reserva

- Un (1) interruptor tripolar, servicio interior, corte en SF6
- Tensión del sistema: 13.8 kV
- Intensidad nominal: 630 A
- Capacidad de corte: 16 kA
- Tres (3) transformadores de intensidad para protección y medida.
- Relación de transformación: 50/5-5 A
- Secundario 1: 30 VA, cl. 0.2
- Secundario 2: 30 VA, cl. 0.2
- Secundario 3: 30 VA, 5P20
- Tres (3) transformadores de tensión para medida y protección
- Relación de transformación: $13800:\sqrt{3}/110:\sqrt{3}V / 110:\sqrt{3}V / 110:\sqrt{3} V$
- Secundario 1: 30 VA, cl. 0.2
- Secundario 2: 30 VA, cl. 0.2
- Secundario 3: 30 VA, 3P
- Un (1) seccionador de tierra tripolar con accionamiento manual.
- Un (1) relevador de protección con las siguientes funciones: bajo voltaje (27), alto voltaje (59), alta y baja frecuencia (81), sobrecorriente (50/51), entradas de corriente de 5 A, entradas de voltaje de 100-250 VCA, voltaje de alimentación 125 VCD, 4 salidas digitales de alta capacidad de interrupción, 4 entradas digitales, puertos de comunicación EIA-232 y EIA-485, protocolo de comunicación Modbus o DNP 3.0.
- Tres pararrayos
- Un (1) diagrama mímico
- Medidor de energía tipo panel, voltaje de entrada 0-150 VCA, fuente auxiliar de 125 VCD, corriente de entrada 5 A clase 10, frecuencia nominal: 60 Hz, exactitud 0.2 norma ANSI / IEEE 12.20, capacidad de memoria: 2 MB, forma 9, puertos de comunicación RS-232/485, RS-485,

infrarrojo, puerto de sincronización de tiempo IRIG-B, seguridad: protegido mediante password.

- Blocks de pruebas tipo Areva para medidor y relevador de protección
- Material auxiliar

5.5. Especificaciones servicios auxiliares

5.5.1. Especificaciones de los cuadros de servicios auxiliares de corriente alterna

Tendrán que ser provistos dos cuadros de servicios auxiliares, uno destinado a proveer alimentación a los servicios auxiliares de los generadores, de la estación externa y a todos los auxiliares ayuntamientos de la central; mientras que el otro será destinado a proveer alimentación a los circuitos de iluminación.

Todos los armarios deberán ser metálicos, auto-estables, con protección IP41, en chapa de acero de espesor mínimo de 2 mm y armadura de refuerzo interior. Cada uno estará formado por cubículos con compartimientos individuales que formarán la alimentación general del cuadro y las distintas distribuciones de los servicios. En cada cubículo irán alojados los elementos de accionamiento y control de corriente alterna, tales como interruptores, seccionadores bajo carga, contactores, térmicos y su cableado de control asociado.

La acometida se hará por la parte inferior del cubículo, y las salidas de los cables de fuerza y control de cada cubículo se realizarán mediante bornas adecuadas, siendo accesible una puerta común a todas las salidas de una misma columna.

5.5.2. Tablero de servicios auxiliares de 480 V

Los datos principales deberán ser los siguientes:

- Tensión máxima asignada 660 V
- Tensión nominal de servicio 480 V
- Intensidad nominal 400 A
- Intensidad de cortocircuito soportada 16 kA
- Frecuencia 60 Hz.
- Tensión de ensayo a frecuencia industrial 2,200 V
- Tensión de impulso 10 kV
- Grado de protección IP-41
- Un (1) interruptor automático tripolar general
- Interruptores automáticos para 480 V, de acuerdo con las cargas instaladas.
- Un (1) medidor de energía trifásico clase 0.5 con despliegue simultáneo de energía activa, reactiva y aparente, voltaje y corriente.
- Barras de distribución horizontal y/o verticales
- Transformador con fusibles de protección para el suministro de la tensión de control.
- Barra de puesta a tierra
- Relevadores auxiliares necesarios
- Cableado de los circuitos de control
- Resistencia de caldeo
- Etiquetas de identificación
- Si la salida alimenta a un motor, dicha salida deberá ser tipo arrancador y llevar lo siguiente: un (1) interruptor automático tripolar con protección magnética, un (1) relevador térmico, lámparas de señalización de estado "en servicio" y "falta".

- Si en lugar de un motor se alimenta cualquier otro receptor llevará solo un interruptor automático tripolar con protección magnética.

5.5.3. Tablero de servicios generales y de alumbrado 208/120V

El cuadro será alimentado por un transformador BT/BT, del tipo en seco, derivado del cuadro de alimentación de los servicios auxiliares.

Los datos técnicos principales deberán ser los siguientes:

- Tensión máxima asignada 660 V
- Tensión nominal de servicio 208/120 V
- Intensidad nominal 200 A
- Intensidad de cortocircuito soportada 12 kA
- Frecuencia 60 Hz.
- Tensión de ensayo a frecuencia industrial 2200 V
- Tensión de impulso 10 kV
- Grado de protección IP-41
- Interruptores automáticos para 208 V de acuerdo con las cargas instaladas.
- Interruptores automáticos para 110 V de acuerdo con las cargas instaladas.
- Barra principal y de distribución
- Interruptores automáticos de alimentación con accionamiento eléctrico.
- Un (1) interruptor automático para cada salida
- Indicadores de medida de tensión e intensidad
- Lámparas de señalización de estado de las salidas
- Barra de puesta a tierra

- Relevadores auxiliares necesarios
- Cableado de los circuitos de control
- Resistencia de caldeo
- Etiquetas de identificación
- Se deberá incluir un transformador tipo seco para instalación interior con el fin de alimentar este panel. Dicho transformador tendrá las siguientes características: aislamiento tipo seco, 480/208-120 V, potencia de 15 kVA, frecuencia 60 Hz.

5.5.4. Sistema de corriente continua

El sistema de corriente continua deberá proveer un suministro de tensión segura para los circuitos de control y protección. La tensión de entrada del sistema deberá ser de 480 V y 60 Hz.

Las partes principales del sistema de corriente continua deberán ser como mínimo:

- Dos (2) cargadores de batería
- Una (1) unidad de control
- Un (1) banco de baterías libre de mantenimiento por lo menos durante 15 años, de tipo hermético.
- Un (1) cuadro de distribución de VCD

El rectificador cargador debe tener suficiente capacidad como para cargar las baterías y para suministrar la corriente a las cargas. Deberá ser de estado sólido y llevar regulación automática de tensión. Los modos de operación serán para carga de flotación y carga profunda. Deberá ser capaz de cargar las baterías después de una descarga total de éstas en, al menos, doce horas.

Tanto la entrada como la salida del rectificador deberán tener interruptores termomagnéticos trifásicos.

En el cuadro de distribución de corriente continua debe incluirse interruptores de dos polos para la maniobra y protección de los circuitos de alimentación a las cargas.

El alcance de suministro deberá incluir un sistema de ciento veinte (120) VCD y otro de veinticuatro (24) VCD; el primero será constituido por un transformador de alimentación 480/208 V, dos rectificadores-cargadores y un banco de baterías; el segundo será constituido por dos convertidores CD / CD alimentados por las tensión de batería.

5.5.4.1. Sistema de 120 VCD

La intensidad nominal del cargador deberá ser como mínimo de 200 A. El panel del cargador, que deberá ser auto soportado y tener los siguientes equipos:

- Un (1) transformador de alimentación trifásico 480/208 V
- Un (1) puente rectificador de diodos tiristores
- Una (1) unidad de control
- Un (1) filtro para disminuir el rizado
- Conmutadores de control
- Indicadores
- Elementos de alarma
- Material auxiliar

- Un banco de baterías libres de mantenimiento con todos sus accesorios para conexasión, para ser ubicada en racks en la sala correspondiente y su capacidad deberá ser como mínimo de setecientas cincuenta (750) Ah.
- El cuadro de distribución deberá estar dimensionado para una intensidad nominal no inferior a trescientos (300) A y una intensidad de cortocircuito soportada nominal de doce (12) kA.

Deberá haber tantas cargas como sean necesarias para alimentar los servicios; interiormente deberán estar equipadas con lo siguiente:

- Barra de distribución horizontal y/o verticales
- Relevadores auxiliares necesarios
- Cableado de los circuitos de control
- Resistencia de caldeo
- Etiquetas de identificación.

Si la salida alimenta a un motor, dicha salida deberá ser tipo arrancador y llevar lo siguiente:

- Un (1) interruptor automático tripolar con protección magnética
- Relevador térmico
- Lámparas de señalización de estado "en servicio" y "falla"

Si en lugar de un motor se alimenta cualquier otro receptor llevará solo un interruptor automático tripolar con protección magnética.

Incluirá igualmente lámparas indicadoras, amperímetro, voltímetro, resistencias de caldeo, borneros y demás material auxiliar.

5.5.4.2. Sistema de 24 VCD

La intensidad nominal de cada sección será como mínimo de ciento cincuenta (150) A.

El cuadro de distribución de cargas auxiliares deberá ser apto para una intensidad nominal no inferior a doscientos (200) A nominales y diez (10) kA de intensidad de cortocircuito soportada. Deberá haber tantas como sean necesarias para alimentar los servicios.

Deberá llevar también lámparas indicadoras, un amperímetro y un voltímetro, así como diverso material auxiliar.

5.5.4.3. Inversores

Se deben incluir en el suministro los inversores de cinco (5) kVA de potencia mediante los cuales se pueda alimentar de corriente alterna para control y alumbrado de emergencia, a partir de la tensión de ciento veinte (120) VCD.

Las tensiones de alimentación oscilarán entre los ciento cinco (105) y ciento cuarenta y cinco (145) V de corriente continua y deberán mantener la tensión de salida dentro de un 10% del valor nominal que son ciento veinte (120) VCA.

Deberán permanecer operativos durante los tiempos de alimentación normal y de fallo de potencia.

Las señales que deberán dar al exterior permitirán conocer:

- Fallo de operación
- Baja tensión de salida
- Alta tensión de salida
- Fallo de fuente principal

La regulación de tensión deberá ser del $\pm 1,5\%$ para un cambio en la carga de 0% al 100%.

Se deberá incluir en el suministro, un cuadro de distribución común a ambos inversores.

5.5.5. Transformador de servicios auxiliares

Se deberá suministrar un (1) transformador de tipo trifásico en seco aislado de resina teniendo las siguientes características generales:

- Potencia nominal en servicio continuo 500 kVA
- Relación de transformación 13.8 /0.48 kV
- Regulación de tensión al vacío sobre el extenso AT $\pm 2 \times 500$ V
- Enlace Dyn11
- Envolvimientos englobados
- Materiales conductores, envolvimientos de aluminio
- Instalación interior
- Clases ambientales, climáticas, al fuego E2 C2 F1
- Clase aislamiento primario y secundario F
- Sobretensiones, envolvimientos 100 °K
- Nivel de aislamiento, envolvimiento AT 17.5/38/75 kV

- Nivel de aislamiento, envolvimiento BT 1.12/3 kV
- Enfriamiento AN
- El suministro incluye, la instalación y los materiales y accesorios necesarios.

5.5.6. Planta de emergencia

Será diseñada para la alimentación del 50% de la carga de los servicios auxiliares de la planta. Con transferencia automática al circuito de 480 Voltios.

5.6. Especificación de cables y accesorios

El suministro de cables deberá incluir todos los necesarios para los sistemas de media (13.8 kV) y baja tensión, tanto de la central como del tramo de cable de la central a la subestación.

Deberán estar seleccionados para soportar las intensidades, tanto de carga nominal como de cortocircuito para una duración de un (1) segundo, así como para que las caídas de tensión que se produzcan en ellos no superen un cinco por ciento (5 %).

Los cables de baja tensión y de control deberán ser de hilos múltiples y tener pantalla de blindaje, mientras que los de media tensión deberán ser unipolares, formando ternas en caso necesario y estando equipados con botellas terminales en ambos extremos; también deberán tener pantalla de blindaje.

Se deberán incluir los accesorios necesarios como las canalizaciones en forma de bandejas, tubos, *conduits* y cajas de derivación y conexión. Para cada

nivel de tensión se tenderán canalizaciones separadas con la distancia adecuada, para evitar fenómenos de inducción entre ellos que podrían distorsionar la señal conducida (sobre todo en los cables de control). Todas las canalizaciones estarán puestas a tierra y conectadas a la red general de la central.

Para los cables de media tensión (13.8 kV) se deberá adoptar un tensión nominal de 8.7/15 kV. Deberán ser de cobre, con dos capas semiconductoras y aislamiento de polietileno reticulado (XLPE); con protección mecánica, química y retardante a la flama.

Los cables de fuerza de baja tensión deberán tener las siguientes características:

- Aislamiento y cubierta de PVC
- Tensión de aislamiento de 0.6/1 kV

Los cables de control deberán ser de cobre, con aislamiento y cubierta de PVC y pantalla de blindaje de cobre; las secciones mínimas previstas serán:

- Circuitos de corriente: 4.0 mm²
- Circuitos tensión: 2.5 mm²
- Circuitos de mando y señalización: 1.5 mm²

Las cajas de centralización y distribución de cables deberán ser de acero galvanizado y grado de protección IP55 como mínimo.

5.7. Especificación de la red de tierras

Las características generales de la red de tierra deberán asegurar una adecuada protección tanto para el personal contra descargas de los equipos como contra las descargas de tipo atmosférico; al tiempo que se asegure un correcto funcionamiento de las protecciones. La instalación de tierra existente será extendida con la ampliación de la central.

De manera general, el sistema deberá estar constituido por lo siguiente:

- Línea principal de tierra constituida por barras de cobre de sección mínima de ciento ochenta (180) mm² a la que se deberán conectar todas las demás derivaciones mediante cable de cobre de sección mínima de cincuenta (50) mm².
- Una malla reticulada de cobre de noventa y cinco (95) mm² enterrada y unida con picas que estarán clavadas en el terreno, con dispositivos adecuados que no dañen ni las picas ni sus elementos de conexión con la malla.

Se deberán conectar a tierra todos los elementos portacables desde el inicio de su recorrido y se asegurará su continuidad entre todos los sistemas conectados.

Asimismo, se conectarán a tierra las armaduras y las pantallas de los cables de los cables en los puntos de alimentación, exclusivamente, dejando libre el otro extremo de los mismos, no considerándose en ningún caso las armaduras como conductor de protección.

Se conectarán a la red general de tierra todas las partes metálicas de los equipos eléctricos, mediante conductores de cobre y terminales de compresión.

Las conexiones enterradas de la malla de tierra con las armaduras del hormigón se realizarán mediante soldadura.

El cable utilizado deberá ser de cobre electrolítico, de las secciones indicadas y estirado en frío.

Las picas deberán ser de acero y recubiertas de cobre, de veinte (20) mm de diámetro y dos punto cinco (2.5) m de longitud. Uno de sus extremos terminará en punta y el otro irá roscado para poder aumentar la longitud con otro tramo de las mismas características, mediante manguitos de empalme.

Las barras de tierra serán de pletina de cobre con grapas atornilladas construidas en bronce, para la conexión de los cables de cobre.

Se deberá disponer de puentes de prueba de bronce o latón que permitan aislar la red de tierra de los equipos a los que están conectados, con el fin de efectuar mediciones de la resistencia de puesta a tierra.

Se incluirán terminales de conexión del tipo pala de bronce o latón, grapas de derivación del mismo material, que se utilizarán en las derivaciones que no sean enterradas.

Para las derivaciones enterradas se utilizará soldadura aluminotérmica tipo "*cadweld*".

CONCLUSIONES

1. La guía para el desarrollo de la rehabilitación y repotenciación para una central hidroeléctrica y sus sistemas consiste en: la elaboración del perfil del proyecto, el desarrollo de los estudios de prefactibilidad y factibilidad, la elaboración del diseño final y la elaboración de las especificaciones técnicas y términos de referencia.
2. Para una adecuada indicación de los requerimientos, se deben describir los elementos que componen los sistemas de media y baja tensión de una central hidroeléctrica, los cuales son: sistema de excitación del generador, tableros de protecciones, protecciones primarias, protecciones de respaldo, medidores de energía, celdas, servicios auxiliares, cables y accesorios y red de tierras.
3. Los criterios de diseño aplicados a las especificaciones técnicas y términos de referencia para los sistemas de media y baja tensión de las centrales hidroeléctricas son: seguridad, confiabilidad, simplicidad de operación, calidad de voltaje, requerimientos de mantenimiento, flexibilidad y costo.
4. Los aspectos de diseño que deben considerarse en las especificaciones técnicas y términos de referencia, para los sistemas de media y baja tensión de las centrales hidroeléctricas son: selección de nivel de tensión, nivel de cortocircuito, forma de aislamiento de fallas a tierra, liberación rápida de fallas, operación de las protecciones y prevención de la operación con fallas.

5. Todos los equipos de medición, control y protección, deben contar con puerto *Ethernet* para adaptarlos al sistema de automatización de la planta y realizar los procesos de mando, protección, control local y telecontrol.
6. Para dar excitación a un generador síncrono se hace circular una corriente continua por el circuito de los polos inductores, lo que representa entre el 0,5 % al 1% de la potencia útil del generador.
7. Los transformadores encapsulados en resina fundible, únicamente necesitan aire para el enfriamiento; son resistentes a las altas temperaturas y a los ambientes húmedos; además, el reducido riesgo de incendio permite su instalación en el centro de gravedad de la carga; de este modo se consigue un ahorro en los costes de inversión y de energía, y la resistencia a picos de tensión de breve duración. La sobrecarga permanente, es posible gracias a la instalación de ventiladores.
8. Los tableros de protección deben cumplir con la norma ANSI C37.90 y con acabado en pintura color gris ANSI 70, resistente a la humedad y corrosión, debido al ambiente húmedo y las celdas del tipo Metal-Clad, deben construidas de acuerdo con el estándar ANSI/IEEE C37.20.2-1993.

RECOMENDACIONES

1. Tomar en cuenta todos los criterios en el presente trabajo de graduación como una guía, mas no como limitante, para formar los respectivos términos de referencia para los equipos de media y baja tensión.
2. El interesado en realizar los términos de referencia deberá contar con las normas mencionadas en los mismos, para tener un conocimiento más amplio sobre los estándares de los equipos que serán requeridos.
3. En los términos de referencia deberán requerirse los documentos y especificaciones técnicas del fabricante de todos los equipos ofertados, para conocer las capacidades, pruebas, posibles problemas y soluciones de los mismos.
4. El proveedor deberá detallar exhaustivamente las características generales de todos los equipos; e indicar, entre otros, los sistemas de protección contra errores de maniobra y contactos accidentales.
5. Velar porque la protección de respaldo asegure y proteja aquellas partes del sistema de potencia que la protección principal no hace; debiendo ser capaz de liberar una falla en caso dicha protección no responda.

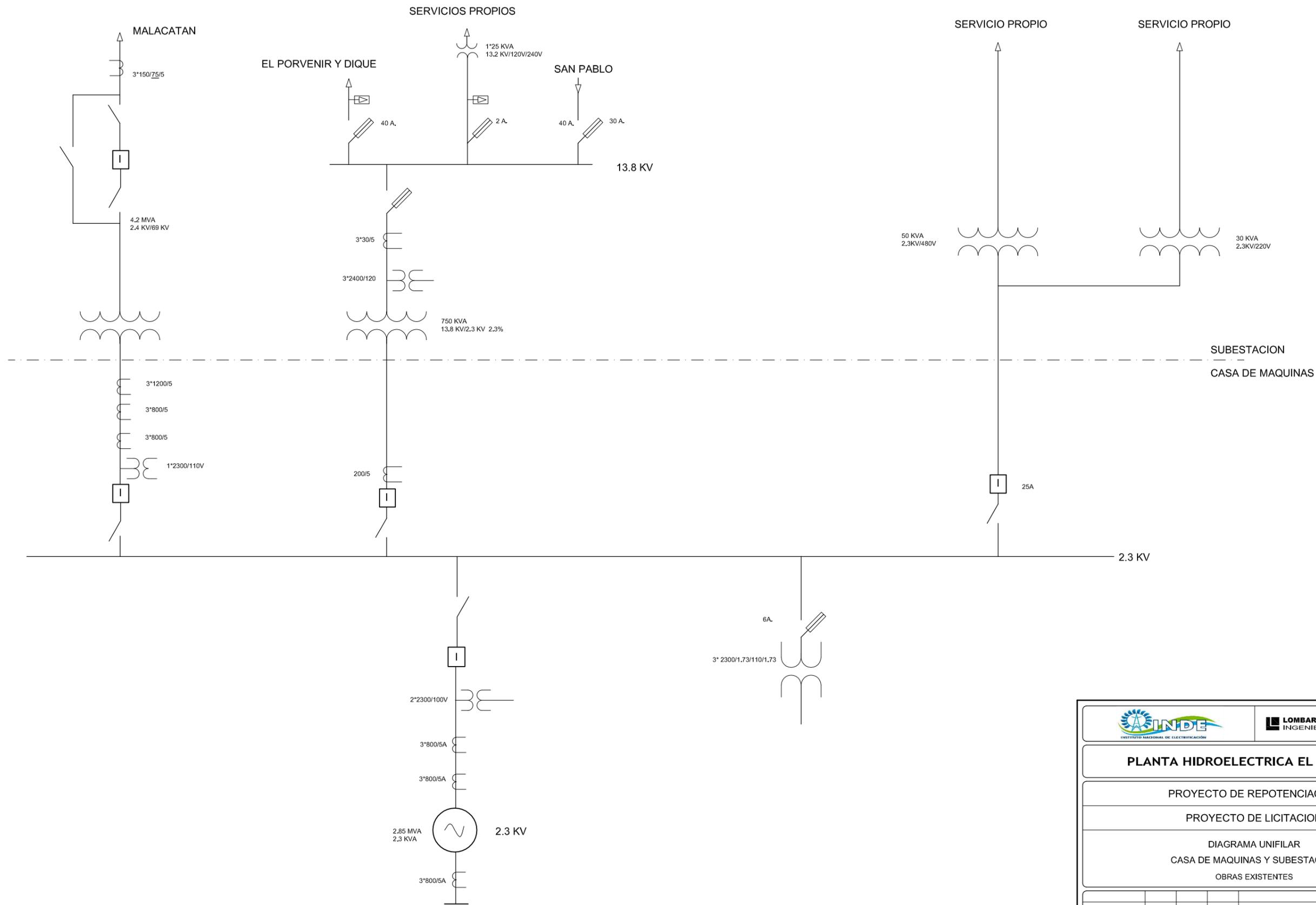
6. Para la protección de los circuitos de los servicios auxiliares deben usarse interruptores termomagnéticos de corriente directa y alterna, y contar con contactos de alarma.
7. Las celdas de 13.8 kV deberán ser de aislamiento en aire, con estructura rígida, compartimentada y del tipo autosoportada, y con chapa de acero, según la norma IEC 60298.
8. Los armarios que se utilicen deben ser metálicos, autoestables, con protección IP41, en chapa de acero de espesor mínimo de 2 mm y armadura de refuerzo interior.
9. Los cables de baja tensión y de control deben ser de hilos múltiples y tener pantalla de blindaje, mientras que los de media tensión deben ser unipolares formando ternas en caso necesario y estando equipados con botellas terminales en ambos extremos; estos también deberán tener pantalla de blindaje.
10. Deberá capacitarse al personal como norma de seguridad, ya que todas las canalizaciones y elementos portacables estarán puestos a tierra y conectados a la red general de tierra de la central.

BIBLIOGRAFÍA

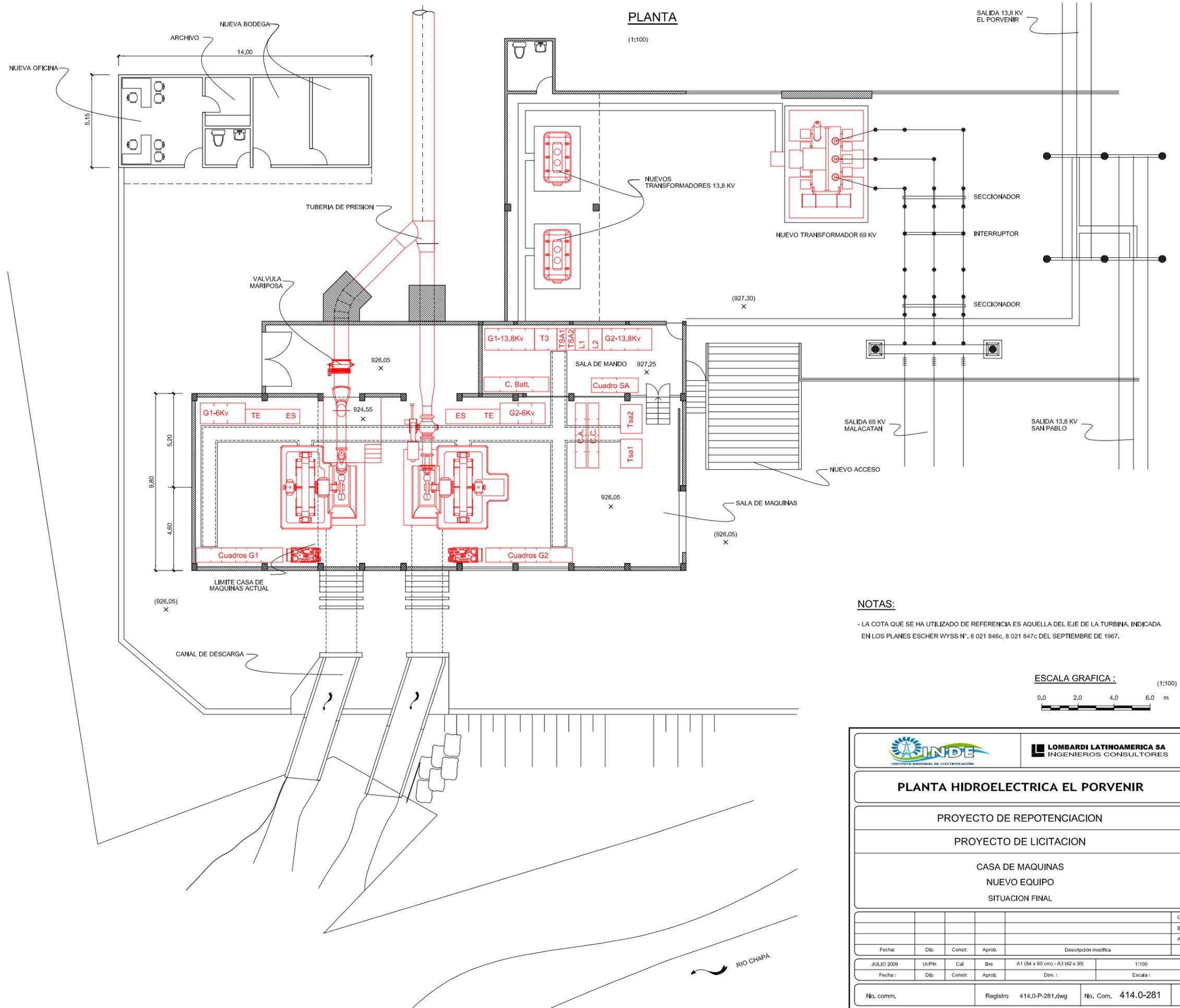
1. CHAPMAN, Stephen. *Máquinas eléctricas*. 2ª ed. México: McGraw-Hill, 1996. 742 p.
2. ENRÍQUEZ HARPER. *Elementos de diseño de subestaciones eléctricas*. 2ª ed. México: Limusa, 2007. 322 p.
3. Escuela Politécnica Nacional de Ecuador. *Diseño del sistema de protecciones eléctricas*. Ecuador: Facultad de Ingeniería Eléctrica y Electrónica, 2005. Capítulo 5. 27 p.
4. FITZGERALD, A. *Teoría y análisis de las máquinas eléctricas*. 2ª ed. México: Editia Mexicana. 1984. 587 p.
5. GUERRERO SPÍNOLA, Alba Maritza. *Formulación y evaluación de proyectos*. Guatemala: Facultad de Ingeniería, Universidad de San Carlos de Guatemala, 2005. 170 p.
6. MORALES MAZARIEGOS, Juan Fernando. *Elementos básicos de protección de sistemas de potencia*. Guatemala: Departamento de Comunicación Corporativa EEGSA, 2005. 158 p.
7. ORTIZ FLORES, Ramiro. *Pequeñas centrales hidroeléctricas*. Colombia: McGraw-Hill, 2001. 130 p.

8. RIFALDI, Alfredo. *Servicios auxiliares en corriente continua*. 3ª ed. Argentina: McGraw-Hill, 2000. 112 p.
9. STEVENSON, William D. *Análisis de sistemas eléctricos de potencia*. México: McGraw-Hill, 1996. 126 p.

ANEXOS



PLANTA HIDROELECTRICA EL PORVENIR					
PROYECTO DE REPOTENCIACION					
PROYECTO DE LICITACION					
DIAGRAMA UNIFILAR CASA DE MAQUINAS Y SUBESTACION OBRAS EXISTENTES					
Fecha:	Dib.:	Constr.:	Aprob.:	Descripción modifica:	C
JULIO 2009	Bor/Ur	Cal	Bre	A1 (84 x 60 cm) - A3 (42 x 30)	1:100
Fecha:	Dib.:	Constr.:	Aprob.:	Dim.:	Escala:
No. comm.	Registro	414,0-P-213.dwg	No. Com.	414.0-213	



NOTAS:
 - LA COTA QUE SE HA UTILIZADO DE REFERENCIA ES AQUELLA DEL EJE DE LA TURBINA, INDICADA EN LOS PLANES ESCHER WYSS N°. 8 021 846c, 8 021 847c DEL SEPTIEMBRE DE 1967.



PLANTA HIDROELECTRICA EL PORVENIR			
PROYECTO DE REPOTENCIACION			
PROYECTO DE LICITACION			
CASA DE MAQUINAS NUEVO EQUIPO SITUACION FINAL			
Fecha:	Dib.:	Constr.:	Aprob.:
JULIO 2009	Ur/Pn	Cal	Bre
A1 (84 x 60 cm) - A3 (42 x 30)			1:100
Fecha:	Dib.:	Constr.:	Aprob.:
Dim.:			Escala:
No. comm.	Registro	414,0-P-281.dwg	No. Com. 414.0-281

RIO CHAPPA

RIO CHAPPA