

**IDENTIFICACIÓN DE FALLAS EN UN GENERADOR DE ENERGÍA USANDO
SISTEMAS EXPERTOS**

CARLOS ACEVEDO PEMBERTHY

**INSTITUCIÓN UNIVERSITARIA PASCUAL BRAVO
FACULTAD DE INGENIERÍA
INGENIRÍA ELECTRICA
MEDELLÍN
2017**

**IDENTIFICACIÓN DE FALLAS EN UN GENERADOR DE ENERGÍA USANDO
SISTEMAS EXPERTOS**

CARLOS ACEVEDO PEMBERTHY

Trabajo de grado para optar al título de ingeniero Electricista

Asesor

HECTOR ANIBAL TABARES OSPINA

Maestría en Ingeniería de Sistemas

INSTITUCIÓN UNIVERSITARIA PASCUAL BRAVO

FACULTAD DE INGENIERÍA DE ELÉCTRICA

MEDELLÍN

2017

Contenido

	Pág.
Introducción.....	15
1. Planteamiento del problema.....	16
1.1 Descripción	16
1.2 Formulación	17
2. Justificación	18
3. Objetivos.....	19
3.1 Objetivo General.....	19
3.2 Objetivo específicos.....	19
4. Marco Teórico.....	20
4.1 Centro de control generación EPM.....	20
4.1.1 La generación en EPM 3257.6 MW Instalados.....	21
4.1.2 Mini central Dolores.....	22
4.2 Centrales Hidroeléctricas EPM.....	22
4.2.1 Central Troneras	22
4.2.2 Central Guadalupe III	22
4.2.3 Central Guadalupe IV.....	23
4.2.4 Porce III.....	23
4.2.5 Central Caracolí.....	24
4.2.6 Central Riogrande I	25
4.2.7 Central Guatapé	25
4.2.8 Central Playas.....	26
4.2.9 Central rio abajo.....	27
4.2.10 Centrales Sonsón I y II	27
4.2.11 Central la herradura.....	27
4.2.12 Central Támesis.....	28
4.2.13 Central la vuelta y la herradura	28
4.2.14 Central la tasajera y piedras blancas.....	29

4.2.15 Central Piedras Blancas.....	29
4.2.16 Central ayurá.....	30
4.2.17 Central Niquía	30
4.3 Generadores	32
4.3.1 Partes de un generador eléctrico.....	35
4.3.2 Sistema de enfriamiento o refrigeración de un Generador Sincrónico.....	41
4.3.3 Refrigeración por hidrógeno.....	42
4.3.4 Refrigeración por agua / hidrógeno.....	42
4.3.5 Generadores enfriados por aire.....	46
4.3.6 Generadores enfriados por hidrógeno.	46
4.3.7 Generadores enfriados por hidrógeno / agua.	46
4.4 Tipos de diseños.....	46
4.5. Red eléctrica.....	50
4.6 Sistemas de protección Eléctricos.....	51
5. Metodología.....	54
5.1 Tipo de estudio.....	54
5.2 Método	54
5.3 Instrumentos de recolección de la información.	54
5.3.1 Fuentes primarias.	54
5.3.2 Fuentes secundarias.....	54
6. Resultados Del Proyecto	55
6.1 Minimizar las posibles desconexiones de los generadores sincronizados a la red para evitar los intempestivos bajones de frecuencia.	55
6.2 Verificar los principales riesgos eléctricos que se presentan en los componentes del sistema eléctrico para evitar pérdidas económicas a la empresa generadora.....	58
6.3 Considerar la aplicación de protecciones especiales que corresponden solo a los generadores para ubicar específicamente el lugar de la falla.....	60
6.3.1 Protección de generadores.....	75
6.3.2 Protección del Estator.....	76
6.3.3 Protección de generador con neutro desconectado de tierra	78

6.3.4 Protección de generador con neutro conectado a tierra a través de una resistencia o reactancia	79
6.3.5 Protección de generador con neutro conectado a tierra a través de un transformador de distribución	80
6.3.6 Protección de respaldo-fallas externas al generador.	88
6.3.7 Protección contra motoreo.....	88
6.3.8 Protección de transformadores	89
6.3.9 Protección contra fallas internas.	89
6.3.10 Protección Diferencial.....	90
6.3.11 Protección diferencial de transformadores de centrales con esquema en bloque.....	92
6.3.12 Protección Buchholz.....	92
6.3.13 Protección restringida - fallas a tierra.....	94
6.3.14 Protección a masa o de estanque	95
6.3.15 Protección contra sobrecalentamiento.	96
6.3.16 Protección de respaldo - fallas externas.....	98
6.3.17 Protección de respaldo.	98
6.3.18 Protección de respaldo remoto	99
6.3.19 Protección de respaldo local.....	100
6.4 Descripción numérica de cada una de las protecciones mecánicas y eléctricas	101
6.4.2 Pruebas en interruptores.....	113
6.4.3 Pruebas En Pararrayo y Seccionadores.....	115
7. Conclusiones	117
8. Recomendaciones	118
Referencias bibliográficas.....	119

Lista de figuras

	Pág.
Figura 1. Cadena Guatapé Playas EPM -----	21
Figura 2 de Central Hidroeléctrica BONYIC (EPM Panamá) -----	31
Figura 3. Central Hidroeléctrica BONYIC (EPM Panamá) -----	31
Figura 4. Estator -----	36
Figura 5. Estator del generador (R.K) 68 Mw-----	36
Figura 6. Estator (General Electric) 150 Mw del generador de Termosierra EPM -----	37
Figura 7. Conexión en estrella-----	38
Figura 8. Conexión en delta-----	38
Figura 9. Rotor de polos salientes (R.K) Central Hidroeléctrica de playas EPM -----	40
Figura 10. Rotor Genarador Central hidroplayas -----	41
Figura 11. Rotor de cilíndrico o Polos lisos -----	41
Figura 12. Esquema de refrigeración en el generador-----	43
Figura 13. Sistema de Refrigeración Agua por Radiador-----	44
Figura 14. Intercambiador serpertin agua de un cojinete -----	44
Figura 15. Intercambiador sepertin agua aceite de un cojinete -----	44
Figura 16. Parte interna intercambiador con la cámara (video copia) -----	45
Figura 17. Parte externa intercambiador con la cámara (video copia)-----	45
Figura 18. Generador con polos en el estator -----	47
Figura 19. Rotor de polos salientes entrando al Estator (R.K)-----	47
Figura 20. Rotor (General Electric) U1 de polos lisos entrando al Estator Central Termosierra EPM -----	48
Figura 21. Acople superior (Araña) al estator (R.K) -----	48
Figura 22. Generador sin escobillas -----	49
Figura 23. Alternador sin escobilla -----	49
Figura 24. Red eléctrica -----	51
Figura 25. Riesgos Eléctricos-----	58
Figura 26. Diagrama unifilar. Esquema de protección Central Playas-----	61

Figura 27. Esquema de protecciones -----	62
Figura 28. Relé Sel 300G. Panel frontal -----	63
Figura 29. Vista de los botones del panel frontal del relé Sel 300G -----	65
Figura 30. Relé SEL 387E Panel frontal-----	66
Figura 31. Relé SEL 387E Leds Panel frontal -----	67
Figura 32. Relé SEL 587 Panel frontal-----	70
Figura 33. Relé SELC Panel frontal -----	72
Figura 34. Relé SEL 551C Botones del Panel Frontal -----	72
Figura 35. SEL 2030 Panel frontal-----	75
Figura 36. Sel-387 Relé diferencial y sobrecorriente -----	101
Figura 37. SEL-587 Relé diferencial de corriente -----	102
Figura 38. SEL-551 Relé sobre corriente/Recierre -----	102
Figura 39. SEL-2664-----	103
Figura 40. Disposición de los Leds -----	103
Figura 41. Relé SEL-300G. Panel frontal-----	104
Figura 42. Pruebas Transformadores de Potencia -----	110
Figura 43. Transformadores de distribución-----	111
Figura 44. Transformadores de corriente (CTs) -----	112
Figura 45. Transformadores de potencia (PTs) -----	112
Figura 46. Pruebas en interruptores BT, MT y AT (baja, media, alta tensión-----	113
Figura 47. Pruebas en relés de protección -----	113
Figura 48. Medición de Sistemas de puesta a tierra -----	115
Figura 49. Pruebas en pararrayo y seccionadores -----	115

Lista de tablas

	Pág.
Tabla 1. Nomenclatura Protecciones normas ANSI y IEEE.....	60
Tabla 2. Descripción de funciones relés SEL 300 G	63
Tabla 3. Asignación de leds Panel frontal del Relé 587	67
Tabla 4. Asignación de Panel frontal del Relé 551C	72
Tabla 5 . Relé SEL-300G. Panel frontal	104
Tabla 6. Tabla control Relés de mando.....	105
Tabla 7. Relés de interposición JAL alarmas C/M. PLAYAS	108

Resumen

IDENTIFICACIÓN DE FALLAS EN UN GENERADOR DE ENERGÍA USANDO SISTEMAS EXPERTOS

Carlos Acevedo Pemberthy

La determinación de fallas registradas en la casa de máquinas de una central hidroeléctrica requiere un rápido tratamiento, si lo que se pretende es no afectar su operación y cumplimiento del servicio. Estas fallas generan alarmas globales y locales en los módulos de control, por lo que su solución hace parte de las labores de inspección diarias que hace el personal operativo y de mantenimiento. Se plantea como problema que la Institución Universitaria Pascual Bravo no posee una herramienta informática para que los estudiantes del programa de Ingeniería eléctrica o afines realicen prácticas sobre el asunto.

La metodología empleada para desarrollar el producto software fue el modelo en cascada que consiste en: Análisis de requisitos, Diseño del sistema, Diseño del programa, Codificación, Pruebas de validación, Verificación, Mantenimiento.

Como resultado, se presenta el desarrollo tecnológico del tipo software "Alarmas_Casa máquinas" que facilita la toma de decisiones conducentes a resolver las fallas registradas en la casa de máquinas de una central hidroeléctrica. El sistema propuesto modela el conocimiento específico del personal de mantenimiento de la planta, mediante relaciones entre las variables evidenciables y objetivo.

En las especificaciones de diseño del aplicativo desarrollado, la base de reglas se implementó en lenguaje C# de Microsoft, y la base de conocimiento reside en un manejador de bases de datos.

Palabras clave: Sistema Experto Asistente, Fallas Central Hidroeléctrica.

Abstract

The determination of faults in a hydroelectric power plant requires a rapid treatment, if it is intended not to affect its operation and service performance. These faults generate generic and specific alarms in the control modules, so that their solution is part of the daily inspection work done by the operating and maintenance staff. It is posed as a problem that the Pascual Bravo University Institution does not have a computer tool for the students of the electrical engineering or related program to practice.

The methodology used to develop the software product was the cascade model consisting of: Requirements analysis, System design, Program design, Coding, Validation tests, Verification, Maintenance. As a result, the technological development of the software type "Alarmas_Casa Aquinas" is presented, which facilitates decision making leading to the resolution of faults in a hydroelectric power plant. The proposed system models the specific knowledge of plant maintenance personnel, through relationships between the evidentiary and objective variables.

In the design specifications of the developed application, the rule base was implemented in Microsoft's C# language, and the knowledge base resides in a database handler.

Keywords: Expert system, faults in a hydroelectric power plant

Glosario.

Amperio: unidad de medida de la corriente eléctrica, que debe su nombre al físico francés André Marie Ampere, y representa el número de cargas (coulombs) por segundo que pasan por un punto de un material conductor. (1Amperio = 1 coulomb/segundo).

Arco Eléctrico: es una especie de descarga eléctrica de alta intensidad, la cual se forma entre dos electrodos en presencia de un gas a baja presión o al aire libre.

Bobina: arrollamiento de un cable conductor alrededor de un cilindro sólido o hueco, con lo cual y debido a la especial geometría obtiene importantes características magnéticas

Eólica: es aquella central donde se utiliza la fuerza del viento para mover el eje de los generadores eléctricos. Por lo general puede producir desde 5 hasta 300 kwatts.

Central de Generación Térmica: es aquella central donde se utiliza una turbina accionada por vapor de agua inyectado a presión para producir el movimiento del eje de los generadores eléctricos.

Central Hidroeléctrica: es aquella central donde se aprovecha la energía producida por la caída del agua para golpear y mover el eje de los generadores eléctricos.

Comercialización: consiste en la venta, facturación y cobro por el servicio eléctrico prestado a los consumidores finales.

Corriente Eléctrica: es el flujo de electricidad que pasa por un material conductor; siendo su unidad de medida el amperio. y se representan por la letra I.

Corriente Eléctrica Alterna: el flujo de corriente en un circuito que varía periódicamente de sentido. Se le denota como corriente A.C. (Altern current) o C.A. (Corriente alterna).

Corriente Eléctrica Continua: el flujo de corriente en un circuito producido siempre en una dirección. Se le denota como corriente D.C. (Direct current) o C.C. (Corriente continua).

Coulomb: es la unidad básica de carga del electrón. Su nombre deriva del científico Agustín de Coulomb (1736-1806).

Distribución: incluye el transporte de electricidad de bajo voltaje (generalmente entre 120 Volt. y 34.500Volt) y la actividad de suministro de la electricidad hasta los consumidores finales.

Efecto Fotoeléctrico: cuando se produce en un material, la liberación de partículas cargadas eléctricamente, debido a la irradiación de luz o de radiación electromagnética.

Electricidad: fenómeno físico resultado de la existencia e interacción de cargas eléctricas.

Electroimán: es la magnetización de un material, utilizando para ello la electricidad.

Energía solar: es la energía radiante producida en el sol como resultado de reacciones de fusión nuclear; esta energía se propaga a través del espacio por las partículas llamadas fotones.

Generación de Energía: comprende la producción de energía eléctrica a través de la transformación de otro tipo de energía (mecánica, química, potencial, eólica, etc.) utilizando para ello las denominadas centrales eléctricas (termoeléctricas, hidroeléctricas, eólicas, nucleares, etc.)

Generador: dispositivo electromecánico utilizado para convertir energía mecánica en energía eléctrica por medio de la inducción electromagnética. Inducción

Electromagnética: es la creación de electricidad en un conductor, debido al movimiento de un campo magnético cerca de este o por el movimiento de él en un campo magnético.

Ley de Faraday: "si un campo magnético variable atraviesa el interior de una espira se obtendrá en una corriente eléctrica". Kilowatt: Es un múltiplo de la unidad de medida de la potencia eléctrica y representa 1000 watts.

Motor eléctrico: el motor eléctrico permite la transformación de energía eléctrica en energía mecánica, esto se logra, mediante la rotación de un campo magnético alrededor de una espira o bobinado que toma diferentes formas.

Ohmio: unidad de medida de la Resistencia Eléctrica. Y equivale a la resistencia al paso de electricidad que produce un material por el cual circula un flujo de corriente de un amperio, cuando está sometido a una diferencia de potencial de un voltio.

Resistencia Eléctrica: se define como la oposición que ofrece un cuerpo a un flujo de corriente que intente pasar a través de sí.

Tierra: comprende a toda la conexión metálica directa, sin fusibles ni protección alguna, de sección suficiente entre determinados elementos o partes de una instalación y un electrodo o grupo de electrodos enterrados en el suelo.

Transformador: dispositivo utilizado para elevar o reducir el voltaje. Está formado por dos bobinas acopladas magnéticamente entre sí.

Transmisión: comprende la interconexión, transformación y transporte de grandes bloques de electricidad, hacia los centros urbanos de distribución, a través de las redes eléctricas y en niveles de tensión que van desde 115.000 Volts, hasta 800.000 Volt.

Tranvía Eléctrico: medio de transporte urbano similar a los vagones de ferrocarril, pero impulsado por motores alimentados con energía eléctrica.

Turbina: máquina rotativa con la capacidad de convertir la energía cinética de un fluido en energía mecánica.

Voltio: es la unidad de fuerza que impulsa a las cargas eléctricas a que puedan moverse a través de un conductor.

Voltímetro: es un instrumento utilizado para medir la diferencia de voltaje de dos puntos distintos y su conexión dentro de un circuito eléctrico es en paralelo.

Watt: es la energía consumida por un elemento y se obtiene de multiplicar voltaje por corriente.
Weber: Unidad del sistema eléctrico internacional que indica el flujo magnético.

Introducción

Como inicio de este trabajo es importante que el lector tenga en cuenta que el análisis de falla” Es una técnica de prevención, utilizada para detectar por anticipado los posibles modos de falla, con el fin de establecer los controles adecuados que eviten la ocurrencia de efectos técnicos severos. Es la energía consumida por un elemento y se obtiene de multiplicar voltaje por corriente. Weber: Unidad del sistema eléctrico internacional que indica el flujo magnético. (icim, 2017)

El presente proyecto hace referencia principalmente a, los estudios eléctricos que tienen como finalidad analizar/predecir el comportamiento de un Sistema de Potencia desde los puntos de vista:

- **Estacionario:** Flujo de Potencia (niveles de tensión, sobrecargas).
- **Dinámico:** Detectar problemas de estabilidad (respuesta del sistema o un generador ante fallas, diseñar esquemas de protecciones, análisis de contingencias etc.)

En este trabajo se hará referencia a un estudio profundo de los principales generadores síncronos como son el generador de polos salientes en el estator, el generador de polos salientes en el rotor, generador de polos lisos y el generador sin escobillas, sus formas, su construcción, cualidades de cada diseño etc.

Es necesario resaltar que en este trabajo se basará principalmente en la experiencia obtenida por el autor en EPM durante 39 años, que le ha permitido recolectar una cantidad de información que puede ser plasmada en un manual que permita la consulta por parte de los estudiantes, teniendo en cuenta que este tipo de información es muy escasa.

Todos los datos y material de este trabajo quedan como aporte para la realización de futuros trabajos sobre el tema.

1. Planteamiento del problema

1.1 Descripción

La Institución universitaria Pascual Bravo es una institución de educación superior adscrita al municipio de Medellín, que cuenta con 16 programas entre técnicas, tecnológicas, profesionales y una especialización, y cuenta con 5000 estudiantes aproximadamente.

En investigaciones o trabajos realizados sobre fallas en los generadores se encuentra mucha información pero que está en otros idiomas principalmente en inglés.

En la Institución universitaria Pascual Bravo no existe información acerca del este tema, pero en algunas universidades como la universidad nacional existe un libro relacionado con el tema, titulado Protección de sistemas eléctricos y en otros países como México, Ecuador, entre otros.

Los estudiantes de la institución no tienen claro como identificar las fallas de un generador porque no existen trabajos ni manuales didácticos que les permitan acceder a estos conocimientos.

En este aspecto cuando los estudiantes egresan de la institución y se vinculan al mercado laboral no tienen las habilidades necesarias para identificar las fallas de un generador y menos efectuar su reparación.

Cuando se presenta una falla en un generador de energía produce de inmediato la desconexión del generador del sistema interconectado nacional, es necesario que los operarios analicen en el sitio de control las alarmas originadas por el evento para concluir que causo dicha desconexión.

Si el funcionario no tiene el conocimiento técnico adecuado de como restablecer el equipo fallado se tardará la solución del problema con todas sus consecuencias.

Si este trabajo no se realiza el sistema interconectado estará expuesto a mayores consecuencias de normalización afectando las regiones cada que haya una falla.

1.2 Formulación

¿Con la identificación de fallas en un generador se minimizarán las causas que provocan la salida del generador del sistema?

2. Justificación

Este trabajo tiene como finalidad la elaboración de una guía didáctica para la Institución Universitaria Pascual Bravo que permita a los estudiantes identificar claramente las fallas mecánicas y eléctricas de un generador.

Este trabajo es importante porque los estudiantes de la facultad y en especial los del área eléctrica tendrán un soporte claro de consulta que les permita tener claridad en la posible solución de la falla ocasionada.

El autor dará un aporte técnico claro sobre la solución general en el caso de las fallas de un generador y aplicará los conocimientos adquiridos durante el proceso de formación en la ingeniería eléctrica.

La institución dispondrá con un texto especializado en el tema de la solución de fallas de un generador que podrá ser consultado por los estudiantes en cualquier momento.

Este trabajo tendrá beneficio como:

El aporte técnico que requiere el ingeniero en desarrollar la solución inmediata de la falla Presentada.

El restablecimiento del generador al sistema y minimizar la pérdida de energía que son representados en gastos económicos a la empresa generadora.

La institución tendrá un trabajo académico y técnico que no existe en ninguna institución universitaria.

El trabajo tendrá un impacto metodológico porque aumentará el nivel de consulta de la institución universitaria y que podrá ser utilizado por los docentes en la asignatura de máquinas.

3. Objetivos

3.1 Objetivo General

Identificar las fallas en un generador de energía usando sistemas expertos que permita la solución del evento presentado.

3.2 Objetivo específicos

Minimizar las posibles desconexiones de los generadores sincronizados a la red para evitar los intempestivos bajones de frecuencia.

Verificar los principales riesgos físicos que se presentan en los componentes del sistema eléctrico para evitar pérdidas económicas a la empresa generadora.

Considerar la aplicación de protecciones especiales que corresponden solo a los generadores para ubicar específicamente el lugar de la falla.

Describir cada una de las protecciones mecánicas o eléctricas que permita detectar donde está ubicada la falla.

4. Marco Teórico

4.1 Centro de control generación EPM

Según la página EPM La operación del sistema es supervisada y controlada en tiempo real desde el Centro de Control Generación (CCG), que permite el manejo eficiente de los recursos energéticos y la operación confiable y económica de las centrales y sus mecanismos de conexión asociados.

Desde las consolas del CCG, modernizadas en 2003, es posible supervisar, controlar y gestionar la potencia activa y reactiva de cada uno de los generadores de las plantas despachadas centralmente, así como asignar la Holgura para la prestación del servicio de Regulación Secundaria de Frecuencia para las centrales de Guatapé, Porce II y La Tasajera, y realizar también la supervisión de las centrales menores; También es posible realizar las maniobras de cierre y apertura de los interruptores de los campos de generador en las subestaciones de generación, así como la supervisión del equipo de patio de los campos asociados.

Los factores hidro climáticos, mientras tanto, son monitoreados a través de una red de más de 200 estaciones remotas que le garantizan al sistema información permanente, confiable y oportuna.

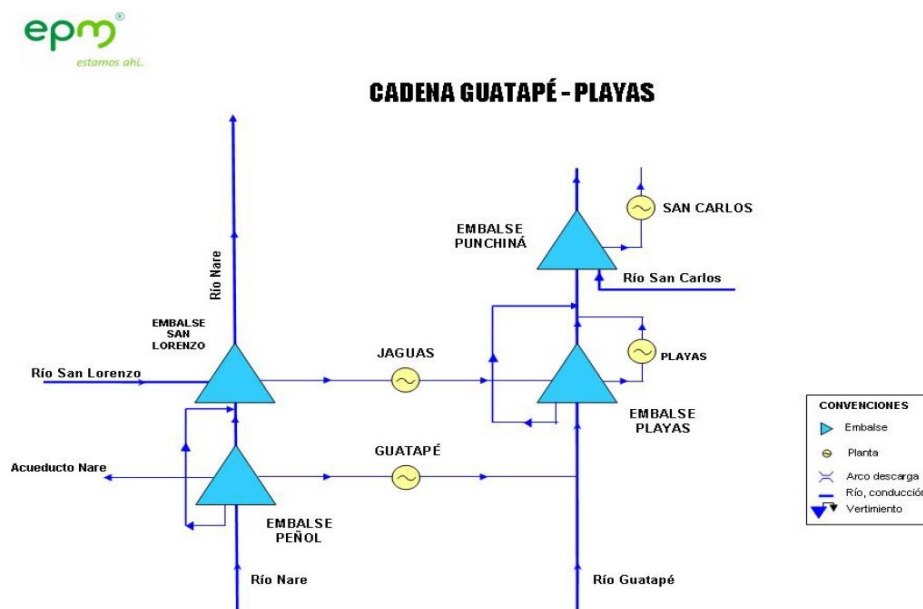


Figura 1. Cadena Guatapé Playas EPM

<https://google.com.co/search?q=cadena+guatape+playas+epm&rlz>

4.1.1 La generación en EPM 3257.6 MW Instalados. En conjunto nuestra capacidad efectiva neta es de 3257.6 megavatios, el 23.5% de la capacidad instalada nacional. Estas plantas son supervisadas y controladas de manera remota desde un moderno Centro de Control situado en la ciudad de Medellín.

Anticipándonos a las necesidades de abastecimiento energético del país, avanzamos en la construcción del proyecto hidroeléctrico Ituango (2400 MW en sus dos etapas), en sociedad con el departamento de Antioquia. También estudiamos un amplio portafolio de proyectos posibles en el futuro, y avanzamos en la construcción de la central hidroeléctrica Bonyic en la República de Panamá.

Como una garantía de confianza para nuestros clientes, tenemos certificada la calidad del “Servicio de operación y mantenimiento para generar energía”, y contamos con un recurso humano calificado y competente, que constituye uno de nuestros activos más valiosos.

Este es nuestro mundo, en el cual hemos acumulado grandes fortalezas en la planeación, construcción, operación, mantenimiento, comercialización y gestión responsable de

soluciones para el abastecimiento energético en Colombia, que nos preparan para avanzar, con toda la energía, hacia el logro de nuestras aspiraciones empresariales en otros mercados

4.1.2 Mini central Dolores. Está localizada en la vereda Dolores, a 15 kilómetros de la cabecera municipal de Angostura. Aprovecha una caída bruta de aproximadamente 99,5 metros y un caudal de 10,5 metros cúbicos por segundo (m³/s), para generar 8.3 MW a través de una turbina tipo Francis.

Esta mini central entró en operación en diciembre de 1999 y actualmente se encuentra en proceso de retiro del Mercado de Energía Mayorista, después del atentado sufrido el 18 de mayo de 2011.

4.2 Centrales Hidroeléctricas EPM

4.2.1 Central Troneras. Está ubicada en la jurisdicción del municipio de Carolina del Príncipe, por la vía que conduce de El Salto al embalse de Troneras.

Utiliza las aguas del río Concepción, después de haber recibido las desviaciones de los ríos Nechí, Pajarito y Dolores. Los aportes de estas fuentes, junto con los provenientes del embalse de Miraflores y el río Guadalupe, alimentan el embalse de Troneras.

Posee dos unidades generadoras de 20 MW de capacidad efectiva neta cada una, accionadas por turbinas tipo Francis de eje vertical, para una capacidad efectiva de 40 MW. La primera de las unidades entró en operación en 1964 y la segunda un año después.

Esta central le aporta anualmente al sistema una energía media de 242 GWh y una energía firme de 208 GWh.

4.2.2 Central Guadalupe III. Está localizada aguas abajo de la central Troneras.

Las aguas turbinadas de la planta Troneras, las desviadas del embalse Troneras (por medio de una válvula de cono o del vertedero cuando existe vertimiento) y las provenientes de la

quebrada Cañasgordas, son represadas en una bocatoma y conducidas a la casa de máquinas de esta central, donde se alojan seis unidades generadoras accionadas por turbinas tipo Pelton de eje vertical, de 45 MW cada una, para completar 270 MW de capacidad instalada (nominal y efectiva neta).

Sus dos primeros grupos entraron en servicio en 1962, el tercero en 1965 y los tres últimos en 1966. Su contribución a la energía media anual del sistema de EPM es de 1.617 GWh y a la energía firme de 1.377 GWh.

4.2.3 Central Guadalupe IV. Conocida también como central Diego Calle Restrepo. Está localizada al Nordeste del departamento de Antioquia, a una distancia aproximada de 120 km de la ciudad de Medellín, por la carretera que de esta ciudad conduce a las poblaciones de Amalfi y Anorí.

Las aguas turbinadas en Guadalupe III descargan en un tanque de captación con capacidad de 22.000 metros cúbicos, y son conducidas luego por un túnel de 6,4 kilómetros a la casa de máquinas de la central Guadalupe IV.

Esta instalación generadora tiene una capacidad nominal de 216 MW y una capacidad efectiva neta de 202 MW, repartida en dos unidades de 67 MW y una de 68 MW, movidas por turbinas tipo Francis de eje vertical. Aprovecha una caída bruta de 417 metros y un caudal de 23,48 m³/s. Sus aportes de energía al sistema contabilizan 1.205 GWh al año, en términos de energía media y 1.026 GWh al año, como energía firme.

Su entrada en operación comercial se produjo en 1985, cuando simultáneamente salieron de funcionamiento las centrales hidroeléctricas Guadalupe I y Guadalupe II. Central Porce III

4.2.4 Porce III. Está ubicado a 147 kilómetros de Medellín, nordeste de Antioquia, en una zona entre los municipios de Amalfi, Anorí, Gómez Plata y Guadalupe Contando con el río Porce como su principal fuente de abastecimiento.

El embalse comienza en el sitio conocido como Puente Acacias, sobre el cual se construyó un nuevo puente que se empalma con la vía sustitutiva Medellín- Anorí. Desde este punto hasta la presa, hay una distancia aproximada de 14 kilómetros. El cuerpo de agua tiene un volumen total aproximado de 169 millones de metros cúbicos, de los cuales 127 millones corresponden a embalse útil, un área de 461 hectáreas y una hoya hidrográfica de 3.756 kilómetros cuadrados y la máxima cota del embalse es la 680 msnm.

Presa: es del tipo enrocado con cara de concreto, con una altura de 151 m, longitud de cresta 400 m, ancho de la cresta de 8 m, volumen total del embalse 170 hm³ y área de la cuenca hasta captación 3698 km².

Túnel de acceso: se construyó un túnel de acceso a casa de máquinas de 493.25 metros de longitud, en sección de herradura, con paredes rectas, con un diámetro de excavación de 7 metros y una pendiente de 7.6%.

Vertedero: tipo canal abierto con capacidad de 11350 m³/s controlado por 4 compuertas radiales

La casa de máquinas es subterránea conformada por 2 cavernas (máquinas y transformadores); la central tiene una capacidad efectiva neta de 660 megavatios en 4 unidades que producen 4254 GWh/Año y la Obligación de Energía Firme asignada a partir de diciembre 1 del 2011 es de 3416.4 GWh/Año.

4.2.5 Central Caracolí. Está localizada en plena cabecera municipal del municipio de Caracolí, ubicado a 145 kilómetros de Medellín por la vía hacia Puerto Berrío. Posee dos unidades generadoras de 2.0 MVA cada una. La capacidad neta registrada total es de 2.6 MW. La primera, tipo Pelton, entró en operación en 1935. La segunda, tipo Francis, entró en operación en 1963.

La planta aprovecha las aguas del río Nus en un salto neto de 85 metros y un caudal de 2.5 metros cúbicos por segundo.

4.2.6 Central Riogrande I. También es conocida como Mocorongo, y está situada en jurisdicción de los municipios de Donmatías y Santa Rosa de Osos, a 54 kilómetros al norte de Medellín.

Su principal promotor, el ingeniero Horacio Toro Ochoa, dijo de ella: “Riogrande no tiene nombre propio, no es ni siquiera una obra de Medellín sino antioqueña, para impulsar el progreso nacional”.

Los estudios preliminares para la construcción de Riogrande I se remontan a 1941, ante la urgencia de resolver pronto el problema de escasez de energía frente a la creciente demanda de consumo para Medellín.

En 1951, Riogrande I inició operación con dos unidades de 25MW cada una, capacidad que fue ampliada en 1956 a 75 MW, al ser instalada una tercera unidad.

La central aprovecha las aguas de la cuenca del Río Grande, cuyo caudal promedio anual es de 34 m³/s, aguas que son conducidas hacia el embalse de Quebradona, cuya capacidad útil es de 500.000 m³.

En la actualidad se encuentra en servicio solo una de las tres unidades que conforman la central, pues las otras dos fueron retiradas del Mercado de Energía Mayorista, en el año 2003. Por esta razón fue declarada como planta menor de 19 MW a partir del 01 de diciembre de 2007.

4.2.7 Central Guatapé. Pertenece al aprovechamiento del río Nare, regulado por el embalse El Peñol - Guatapé. Está ubicada en el sitio conocido como La Araña, jurisdicción del municipio de San Rafael, al Oriente del departamento de Antioquia, a 100 kilómetros de Medellín.

Su capacidad instalada es de 560 MW (nominal y efectiva) entregados por ocho unidades generadoras de igual capacidad, accionadas por turbinas tipo Pelton de eje vertical.

La central hidroeléctrica Guatapé utiliza las aguas del río Nare, que se desvía al río Guatapé para aprovechar una diferencia de nivel de 810 metros entre las cuencas de estos dos ríos.

La primera etapa fue puesta en servicio entre 1971 y 1972 y la segunda en 1979. Cada etapa está compuesta por cuatro unidades generadoras. Esta central contribuye al sistema con 2.730 GWh de energía media anual, y una Obligación de energía Firme asignada para el 2011, de 1945.5 Gwh-año

El embalse Peñol - Guatapé es el de mayor regulación del país, con una capacidad de almacenamiento total de 1.071,7 millones de metros cúbicos.

4.2.8 Central Playas. Conocida también como J. Emilio Valderrama, está situada al oriente de la ciudad de Medellín, en el departamento de Antioquia, a una distancia de 160 kilómetros. La central Playas forma parte del aprovechamiento de los ríos Nare y Guatapé.

Sus obras e instalaciones están en jurisdicción de los municipios de San Rafael y San Carlos, y su cuenca hidrográfica comprende también territorios del municipio de Guatapé.

Playas posee tres grupos generadores impulsados por sus correspondientes turbinas Francis de eje vertical, diseñadas para una potencia de 68.03 MW cada una. Posee una capacidad instalada de 204 MW (nominal) y 201 MW (efectiva), bajo una cabeza neta de 176 metros; con un caudal de 42,1 (m³/s) y una velocidad sincrónica de 360 r.p.m. (Francis normal). Esta central le aporta anualmente 1.166.2 GWh de energía firme al sistema.

El embalse de Playas, que recibe las aguas del río Guatapé y del Nare, que le llega a través de las descargas de las centrales Guatapé y Jaguas, permite acumular 50.29 Mm³ útiles para un área tributaria de 292 km², y utilizar un caudal medio anual de 113 m³/s, que es descargado nuevamente al río Guatapé.

4.2.9 Central río abajo. Se encuentra ubicada en jurisdicción del municipio de San Vicente, a 45 kilómetros de Medellín. Fue construida en 1947. Tiene una capacidad instalada de 1.25 MVA con dos unidades generadoras de 0.625 MVA cada una. Las dos unidades poseen doble turbina tipo Turgo de 0.250 MW cada una. La capacidad real de la planta es de 0.9 MW.

La central aprovecha las aguas del río Negro (Nare), con una caída neta de 86 metros y un caudal de dos metros cúbicos por segundo.

4.2.10 Centrales Sonsón I y II. Están ubicadas en jurisdicción del municipio de Sonsón, situado a 110 kilómetros de Medellín. Las dos plantas constituyen una cadena hidráulica. Sonsón I fue construida y puesta en operación en 1965. Posee dos unidades tipo pelton, la primera de 6.25MVA y la segunda de 4.5 MVA, para una capacidad instalada de 10.75 MVA, y una capacidad real de 8.5MW. Aprovecha las aguas del río Sonsón en un salto de 500 metros y un caudal disponible de dos metros cúbicos por segundo.

Sonsón II fue puesta en operación en junio de 2001. Tiene una capacidad instalada de 12.5 MVA con una sola unidad, pero su capacidad real es de 10 MW. Aprovecha las aguas turbinadas en la central Sonsón I en un salto neto de 520 metros y un caudal de dos metros cúbicos por segundo.

4.2.11 Central la herradura. Esta central, con una capacidad instalada de 19,8 MW, entró en operación en agosto de 2004. Está ubicada en los límites de los municipios de Cañasgordas y Frontino a 142 kilómetros de Medellín, por la carretera al mar.

La captación del proyecto sobre el río La Herradura, está localizada en el municipio de Frontino; mientras que en el municipio de Cañasgordas se encuentran la casa de máquinas, las obras de conducción y la descarga de aguas turbinadas al río Cañasgordas.

Posee dos unidades generadoras accionadas por turbinas tipo Francis de eje horizontal. La central aprovecha una caída neta de 230.6 metros y un caudal de cinco metros cúbicos por segundo (m³/s).

La central La Herradura se encuentra registrada como proyecto de Mecanismo de Desarrollo Limpio (MDL), por la Convención Marco de las Naciones Unidas para el Cambio Climático, en el marco del Protocolo de Kyoto.

4.2.12 Central Támesis. Conocida también como central Julio Simón Santamaría, esta minicentral está localizada en jurisdicción del municipio de Támesis, ubicado a 100 kilómetros de Medellín. Posee tres unidades con turbina tipo Pelton, dos de ellas con capacidad de 0.63 MVA, instaladas en 1953. La tercera, de 0.625 MVA y proveniente de la empresa Fabricato, fue instalada en 1958. La capacidad real de la planta es de 1.2 MW.

La planta aprovecha las aguas del río Frío en un salto de 152 metros y un caudal disponible de 1.5 metros cúbicos por segundo.

4.2.13 Central la vuelta y la herradura. Esta central, con una capacidad instalada de 11.8 MW, entró en operación en octubre de 2004. Está localizada en jurisdicción de los municipios de Frontino y Abriaquí, el primero ubicado a 160 kilómetros de Medellín por la vía al mar y el segundo a 30 kilómetros de Frontino, por una vía de carácter secundario.

La captación del agua está en el límite de los dos municipios, en la cota 1.600 m.s.n.m. La central aprovecha la parte alta y media de la cuenca del río La Herradura hasta la cota 1.600 m.s.n.m en la desembocadura de la quebrada La Nancui, en jurisdicción del municipio de Abriaquí. La cuenca tiene una extensión aproximada de 286 Km² y drena en el sitio de captación un caudal promedio de 12.1 metros cúbicos por segundo.

Posee una unidad generadora accionada por una turbina tipo Francis de eje horizontal. La central aprovecha una caída neta de 112.9 metros y un caudal de 12 metros cúbicos por segundo (m³/s).

Junto con La Herradura, la central La Vuelta se encuentra registrada como proyecto de Mecanismo de Desarrollo Limpio (MDL) por la Convención Marco de las Naciones Unidas para el Cambio Climático, en el marco del Protocolo de Kyoto.

4.2.14 Central la tasajera y piedras blancas. Hace parte del proyecto denominado “aprovechamiento múltiple del Río Grande”, concebido por EPM con dos propósitos básicos: suministrar agua para el acueducto urbano hasta el año 2020 y generar energía para atender la demanda regional y nacional.

Adicionalmente aporta a la descontaminación del río Medellín, debido a que el agua turbinada es descargada a esta fuente y contribuye de manera importante a su proceso de oxigenación.

La central La Tasajera, del tipo caverna subterránea, está localizada en el municipio de Barbosa, al norte del Valle de Aburrá, en cercanías del municipio de Girardota; aporta 306 MW al sistema eléctrico nacional a través de tres unidades tipo Pelton de 102 MW de capacidad efectiva neta cada una, la primera en operación desde el 22 de octubre de 1993. Aprovecha una caída bruta de 933 metros y un caudal de 13,25 m³/s por unidad.

Las turbinas Pelton impulsan tres generadores sincrónicos del tipo vertical, con una capacidad nominal de 109 MVA por unidad, a una tensión de 13.200 voltios, los cuales se conectan a tres transformadores elevadores con una capacidad unitaria de 104.5 MVA. El equipo de maniobra del patio de la subestación es del tipo encapsulado, a una tensión nominal de 245 kilovoltios.

4.2.15 Central Piedras Blancas. Está localizada en el paraje La Tablaza, zona nororiental de Medellín. Fue la segunda central de generación de energía que tuvo Medellín, después de la central Santa Elena. Luego de cumplir su vida útil en 1952, EPM decidió construir un aprovechamiento múltiple con el fin de generar energía y potabilizar el agua turbinada de esta planta de generación en la planta de potabilización Villa Hermosa. Este proyecto entró en operación en 1958 e incluyó la construcción del embalse Piedras Blancas.

La central hidroeléctrica tiene una capacidad instalada de 10, MW en una unidad generadora con turbina tipo Pelton. La capacidad real es de 5, MW, dado que está supeditada al consumo de la planta de potabilización de Villa Hermosa.

Esta central aprovecha las aguas de las quebradas Piedras Blancas, Chorrillos, Quebraditas, Chorro Clarín y la Honda a través de un bombeo, las cuales confluyen en el embalse Piedras Blancas. El salto neto aprovechado es de 564 metros y un caudal real de un metro cúbico por segundo.

4.2.16 Central ayurá. Localizada en el municipio de Envigado, al suroeste de Medellín. Inició operación comercial en 1983. Fue la segunda central, después de Piedras Blancas, de aprovechamiento múltiple construida por EPM. Este proyecto está constituido por el embalse La Fe, la planta de generación de energía Ayurá y la planta de tratamiento de agua del mismo nombre.

El proyecto se sirve de las aguas desviadas del río Buey hacia el río Piedras, bombeado a su vez al Pantanillo. Este caudal, junto con el de la quebrada Las Palmas, conforman el embalse La Fe.

Esta planta de generación está conformada por una unidad con turbina tipo Francis, con una capacidad instalada de 19, MW, un salto neto de 350 metros y un caudal de 8.2 metros cúbicos por segundo.

4.2.17 Central Niquía. Al igual que La Tasajera, hace parte del aprovechamiento múltiple del Río Grande.

Esta planta está localizada en el municipio de Bello, al norte del Valle de Aburrá. Entró en servicio en 1993, con una capacidad efectiva neta de 19MW correspondientes a su primera etapa, pues la infraestructura física quedó habilitada para instalar en un futuro otras dos unidades generadoras, para una capacidad total de 57MW. Actualmente la central aprovecha una caída bruta de 420,5 metros y un caudal de 6,09 m³/s.

Las aguas son conducidas desde el embalse a través de un túnel de 16,4 kilómetros hasta la casa de máquinas. Luego del proceso de generación de energía en la central, son llevadas por gravedad desde el tanque de carga situado a la salida de la Central Niquía hasta la planta de potabilización Manantiales, a través de una conducción de 4,1 kilómetros de longitud y 1,6 metros de diámetro, con el fin de aprovecharlas para el abastecimiento de agua del Valle de Aburrá. (EPM, 2017)

Manantiales cuenta con una capacidad de potabilización actual de 5 m³/s, con un pico de 6 m³/s, que aumentarán en una segunda etapa a 9 m³/s.



Figura 2 Central Hidroeléctrica BONYIC (EPM Panamá)

Fuente: extraído de <https://minuto30.com/la-central-hidroelectrica-bonyic-ya-comenzo-a-operar-en-panama/311362/>



Figura 3. Central Hidroeléctrica BONYIC (EPM Panamá)

Fuente: extraído de: <https://minuto30.com/la-central-hidroelectrica-bonyic-ya-comenzo-a-operar-en-panama/311362/>

La hidroeléctrica es una planta generadora de energía hidráulica de 31,8 megavatios (MW) de capacidad, alimentada por las aguas de la quebrada Bonyic que se almacenan y regulan en un embalse de 18 hectáreas, un túnel de conducción superior a 3.621 metros y una presa de 44 metros de altura.

4.3 Generadores

“El generador síncrono consta de una igualdad entre la frecuencia eléctrica y la frecuencia angular, es decir, el generador girara a la velocidad del campo magnético a esta igualdad de frecuencias se le denomina sincronismo.

El diseño de polos salientes en el estator, tiene la condición que cuenta con el inducido en el rotor, es decir en la parte que se mueve, de aquí que es necesaria la utilización de anillos, y estos van a depender del número de fases.

El diseño de polos salientes en el estator, es utilizada para generadores de gran potencia, el inducido se encuentra en el estator, y no necesitamos sacar la tensión generada, únicamente ingresar un voltaje mínimo para la excitación del campo.

El diseño del generador sin escobillas es mucho más complejo que los anteriores, ya que la salida de este va dirigida hacia una placa electrónica, en la cual van a encontrarse diferentes tipos de dispositivos, y este comandar el circuito de excitación”. (Chapman, 2003).

El generador síncrono (alternador) es un tipo de máquina eléctrica rotativa capaz de transformar energía mecánica en energía eléctrica. A estos también se los conoce como Máquinas Síncronas, la razón por la que se llama generador síncrono es la igualdad entre la frecuencia eléctrica como la frecuencia angular, es decir, el generador girara a la velocidad del campo magnético, por lo que a esta igualdad de frecuencias se le denomina sincronismo. Los generadores constan fundamentalmente del rotor y el estator, ambos con devanados.

Funciona alimentando al rotor o circuito de campo por medio de una batería es decir por este devanado fluirá CC., mientras que en el estator o circuito de armadura la corriente es alterna CA. (Vicente Barranco, 2017)

El generador síncrono es uno de los elementos más importantes de un sistema de potencia, ya que éste se encarga de generar la energía eléctrica que será transmitida a grandes distancias para ser posteriormente utilizada por los usuarios.

El modelado del generador depende del tipo de análisis que se pretenda realizar, el enfoque dado en esta presentación será el correspondiente a un modelo simplificado para el análisis de estado estable.

El generador síncrono está compuesto principalmente de una parte móvil o rotor y de una parte fija o estator, el principio de funcionamiento de un generador síncrono se basa en la ley de Faraday. Para crear tensión inducida en el (estator), debemos crear un campo magnético en el rotor o circuito de campo, esto lo lograremos alimentado el rotor con una batería, este campo magnético inducirá una tensión en el devanado de armadura por lo que tendremos una corriente alterna fluyendo a través de él.

Al operar como generador, la energía mecánica es suministrada a la máquina por la aplicación de un torque y por la rotación del eje de la misma, una fuente de energía mecánica puede ser, por ejemplo, una turbina hidráulica, a gas o a vapor. Una vez estando el generador conectado a la red eléctrica, su rotación es dictada por la frecuencia de la red, pues la frecuencia de la tensión trifásica depende directamente de la velocidad de la máquina.

Para que la máquina síncrona sea capaz de efectivamente convertir energía mecánica aplicada a su eje, es necesario que el enrollamiento de campo localizado en el rotor de la máquina sea alimentado por una fuente de tensión continua de forma que al girar el campo magnético generado por los polos del rotor tengan un movimiento relativo a los conductores de los enrollamientos del estator.

Debido a ese movimiento relativo entre el campo magnético de los polos del rotor, la intensidad del campo magnético que atraviesa los enrollamientos del estator irá a variar el tiempo, y así tendremos por la ley de Faraday una inducción de tensiones en las terminales de los enrollamientos del estator.

Debido a distribución y disposición espacial del conjunto de enrollamientos del estator, las tensiones inducidas en sus terminales serán alternas senoidales trifásicas.

La corriente eléctrica utilizada para alimentar el campo es denominada corriente de excitación. Cuando el generador está funcionando aisladamente de un sistema eléctrico, la excitación del campo irá a controlar la tensión eléctrica generada. Cuando el generador está conectado a un sistema eléctrico que posee diversos generadores interligados, la excitación del campo irá a controlar la potencia reactiva generada.

La principal diferencia entre los diferentes tipos de generadores síncronos, se encuentra en su sistema de alimentación en continua para la fuente de excitación situada en el rotor.

Excitación Independiente: excitatriz independiente de continua que alimenta el rotor a través de un juego de anillos Rozantes y Escobillas.

Excitatriz principal y excitatriz piloto: la máquina principal de continua tiene como bobinado de campo otra máquina de excitación independiente, accionada por el mismo eje.

Electrónica de potencia: directamente, desde la salida trifásica del generador, se rectifica la señal mediante un rectificador controlado, y desde el mismo se alimenta directamente en continua el rotor mediante un juego de contactores (anillos y escobillas). El arranque se efectúa utilizando una fuente auxiliar (batería) hasta conseguir arrancar.

Sin escobillas, o diodos giratorios: la fuente de continua es un rectificador no controlado situado en el mismo rotor (dentro del mismo) alimentado en alterna por un generador situado también en el mismo eje y cuyo bobinado de campo es excitado desde un rectificador controlado

que rectifica la señal generada por el giro de unos imanes permanentes situados en el mismo rotor (que constituyen la excitatriz piloto de alterna).

Excitación estática: También llamada excitación por transformador de compoundaje, consiste en que el devanado de campo del rotor es alimentado desde una fuente de alimentación a transformador y rectificadores que toma la tensión y corriente de salida del estator. El transformador, de tipo especial, posee dos devanados primarios, llamados de tensión e intensidad, que se conectan en paralelo y en serie a los bornes de salida del estator. El transformador convierte la tensión de salida a una más baja (30V aprox), que se rectifica y aplica al rotor por medio de escobillas y anillos deslizantes. Es un sistema con autorregulación intrínseca, ya que al tener el bobinado serie, al aumentar el consumo sobre el generador, aumenta el flujo del transformador y por lo tanto aumenta la excitación del generador.

4.3.1 Partes de un generador eléctrico. Las partes de un generador son:

Estator: Parte fija de la máquina, montada envuelta del rotor de forma que el mismo pueda girar en su interior, también constituido de un material ferromagnético envuelto en un conjunto de enrollamientos distribuidos al largo de su circunferencia. Los enrollamientos del estator son alimentados por un sistema de tensiones alternadas trifásicas.

Por el estator circula toda la energía eléctrica generada, tanto la tensión y la corriente eléctrica que circulan son bastante elevadas en relación al campo, que tiene como función sólo producir un campo magnético para "excitar" la máquina de forma que fuera posible la inducción de tensiones en las terminales de los enrollamientos del estator.

La máquina síncrona está compuesta básicamente de una parte activa fija que se conoce como inducido o ESTATOR y de una parte giratoria coaxial que se conoce como inductor o ROTOR. El espacio comprendido entre el rotor y el estator, es conocido como entrehierro.

Esta máquina tiene la particularidad de poder operar ya sea como generador o como motor.

Su operación como alternador se realiza cuando se aplica un voltaje de c-c en el campo de excitación del rotor y a su vez éste es movido o desplazado por una fuente externa que da

lugar a tener un campo magnético giratorio que atraviesa o corta los conductores del estator induciéndose con esto un voltaje entre terminales del generador. (monografias, 2017)



Figura 4. Estator

Fuente extraído de: <http://monografias.com/trabajos89/tipos-generadores-sincronos/tipos-generadores-sincronos.shtml>



Figura 5. Estator del generador (R.K) 68 Mw

Fuente extraído de Central Hidroeléctrica de Playas

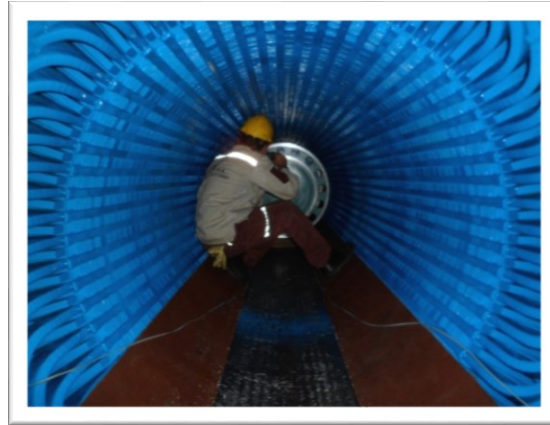


Figura 6. Estator (General Electric) 150 Mw del generador de Termosierra EPM
Fuente extraído de Central térmica de Termosierra EPM

El estator a su vez tiene elementos importantes que son:

La carcasa: La carcasa del estator está formada por bobinas de campo arrollados sin dirección, soportadas en piezas de polo sólidas. Las bobinas están ventiladas en su extremo para proporcionar de esta forma una amplia ventilación y márgenes de elevación de temperatura.

La carcasa del estator es encapsulada por una cubierta apropiada para proporcionar blindado y deflectores de aire para una correcta ventilación de la excitatriz sin escobillas.

Sistema de conexión en estrella: Los devanados del estator de un generador de C.A. están conectados generalmente en estrella, en la siguiente figura T1, T2, T3 representan las terminales de línea (al sistema) T4, T5, T6 son las terminales que unidas forman el neutro.

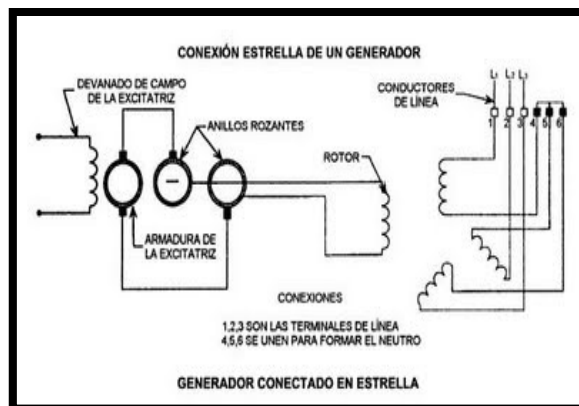


Figura 7. Conexión en estrella

Fuente extraído de <http://monografias.com/trabajos89/tipos-generadores-sincronos/tipos-generadores-sincronos.shtml>

Sistema de conexión delta: La conexión delta se hace conectando las terminales 1 a 6, 2 a 4 y 3 a 5, las terminales de línea se conectan a 1, 2 y 3, con esta conexión se tiene con relación a la conexión estrella, un voltaje menor, pero en cambio se incrementa la corriente de línea.

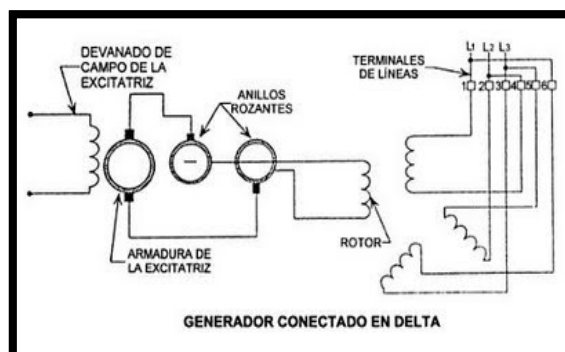


Figura 8. Conexión en delta

Fuente extraído de <http://monografias.com/trabajos89/tipos-generadores-sincronos/tipos-generadores-sincronos.shtml>

Rotor. Es la parte de la máquina que realiza el movimiento rotatorio, constituido de un material ferromagnético envuelto en un enrollamiento llamado de “enrollamiento de campo”, que tiene como función producir un campo magnético constante, así como en el caso del generador de corriente continua para interactuar con el campo producido por el enrollamiento del estator.

Existen dos tipos de rotores:

Cilíndrico (sin saliencia) y de polos salientes con (saliencia); la forma del rotor está determinada fundamentalmente por el tipo de primomotor utilizado, lo cual define dos grandes grupos de generadores: turbogeneradores e hidrogeneradores. Los turbogeneradores son aquellos donde la máquina es movida por una turbina de vapor, la característica principal es que son máquinas de alta velocidad con 2 ó 4 polos para lograr la frecuencia nominal establecida. El devanado de campo para este tipo de generador se sitúa en pequeñas ranuras del rotor. Debido a que la dimensión de las ranuras es pequeña en relación al diámetro del rotor, se considera de rotor liso (cilíndrico), con un entrehierro uniforme.

Los hidrogeneradores, por otro lado, son aquellos donde el movimiento de la flecha lo proporciona una turbina hidráulica, se caracterizan por ser máquinas de baja velocidad, lo que implica un gran número de polos para satisfacer la frecuencia requerida. El devanado de campo es concentrado, se aloja en forma de carrete que se monta sobre el rotor, provocando discontinuidades en el entrehierro y recibiendo el nombre de rotor de polos salientes. En un generador hidráulico el rotor es de mayor diámetro que el de un turbogenerador para las mismas condiciones nominales de placa.

Los rotores cilíndricos son de acero sólido forjado, en los cuales las corrientes de Eddy producen el efecto de amortiguamiento; el inconveniente es que puede causar severos sobrecalentamientos locales. Para evitar los calentamientos se construye una jaula formada por barras metálicas que sirven como cuña a las ranuras donde se sitúan los devanados de campo. Los extremos de las barras se unen por un anillo dando la misma forma que para el rotor de polos salientes.

Cuando la máquina opera en estado estable balanceado, la velocidad del rotor es igual a la del campo magnético resultante del estator por lo que los devanados de amortiguamiento no cortan líneas del campo magnético del estator, lo que implica que en este estado los devanados amortiguadores no tengan influencia alguna en el comportamiento de la máquina.

Los devanados amortiguadores influyen durante los procesos transitorios de la máquina. El motor síncrono no posee par de arranque propio, con estos devanados el motor arranca como si fuera uno de inducción jaula de ardilla, en este caso se lleva el rotor casi a la velocidad síncrona, y en este momento se alimenta el devanado de campo, sincronizando así las velocidades del rotor y estator. En la operación transitoria como generador los devanados de amortiguamiento contribuyen a que se restablezca el estado de equilibrio, atenuando las oscilaciones de velocidad y potencia eléctrica.

La tensión aplicada en ese enrollamiento es continua y la intensidad de la corriente soportada por ese enrollamiento es mucho más pequeño que el enrollamiento del estator, además de eso el rotor puede contener dos o más enrollamientos, siempre en número par y todos conectados en serie siendo que cada enrollamiento será responsable por la producción de uno de los polos del electroimán. (monografías, 2017)



Figura 9. Rotor de polos salientes (R.K) Central Hidroeléctrica de Playas EPM
Fuente extraído de Central Hidroeléctrica de Playas



Figura 10. Rotor Generador Central hidroplayas
Fuente extraído de Central Hidroeléctrica de Playas



Figura 11. Rotor de cilíndrico o Polos lisos
Fuente extraído de <http://lcv.be/markten/energie>

4.3.2 Sistema de enfriamiento o refrigeración de un Generador Sincrónico. Abiertos ventilados (OV, open ventilated).

- Cerrados enfriados por agua refrigerada por aire (TEWC, totally enclosed water to air cooled).

El tipo OV es el más antiguo. En él el aire pasa solo una vez por los devanados y se devuelve caliente a la atmósfera. El mayor inconveniente es la alta cantidad de impurezas que

se depositan en los bobinados, por lo que se debe tener un buen sistema de depuración de aire mediante filtros.

El tipo TEWC es un sistema de enfriamiento cerrado. El aire circula por dentro del generador y por un intercambiador, donde cede su calor al circuito de agua de refrigeración compuesto por un sistema de bombeo que toma el agua de la descarga turbinada en un pozo de refrigeración diseñado para tal fin ubicado en la planta. La ventaja principal de este sistema frente al anterior es la imposibilidad de entrada de suciedad que pasa por un sistema de filtros automáticos que detectan impurezas que afecten la refrigeración del generador para que no se permitan obstrucciones por sedimentación hacia los radiadores.

Los generadores refrigerados con aire se construyen de hasta 40 MVA, aunque con rendimientos menos favorables es posible construirlos de hasta 150 MVA. No obstante, por encima de 50 MVA suelen construirse generadores refrigerados por hidrógeno, con una capacidad de evacuación de calor 5 veces mayor.

4.3.3 Refrigeración por hidrógeno. La utilización de hidrógeno como medio refrigerante permite la construcción de generadores más grandes y con más potencia nominal. Las ventajas del hidrógeno son su alta capacidad térmica y su peso 1/16 veces menor que el del aire, con la consiguiente disminución de pérdidas aerodinámicas. Sin embargo, uno de los mayores problemas de este tipo de generadores es el peligro de explosión por una posible entrada de aire: hay que recordar que con un contenido del 20 a 85% de oxígeno la mezcla es altamente explosiva. Por ello, estos generadores suelen ir equipados con equipos de seguridad que permiten la detección de pequeñas cantidades de oxígeno en el hidrógeno de refrigeración, y que hacen de estos generadores unos equipos seguros. De hecho, la mayor parte de los grandes generadores se refrigeran con este sistema. Los generadores refrigerados con H_2 son los habituales en las plantas de ciclo combinado.

4.3.4 Refrigeración por agua / hidrógeno. Pueden lograrse diseños de generadores aún más compactos mediante el uso de enfriamiento con agua del devanado estático y de parte

del devanado rotórico. El aumento de refrigeración permite una elevación de la capa de corriente del rotor, lo que conduce a un mejor rendimiento del generador. El agua de enfriamiento se suministra vía un circuito cerrado. (combinados, 2917)

Según su tipo de refrigeración, puede tratarse de generadores refrigeradores, por hidrógenos por aire, por hidrogeno, op por un sistema mixto agua hidrogeno.

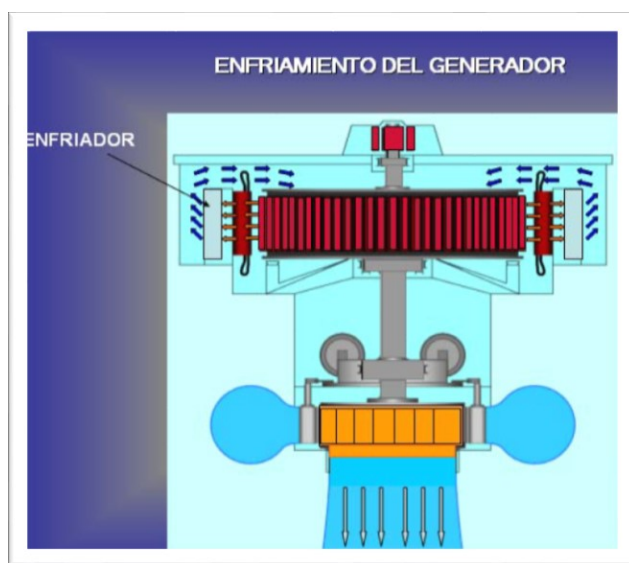


Figura 12. Esquema de refrigeración en el generador

Fuente extraído de usb.vc/home/node/56

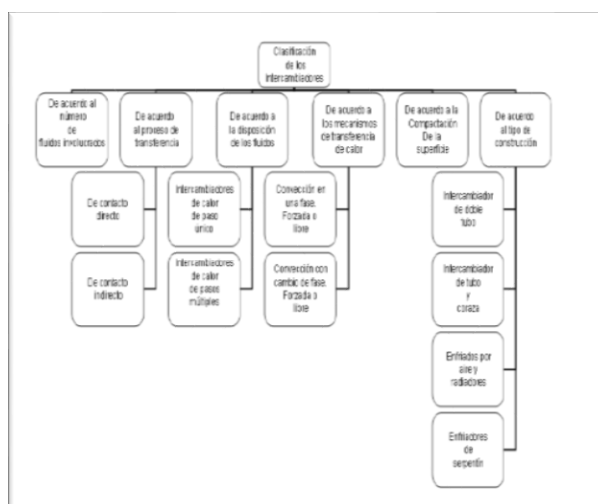


Figura 13. Sistema de Refrigeración Agua por Radiador
Fuente extraído de [usb.ve/ home/node/56](http://usb.ve/home/node/56)



Figura 14. Intercambiador serpentin agua de un cojinete
Fuente extraído: <https://todoproductividad.blogspot.com.co/2012/05/ecuaciones-basicas-en-un-intercambiador.html#more>

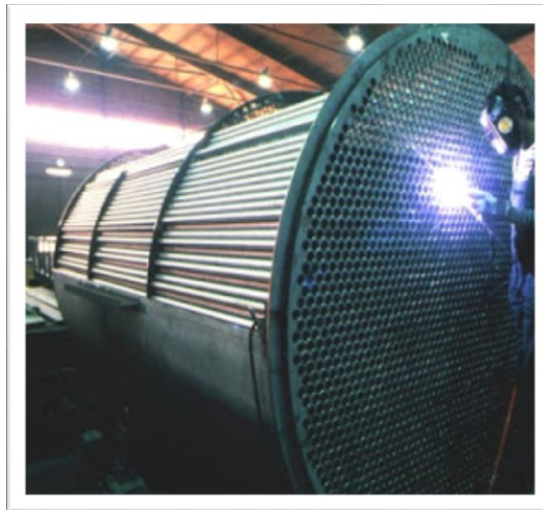


Figura 15. Intercambiador serpentin agua aceite de un cojinete
Fuente: extraído de <https://todoproductividad.blogspot.com.co/2012/05/ecuaciones-basicas-en-un-intercambiador.html#more>

Los controles periódicos en los tubos de intercambiadores, enfriadores y condensadores son esenciales a fin de mantener el máximo rendimiento de estos equipos. En complemento a las técnicas de inspección en los intercambiadores los detectores son, una herramienta rápida, sencilla y precisa para la detección de fugas.

La videoscopia consiste en inspeccionar internamente equipos y estructuras como tuberías, recipientes, calderas, válvulas, etc., con la ayuda de un video-probador que utiliza sondas flexibles de diámetro y longitud de acuerdo con la necesidad del trabajo.

El reporte que se genera de la inspección incluye fotos y/o video de la exploración.

Con esta inspección podemos observar y determinar la presencia de obstrucciones, defectos superficiales internos, formaciones de cascarillas, óxidos y/o adherencias.

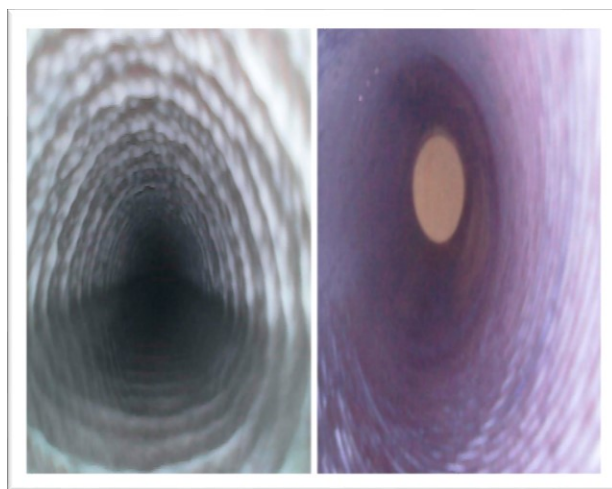


Figura 16. Parte interna intercambiador con la cámara (video copia)

Fuente: extraído de <http://technoparts-usa.com/es/heat-exchanger-tubes-inspection/>



Figura 17. Parte externa intercambiador con la cámara (video copia)

Fuente: extraído de <http://technoparts-usa.com/es/heat-exchanger-tubes-inspection/>

4.3.5 Generadores enfriados por aire. Estos generadores se dividen en dos tipos básicos: abiertos ventilados y completamente cerrados enfriados por agua a aire.

Los generadores de tipo OV fueron los primeros construidos, el aire en este tipo de generadores pasa sólo una vez por el sistema y considerable cantidad de materias extrañas que pueden acumularse en las bobinas, interfiriendo la transferencia de calor y afectando adversamente al aislamiento.

Los generadores tipo TEWC, son un sistema de enfriamiento cerrado, donde el aire recircula constantemente y se enfría pasando a través del tubo del enfriador, dentro de los cuales se hace pasar agua de circulación. La suciedad y materias extrañas no existen en el sistema, y puesto que se tiene agua de enfriamiento disponible, la temperatura del aire puede mantenerse tan baja como se desee.

4.3.6 Generadores enfriados por hidrógeno. Los generadores de mayor capacidad, peso, tamaño y los más modernos, usan hidrógeno para enfriamiento en vez de aire en circuito de enfriamiento cerrado.

El enfriamiento convencional con hidrógeno puede usarse en generadores con capacidad nominal aproximada de 300 MVA.

4.3.7 Generadores enfriados por hidrógeno / agua. Pueden lograrse diseños de generadores aún más compactos mediante el uso de enfriamiento con agua directo al devanado de la armadura del generador. Estos diseños emplean torones de cobre a través de los cuales fluye agua desionizada. El agua de enfriamiento se suministra vía un circuito cerrado.

4.4 Tipos de diseños

A continuación, vamos a enumerar cuales son los tipos de diseños que se encuentran en la construcción de generadores síncronos. Estos son:

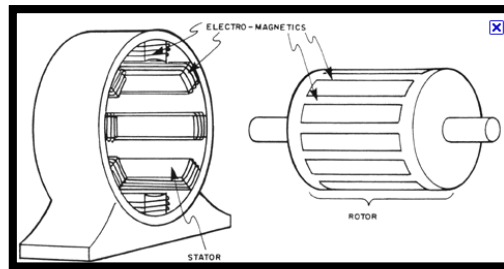


Figura 18. Generador con polos en el estator

Fuente extraído de <http://monografias.com/trabajos89/tipos-generadores-sincronos/tipos-generadores-sincronos.shtml>

El estator está constituido principalmente de un conjunto de láminas de acero al silicio (y se les llama "paquete"), que tienen la habilidad de permitir que pase a través de ellas el flujo magnético con facilidad; la parte metálica del estator y los devanados proveen los polos magnéticos.

La particularidad de este tipo de generador es que tiene el inducido en el rotor, esta configuración es propia de máquinas de baja y media velocidad y potencia, hasta 1000 rpm.

Por tal razón para poder sacar la tensión producida, necesitamos de un sistema de colector de anillos. El número de anillos a utilizar va a depender directamente del número de fases con la que nos encontremos trabajando.



Figura 19. Rotor de polos salientes entrando al Estator (R.K)

Foto tomada por: Carlos Pemberthy Central Hidroeléctrica Playas EPM



Figura 20. Rotor (General Electric) U1 de polos lisos entrando al Estator Central Termosierra EPM

Foto tomada por: Carlos Pemberthy Central Termosierra EPM



Figura 21. Acople superior (Araña) al estator (R.K)

Foto tomada por: Carlos Pemberthy Central Hidroeléctrica Playas EPM

Este generador a diferencia del anterior tiene el inducido en el estator, por tal razón no necesitamos un mecanismo de colector de anillos para extraer la tensión generada ya que esta va a encontrarse en la parte externa de la máquina, necesitaríamos únicamente un par de anillos, con la finalidad de ingresar el voltaje de campo, pero esto es de gran ayuda ya que el voltaje de campo es considerablemente más pequeño que la tensión generada, por tal razón este par de anillos van hacer de medidas pequeñas, y así mismo las escobillas no tendrían un tamaño mayor.

Se utiliza este tipo de generadores, para gran potencia, por la versatilidad que nos brinda.

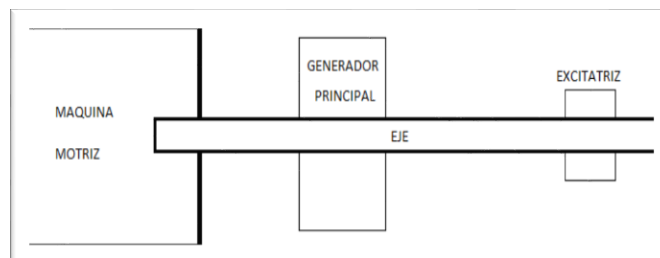


Figura 22. Generador sin escobillas

Fuente extraído de <http://monografias.com/trabajos89/tipos-generadores-sincronos/tipos-generadores-sincronos.shtml>

Este tipo de generadores son de mediana potencia, para la excitación podríamos tener un banco de baterías que sería de respaldo, la excitatriz podría ser un alternador, es decir un generador síncrono con polos salientes en el estator, luego de esta etapa, sale a una placa electrónica en donde por medio de dispositivos electrónicos, se envía al circuito de excitación del generador principal. Para realizar reparaciones en este tipo de generadores, es necesario saber sobre dispositivos electrónicos, y centrarse en el controlador.

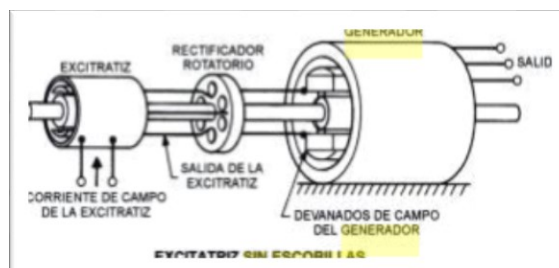


Figura 23. Alternador sin escobilla

Fuente extraído de <http://monografias.com/trabajos89/tipos-generadores-sincronos/tipos-generadores-sincronos.shtml>

Debido a que no presenta ningún contacto mecánico entre el rotor y el estator estas máquinas requieren mucho menos mantenimiento

El sistema de suministro eléctrico: Dentro del sistema de suministro eléctrico se pueden diferenciar tres actividades: la generación, que produce la energía necesaria para satisfacer el consumo; el transporte, que permite transferir la energía producida hasta los centros de

consumo; y la distribución, que hace posible que la energía llegue a los clientes finales. La energía eléctrica no se puede almacenar, por lo que debe existir un equilibrio constante entre la producción y el consumo.

El transporte de electricidad se realiza a través de líneas de transporte a tensiones elevadas que, conjuntamente con las subestaciones forman la red de transporte.

La red de distribución está formada por el conjunto de cables subterráneos y los centros de transformación permiten hacer llegar la energía hasta el cliente final. La red de distribución es la parte del sistema de suministro eléctrico responsable de las compañías distribuidoras de electricidad a los consumidores finales.

4.5. Red eléctrica

La red eléctrica une todos los centros generadores de energía eléctrica con los puntos de consumo, de este modo se consigue un equilibrio entre la cantidad de energía consumida y la producida por las centrales eléctricas.

La red eléctrica es un conjunto de elementos interconectados para suministrar energía eléctrica. Los elementos principales de una red eléctrica son los que permiten que podamos disfrutar de este tipo de energía en nuestros hogares.

La red de transporte de energía eléctrica está formada por los elementos que llevan la electricidad desde los centros de generación hasta puntos cercanos donde se consume.

Para poder transportar la electricidad con las menores pérdidas de energía posibles se tiene que elevar su nivel de tensión.

Las líneas de transporte de alta tensión están constituidas por un elemento conductor (cobre o aluminio) y por los elementos de soporte (torres de alta tensión), estas conducen la corriente eléctrica, una vez reducida su tensión hasta la red de distribución. Es el conjunto de dispositivos

para transportar o guiar la energía eléctrica desde una fuente de generación a los centros de consumo (las cargas). Y estos son utilizados normalmente cuando no es costeable producir la energía eléctrica en los centros de consumo o cuando afecta el medio ambiente (visual, acústico o físico), buscando siempre maximizar la eficiencia, haciendo las perdidas por calor o por radiaciones las más pequeñas posibles.

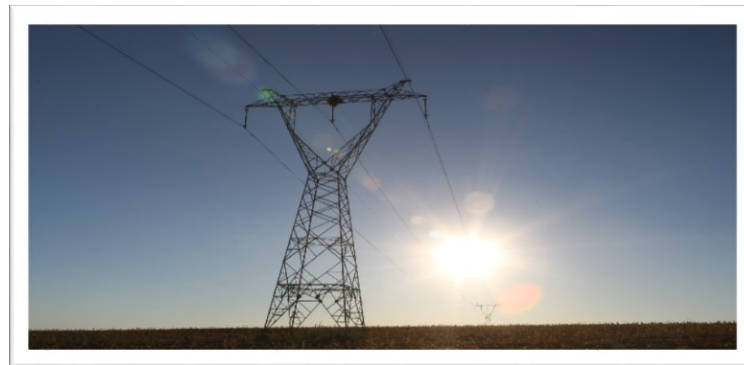


Figura 24. Red eléctrica

Fuente extraído de: https://endesaeduca.com/Endesa_educa/recursos-interactivos/el-transporte-de-electricidad/xv.-la-red-electrica

4.6 Sistemas de protección Eléctricos

Los sistemas de protección de un sistema de potencia se componen generalmente de los siguientes elementos:

Elementos de medición; que permiten saber en qué estado está el sistema. En esta categoría se clasifican los transformadores de corriente y los transformadores de voltaje. Estos equipos son una interfaz entre el sistema de potencia y los relés de protección. Reducen las señales de intensidad de corriente y tensión, respectivamente, a valores adecuados que pueden ser conectados a las entradas de los relés de protección.

Los relés de protección o relevadores; que ordenan disparos automáticos en caso de falla. Son la parte principal del sistema de protección. Contienen la lógica que deben seguir los

interruptores. Estos se comunican con el sistema de potencia por medio de los elementos de medida y ordenan operar a dispositivos tales como interruptores, u otros.

Ante la ocurrencia de una falla o de una condición anormal, el sistema de protección debe ser capaz de detectar el problema inmediatamente y aislar la sección afectada, permitiendo así que el resto del Sistema de Potencia permanezca en servicio y limitar la posibilidad de daño a los otros equipos.

La protección debe ser lo suficientemente sensible para que opere con rapidez aún bajo fallas incipientes. Un sistema de protección bien diseñado y adecuadamente coordinado es vital para asegurar que el sistema eléctrico de potencia opere dentro de los requerimientos y parámetros previstos.

Al brindarle seguridad a redes y costosos equipos, también se está protegiendo una inversión de capital muy grande y se protege también a las personas. En este sentido proteger la dignidad humana supone el proyecto de dignificar la vida del ser humano, de hacerla más digna para permitir a cada uno desarrollar su vida en plenitud.

Los interruptores; que hacen la conexión o desconexión de las redes eléctricas. Son gobernados por los relés y operan directamente el sistema de potencia con exactitud.

Se acostumbra alimentar, tanto interruptores como relés con un sistema de alimentación de energía eléctrica independiente del sistema protegido con el fin de garantizar autonomía en la operación. De esta forma los relés e interruptores puedan efectuar su trabajo sin interferencias. Es común que estos sistemas sean de tensión continua y estén alimentados por baterías o sistemas interrumpibles (UPS).

Sistema de comunicaciones. Es el que permite conocer el estado de interruptores y relés con el fin de poder realizar operaciones y analizar el estado del sistema eléctrico de potencia. Existen varios sistemas de comunicación. Algunos de estos son:

Nivel 0. Sistema de comunicaciones para operación y control en sitio.

Nivel 1. Sistema de comunicaciones para operación y control en cercanías del sitio.

Nivel 2. Sistema de comunicaciones para operación y control desde el centro de control local.

Nivel 3. Sistema de comunicaciones para operación y control desde centros de control nacional. (Wikipedia, 2017)

5. Metodología

5.1 Tipo de estudio

Es de tipo descriptivo, por medio de la experiencia se crea una identificación de fallas de un generador.

5.2 Método

El método empleado en este proyecto es deductivo porque se parte de una teoría que ya existe para presentar una serie de pasos sobre identificación de fallas en un generador de energía usando sistemas expertos.

5.3 Instrumentos de recolección de la información.

5.3.1 Fuentes primarias. Observación directa, entrevistas.

5.3.2 Fuentes secundarias. Libros técnicos, catálogos e internet

6. Resultados Del Proyecto

6.1 Minimizar las posibles desconexiones de los generadores sincronizados a la red para evitar los intempestivos bajones de frecuencia.

Al seleccionar el equipo correcto para el CCM conduce a una mejor seguridad industrial en su planta, ayudando a la protección de su personal y sus inversiones de capital.

Las nuevas medidas para incrementar la seguridad en equipos y del personal, se reflejan en nuevas metodologías y tecnologías diseñadas para ayudar a minimizar los riesgos del área de trabajo. Este artículo examina las causas de una falla de arco eléctrico, discute las normas de seguridad en estos eventos y el papel que juegan los Centros de Control de Motores (CCM) resistentes a fallas en la contención de la energía del arco eléctrico. También se detallan las características de un diseño efectivo y resistente al arco eléctrico.

Un arco eléctrico es el resultado de una falla de arco que sobre calienta el aire alrededor de él, expandiéndolo y creando una onda de presión con un encerramiento eléctrico. Este plasma de arco vaporiza todo lo que entra en contacto con él como cobre, materiales aislantes, tornillos y encerramientos de acero. Este calor y energía masiva pueden infringir heridas graves, quemaduras de material vaporizado, daños en la capacidad auditiva por las grandes ondas de sonido que se generan y visión reducida por el arco de alta intensidad luminosa.

De hecho, las fallas de arco eléctrico son responsables del 80% de todas las heridas relacionadas con la operación eléctrica de equipos. En América del Norte ocurren de 5 a 10 eventos de arco eléctrico cada día. Una de las características que hacen a los arcos eléctricos eventos tan peligrosos es la temperatura extrema que involucran; en algunos casos llegando hasta los 19,500 grados centígrados (casi cuatro veces la temperatura de la superficie del sol), siendo la onda de presión de la explosión equivalente a una granada de mano.

La causa del arco eléctrico podría ser tan simple como un roedor, serpiente o simplemente agua entrando al compartimiento eléctrico del equipo, o podría ser un error humano, un

empleado dejando de manera accidental una herramienta dentro del encerramiento u olvidando el apretado de una conexión.

En el 2004, se hicieron numerosas adiciones al NFPA 70E, incluyendo definiciones y fórmulas para calcular el arco eléctrico, riesgo de choque eléctrico, fronteras de choque eléctrico y tablas para los niveles de energía en incidentes de arco eléctrico. Las revisiones también describen los requerimientos para el equipo de protección de personal (EPP) para tareas específicas y algunas regulaciones para programas de seguridad eléctrica, permisos de trabajo en tableros energizados, prácticas seguras y entrenamiento en seguridad eléctrica.

A pesar que la prevención es una parte integral de la solución, algunas veces la explosión del arco eléctrico ocurre sin importar las mejores intenciones, aquí es cuando la tecnología avanzada de CCM juega un papel vital.

Un CCM resistente al arco eléctrico está diseñado para controlar la exposición de arco eléctrico extinguiéndolo, controlando la expansión de la onda de presión fuera del alcance del personal. El CCM resistente al arco eléctrico es capaz de proveer accesibilidad del tipo 2. Algunos diseños incluyen monitoreo remoto y capacidades de control diseñadas para minimizar la cantidad de tiempo que el personal tiene que estar cerca del equipo, ayudando a reducir aún más los riesgos de seguridad.

Principales características centrales del diseño: Integridad estructural a través de un diseño sólido y robusto.

- Dos láminas metálicas laterales en cada lado.
- Bus horizontal bien aislado y bus vertical aislado en un soporte no conductor.
- Aislamiento de cada unidad.
- Zapatas de tierra dedicadas para cada unidad y bus de tierras vertical.

Cuando se considera un CCM resistente al arco, es importante que los usuarios entiendan los criterios de desempeño que deben ser cumplidos antes que un CCM se pueda clasificar como “resistente al arco”, como aplica a equipos de baja tensión como está definido en el estándar

IEEE C37.20.7-2007. El estándar define los requerimientos de pruebas que deben ser cumplidas y el desempeño esperado del equipo en el evento de una falla de arco eléctrico.

En muchos casos, los CCM de “grado comercial” no pueden soportar los efectos de fallas de arco eléctrico internas para las pruebas descritas en el estándar de la IEEE. En vez de buscar un nivel avanzado de protección, muchos usuarios relegan su estrategia (muchas veces sin saberlo) a una orientada solamente en medidas preventivas. Esta metodología puede no solucionar todos los problemas de fallas de arco eléctrico y es capaz de proteger solamente a un número limitado de usuarios.

En Conclusión: Cualquier persona con intención de abrir una puerta para trabajar en una unidad, necesita un nivel de EPP basado en las guías de la NFPA 70E para el trabajo en una unidad energizada, pero cuando se trabaja en un CCM la persona también está expuesta a las unidades adyacentes. Si el CCM fue diseñado y probado de acuerdo al estándar IEEE C37.20.7-2007, es más probable que las puertas del CCM permanezcan cerradas durante una falla interna de arco eléctrico. De otra forma el trabajador está expuesto a un riesgo corporal mayor si la falla ocurre en el CCM.

Guías para reducir los riesgos de una falla de arco eléctrico: Realizar análisis de falla de arco en todos los equipos eléctricos.

- Etiquete todo el equipo de manera correcta para prevenir contacto con potenciales puntos de falla de arco.
- Instale un equipo resistente de falla de arco.
- Emplee monitoreo y operación remota.
- Realice entrenamiento continuo de personal en normas de seguridad.
- Verifique que los trabajadores estén protegidos con un EPP apropiado.
- Implemente un programa de mantenimiento de equipo.
- Pruebe el voltaje en cada conductor previo al trabajo en la unidad.

El Centerline 2100 MCC de Rockwell utiliza tecnología probada en calidad y años de servicio confiable.

- Supera altas pruebas de cortocircuito.
- El refuerzo de bus continuo proporciona un soporte uniforme.
- Componentes duraderos NEMA.
- Probado de fábrica para la más rápida y fiable de puesta en marcha.

6.2 Verificar los principales riesgos eléctricos que se presentan en los componentes del sistema eléctrico para evitar pérdidas económicas a la empresa generadora.

Es aquel susceptible de ser producido por instalaciones eléctricas, partes de las mismas, y cualquier dispositivo eléctrico bajo tensión, con potencial de daño suficiente para producir fenómenos de electrocución y quemaduras. Se puede originar en cualquier tarea que implique manipulación o maniobra de instalaciones eléctricas de baja, media y alta tensión; operaciones de mantenimiento de este tipo de instalaciones y reparación de aparatos eléctricos.



Figura 25. Riesgos Eléctricos

Fuente: extraído de http://paritarios.cl/revencion_de_riesgos_Riesgo_Electrico.html.

El hombre a través del tiempo ha desarrollado nuevas formas de energía, para hacer más fácil los trabajos y mejorar así su campo productivo y confort.

Por ello la electricidad ha alcanzado una aplicación universal en todas las actividades del ser humano, ya sea en el desarrollo para producir fuerza, luz, calor, etc. A su vez, ha contribuido a la eliminación de muchos riesgos, especialmente, en aquellos originados en el uso de la fuerza muscular del hombre.

Sin embargo, también la electricidad ha creado sus propios riesgos, ocasionando graves lesiones y daños mortales a las personas que no toman las debidas precauciones.

Generalmente, el desconocimiento y el mal uso de la electricidad contribuyen en forma importante a la generación de accidentes. Esta realidad nos lleva a explicar, a continuación, y en forma breve, el fenómeno de la electricidad, junto con sus efectos, causas de los accidentes y formas de prevenirlos.

Para trabajar en instalaciones se deben tener en cuenta los siguientes principios

1. Abrir todas las fuentes de tensión.
2. Enclavar o bloquear, si es posible, todos los dispositivos de corte.
3. Comprobar la ausencia de tensión.
4. Poner a tierra y en cortocircuito todas las posibles fuentes de tensión.
5. Delimitar la zona de trabajo mediante señalización o pantallas aislantes
6. No quitar la puesta a tierra de los equipos e instalaciones.
7. No realizar operaciones en líneas eléctricas, cuadros, centros de transformación o equipos eléctricos si no se posee la formación necesaria para ello.
8. No retirar los recubrimientos o aislamientos de las partes activas de los sistemas.
9. En el caso de que sea imprescindible realizar trabajos de tensión, deberán utilizarse los medios de protección adecuados.

Elementos de protección personal

1. Cascos.
2. Gafas o pantallas de protección facial.

3. Guantes.
4. Calzado de seguridad. de seguridad

6.3 Considerar la aplicación de protecciones especiales que corresponden solo a los generadores para ubicar específicamente el lugar de la falla.

Tabla 1. Nomenclatura

Protecciones normas ANSI y IEEE

FUNCIÓN	ANSI /IEEE
Protección mínima impedancia	21
Protección sobreexcitación	24
Protección baja tensión	27
Protección potencia inversa	32
Protección pérdida de campo	40
Protección secuencia negativa	46
Protección sobrecorriente instantánea	50
Protección sobrecorriente instantánea de tierra	50N
Protección sobrecorriente temporizada	51
Protección sobrecorriente temporizada de tierra	51N
Interruptor de Maquina	52
Protección sobretensión	59
Protección tierra estator	64G
Protección tierra rotor	64F
Protección baja o sobre frecuencia	81
Relé de bloqueo	86
Protección diferencial	87
Protección diferencial de transformador	87T
Protección diferencial de generador	87G
Protección diferencial de línea	87L

Fuente: diseño propio

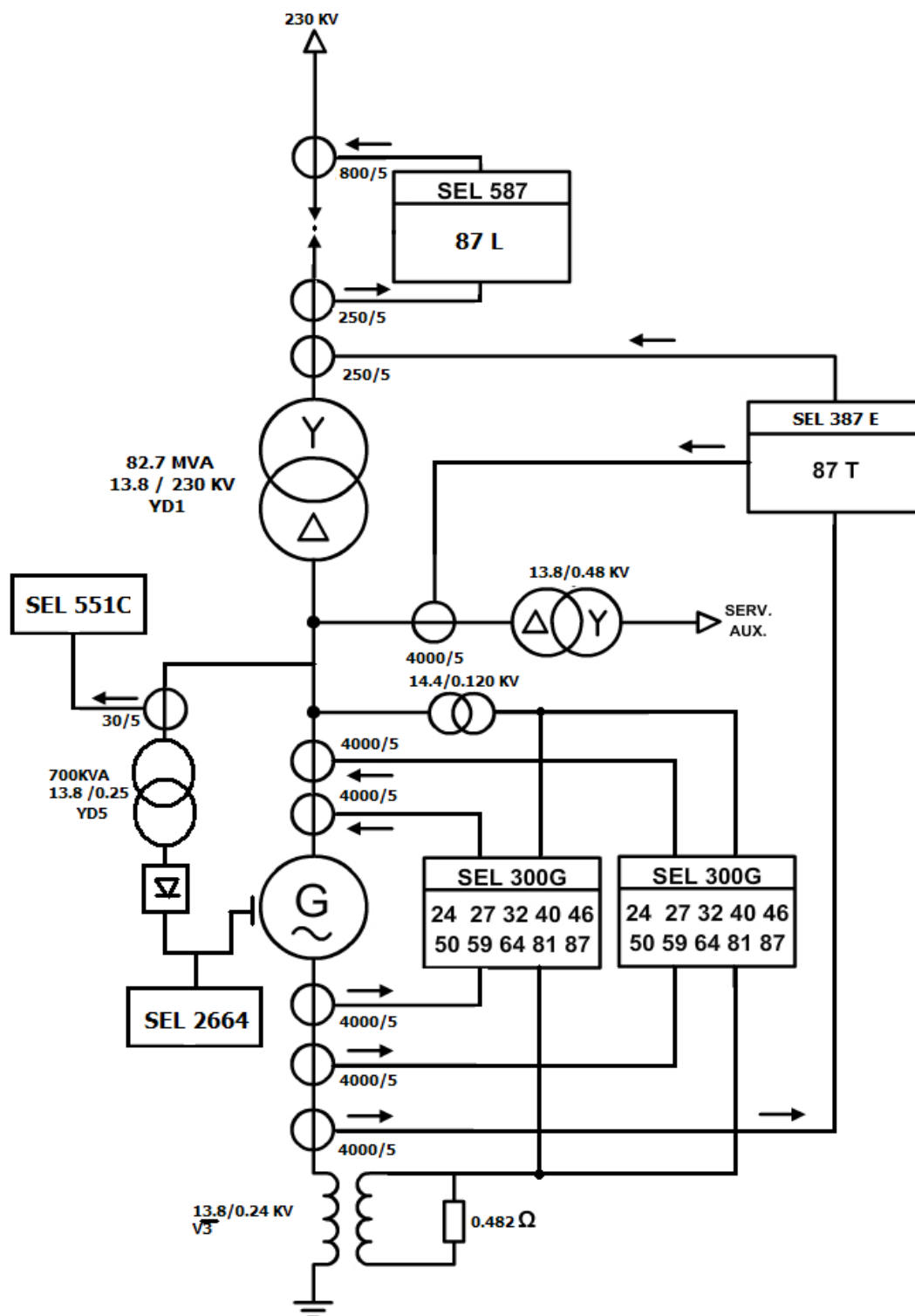
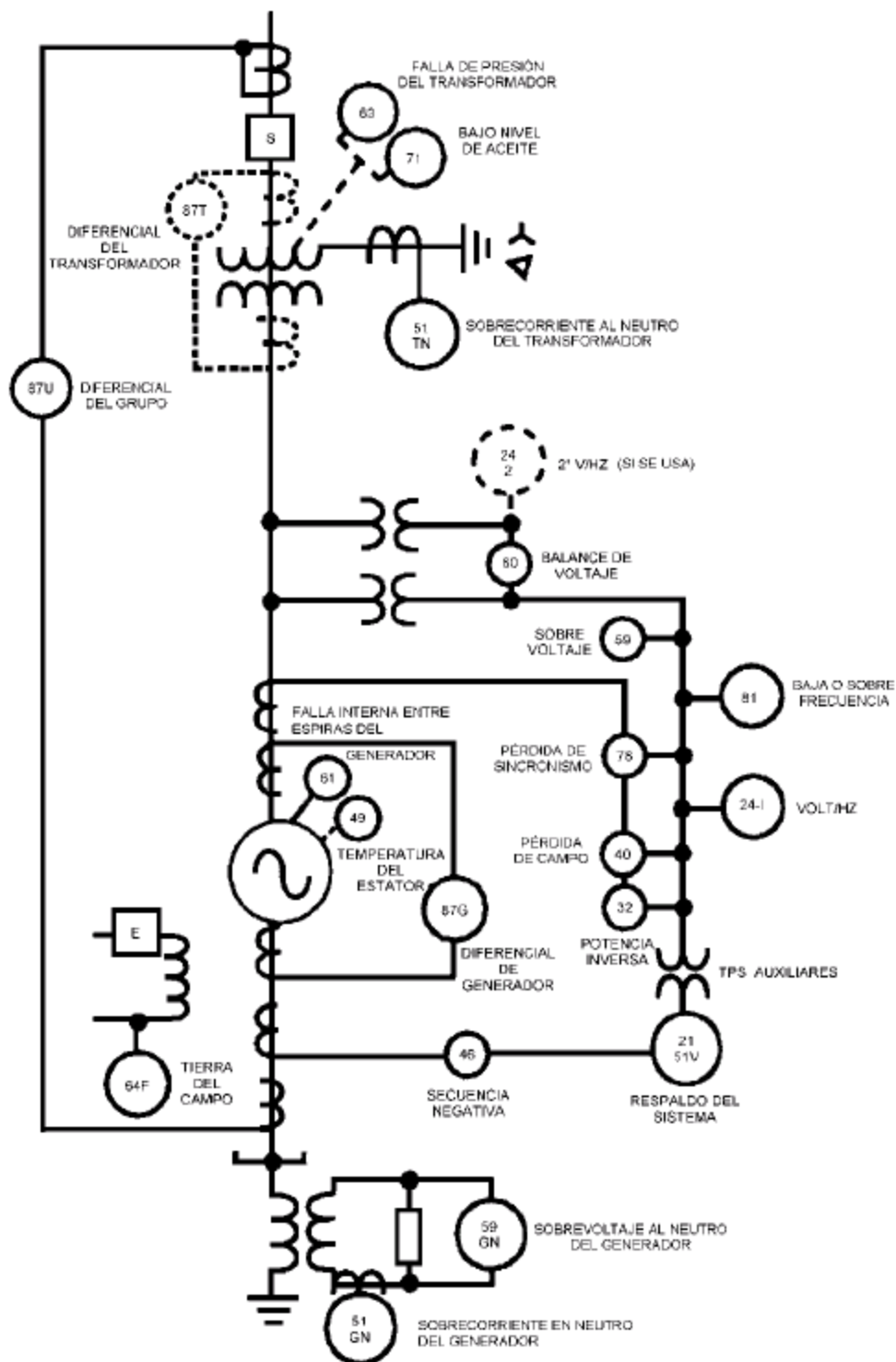


Figura 26. Diagrama unifilar. Esquema de protección Central Playas
Fuente: extraído de central hidroeléctrica Playas EPM



PANEL

Figura 27. Esquema de protecciones
Fuente: extraído de central hidroeléctrica Playas EPM

Frontal relé sel 300G (Relé de Protección de generador: El Relé SEL-300G tiene 16 leds en su panel frontal. Uno de ellos (EN) es dedicado a indicar la condición operacional del relé.

La disposición de los leds se muestra en la Figura siguiente.

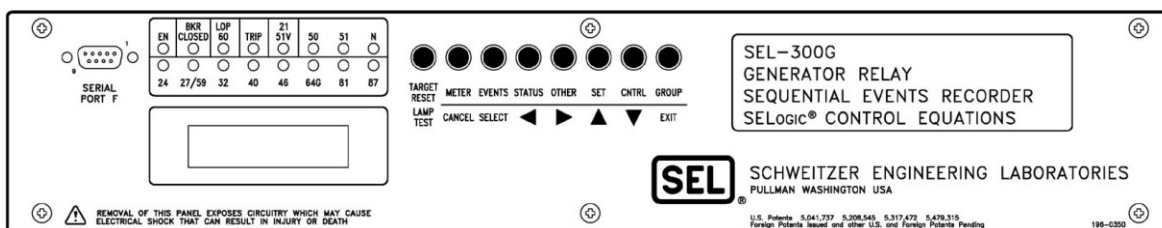


Figura 28. Relé Sel 300G. Panel frontal
Fuente: extraído de Manuales de protecciones SEL

Tabla 2.
Descripción de funciones relés SEL 300 G

LE D	Leyenda	Descripción
1	EN	Relé habilitado
2	BKR CLOSED	Indica que el interruptor del generador está cerrado, si el led está prendido.
3	LOP 60	Perdida de potencial (Prendido cuando se pierde la señal del transformador de potencial)
4	TRIP	Disparo del relé.
5	21/51V	Protección de distancia y/o sobrecorriente temporizada con restricción o control de tensión activada.
6	50	Protección de sobrecorriente de tiempo definido activada.
7	51	Protección de sobrecorriente temporizada activada.
8	N	Protección de sobrecorriente neutro activada.
9	24	Protección. volts/hertz activada.
10	27/59	Protección de bajo o sobre voltaje activada.
11	32	Protección de potencia inversa activada.
12	40	Protección de pérdida de campo activada.
13	46	Protección de sobrecorriente de secuencia negativa activada.
14	64G	Protección falla a tierra del estator activada. (100%)
15	81	Protección de sobre o baja frecuencia.
16	87	Protección diferencial activada.

Nota:

- El led LOP 60 no debe estar prendido en condiciones normales de operación y la maquina esta sincronizada, este prende cuando se pierde la señal de los transformadores de potencial, indicando falla. En este caso el operador deberá comunicarlo al personal de protecciones.

- Cuando la unidad este fuera de sincronismo y no hay presencia de tensión, el led LOP 60 prendera, esto se debe a la ausencia de tensión en los transformadores de potencial, en este caso el led no indica falla.

Botones del panel frontal relé Sel 300

La mayoría de los botones del panel frontal tienen asignadas 2 funciones, una principal y una función secundaria, como se muestra en la figura 2. Cuando se presiona una vez algún botón se selecciona la función primaria al volverlo a presionar se selecciona la función secundaria.

Cuando se selecciona la función primaria de alguno de los botones, el resto de botones del panel activan sus funciones secundarias.

Por ejemplo, después de presionar el botón METER, las flechas arriba y abajo se activan y se usan para desplazarse por las diferentes medidas dentro del despliegue de la pantalla del panel frontal.

Las funciones primarias se activan de nuevo al salir de la función seleccionada, presionando el botón EXIT o el despliegue vuelve a su estado por defecto después de estar sin actividad por un tiempo establecido (definido en los ajustes del relé).

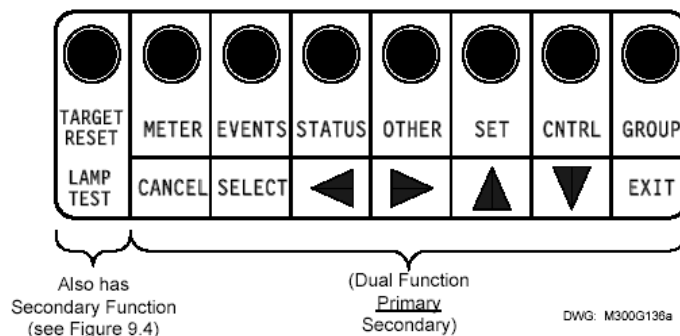


Figura 29. Vista de los botones del panel frontal del relé Sel 300G

Fuente: extraído de Manuales de protecciones SEL

Funciones primarias

TARGET RESET: Cuando se presiona este botón, todos los leds del panel frontal se iluminan por 1 segundo, todos los leds de disparo enganchados se normalizan si la condición de disparo ha desaparecido.

METER: Permite visualizar las medidas de variables eléctricas como voltajes, corrientes, diferenciales, etc.

EVENTS: Muestra una lista de los últimos eventos.

STATUS: Botón de autoprueba de estado.

GROUP: Muestra el grupo de ajustes seleccionado (Grupo 1 o Grupo 2).

Funciones secundarias

LAMP TEST: Provee información y ayuda en pantalla cuando se ven o se cambian ajustes con el botón SET

CANCEL: Permite salir de un nivel superior de despliegue o de ajuste.

SELECT: Permite seleccionar una opción dentro del despliegue actual.

◀: Permite desplazarse hacia la izquierda dentro de un determinado despliegue.

▶: Permite desplazarse hacia la derecha dentro de un determinado despliegue.

▲: Permite desplazarse hacia arriba dentro de un determinado despliegue.

▼: Permite desplazarse hacia abajo dentro de un determinado despliegue.

EXIT: Permite salir completamente de un despliegue y volver al despliegue por defecto.

Panel frontal relé sel 387E (Relé protección diferencial de grupo)

La Figura 30 muestra una vista de la interfaz de usuario del panel frontal del Relé SEL-387E. El panel incluye un LCD de dos líneas, 16 caracteres, 16 leds de señalización y ocho botones para operación local.

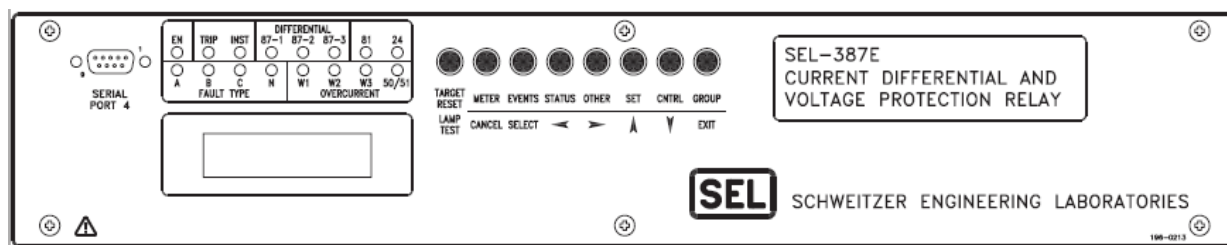


Figura 30. Relé SEL 387E Panel frontal

Fuente: extraído de Manuales de protecciones SEL

El LCD muestra eventos, medida, ajustes e información del estado de la autocomprobación del relé.

La pantalla es controlada por ocho botones multifunción. Los leds de señalización despliegan la información de operación del relé.

El Relé SEL-387E tiene 16 en su panel frontal. Uno de ellos (EN) es dedicado a indicar la condición operacional del relé. Doce son dedicados a funciones de señalización específicas. Los restantes tres (LEDA, LEDB y LEDC) poseen lógica de señalización por defecto, pero pueden ser completamente programados por el usuario.

La disposición de los se muestra en la Figura 31.

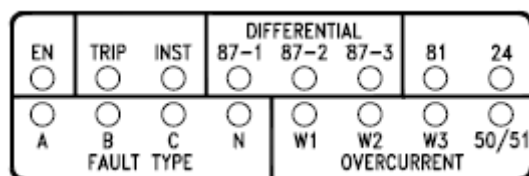


Figura 31. Relé SEL 387E Leds Panel frontal

Fuente: extraído de Manuales de protecciones SEL

La Tabla siguiente describe las funciones de señalización básicas, asociadas a cada uno de los 16.

Tabla 3.

Asignación de leds Panel frontal del Relé 587

LED	Leyenda	Descripción
1	EN	Relé habilitado
2	TRIP	Disparo del relé.
3	INST	Disparo instantáneo
4	87-1	Elemento diferencial Devanado1 activada
5	87-2	Protección diferencial Devanado 2 activada
6	87-3	Protección diferencial Devanado 3 activada
7	81	Protección se sobre o baja frecuencia activada
8	24	Protección Volts/Hertz activada
9	A	Fase A comprometida en la falla
10	B	Fase B comprometida en la falla
11	C	Fase C comprometida en la falla
12	N	Protección sobrecorriente residual activada
13	W1	Protección sobrecorriente devanado 1 activada
14	W2	Protección sobrecorriente devanado 2 activada
15	W3	Protección sobrecorriente devanado 3 activada
16	50/51	Protección sobrecorriente activada

Botones de operación

Ocho botones multifunción controlan la pantalla del panel frontal. La leyenda de cada botón define su función primaria en la fila superior y su función secundaria en la fila inferior. Las

funciones primarias son para selección de comandos, mientras que las secundarias son para movimientos del cursor y para selección de comandos específicos.

Funciones primarias básicas:

TARGET RESET/LAMP TEST

El botón del extremo izquierdo es dedicado para resetear alarmas cuando se presenta algún disparo. Además, al presionar <**TARGET RESET**> se iluminan los del panel frontal por dos segundos, a modo de prueba, los que luego se apagan; excepto el LED EN, que permanecerá iluminado si el relé está habilitado.

METER

Permite la lectura de las variables eléctricas sensadas por el relé tales como voltajes y corrientes. Genera un despliegue que es actualizado cada dos segundos.

Mientras se esté dentro de la estructura del menú METER, el botón <**CANCEL**> llevará al usuario de vuelta al menú previo. El botón <**EXIT**> > sacará al usuario del menú METER y llevará al relé al despliegue por defecto.

La rotación de la información METER, que se muestra en pantallas sucesivas, se puede detener presionando <**SELECT**>. El usuario puede entonces realizar un despliegue manual, usando las teclas de flechas arriba/abajo. Esto facilita, por ejemplo, la anotación manual de la información desplegada. Presionando <**SELECT**> nuevamente, se restaura la rotación.

EVENTS

Presione el botón <**EVENTS**> para desplegar resúmenes de eventos. Si no existen registros de eventos EVENT, el relé informa “No Fault Data” y termina el comando.

Si existen registros, use las flechas derecha / izquierda para revisar la información de un registro de evento y las flechas arriba / abajo para moverse entre registros de evento distintos. La información desplegada para un evento dado es: número de evento, fecha/hora, grupo de

ajustes activo, señalizadores de falla y magnitudes de corriente secundaria de cada devanado (IA, IB, IC). Use <CANCEL> o <EXIT> para retornar al despliegue por defecto.

Funciones secundarias básicas:

Los botones de funciones secundarias quedan operativos tan pronto como uno de los botones de funciones primarias es presionado. Estas funciones secundarias permanecen operativas hasta que una función primaria ha sido completada, abortada o abandonada y el despliegue ha retornado a su función por defecto.

El primer botón, TARGET RESET / LAMP TEST, no tiene función secundaria salvo como tecla HELP.

CANCEL

El botón <CANCEL> vuelve el despliegue a su menú previo, dentro de una función primaria.

SELECT

El botón <SELECT> es usado dentro de un diálogo de una función primaria, para seleccionar una opción de menú. Una vez que la opción ha sido identificada con los botones de flecha, use el botón <SELECT> para seleccionarla.

Flechas

Los botones de flecha se usan a través de todos los despliegues de las funciones primarias del panel frontal, para recorrer lista, identificando opciones de menú mediante el movimiento del cursor y desplazándose a izquierda y derecha para más información.

EXIT

Si se presiona el botón <EXIT> en cualquier momento dentro de uno de los diálogos, el procedimiento es abortado y la pantalla vuelve a su despliegue por defecto.

Panel Frontal Relé Sel 587 (relé de protección diferencial de cable 230 kv): El Relé SEL-587 tiene 8 leds en su panel frontal. Uno de ellos (EN) es dedicado a indicar la condición operacional del relé. Cuatro son dedicados a funciones de señalización específicas. Los tres restantes (LED A, LED B y LED C) poseen lógica de señalización por defecto, pero pueden ser completamente programados por el usuario.

La disposición de los leds se muestra en la Figura 3.

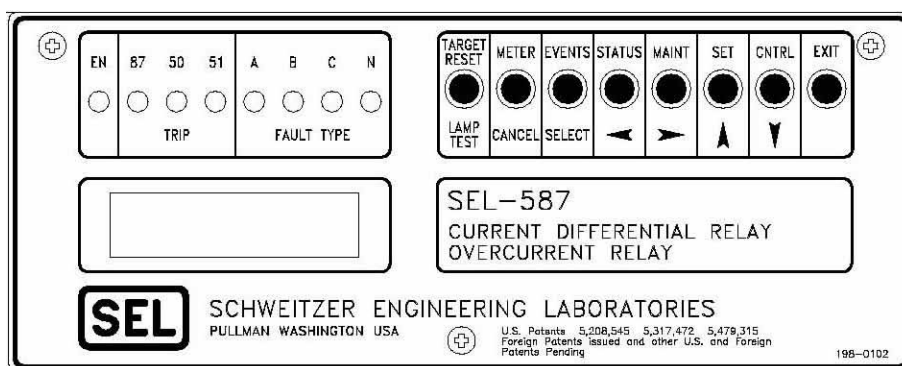


Figura 32. Relé SEL 587 Panel frontal

Fuente: extraído de Manuales de protecciones SEL

La Tabla 4 describe las funciones de señalización básicas, asociadas a cada uno de los 8.

LED 1 – En – Relé habilitado:

El LED 1 se ilumina sólo cuando el relé está completamente habilitado y listo para el servicio. El LED se apagará si el relé queda inhabilitado por ciertas condiciones críticas de falla o alarma. El LED 1 es el único LED color verde de los 8; los restantes son de color rojo.

LED 2 – 87– Elemento diferencial:

Este LED se iluminará si los elementos diferenciales están presentes en los ajustes y los relés, se encuentran activados al instante de registrarse un flanco de subida de cualquier disparo o un ciclo después.

El LED 2 permanece encendido hasta la reposición, ya sea vía botón TARGET RESET del panel frontal.

LED 3– 50 – Disparo por sobrecorriente:

Este LED se iluminará si cualquier elemento de sobrecorriente presente en los ajustes, está activado al instante de registrarse un flanco de subida de cualquier disparo o un ciclo después.

El LED 3 permanece encendido hasta la reposición, ya sea vía botón TARGET RESET del panel frontal.

LED 4– 51 – Disparo por sobrecorriente:

Este LED se iluminará si cualquier elemento de sobrecorriente se activa.

El LED 4 permanece encendido hasta la reposición, ya sea vía botón TARGET RESET del panel frontal.

LED 5 – A – Fase A Comprometida en la falla (leda, programable):

Este LED se iluminará cuando la fase R esté involucrada en la falla.

El LED 5 permanece encendido hasta la reposición, ya sea vía botón TARGET RESET del panel frontal.

LED 6 – B – Fase B Comprometida en la falla (ledb, programable):

Este LED se iluminará cuando la fase S esté involucrada en la falla.

El LED 6 permanece encendido hasta la reposición, ya sea vía botón TARGET RESET del panel frontal.

LED 7 – C – Fase C C comprometida en la falla (Ledc, Programable):

Este LED se iluminará cuando la fase T esté involucrada en la falla. El LED 7 permanece encendido hasta la reposición, ya sea vía botón TARGET RESET del panel frontal.

LED 8 – N – Disparo por elemento de sobrecorriente residual:

Este LED se iluminará si cualquier elemento de sobrecorriente residual se activa.

El LED 8 permanece encendido hasta la reposición, ya sea vía botón TARGET RESET del panel frontal.

Botones del panel frontal relé SEL 587

Aplica la misma descripción presentada para los relés SEL 300G y SEL 387 E.

Panel frontal relé SEL 551C (relé de protección sobrecorriente de transformador servicio auxiliares).

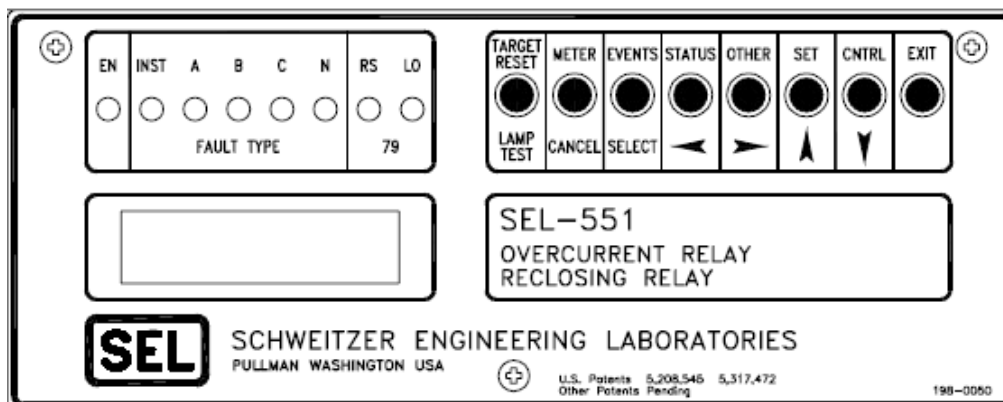


Figura 33. Panel frontal Relé SELC Panel frontal
Fuente: extraído de Manuales de protecciones SEL

Tabla 4.

Asignación de Panel frontal del Relé 551C

LED	DEFINICIÓN
END	Relé en servicio
INST	Disparo instantáneo
A	Fase A comprometida en la falla
B	Fase B comprometida en la falla
C	Fase C comprometida en la falla
N	Tierra comprometida en la falla
RS	Relé de reconexión en estado de Reset
LO	Relé de reconexión en estado de

Botones de operación

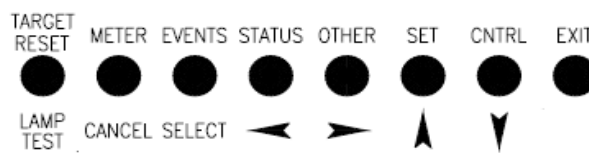


Figura 34. Relé SEL 551C Botones del Panel Frontal
Fuente: extraído de Manuales de protecciones SEL

Ocho botones multifunción controlan la pantalla del panel frontal. La leyenda de cada botón define su función primaria en la fila superior y su función secundaria en la fila inferior. Las funciones primarias son para selección de comandos, mientras que las secundarias son para movimientos del cursor y para selección de comandos específicos.

Funciones primarias básicas

TARGET RESET/LAMP TEST

El botón del extremo izquierdo es dedicado para resetear alarmas cuando se presenta algún disparo. Además, al presionar <**TARGET RESET**> se iluminan los del panel frontal por dos segundos, a modo de prueba, los que luego se apagan; excepto el LED EN, que permanecerá iluminado si el relé está habilitado.

METER

Permite la lectura de las variables eléctricas sensadas por el relé tales como voltajes y corrientes. Genera un despliegue que es actualizado cada dos segundos.

Mientras se esté dentro de la estructura del menú METER, el botón <**CANCEL**> llevará al usuario de vuelta al menú previo. El botón <**EXIT**> > sacará al usuario del menú METER y llevará al relé al despliegue por defecto.

La rotación de la información METER, que se muestra en pantallas sucesivas, se puede detener resonando <**SELECT**>. El usuario puede entonces realizar un despliegue manual, usando las teclas de flechas arriba/abajo. Esto facilita, por ejemplo, la anotación manual de la información desplegada. Presionando <**SELECT**> nuevamente, se restaura la rotación.

EVENTS

Presione el botón <**EVENTS**> para desplegar resúmenes de eventos.

Si no existen registros de eventos EVENT, el relé informa “No Fault Data” y termina el comando. Si existen registros, use las flechas derecha / izquierda para revisar la información de un registro de evento y las flechas arriba / abajo para moverse entre registros de evento distintos. La información desplegada para un evento dado es: número de evento, fecha/hora, grupo de ajustes activo, señalizadores de falla y magnitudes de corriente secundaria de cada devanado (IA, IB, IC). Use <CANCEL> o <EXIT> para retornar al despliegue por defecto.

Funciones Secundarias básicas

Después de que una función primaria es seleccionada, los botones operan según su función secundaria.

El primer botón, **TARGET RESET / LAMP TEST**, no tiene función secundaria salvo como tecla HELP.

Use las flechas izquierdas/derecha para subrayar la función deseada. Luego presione el botón **SELECT** para seleccionar la función.

Use las flechas izquierdas/derecha para subrayar el ajuste deseado. Luego use las flechas arriba/abajo para cambiar el ajuste. Luego de que se han completado los cambios en los ajustes, presione el botón **SELECT** para seleccionar o activar el ajuste.

Presione el botón **CANCEL** para abortar un procedimiento de cambio en un ajuste y volver a la pantalla previa.

Presione el botón **EXIT** para retornar a la pantalla por defecto y tener nuevamente activa la función primaria del botón.

Panel frontal sel 2030 procesador de comunicaciones: El SEL 2030 es un procesador de comunicaciones que permite la telegestión de los relés anteriormente mencionados, cada uno de estos relés se conecta a un puerto serial determinado, en el caso de la central playas la distribución de puerto es la siguiente:

El panel frontal del SEL 2030 muestra el estado de recepción o transmisión de cada puerto, y cuenta con un botón de prueba de lámparas TEST LAMPS, para verificar el estado de los LEDs de indicación. La figura 8 muestra lo anteriormente mencionado. (Selinc, 2017)

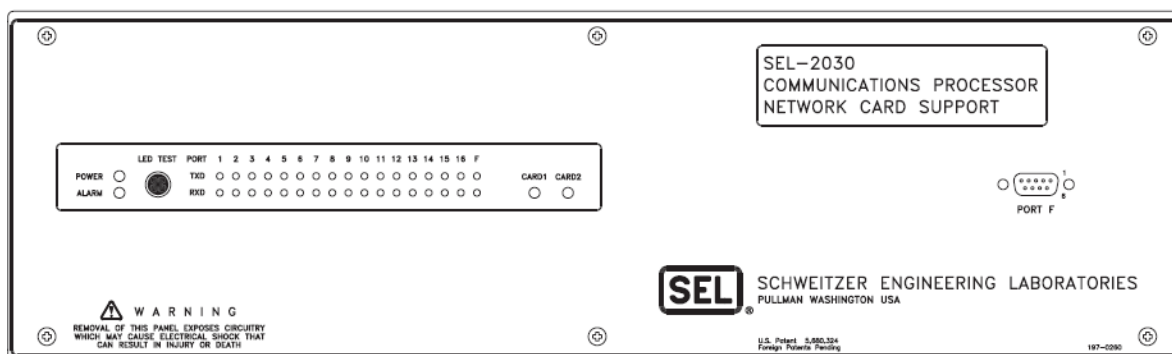


Figura 35. SEL 2030 Panel frontal

Fuente: extraído de Manuales de protecciones SEL

6.3.1 Protección de generadores. Los generadores representan el equipo más caro en un sistema eléctrico de potencia y se encuentran sometidos, más que ningún otro equipo del sistema, a los más diversos tipos de condiciones anormales. Las razones que se exponen a favor de minimizar la cantidad de equipos de protección automática son:

- A razón de más equipo automático, mayor es el mantenimiento, y si el mantenimiento es defectuoso el equipo se torna menos confiable.

- El equipo automático puede actuar incorrectamente y desconectar el generador de forma innecesaria.

- En algunas ocasiones, el operador puede evitar que un generador salga fuera de servicio en el caso de que su salida implique un trastorno significativo para el sistema eléctrico al que se encuentra conectado.

Casi la totalidad de las objeciones a los equipos de protección automática no apuntan a que el relé no opere cuando debiera hacerlo, sino que lo haga incorrectamente poniendo al generador fuera del servicio.

No puede negarse la gravedad que puede significar para un sistema eléctrico la desconexión momentánea e innecesaria de un generador; pero tampoco puede evitarse ese daño mediante la falta de una protección necesaria.

En casi la totalidad de los países de nuestra Región, la protección de los generadores frente a la posibilidad de daños significativos es más importante que la protección a la continuidad momentánea del servicio del sistema eléctrico al que están conectados.

Una consideración a tener en cuenta al analizar las protecciones de un generador y que no se manifiesta en los restantes equipos que conforman un sistema eléctrico, es el hecho que la apertura de su interruptor principal es condición necesaria, pero no suficiente para evitar la prolongación de ciertos daños.

6.3.2 Protección del Estator. Contra cortocircuito entre fases; Este tipo de cortocircuitos genera la circulación de elevadas corrientes. Estas 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 relé. 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 relés especiales denominados relés 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 relés 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 relé auxiliar del tipo reposición manual. Este relé se encarga de dar las órdenes de:

a) 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.

b) Apertura del interruptor del lado de baja tensión del transformador de servicios auxiliares de la unidad, en el caso de que exista.

c) Apertura del interruptor de campo.

d) Detención de emergencia

e) Inyección de CO₂.

El empleo de un relé 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.

· **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 con respecto a tierra, la carcasa del generador 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 a 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.

6.3.3 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 enrollado 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 relé de tensión. Aun cuando se tomen algunas precauciones, generalmente no

es posible con este tipo de protección detectar cortocircuitos en el 5% del enrollado 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 relé 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.

6.3.4 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 de 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. Con respecto al 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 relé 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 primer caso (central dispuesta en bloque e), 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 relé 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 cotejada con la corriente medida en el neutro y la diferencia se hace circular por un relé diferencial. La protección se complementa con un relé de sobrecorriente de tiempo que sirve para proteger los cortocircuitos en la zona de barras.

6.3.5 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 enrollado de alta tensión de un transformador monofásico de distribución. Una resistencia y un relé de sobretensión se conectan al enrollado de baja tensión del transformador.

Dicho sistema de conexión del neutro es considerado del tipo resistivo, debido a que lo 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.

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 ésta 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 enrollados por fase o con un solo enrollado por fase.

En el primero de los casos el cortocircuito entre espiras puede localizarse cotejando las corrientes de los dos enrollados que constituyen la fase. La protección que emplea este principio de comparación paralela recibe el nombre de protección diferencial transversal. La sensibilidad del relé que se emplee dependerá de la no igualdad de los dos enrollados 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 el relé. Se trata de un transformador del tipo ventana, conformado por dos ventanas y una pierna central en donde se enrolla el secundario; por cada ventana pasa cada cable correspondiente a cada enrollado y la diferencia surge magnéticamente. Debido al tipo de comparación paralela en que esta protección se basa, puede localizar cortocircuitos de un enrollado a tierra, de dos enrollados de distintas fases, al igual que la apertura de uno de los enrollados.

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, de 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 enrollado 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 relé de sobretensión que mide la tensión residual ($3 V_0$). El relé puede ser ajustado de manera que 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 enrollado del transformador de potencial que se encuentra conectado en paralelo con el enrollado de cada fase de la máquina. Si se trata de generadores con neutro conectado a tierra mediante resistencias de bajo valor, el relé 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 estatóricas 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 relé sintonizado a esa frecuencia, de manera que detecte los cortocircuitos asimétricos externos al generador.

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

- a) Desperfecto en el sistema de refrigeración
- b) Sobrecarga
- c) Cortocircuito de varias láminas del estator

Es usual la protección contra sobrecalentamientos del estator mediante relés del tipo imagen térmica diseñados de manera de reproducir las condiciones de calentamiento que originan las corrientes estáticas 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 embebidos en varios puntos del enrollado. 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.

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 deflectado tan rápidamente y 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 relés 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 relé de sobretensión da orden de apertura al interruptor del generador y al del campo.

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 a tierra en otros puntos del enrollado de campo cuando se inducen en éste tensiones 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 enrollado de campo estará cortocircuitado y la corriente en el resto se incrementará. Al cortocircuitarse parte del enrollado, 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 a tierra para cerrar un circuito eléctrico en que el relé de protección forma parte de ese circuito.

Método Potenciométrico: Este sistema abarca una resistencia con una derivación central, la que se conecta en paralelo con el enrollado principal del campo. La derivación central de la resistencia se conecta a tierra mediante un relé de sobretensión.

Todo cortocircuito a tierra en el enrollado del campo originará una tensión mediante los terminales del relé. Dicha tensión será máxima para cortocircuitos que ocurran en los

extremos del enrollado del campo, y se reducirá a cero para cortocircuitos en el centro del enrollado.

La desventaja de este sistema radica en que existirá una zona de insensibilidad para cortocircuitos en el centro del enrollado 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 e c.a. y su funcionamiento implica que un extremo del primario de este transformador se conecta a tierra y el otro extremo se conecta vía en relé de sobretensión y un condensador en serie a uno de los extremos del enrollado principal de campo.

Al tener lugar un cortocircuito a tierra el circuito del relé se completa, siendo la corriente a través del relé 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 enrollado 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 c.a. la protección se torna inoperativa.

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

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 con respecto al rotor e inducen en el fierro de éste 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.

Las distintas normas de fabricación establecen el tiempo en que el generador puede operar en dichas condiciones sin peligro que se originen daños permanentes, mediante una expresión del tipo: $I_2^2 T = K$, en 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 en base a un relé 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.

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

enrollados amortiguadores que puedan llevar las corrientes inducidas en el rotor. El tiempo para alcanzar un sobrecalentamiento peligroso puede ser tan corto como 2 a 3 minutos.

El estator de cualquier clase de generador síncrono puede sobrecalentarse debido a la sobrecorriente en los enrollados 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 automáticamente 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 relé 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 relé 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 relé 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 que el generador o el sistema resulten dañados.

6.3.6 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 relé de sobrecorriente inverso es satisfactorio. En el caso de cortocircuitos entre fases puede utilizarse un relé de sobrecorriente con control de tensión.

La elección entre estos dos tipos de relé depende del tipo de relé con el que la protección de respaldo debe coordinarse.

No se recomienda emplear relés de sobrecorriente simples, debido a que la curva de decremento de la corriente suministrada por el generador cae bruscamente a valores menores a su corriente nominal antes que el relé de sobrecorriente haya terminado su operación.

El relé 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 ($I_2 \text{ AL CUADRADO}$) $T=K$.

6.3.7 Protección contra motoreo. 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 motoreo recae en la máquina motriz o el sistema eléctrico y no en el generador. La seriedad de la condición de motoreo está sujeta al tipo de máquina motriz.

En las turbinas de vapor, 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 el motoreo.

En los motores Diesel es adecuado instalar protección contra motoreo, debido al peligro de incendio o explosión por el combustible no quemado.

La protección contra motoreo de generadores accionados por turbinas hidráulicas es adecuada en centrales inatendidas para evitar la cavitación de los álabes.

6.3.8 Protección de transformadores. La confiabilidad de los transformadores de potencia depende de un diseño adecuado, de un cuidadoso montaje, de un mantenimiento oportuno y de la provisión de ciertos equipos de protección. Los transformadores están sujetos a pocos tipos diferentes de cortocircuitos y condiciones anormales. Las fallas o condiciones anormales a las que pueden estar sometidos son: fallas internas, sobrecalentamientos o cortocircuitos externos.

6.3.9 Protección contra fallas internas. Las fallas internas a la zona de protección del transformador pueden ser fallas en los terminales mismos o fallas en los enrollados. En ambos casos es necesaria la más rápida desconexión, debido a que los esfuerzos resultantes son destructivos y existe el peligro de incendio. La mayoría de las fallas internas que tienen lugar dentro de los enrollados son fallas a tierra o fallas entre espiras, cuya severidad depende del diseño del transformador y el tipo de puesta a tierra del neutro del sistema eléctrico al que está conectado. Las fallas entre fases dentro del estanque del transformador son poco probables y en el caso de utilizar bancos de transformadores monofásicos son imposibles. Las principales causas de fallas entre fases son arcos en los pasamuros (bushing) y fallas en los equipos cambiadores de derivación (taps) bajo carga. Existen cierto tipo de fallas internas que se denominan incipientes y que no representan un peligro inmediato. No obstante, en caso de dejarlas indetectadas pueden

convertirse en una falla mayor. Las principales fallas dentro de este grupo son fallas en el núcleo, como consecuencia de desperfectos en el aislamiento entre sus láminas, y también fallas en el aceite debido a pérdidas o a obstrucciones en su circulación. En ambos casos se producirá sobrecalentamiento. Para detectar las fallas internas de un transformador se emplean algunas de las siguientes protecciones o una combinación de ellas:

6.3.10 Protección Diferencial. Similar principio de comparación serie que se emplea para detectar fallas en los enrollados del estator de un generador puede utilizarse para detectar fallas en un transformador. En este caso, la comparación tiene que efectuarse entre todos los enrollados que posee el transformador. En condiciones normales existirá una razón precisa entre las corrientes en los enrollados, la cual depende de la razón de transformación. De tener lugar una falla interna cambiará esta razón y la mayoría de los casos cambiará de signo. Al operar la protección diferencial debe desenergizarse completamente el transformador, lo que exige contar con interruptores en cada uno de sus enrollados. La orden de apertura de los interruptores se da a través de un relé auxiliar de reposición manual que asegura que no se reconectará el transformador al servicio de manera inadvertida, sometiéndolo a nuevos daños, sino que luego de haberse constatado la causa de la operación de la protección. Adicionalmente a los problemas que deben tenerse en cuenta con los generadores, en el caso de la protección diferencial de transformadores surgen los siguientes inconvenientes: a) diferencias en magnitud y ángulo de las corrientes que entran y salen de un transformador, lo cual está sujeto a la razón de tensión y de la conexión de los enrollados, b) corriente de magnetización, y c) corriente de energización en vacío (inrush). Debido a que una protección diferencial debe ser estable para fallas externas y para condiciones de carga normal, las diferencias en la magnitud y ángulo de las corrientes deben ser tenidas en cuenta al aplicar la protección.

La diferencia de ángulo puede solucionarse a través de la conexión de los secundarios de los transformadores de corriente de manera de compensarla. Esta solución cuenta con la ventaja de impedir que la componente de secuencia cero que circula en el lado estrella para un cortocircuito externo que involucre tierra no llegue al relé, debido a que no tiene compensación con la corriente del lado delta en la que circulan sólo componentes de secuencias positiva y negativa. Otra alternativa es emplear transformadores de corriente

auxiliares, cuyos secundarios se conectan de modo de corregir las diferencias de ángulo. Para corregir las diferencias en la magnitud de las corrientes es necesario seleccionar las razones de transformación de los transformadores de corriente en la razón inversa a la razón de transformación del transformador de potencia. Como consecuencia de que lo expuesto conduciría a razones muy poco normalizadas, se utiliza una de las siguientes alternativas: Utilizar relés diferenciales que posean derivaciones en sus enrollados de manera de compensar las diferencias. Esta opción se coordina con la que compensa la diferencia de ángulo mediante conexión adecuada de los secundarios de los transformadores principales de corriente, y en la que de todas formas pueden resultar diferencias de 3 en la magnitud secundaria de las corrientes.

Utilizar transformadores de corriente auxiliares que tienen razones que corrigen la diferencia en las magnitudes y que se coordina con la alternativa de corregir la diferencia de ángulo mediante transformadores auxiliares. En este caso, el relé no requiere derivaciones en sus enrollados. Como consecuencia de estos problemas de diferencias de magnitud y ángulo de las corrientes, y la existencia de las corrientes de magnetización del transformador, los relés empleados para protección diferencial de transformadores deben hacerse menos sensibles que los utilizados para generadores. Al energizar un transformador en vacío, este actúa como una simple inductancia. En dichas condiciones circulan corrientes extremadamente altas, pero de corta duración. Estas corrientes de magnetización en vacío, como consecuencia de las condiciones saturadas del fierro del transformador, presentan una forma altamente distorsionada, con una gran cantidad de armónicas. El mayor porcentaje de armónicas corresponde a la segunda, la cual puede llegar a un 63% de la fundamental, siguiéndole la tercera con 27%.

Estas corrientes de magnetización en vacío, cuya magnitud está sujeta al punto de la onda de tensión en que se cierre el interruptor, pueden originar una falsa operación del relé diferencial si no se ponen en práctica medidas especiales. Las alternativas que pueden llevarse a cabo son: Desensibilizar el relé diferencial durante la maniobra de energización del transformador en vacío. Suprimir temporalmente la orden de apertura impartida por el relé

diferencial. Diseñar el relé diferencial de manera que pueda distinguir entre corriente de energización en vacío y corriente de fallas.

Empleo de cuchillas monofásicas de cortocircuito de una fase a tierra: Al trabajar la protección diferencial es necesario desenergizar rápidamente el transformador a través de la apertura de los interruptores de todos sus enrollados. No obstante, en el caso de líneas radiales que finalizan en un transformador, o en las subestaciones reductoras de tensión que se construyen en las primeras etapas de desarrollo de un sistema eléctrico, es usual tratar de reducir las inversiones evitando la instalación de interruptores en el lado de alta tensión del transformador. Bajo estas condiciones, para lograr la desenergización del transformador es necesario obtener la apertura del o de los interruptores remotos. Esto se logra mediante el empleo de cuchillas monofásicas que al operar producen un cortocircuito de una fase a tierra. El cortocircuito es detectado por las protecciones contra fallas a tierra instaladas en los interruptores remotos, que al abrir desenergizan el transformador.

6.3.11 Protección diferencial de transformadores de centrales con esquema en bloque.

Esta protección consiste en que la protección diferencial del transformador normalmente se alarga de manera de incluir en esta protección al generador. Sin perjuicio de la protección diferencial longitudinal que se instala en el generador. El relé diferencial que se emplea para esta protección diferencial alargada o de bloque podría no disponer de medios especiales para evitar la falsa operación por corrientes de energización en vacío, debido que el transformador se conecta a la barra sólo a plena tensión; no obstante, puede producirse una pequeña corriente de energización en vacío cuando se despeja una falla cercana a la barra.

6.3.12 Protección Buchholz. Las fallas en el aislamiento del núcleo y conexiones eléctricas deficientes originan calentamiento local, el cual, a 350°C, causa la descomposición del aceite en gases que se elevan, a través del aceite, y se acumulan en la parte superior del transformador. Si se trata de un cortocircuito en el cual circulan altas corrientes la temperatura del aceite aumenta rápidamente hasta el punto de producir una vaporización que origina un flujo de aceite como consecuencia del incremento de la presión en el estanque del transformador, el cual impulsa el aceite a través de las cañerías de conexión, hacia el

conservador de aceite. Las fallas pueden detectarse sólo mediante la medida de la liberación de gas, ya que otras clases de protecciones no son lo suficientemente sensibles.

El dispositivo empleado para proteger contra la acumulación de gas y el flujo de aceite se denomina relé Buchholz. Dicho relé se aplica solamente a los transformadores del “tipo conservador” en el cual el estanque del transformador se encuentra completamente lleno con aceite, y una cañería conecta el estanque del transformador a un estanque auxiliar, o “conservador”, el que actúa como una cámara de expansión. En la cañería entre el estanque principal y el conservador se instala el relé que lleva dos elementos. Cada elemento contiene un sistema de claveta que activa su respectivo contacto de mercurio. Cuando tiene lugar una falla incipiente en el transformador, pequeñas burbujas de gas son liberadas y éstas, al intentar pasar del estanque al conservador se acumularán en la cámara colectora de gas del relé. Con la acumulación de gas el nivel de aceite en el relé desciende y produce el movimiento de la respectiva claveta, lo cual origina que el contacto de mercurio se cierre y complete un circuito de alarma. Cuando se produce una falla interna franca la generación del gas es rápida y el incremento de presión origina un flujo de aceite desde el estanque conservador. Dicho aceite, en su paso por el relé acciona la claveta o cheque inferior, la cual hace que el respectivo contacto de mercurio cierre, dándose la orden de apertura de los interruptores con el objetivo de desenergizar el transformador.

El relé está equipado con determinados medios que le permiten sacar muestras del gas, con el fin de analizarlo y de acuerdo al contenido poder configurar el tipo de falla. La presencia de: a) hidrógeno (H_2) y acetileno (C_2H_2) indica la ocurrencia de un arco en el aceite entre dos partes estructurales; b) hidrógeno (H_2), acetileno y metano (CH_4) indica arco con algún deterioro de aislamiento fenólica; c) hidrógeno (H_2), metano (CH_4) y etileno (C_2H_4), anhídrido carbónico (CO_2) y etano (C_2H_6) indica un punto caliente en el enrollado. En un transformador que ha estado en servicio, el aceite siempre contiene concentraciones significativas de anhídrido carbónico, y monóxido de carbono (CO), una cierta cantidad de hidrógeno y pequeñas concentraciones de hidrocarburos livianos. Hasta cierto grado, dichos gases son consecuencia del envejecimiento de la aislación y, por lo tanto, existen concentraciones de gas que deben considerarse como normales y que no son necesariamente

indicadoras de la presencia de una falla. La magnitud de dichas concentraciones normales está condicionada principalmente por la antigüedad y carga de los transformadores.

La sensibilidad de los contactos de mercurio de los relés Buchholz se encuentra limitada por las posibles falsas operaciones como consecuencia de golpes o vibraciones originadas por golpes mecánicos a la cañería, operación de los cambiadores de derivación, fallas externas próximas al transformador particularmente asimétricas, y temblores.

En aquellos transformadores que operan con el principio de colchón de gas en vez del conservador, y no puede emplearse el relé Buchholz se utiliza un relé de presión. Dicho relé trabaja en respuesta a la velocidad de aumento de presión en el colchón de gas.

6.3.13 Protección restringida - fallas a tierra. Una falla a tierra en los enrollados constituye una de las fallas 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.

Es 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 enrollado conectado en estrella o en el conectado en delta.

Si se trata del enrollado 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 corriente resultante, que es la corriente residual (tres veces la corriente de secuencia cero), se coteja con la corriente residual del neutro, la diferencia se hace circular por un relé. Una falla a tierra externa al lado estrella hará circular una corriente por la fase afectada, la que se balanceará con la corriente que circulará por el neutro, de manera que la corriente resultante por el relé 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 relé operará.

En el caso del enrollado conectado en delta, se instalan transformadores de corriente en cada una de las fases que salen de la delta. Los secundarios se conectan en paralelo, de manera de lograr la corriente residual, la que se entrega a un relé. Dada la conexión delta – estrella del transformador de potencia, sólo circulará corriente por el relé en caso de fallas a tierra que tenga lugar desde los transformadores de corriente hacia el interior del enrollado delta.

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

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

6.3.14· Protección a masa o de estanque. Al ocurrir una falla entre un enrollado del transformador y la masa (núcleo o estanque), la cual a su vez se encuentra conectada a la malla de tierra de la subestación, se produce un cortocircuito de una fase a tierra. Para este tipo de falla se ha desarrollado una protección denominada a masa o de estanque.

Al producirse una falla entre un enrollado y la masa, la corriente de cortocircuito al pasar a tierra lo hace a través del estanque del transformador. Desde dicho estanque surgen dos vías bien diferenciadas:

- a) la conexión del estanque a la malla de tierra y
- b) todas las piezas metálicas que se encuentran unidas tanto al estanque como a la tierra (ruedas para el transporte y sus rieles, cañerías de agua y de aceite, tubos de protección de

cables eléctricos, etc.). Esta segunda vía posee una resistencia de puesta a tierra superior que la primera y, por lo tanto, la mayor parte de la corriente a tierra pasará por la primera vía.

Deben tomarse algunas precauciones con el fin de asegurar la mayor sensibilidad a este tipo de protección.

En efecto, la conexión del estanque a tierra debe realizarse cuidando que entre el punto de conexión con el estanque y el punto de conexión con tierra (malla de tierra de la Subestación) no existan otros contactos con el estanque o con otro elemento metálico puesto a tierra, debido a que de suceder podría cortocircuitarse el primario del transformador de corriente dejando inoperativa la protección. Además, el neutro de los posibles enrollados en estrella del transformador debe estar aislado eléctricamente del estanque en todo su trayecto antes de su conexión a tierra, y no emplear conexiones múltiples al estanque. Es recomendable incrementar la resistencia de puesta a tierra de la segunda vía, para evitar que en ciertas configuraciones de subestaciones pudiera, para cortocircuitos a tierra externos al transformador por distribución de la corriente residual, operar falsamente esta protección. Para incrementar el valor de la resistencia residual de puesta a tierra del estanque es suficiente con intercalar, en las cañerías y tubos metálicos que llegan al transformador, juntas aislantes y montar los rieles sobre madera o trozos de material aislante.

6.3.15 Protección contra sobrecalentamiento. El sobrecalentamiento del enrollado de un transformador, como consecuencia de una sobrecarga prolongada o a un desperfecto del sistema de refrigeración, normalmente no posee un peligro inmediato; pero constituye una condición que puede afectar la vida útil del transformador. El factor más relevante que limita la carga que puede llevar un transformador sin peligro de daño es la temperatura del punto más caliente del enrollado. El valor que éste puede alcanzar está sujeto al ciclo de carga del transformador, pero por consideraciones prácticas se acepta una temperatura de 105°C para transformadores sometidos a cargas recurrentes.

El problema radica en determinar el punto más caliente del enrollado de un transformador, el cual no es fácil de resolver debido a la gran diferencia que existe entre las constantes de tiempo térmicas del cobre (unos pocos minutos) y del aceite (1 a 4 horas).

La temperatura del punto más caliente del enrollado es igual a la máxima temperatura del aceite más “la diferencia del enrollado”, que depende de las características térmicas del transformador y de las condiciones de carga. La temperatura del aceite sigue lentamente las variaciones de carga y depende de las pérdidas totales en el transformador y del sistema de enfriamiento del aceite. La diferencia del enrollado sigue rápidamente las variaciones de carga y depende de las pérdidas en el cobre y del enfriamiento del enrollado en el aceite.

La protección de imagen térmica consiste en reemplazar la medida directa de la temperatura del punto más caliente del enrollado por un dispositivo que mide la máxima temperatura del aceite más la diferencia del enrollado. El dispositivo más usual es un bulbo detector o sonda de medida que se instala en un receptáculo lleno con aceite, en la zona del aceite caliente en la parte superior del estanque del transformador. También, se dispone de una resistencia de calefacción por cual circula una corriente proporcional a la del enrollado que se mide y que posibilita tener en cuenta la diferencia del enrollado, debido a que la resistencia posee una constante de tiempo térmica lo más cercana a la del enrollado. Generalmente, se cuenta con dos ajustes: el más bajo da sólo alarma y el más alto orden a la desenergización del transformador.

En aquellos transformadores de menor capacidad se instalan relés térmicos que se energizan con la corriente de carga del transformador y que poseen una característica tiempo – corriente que intenta reproducir las condiciones de carga y calentamiento del transformador. Normalmente, el relé es del tipo de láminas bimetálicas.

Para controlar las condiciones de temperatura del aceite e indirectamente las posibles fallas de refrigeración se emplean termómetros a resistencia que contienen contactos de alarma y de desconexión del transformador.

6.3.16 Protección de respaldo - fallas externas. La protección de respaldo se basa en relés de sobrecorriente, los cuales conviene energizarlos de transformadores de corriente diferentes de los utilizados para la protección diferencial o para otro tipo de protección contra fallas internas. Generalmente, se emplean relés 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 relés 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.

6.3.17 Protección de respaldo. 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 posible 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. La protección de respaldo puede ser “local” o “remota”, dependiendo de su ubicación relativa con respecto a la sección del sistema de potencia a que está destinada a proteger.

Una protección es considerada como principal o 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.

La protección de respaldo está destinada a cubrir desperfectos de la protección principal y de los equipos de despeje de falla asociados (interruptores, fusibles de circuitos de apertura, baterías, etc.).

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.

6.3.18 Protección de respaldo remoto. En el caso de que una falla no sea despejada por la protección principal respectiva, debe ser despejada por la protección de respaldo. Si la protección de respaldo 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 con respecto al equipo que no ha operado. Debe ser capaz

de operar para fallas en una sección extensa del sistema eléctrico, y su efectividad es acrecentada por la utilización de una batería y un interruptor diferente.

Es necesario adoptar una de dos siguientes políticas:

a) concebir una protección principal y una protección de respaldo destinadas a detectar cualquier falla que pueda ocurrir en un sistema eléctrico y desconectarla a cualquier precio, aunque éste signifique la pérdida total del sistema eléctrico, o

b) concebir la protección principal destinada a detectar la mayor parte de las fallas que tengan lugar y despejarlas selectivamente, con la posibilidad 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.

6.3.19 Protección de respaldo local. El principio de esta protección consiste en que si una falla continua luego de que la protección principal ha operado, o, en el caso de un desperfecto de la protección principal, después 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 relé detector de falla de respaldo. Cuando se produce una falla en ese circuito, el relé detector de falla de respaldo trabaja conjuntamente con la protección principal, y energiza un relé de tiempo. El relé de tiempo posee un ajuste tal que posibilita que la protección principal opere y abra el interruptor respectivo. Si el interruptor se abre, el relé detector se repone y desenergiza al relé de tiempo antes que éste complete su tiempo y opere.

En el caso que el interruptor no abra, el relé de tiempo trabajará y dará orden de apertura a todos los demás interruptores de la sección de barras asociada con el circuito en que se produjo el desperfecto en el interruptor, desenergizando así la falla. Existen empresas 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 relé 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 empresa 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. (iae, 2017)

6.4 Descripción numérica de cada una de las protecciones mecánicas y eléctricas



Figura 36. Sel-387 Relé diferencial y sobrecorriente

Fuente: Extraído de <https://selinc.com/es/solutions/protection-services/>

Relé diferencial de corriente y sobrecorriente: El relé diferencial de corriente y sobrecorriente SEL-387 proporciona protección, control y medición de transformadores, barras, interruptores y alimentadores. Entre sus características se incluyen cuatro entradas de corriente trifásica con protección independiente de diferencial con restricción y sin restricción, características programables de diferencial de pendiente unitaria o dual, supervisor de interruptor, supervisor de voltaje del banco de baterías y ecuaciones de control SEL LOGIC mejoradas.



Figura 37. SEL-587 Relé diferencial de corriente

Fuente: Extraído de <https://selinc.com/es/solutions/protection-services/>

Relé diferencial de corriente. El relé de diferencial / sobrecorriente de corriente SEL-587 proporciona protección para cualquier aparato de dos entradas, como transformadores, motores, generadores y reactores. Aplíquelo para la protección diferencial y de sobrecorriente y utilice los informes de eventos para un análisis rápido posterior al evento.



Figura 38. SEL-551 Relé sobre corriente/Reciérre

Fuente: Extraído de <https://selinc.com/es/solutions/protection-services/>

Relé de sobre Corriente / Reciérre. El relé de sobreintensidad / Reciérre SEL-551 reemplaza los muchos relés, interruptores de control y cableado requeridos en los paneles de protección y control de subestación de distribución tradicionales. El relé también reemplaza los paquetes de control del interruptor de línea por una fracción del costo.



Figura 39. SEL-2664

Fuente: Extraído de <https://selinc.com/es/solutions/protection-services/>

SEL-2664: La Protección SEL-2664 Módulo de falla a tierra para los relés SEL-300G o SEL-700G se emplea para proteger todos los componentes críticos de su generador con un relé integral. O bien, añade el SEL-2664 al SEL-2664S para completar la protección contra fallas a tierra tanto en el rotor como en el estator.

Panel frontal relé sel 300G (Relé de protección del generador). El Relé SEL-300G tiene 16 leds en su panel frontal. Uno de ellos (EN) es dedicado a indicar la condición operacional del relé estado normal.

La disposición de los leds se muestra en la Figura 27.



Figura 40. Disposición de los Leds

Fuente: Extraído de <https://selinc.com/es/solutions/protection-services/>



Figura 41. Relé SEL-300G. Panel frontal

Fuente: Extraído de <https://selinc.com/es/solutions/protection-services/>

La Tabla 5 describe las funciones de señalización básicas, asociadas a cada uno de los 8.

Tabla 5 .

Relé SEL-300G. Panel frontal

LED	Leyenda	Descripción
1	EN	Relé habilitado color led verde
2	BKR CLOSED	Indica que el interruptor del generador está cerrado, si el led está prendido.
3	LOP 60	Perdida de potencial (Prendido cuando se pierde la señal del transformador de potencial)
4	TRIP	Disparo del relé.
5	21/51V	Protección de distancia y/o sobrecorriente temporizada con restricción o control de tensión activada.
6	50	Protección de sobrecorriente de tiempo definido activada.
7	51	Protección de sobrecorriente temporizada activada.
8	N	Protección de sobrecorriente neutro activada.
9	24	Protección. Volts/Hertz activada.
10	27/59	Protección de bajo o sobre voltaje activada.
11	32	Protección de potencia inversa activada.
12	40	Protección de pérdida de campo activada.
13	46	Protección de sobrecorriente de secuencia negativa activada.
14	64G	Protección falla a tierra del estator activada. (100%)
15	81	Protección de sobre o baja frecuencia.
16	87	Protección diferencial activada.

	A	B	C	D	E	F	G	H	I	J	K	L
1	PARADA DE EMERGENCIA	SOLENOIDE PARADA RAPIDO	VALVULA DE ADMISION DISPARO	DISCO V. DE ADM. FUERA DE OPERAC 10'	DISCO V. DE ADM. FUERA DE OPERAC 10'	VALVULA DE ADMISION TIEMPO EXEDIDO	TANQUE FUGA ACEITE NIVEL MUY ALTO	TUBERIA DE PRESION PRESION BAJA	U2-U3 AIRE TURB PRESION BAJA	CARACOL FALLA	SOBRE VELOCIDAD	BAJO NIVEL ACEITE TANQUE ACUMULADOR
2	AIRE DE FRENOS PRESIO BAJA	COMPRESORDE AIRE TURBINA FALLA	AIRE DE TUR. FALLAN AMBOS COMPRESORES	AIRE DE TURBINA PRESION MUY BAJA	UNIDAD EN MARCHA LENTA	VIBRACION EXCECIVA	REGULADOR DE TURBINA FALLA	REGULADOR DE TURBINA DISCREPANCIA	REGULADOR TANQUE SUMIDERO ALARMA	REGULADOR TANQUE SUMIDERO FALLA	REGULADOR TANQUE DE PRESION MUY ALTA RSD	REGULADOR TANQUE DE PRESION MUY BAJA ESD
3	GOB. TRAN ACEITE CON PRESION BAJA	REGULADOR BOMBAS DE ACEITE FALLA	REGULADOR FILTRO INTERC ALARMA	AGUA. ENFR. VAL VS PARA TURB Y TRAFU FALLA	AGUA DE ENFRIAMIENTO FLUJO ALARMA	SELLO EJE SELLO MANTTO APLICADO	SELLO EJE TEMPERATURA MUY ALTA	SELLO EJE DISPARO RAPIDO	SELLO EJE ALARMA	SELLO EJE FILTRO CONTROL FALLA	C. G. T. METAL TEMPERATURA ESD	C. G. T. METAL TEMPERATURA RSD
4	C. G. T. ACEITE METAL TEMP ALARMA	C. G. T. ALARMA	C. G. T. PRESION FLUJO ALARMA	C. G. T. DISPARO RAPIDO RSD	POZO TURBINA NIVEL AGUA ALTO	POZO TURBINA NIVEL AGUA MUY ALTO	C. C. G ACEITE TEMP ALARMA	C. C. G ACEITE NIVEL ALARMA	C. C. G ACEITE AGUA FLUJO BAJA	C. E. G METAL TEMP. ALARMA	C. E. G METAL TEMP. ESD	C. E. G METAL TEMP. RSD
5	C. G. S. G METAL TEMP ESD	C. G. S. G METAL TEMP ALARMA	C. G. I. G ACEITE TEMP ALARMA	C. G. I. G ACEITE AGUA NIVEL FLUJO ALARMA	C. G. I. G METAL TEMP ALARMA	C. G. I. G METAL TEMP ESD	C. G. I. G METAL TEMP RSD	BOMBAS ALTA PRESION FILTRO ALARMA	BOMBAS ALTA PRESION ALARMA	BOMBAS ALTA PRESION ESD	FALLA BOMBA ALTA PRESION ALARMA	BOMBAS ALTA PRESION NO ALCANZA PRESION
6	BOMBAS ALTA PRESION VAL ENTRADA CERRADA	CORRIENTE DE EJE ALARMA	CORRIENTE DE EJE RSD	TRANSF ACEITE NIVEL ALARMA	TRANSFACE. AGUA PRESION FLUJO ALARMA	TRANSFACE. DEV. TEMP. ALARMA	TRANSF BUCHHOLZ ALARMA	TRANSF DISPARO	TRANSF. CABLE AC. NIVEL ALARMA	TRANSF. GENER. INCENDIO ALARMA	UNIDAD INCENDIO ESD	EXITACION DISPARO
7	EXCITACION ALARMA	EXCITACION TRANSF. TEMP. ALARMA	GENERADOR PROTEC. DIFERENCIAL	GENER. TRANSF. PROTEC. DIFERENC.	GENER. PROTEC. SECUENC. NEGATIVA	GENER. PROTEC. IMPEDANC. MINIMA	GENER. PROTEC. POTENCIA. INVERSA	GENER. PROTEC. SOBRE TENSION	ESTATOR PROTEC. FALLA TIERRA 98%	ESTATOR PROTEC. FALLA TIERRA 100%	ROTOR. PROTEC. TERMICA CAMPO	CABLES. 230 KV. PROTEC. DIFERENC.
8	TRANSF. PROTEC. FALLA A TIERRA	ROTOR. PROTEC. FALLA A TIERRA	PROTEC. SUPERV. CIRCUITO. DISPARO	RELE DE DISPARO Y BLOQUEO 86ESD1	RELE DE DISPARO Y BLOQUEO 86ESD2	RELE DE DISPARO Y BLOQUEO 86RSD	PROTEC. VOLT. DE. CONTROL FALLA	GENER. PROTEC. ENTRE ESPIRAS	ESTATOR. PROTEC. TERMICA DISPARO	ESTATOR. PROTEC. TERMICA ALARMA	ROTOR. PROTEC. FALTA DE CAMPO	EXCITACION. TRANSF. TEMP. FALLA.
9	INTERRUP. DE UNIDAD. MOTOR SOBRECARGADO	SECCION. DE BY PASS. MOTOR SOBRECARGADO	CENTRO. DE CARGA. INTERRUPTOR	CENTRO. DE CARGA. BARRA 1 VOLT. FALLA	CENTRO. DE CARGA. BARRA 2 VOLT. FALLA	CENTRO DE CARGA VOLT. CONTROL FALLA	VOLT. AUX. 126 Vcd. FALLA	VOLT. AUX. 123 Vcd. FALLA	SISTEMA DE CONTROL. ALIMENT. FALLA	PLC 760. FALLA	TIEMPO ARRANQUE EXCEDIDO	TIEMPO PARADA EXCEDIDO
10	TRANSDUCT FALLA DE ALIMENTACION	EXCITACION. VOLT. AUX. ALLVENT. FALLA	EAVA 102 FALLA	FILTR. SUCCION. CONTAMINADO.						PRUEBA	CONFIRMAR	SILENCIAR

Figura 42. Anunciador de alarmas central hidroplayas EPM
Fuente: Extraido de Manuales central playas EPM

Tabla 6.

Tabla control Relés de mando

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
VÁLVULA SOLENOIDE 33SD3X DISPARADORA 20 SD1	VÁLVULA SOLENOIDE 33SD3Y DISPARADORA 20 SDI	VÁLVULA DE PISTON 33SDVX DISPARO 1724	VÁLVULA DE PISTON 33SDVY DISPARO A1724	GOB. PRESIÓN MUY BAJA 63QF3X	GOB. PRESIÓN MUY BAJA 63QF3Y	GOB. NIVEL ACEITE MUY ALTO 71QG1X	GOB. NIVEL ACEITE MUY ALTO 71QG1Y	GOB. NIVEL ACEITE MUY ALTO 71QG5X	GOB. NIVEL ACEITE MUY ALTO 71QG5Y
11 PULSADOR 65ESD 65ESDX	12 PULSADOR 65ESD 65ESDY	13 VÁLVULA DE CONROL 20IV 33IVC1 X MANUAL	14 VÁLVULA DE CONROL 20IV 33IVC1 Y MANUAL	15 VÁLVULA DE BLOQUEO 33IVLV X DISPARO	16 VÁLVULA DE BLOQUEO 33IVLV Y DISPARO	17 VÁLVULA MAR FUERA OPE. 33IV3X 10 ⁰	18 VÁLVULA MAR FUERA OPE. 33IV3Y 10 ⁰	19 PRESIÓN TUNEL CONDUCCIÓN 63WP2X BAJA 1.5 MPA	20 BAJA PRESIÓN TUNEL 63WP2Y

		DISPAR O	DISPAR O						
21 PÉNDU LO SOBRE SPEED 12SSIX 600 RPM	22 PÉNDU LO SOBRE SPEED 12OSY 600 RPM	23 SWICH SOBRE SPEED 12OS1X SS1 572 RPM	24 SWICH SOBRE SPEED 12SS1Y SSI 572 RPM	25 CG.T TEMP. MUY ALTA 26TBM1 X METAL	26 CG.T TEMP. MUY ALTA 26TBM1 Y METAL	27 CG.T TEMP. MUY ALTA 26TBM2 X METAL	28 CG.T TEMP. MUY ALTA 26TBM2 Y METAL	29 CG.T TEMP. MUY ALTA 38TBM1/ 3X METAL	30 CG.T TEMP. MUY ALTA 38TBM1/ 3Y METAL
31 CG.T TEMP. MUY ALTA 38TBM2 /3X METAL	32 CG.T TEMP. MUY ALTA 38TBM2 /3Y METAL	33 SELLO EJE TEMP. 38SS2X MUY ALTA	34 SELLO EJE TEMP. 38SS2Y MUY ALTA	35 VIBRAC IONES 62TVY EXCESI VAS	36 33IV4Y	37 CW1X	38 CW2X	39 80WG°C Z	40 80WTB1 Z
41 IVOC	42 80QTB1 Y	43 AIRE PRESIÓ N 63AFX BAJA	44	45	46	47	48	49	50
51 SOLENO IDE 33RSDX PARO RÁPIDO	52 SOLENO IDE DE 33RSDY PARO RÁPIDO	53 ACUMU LADOR PRESIÓ N MUY 63QF1X ALTA	54 ACUMU LADOR PRESIÓ N MUY 63QF1Y ALTA	55 ACUMU LADOR PRESIÓ N MUY 63QF2X BAJA	56 ACUMU LADOR PRESIÓ N MUY 63QF2Y BAJA	57 ACUMU LADOR ACEITE NIVEL MUY 71QG2X ALTO	58 ACUMU LADOR ACEITE NIVEL MUY 71QG2Y ALTO	59 ACUMU LADOR ACEITE NIVEL MUY 71QG4X BAJO	60 ACUMU LADOR ACEITE NIVEL MUY 71QG4Y BAJO
61 TANQU E SUM. NIVEL MUY 71QST1 X ALTO	62 TANQU E SUM. NIVEL MUY 71QST1 Y ALTO	63 TANQU E SUM. NIVEL MUY 71QST4 X BAJO	64 TANQU E SUM. NIVEL MUY 71QST4 Y ALTO	65 CG.T TEMP. ACEITE 26QTB2 X ALTA	66 CG.T TEMP. ACEITE 26QTB2 Y ALTA	67 DESGAS TE MUY ALTO SELLO 33SS2X DEL EJE	68 DESGAS TE MUY ALTO SELLO 33SS2Y DEL EJE	69 CG.T TEMP. ACEITE 38QTB1/ 2X ALTA	70 CG.T TEMP. ACEITE 38QTB1/ 2Y ALTA
71 CG.T TEMP. METAL 38TB1M 1/2X ALTA	72 CG.T TEMP. METAL 38TBM1 /2Y ALTA	73 CG.T TEMP. METAL 38TBM2 /2X ALTA	74 CG.T TEMP. METAL 38T8BM 2/2Y ALTA	75 PRESIÓ N DE ACEITE MUY 63TBF3 X ALTA	76 PRESIÓ N DE ACEITE MUY 63TBF3 Y ALTA	77 PRESIÓN DE ACEITE MUY 63TBF6X BAJA	78 PRESIÓN DE ACEITE MUY 63TBF6Y BAJA	79 NIVEL DE ACEITE MUY 71QTB1 X MUY ALTO	80 PRESIÓN DE ACEITE MUY 71QTB1 Y MUY ALTO
81	82	83 POZO DE	84 POZO DE	85 C.G.T. FLUJO	86 C.G.T. FLUJO	87 C.G.T. FLUJO	88 C.G.T. FLUJO	89 MUY BAJO	90 MUY BAJO

NIVEL DE ACEITE 71QTB4 X MUY BAJO	NIVEL DE ACEITE MUY 71QTB4 Y MUY BAJO	TURBINA NIVEL AGUA 71WTP2 X MUY ALTO	TURBINA NIVEL AGUA 71WTP2 Y MUY ALTO	DE ACEITE 80QTB2 X MUY BAJO	DE ACEITE 80QTB2 Y MUY BAJO	AGUA DE REFRIGERACIÓN 80WTB2 X MUY BAJO	AGUA DE REFRIGERACIÓN 80WTB2 Y MUY BAJO	FLUJO AGUA PARA REFRIGERACIÓN 80WSS/1 2X DEL SELLO	FLUJO AGUA PARA REFRIGERACIÓN 80WSS/1 2Y DEL SELLO
91 MUY BAJO FLUJO DE AGUA PARA LIMPIAR 80WSS/22X DEL SELLO	92 MUY BAJO FLUJO DE AGUA PARA LIMPIAR 80WSS/22Y DEL SELLO	93 TANQUETE SUM. TEMP. MUY 49QST2 X ALTA	94 TANQUETE SUM. TEMP. MUY 49QST2 Y ALTA						

Fuente: Diseño propio

Tabla 7.

Relés de interposición JAL alarmas C/M. PLAYAS

	A	B	C	D	E	F	G	H	I	J	K	L
1	D01 K1 D01 K2 D01 K3	D01 K4 33R SDY	D01 K5 D01 K6	D01 K7 33I V2X	D01K 8 33IV3 Y	D01K 9 D01K 10 D01K 11	D01 K12	D01 K13 63W P/2Y	D01 K14 63A FX	D01 K15 D01 K16 D01 K17	D01K 18 D01K 19	D01 K9 71Q G4Y
2	D04 K4 D04 K2 D04 K3	D04 K4	D04 K5	D04 K6 63A PX	D04K 7 CR3X	D01K 8 62TV Y	D04 K9 D04 K10 D04 K11	D04 K12 1K7 GEB	D04 K19 D04 K20 D04 K13	D04 K18 D07 K1 D07 K2	D07K 4 D07K 5 D07K 8	D07 K6 D07 K7 D07 K10
3	D07 K11 63Q TX D04 K15 D04 K16 D04 K13 D04 K14	D04 K13 D04 K14 D04 K15 D04 K16 D04 K13 D04 K14	D04 K17 D07 K12	D07 K15 D07 K16	D07K 17 D07K 18 K121	D07K 20 63AM SX	D10 K3 38S S2Y 80W SS-1 80W SS-2	D10 K1 D10 K7 D10 K8	D07 K19 D10 K2 D10 K4 D10 K5 D10 K6	D10 K9 WSS /FX	D10K 12 D10K 12 D10K 12 D10K 12	D10 K11 D10 K11 D10 K13 D10 K13
4	D10 K10 D10 K10 D10 K14 D10 K14	D10 K15 D10 K15 D10 K17 D10 K18 D10 K20 D13 K1	D13 K3 D13 K4 D13 K9 D13 K11	D13 K2 D13 K5 D13 K10 D13 K12 D10 K16 D10 K19	D10K 13 71WT P/1X	D13K 14 71WT P/2Y	D13 K15 K82 D13 K15 K84	D13 K18 K87 D13 K19 K88	D16 K1 D16 K3 D16 K4 K11 7 K12 2 K90 K91	D16 K5 K92	D16K 7 K94 D16K 7K99	D13 K16- 2 D13 K17 D13 K20 D16 K2 D16 K6-2 D16 K9-2

5	D16 K10 D16 K10 K97 K10 1	D16 K8 K95	D16 K11 D16 K11 K10 2 K10 4	D16 K14 D16 K15 D16 K17 D16 K19 D16 K20	D19K 1 K112	D19K 3 D19K 3 D19K 3 K114 K116 K116	D19 K2 D19 K2 D16 K12 D16 K12 D16 K13 D16 K16 D16 K18	D19 K4 D19 K5 D19 K6 D19 K7 D19 K8 D19 K9	D19 K10 D19 K12 D19 K13	D19 K13 K14	D19K 14 D19K 15 K27 K28	D19 K16 K18
6	D19 K17 D19 K18 K31 K32	D19 K19 K20	D19 K20 K20	D22 K1 D22 K2	D22K 3 D22K 5 D22K 7 D22K 9 D22K 10 D22K 11 D22K 12 D22K 14 D22K 15 D22K 16 D22K 17	D22K 18 D22K 19	D25 K2	D22 K8 D22 K4 D22 K6 D22 K20 D25 K1 D22 K13 D25 K3	D25 K4 D25 K5 K6	D25 K5 D25 K6	D25K 7	D25 K9 D25 K18 D25 K13
7	D25 K10 D25 K11 D25 K12 D25 K14 D25 K15	D25 K19	D25 K20	D28 K1	D28K 2	D28K 3	D28 K4	D28 K5	D28 K6	D28 K7	D28K 8	D28 K9

	D25 K16 D25 K17											
8	D28 K10	D28 K11	D28 K12	D28 K13	D28K 14	D28K 15	D28 K16	D28 K17	D28 K18	D28 K20	D28K 19	D31 K1
9	D31 K2	D31 K3	D31 K4	D31 K5	D31K 6	D31K 7	D31 K8	D31 K9	D31 K10	D31 K11	D31K 12	D31 K13
10	D31 K14	D31 K15	D31 K16	D13 K6 D13 K7 D13 K8								

6.4.1 Pruebas eléctricas. Pruebas a transformadores de potencia



Figura 43. Pruebas Transformadores de Potencia

Fuente: extraído de <http://pti-sa.com.co/pruebas-a-transformadores/>

- Medición de resistencia de aislamiento.
- Ensayo de relación de absorción dieléctrica e índice de polarización.
- Relación de Transformación y polaridad (Barrido automático en conmutadores bajo carga).
- Resistencia Devanados (Barrido automático en conmutadores bajo carga).

- Tangente Delta y medición de capacitancias.
- Corriente de Excitación.
- Impedancia de Cortocircuito.
- Collar Caliente (Bushing).



Figura 44. Transformadores de distribución

Fuente: Extraído de <http://pti-sa.com.co/pruebas-a-transformadores/>

- Medición de resistencia de aislamiento.
- Ensayo de relación de absorción dieléctrica e índice de polarización.
- Relación de Transformación y polaridad.
- Resistencia Devanados.
- Impedancia de Cortocircuito.
- Medición de Pérdidas en Vacío.
- Medición de Pérdidas en Cortocircuito.



Figura 45. Transformadores de corriente (CTs)

Fuente: Extraído de <http://pti-sa.com.co/pruebas-a-transformadores/>

- Medición de resistencia de aislamiento.
- Relación de Transformación y polaridad.
- Resistencia Devanados.
- Tangente Delta y medición de capacitancias.
- Curvas de Excitación—Saturación de CT's.



Figura 46. Transformadores de potencia (PTs)

Fuente: extraído de <http://pti-sa.com.co/pruebas-a-transformadores/>

- Medición de resistencia de aislamiento.

- Relación de Transformación y polaridad.
- Resistencia Devanados.
- Tangente Delta y medición de capacitancias

6.4.2 Pruebas en interruptores. Se deben hacer las siguientes pruebas:



Figura 47. Pruebas en interruptores BT, MT y AT (baja, media, alta tensión
Fuente: extraido de <http://pti-sa.com.co/pruebas-a-interruptores/>

- Pruebas de tiempos de apertura y cierre de contactos principales y auxiliares.
- Prueba de resistencia estática y dinámica de contactos.
- Perfiles de corriente de apertura y cierre de contactos.
- Prueba de mínimo voltaje de operación de bobina.
- Vatios Disipados.

Factor de potencia y medición de capacitancias.



Figura 48. Pruebas en relés de protección
Fuente: extraido de <http://pti-sa.com.co/pruebas-en-reles-de-proteccion/>

- Relé de distancia.
- Dispositivo de sincronización.
- Relé de bajo y sobre voltaje.
- Relé de potencia direccional.
- Relé diferencial.
- Relé de corriente de fase inversa.
- Relé de voltaje secuencia de fase.
- Relé de secuencia incompleta.
- Relé de sobre corriente instantáneo.
- Relé de sobre corriente de tiempo inverso.
- Relé de factor de potencia.
- Relé de balance de voltaje.
- Relé detector de tierra.
- Relé de sobrecorriente direccional.
- Relé de Angulo de fase.
- Relé de recierre automático.
- Relé de frecuencia.
- Relé de desbloqueo.
- Relé direccional de voltaje y frecuencia.
- Relé de disparo.



Figura 49. Medición de Sistemas de puesta a tierra

Fuente: extraído de <http://pti-sa.com.co/medicion-de-sistemas-de-puesta-a-tierra/>

- Medición de resistencia de puesta a tierra.
- Mediciones de resistividad del terreno.
- Verificación de Equipotencialidad.
- Medición de acoplamiento de tierras.
- Tensiones de paso y de contacto.
- Inspección física de acuerdo a la normatividad vigente.
- Diseño de mallas de tierra (Software ETAP)

6.4.3 Pruebas En Pararrayo y Seccionadores: Se deben hacer a:



Figura 50. Pruebas en pararrayo y seccionadores

Fuente: extraído de <http://pti-sa.com.co/pruebas-en-pararrayo-y-seccionadores/>

- Resistencia de aislamiento
- Resistencia de contactos

7. Conclusiones

En este trabajo de grado se pudo apreciar la mejor manera de minimizar las posibles desconexiones de los generadores sincronizados a la red para evitar los intempestivos bajones de frecuencia.

Se verificaron los principales riesgos físicos que se presentan en los componentes del sistema eléctrico para evitar pérdidas económicas a la empresa generadora.

Los nuevos avances de la tecnología permitieron identificar claramente la aplicación de protecciones especiales que corresponden solo a los generadores para ubicar específicamente el lugar de la falla.

Se describieron cada una de las protecciones mecánicas o eléctricas que permitieron detectar donde estaba ubicada una falla.

8. Recomendaciones

No se debe hacer un estudio de ingeniería con el fin de ahorrar tiempo y dinero ya que todo proyecto tiene una secuencia lógica que si no se respeta resulta muy complicado y costoso

Dirigirse directamente a los proveedores de equipos y tecnología, con el fin estar actualizados.

Es muy importante considerar los aspectos ambientales, que permitan caracterizar una línea base para obtener permisos y autorizaciones correspondientes.

.

Referencias bibliográficas

- Chapman, S. (2003). *Máquinas eléctricas*. México: Mc-Graw Hill.
- combinados, C. (1 de 6 de 2017). *Ciclos combinados*. Obtenido de <http://www.cicloscombinados.com/generador.html>
- EPM. (1 de 6 de 2017). *EPM Institucional*. Obtenido de <http://EPM.com.co>
- iae. (1 de 6 de 2017). *educ7*. Obtenido de <http://www.iae.org.ar/archivos/educ7.pdf>
- icicm. (26 de 5 de 2017). Obtenido de <http://www.icicm.com/files>
- Minuto 30. (1 de 6 de 2017). *Minuto 30*. Obtenido de <Http://www.munto30.com>
- monografías. (1 de 6 de 2017). Obtenido de <http://monografias.com/trabajos89>
- Selinc. (1 de 6 de 2017). Obtenido de <http://selinc.com>
- Vicente Barranco, F. R. (19 de 4 de 2017). Modelo dinámico del generador síncrono trifásico. Madrid, Campus de Rabanales, España.
- Wikipedia. (1 de 6 de 2017). Obtenido de https://es.wikipedia.org/wiki/Protecciones_de_sistemas_de_potencia