



TECNOLÓGICO NACIONAL DE MÉXICO
Instituto Tecnológico de Tuxtla Gutiérrez



INGENIERIA ELECTRICA

Aplicación De La Guía CFE G-0100-07 A Los Esquemas De Protección De La Unidad Número 4 De La Central Hidroeléctrica Manuel Moreno Torres

REPORTE DE RESIDENCIA

José Humberto Muñoz Estrada 12270260

ASESOR INTERNO:

Ing. Ariosto Mandujano Cabrera

ASESOR EXTERNO:

Ing. Edson Othón Benavidez Ovando

CENTRAL HIDROELÉCTRICA MANUEL MORENO TORRES

ENERO, 2017

ÍNDICE

1.	Introducción	2
1.1	Antecedentes.....	2
1.2	Estado del arte.....	3
1.3	Justificación.....	4
1.4	Objetivos.....	4
1.5	Metodología.....	5
2.	Fundamento Teórico.....	7
2.1	Principio De Funcionamiento Del Generador Eléctrico.....	7
2.2	La Importancia De Los Generadores En La Industria Eléctrica.....	8
2.3	Comportamiento Dinámico Del Generador Sincrónico.....	8
2.4	Fallas Más Comunes Asociadas A Los Elementos Del Sistema De Generación.....	9
2.4.1	Fallas Más Comunes En Generadores.....	9
2.4.2	Fallas En El Estator Del Generador.....	10
2.5	Fallas En El Rotor Del Generador.....	11
2.5.1	Problemas En El Generador Debido A Fallas En El Sistema De Potencia.....	13
2.6	Protecciones Eléctricas Para El Generador De Potencia.....	14
2.6.1	Generalidades.....	14
2.7	Protección Del Estator.....	16
2.7.1	Contra Corto Circuito Entre Fases.....	16
2.7.2	Contra Corto Circuito Entre Fase Y Tierra.....	17
2.7.3	Protección Del Generador Con Neutro Desconectado A Tierra.....	18
2.8	Protección Con Neutro Conectado A Tierra A Través De Una Resistencia O Reactancia...	19
2.9	Protección Con Neutro Conectado A Tierra A Través De Un Transformador De Distribución.....	19
2.10	Protección Contra Sobrecalentamiento Del Estator.....	20
2.11	Protección Contra Sobretensiones.....	21
2.12	Protección Contra Corto Circuito A Tierra Del Campo.....	21
3.	Desarrollo.....	23
3.1	Recopilación De La Información Para La Aplicación De La Guía.....	23
3.2	Elaboración Del Formato.....	26
3.3	Aplicación De La Guía.....	28
4.	Resultados Y Conclusiones.....	41
4.1	Resultados.....	41
4.2	Conclusión.....	48
	Bibliografía.....	49
	Anexo A. Diagrama relevador sel-300g-2.....	50
	Anexo B. Diagrama relevador m3425a Beckwith.....	51
	Anexo C. Pruebas a los relevadores.....	52

1. Introducción

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.

Casi la totalidad de las objeciones a los equipos de protección 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 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.

1.1 Antecedentes

El fenómeno de energización inadvertida ha sido considerado tradicionalmente como un riesgo de seguridad para el personal que labora en trabajo de mantenimiento y hasta la fecha las medidas preventivas que se tomen durante dichas actividades continúan siendo de gran importancia. Sin embargo, existen otras situaciones que normalmente no habían sido consideradas, además de que los esquemas de protección tradicionales no contemplan aplicaciones específicas para proteger a las Unidades Generadoras ante este problema.

Los proyectos de automatización, sobre, todo en Centrales Hidroeléctricas y de Turbogas, aun con equipo de muy alta tecnología, pueden significar riesgos mayores a como estaban antes, cuando no se tiene un diseño apropiado, que soporte e incluso mejore los circuitos permisivos o de “interlock” existentes. Los años de operación y el desgaste en las partes

internas de interruptores y cuchillas en Centrales muy antiguas son razones que han empezado a tomar importancia.

Se encuentran en operación interruptores con más de 30 años en servicio continuo. Esta situación es más alarmante cuando se trata de unidades de arranque rápido, que pueden tener ciclos de apertura y cierre varias veces en el día. Después de sufrir algunas energizaciones accidentales, las áreas de generación en general han puesto un interés inusitado para prevenir y de ser necesario hacer frente ante esta vulnerabilidad.

1.2 Estado Del Arte

(Calero Freire, 2008) Presento una guía para la implementación de sistemas de protecciones, en centrales de generación, utilizando relés microprocesados multifuncionales de última tecnología. Realizo una descripción detallada de los principales relés aplicados para la protección del generador, transformador de unidad y transformador de servicios auxiliares, y los ajustes respectivos, adaptados a la tecnología basada en microprocesadores.

(Hernandez Cervantes, 2010) desarrollo un trabajo con la finalidad de presentar información relevante a cerca de los generadores de potencia que se utilizan en centrales eléctricas, las protecciones y la importancia del mantenimiento que debe de realizarse para lograr la eficiencia del mismo ya que son equipos muy costosos y se deben de conservar en perfecto estado.

(Gonzales Gomez, 2001) presenta una explicación del fenómeno de energización inadvertida de generadores síncronos, las causas que lo provocan, sus posibles efectos en la unidad y en el sistema eléctrico y los diferentes medios que deben implementarse en las Centrales para evitar daños en los generadores e incluso a las personas que trabajan en ellos durante labores de mantenimiento.

(Barrios Rosales, 2008) Instalo relevadores Simens Siprotec 7UM62 en la Hidroeléctrica Chixoy como protección principal, uno como protección de generador y uno como protección de grupo generador/transformador. Explica paso a paso como fue configurada cada una de las protecciones de la hidroeléctrica Chixoy valiéndose de ecuaciones, gráficas y normas. El montaje de los relevadores en el gabinete y las conexiones del mismo.

(Alvarado Perez, Martin Martin, & Rabadan Romero, 2012) realizaron cálculos y los ajustes de las protecciones eléctricas del generador eléctrico, transformador de la excitación, transformador principal y transformadores auxiliares de la unidad 7 de la Central Carboeléctrica Petacalco de 756.2 MVA.

1.3 Justificación

El presente trabajo se desarrolla con la finalidad de presentar información relevante a cerca de los generadores de potencia que se utilizan en centrales eléctricas, las protecciones y la importancia del mantenimiento que debe de realizarse para lograr la eficiencia del mismo ya que son equipos muy costosos y se deben de conservar en perfecto estado. Sin olvidar que son unidades esenciales en una industria de generación de energía eléctrica.

De acuerdo a estudios realizados sabemos que ninguna maquina eléctrica tiene una efectividad del 100% y siempre existirán perdidas ya sea por fricción o por rozamiento es por ello que nos enfocamos un poco en cuestiones de mantenimiento para la conservación de este tipo de generadores. Este estudio es para facilitar aquel usuario que desee información para proteger un generador de potencia, las protecciones que se deben utilizar y el mantenimiento respectivo para su buen funcionamiento.

El presente documento explica el fenómeno de falla inadvertida de generadores síncronos, las causas que lo provocan, sus posibles efectos en la unidad y en el sistema eléctrico y los diferentes medios que deben implementarse en las Centrales para evitar daños en los generadores e incluso a las personas que trabajan en ellos durante labores de mantenimiento, en la unidad dañada. Todo eso servirá como una guía para mitigar cualquier falla.

1.4 Objetivos

Homogeneizar los ajustes de las protecciones eléctricas de la unidad generadora número 4 de la Central Hidroeléctrica Manuel Moreno Torres, resultados y conclusiones.

Objetivos Específicos

- Realizar estudio de la unidad 4.
- Analizar los problemas de la unidad 4 y como mitigarlos.
- Implementar un sistema de protección a la unidad 4.

1.5 Metodología

En la figura 1.1 se muestra el diagrama a bloques del proceso del proyecto.

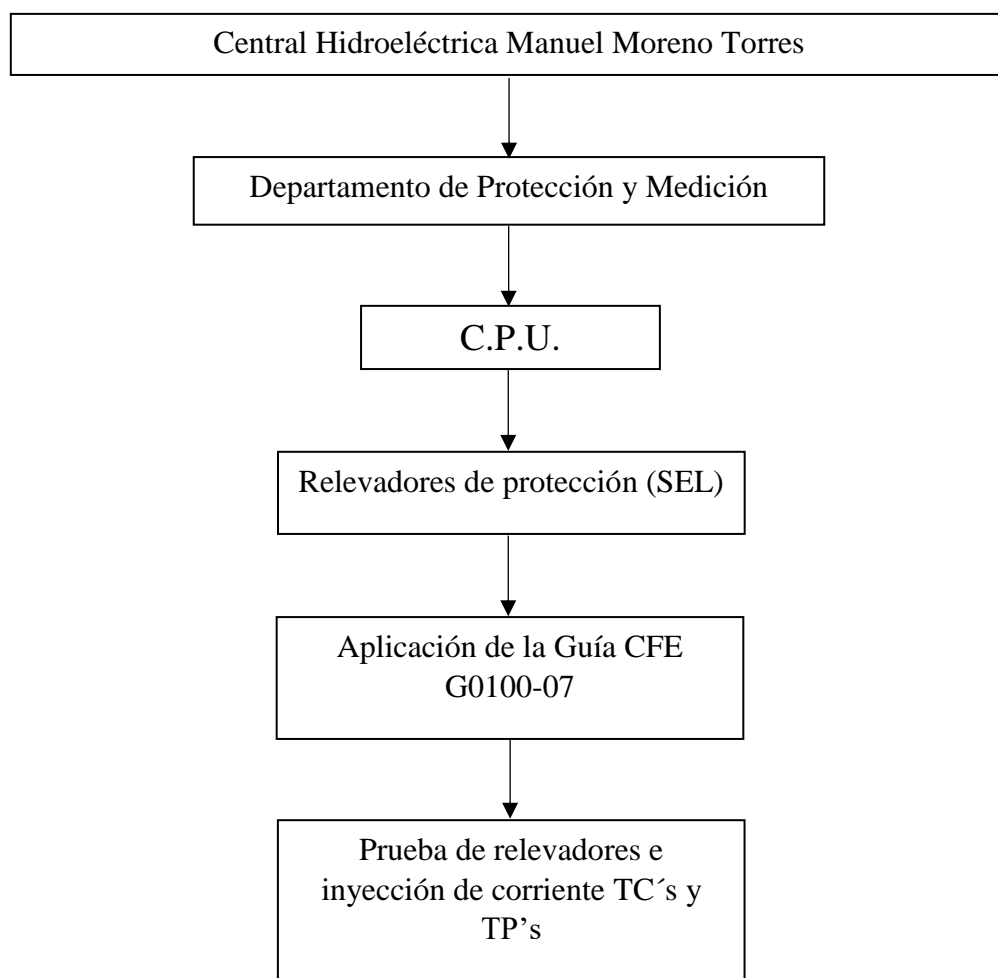


Fig.1.1 Diagrama a bloques del proceso del proyecto.

En la figura 1.2 se enseña el diagrama a bloques del proceso de ejercitación del software para los ajustes de las protecciones.

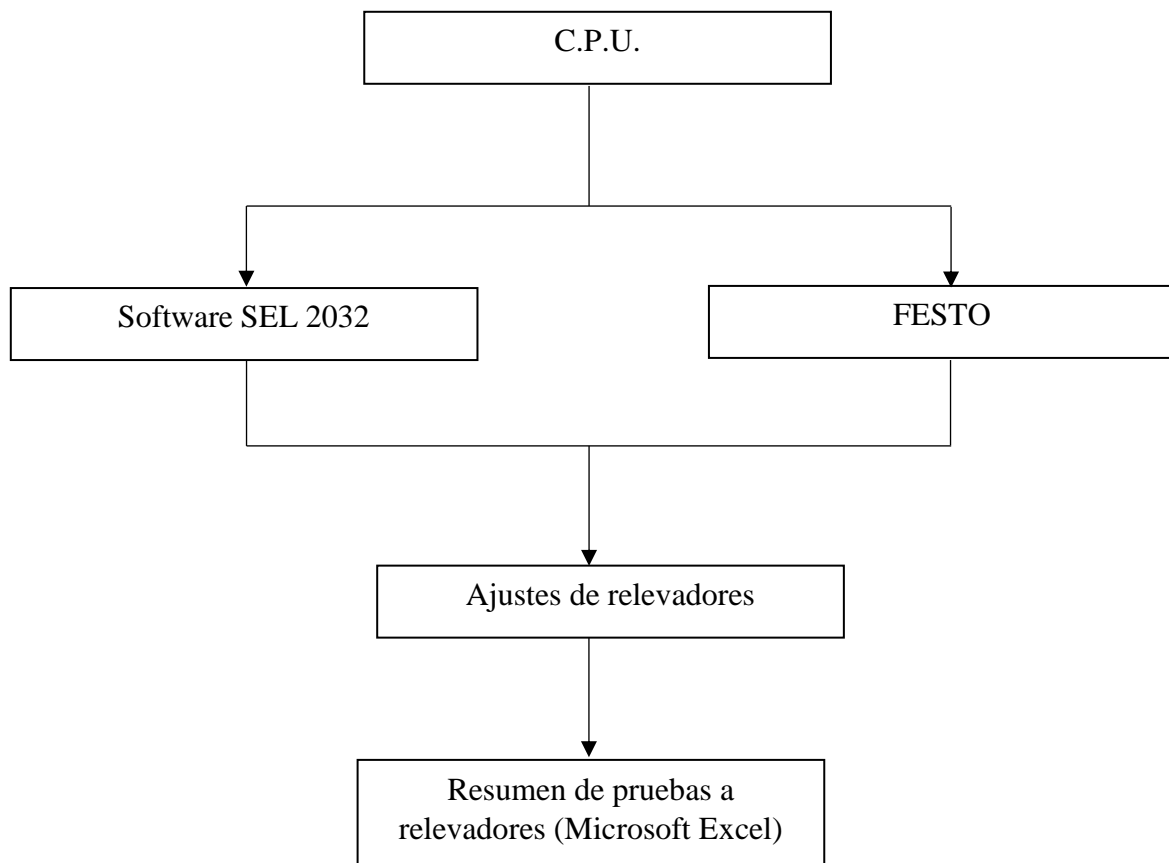


Fig.1.1 Diagrama a bloques del proceso de ejercitación de software.

Central Hidroeléctrica Manuel Moreno Torres. - Es una Hidroeléctrica que usa la fuerza motriz del agua para la generación de energía eléctrica, se encuentra al final del Parque Nacional Cañón del Sumidero en el cauce del Río Grijalva. se completó en 1980 y tiene una capacidad de 2,400 MW. Con un espacio de almacenamiento total de 1,376 hectómetros cúbicos de agua, y 261 metros de altura, siendo con esto una de las 10 presas más altas del mundo.

Departamento de Protección y Medición.- Departamento que se encarga del mantenimiento y la supervisión de las protecciones eléctricas en los distintos puntos que requiere una central de generación de energía eléctrica.

Relevadores SEL.- Estos son relés de protección basados en microprocesador que permiten detectar fallas de alta velocidad y la ubicación de las mismas, y tienen extensas funciones de automatización y control.

Guía CFE G0100-07.- Establece y estandariza los criterios de ajustes aplicables para las protecciones eléctricas de las unidades generadoras, transformadores de unidad e interruptores de potencia de la Comisión Federal de Electricidad.

Software SEL 2032.- Produce y reenvía información para realizar funciones de control utilizando operaciones booleanas y aritméticas.

2. Fundamento Teórico

2.1 Principio De Funcionamiento Del Generador Eléctrico

El generador sincrónico es una maquina eléctrica rotativa que transforma energía mecánica en energía eléctrica alterna. La característica principal de este es la relación directa entre la velocidad de giro del rotor ω , la frecuencia del voltaje y corriente generados.

El principio de funcionamiento de los generadores es similar al de los transformadores, y se basa en la ley de Faraday: “cuando un conductor es expuesto a un campo magnético variables en el tiempo, se induce un voltaje a sus terminales” (Fitzgerald, 1971). Para estructura magnéticas con devanados, como es el caso de los generadores y transformadores, la variación del campo magnético en el núcleo produce una fuerza electromotriz fem a los terminales de los devanados que depende del número de vueltas del conductor que forma las bobinas y del valor del flujo generado. Este fenómeno responde a la siguiente ecuación:

$$\varepsilon = N \frac{d\phi}{dt}$$

Donde N es el número de espiras en el devanado y ϕ es el flujo magnético variable en el tiempo que circula a través de la bobina. En el generador sincrónico, el voltaje inducido se produce en grupos de bobinas denominados devanados y el flujo magnético variable se consigue a través de la rotación de un campo magnético constante ubicado en el rotor, que atraviesa a los devanados, dando lugar al principio de inducción. Otra opción, es hacer girar

los devanados en presencia de un campo magnético fijo, consiguiéndose de esta manera también las condiciones necesarias para que se produzca la inducción de voltajes alternos en las bobinas.

2.2 La Importancia De Los Generadores En La Industria Eléctrica

La mayor parte de los equipos eléctricos requieren de grandes cantidades de corriente y de tensiones altas para poder funcionar. Por ejemplos, las luces eléctricas y los motores, requieren tensiones e intensidades de corriente mayores que la que puede suministrar una batería común para su normal funcionamiento.

Para esto se requieren fuentes de electricidad que no sean baterías para abastecer grandes cantidades de corriente. Estas grandes cantidades de corriente la suministran las maquinas eléctricas rotativas que reciben el nombre de “generadores de potencia”. Los generadores de potencia pueden suministrar corriente alterna. El generador puede diseñarse para altas o bajas corrientes (Reimert, 2006).

Si falta la energía eléctrica que produce los generadores, el mundo actual quedaría prácticamente paralizado. Si miramos a nuestro alrededor nos daremos cuenta de la importancia de la corriente eléctrica que produce los generadores. En nuestro mundo moderno, el sistema de alumbrado, nuestras fábricas y toda nuestra vida industrial esta accionada por la corriente eléctrica que producen los generadores.

2.3 Comportamiento Dinámico Del Generador Sincrónico

El proceso de conversión de energía en máquinas rotativas y transformadores está íntimamente relacionado con la capacidad de los campos magnéticos de almacenar energía. Cuando se tiene eventos, como cortocircuitos, no es posible que la energía almacenada cambie instantáneamente de estado, por el contrario, existe un periodo transitorio donde las magnitudes varían, dependiendo de ciertas constantes de tiempo, hasta estabilizarse en las nuevas condiciones operativas. Hay que considerar también que, en máquinas como el generador, existen masas en movimiento, cuya inercia les impide cambiar repentinamente de

velocidad, por lo tanto, el comportamiento transitorio de la máquina, está relacionado también con fenómenos mecánicos (Jativa, 2006).

En el estado transitorio y subtransitorio, todos los componentes del generador son de importancia (devanados auxiliares, amortiguadores, etc.) y forman parte de un circuito magnético equivalente.

En el caso de un cortocircuito a las terminales del generador, el análisis del comportamiento transitorio, se hace encontrando la respuesta en cada eje (directo y en cuadratura) por separado, para luego combinarlos y encontrar una única solución. La carga que abastece el generador, antes de la falla, define los valores iniciales de voltaje y corriente.

2.4 Fallas Más Comunes Asociadas A Los Elementos Del Sistema De Generación

2.4.1 Fallas Más Comunes En Generadores

Los problemas que ocurren dentro de un generador pueden ser de dos tipos: de origen mecánico y de origen eléctrico. Los problemas de origen mecánico están relacionados con fallas de desgaste o mal funcionamiento de los elementos y estructuras físicas que componen el generador. Los principales problemas de naturaleza mecánica son los siguientes:

- Problemas de lubricación de aceite
- Vibración
- Problemas de cojinetes
- Problemas en el sistema de enfriamiento
- Alta temperatura en los devanados, debido tal vez a una falla parcial en el aislamiento
- Fallas o problemas en el generador de fuerza motriz, es decir fallas en la turbina.

Normalmente todos estos puntos son monitoreados continuamente por aparatos apropiados de medición, y se llama la atención sobre condiciones anormales por medio de alarmas y anunciados. En caso extremos de falla, una desconexión del generador puede ser necesaria (Ravindranath & Chander).

Las fallas eléctricas por su parte, afectan directamente al sistema de potencia y deben ser despejadas rápidamente para no atentar contra la vida útil de los equipos. A continuación,

son analizados los problemas de este tipo, que ocurren tanto en el generador eléctrico como en los transformadores de unidad y sistemas auxiliares.

La mayoría de las fallas eléctricas internas en los generadores son causadas por fallas en el aislamiento de los devanados, causando cortocircuitos entre fases o fallas fase tierra, si esto ocurre un arco se desarrollará rápidamente produciendo daños considerables en los devanados y laminados del estator, así como el resto del área donde ocurrió el cortocircuito. Si el daño es muy severo puede ser necesario un desarme completo del estator.

Cuando una falla, como las mencionadas en el párrafo anterior es detectada, es necesario, que el generador sea aislado inmediatamente del sistema y que la turbina sea desconectada para tratar de que los aportes del generador a la falla se reduzcan rápidamente (Enriquez Harper, 1985).

2.4.2 Fallas En El Estator Del Generador

Cortocircuito en los devanados del estator generan altas corrientes que pueden causar daños significativos en el lugar donde ocurrió la falla, como la destrucción de parte de las láminas del estator, si no son despejados rápidamente.

En cortocircuito fase – tierra, el hierro del estator se ve comprometido debido a que, independientemente de la conexión del neutro del generador a tierra, la carga está conectada externamente a tierra, permitiendo la circulación de la corriente de falla. Las láminas del estator también se ven afectadas, y el daño que presenten está relacionado directamente con la intensidad de la corriente de cortocircuito y el tiempo en que esta circule.

El valor de la corriente de cortocircuito en una falla fase tierra depende del tipo de conexión del neutro del generador. Si el generador se encuentra sólidamente conectado a tierra, la intensidad de corriente será máxima, y será mínima si el neutro se encuentra conectado a tierra a través de una alta impedancia.

Los fabricantes de los generadores aseguran que estos pueden soportar esfuerzo mecánicos y térmicos debidos a un cortocircuito fase – tierra que se produzca en sus bornes, siempre y cuando el valor de la corriente no supere al de un cortocircuito trifásico (Ravindranath & Chander).

Para asegurar que se cumpla esta condición, se utiliza resistencias o reactancias conectadas al neutro para limitar la corriente de falla a tierra.

El cortocircuito entre espiras de una misma fase puede producir un desbalance entre las corrientes de armadura del estator ya que la relación entre las espiras cambia, pero el problema más grande es que se puede convertir fácilmente en un cortocircuito fase tierra, comprometiendo seriamente el núcleo del estator. Por esta razón las fallas de este tipo, deben ser detectadas y el generador debe ser aislado inmediatamente del sistema. Este cortocircuito no ocurre en generadores que poseen una vuelta por fase por cada ranura.

2.5 Fallas En El Rotor Del Generador

Una falla común en el rotor es la falla a tierra del devanado de campo, que inicialmente, puede no ser muy grave, porque los niveles de voltaje que maneja este devanado son relativamente pequeños comparados con los voltajes en el estator, además no se encuentra conectado en ningún punto a tierra por lo que no existe un camino de retorno para la corriente de falla desde tierra hacia el devanado. Debido a lo anterior, una falla a tierra en el rotor no es causa suficiente para la desconexión inmediata de la unidad, sino que requiere de una puesta fuera de servicio para la inspección del generador tan pronto como sea posible, con el fin de evitar daños que podrían suceder si una segunda falla a tierra se produce.



Fig.2.1 Devanado de un generador síncrono.

Cuando ocurre un cortocircuito a tierra en el campo, todo el devanado cambia de referencia y algunos puntos de este incrementan la tensión a tierra cuando se inducen voltajes en el rotor debido a fenómenos transitorios en el estator. Estas tensiones incrementan la posibilidad de que una segunda falla ocurra en otro punto del devanado de campo; dos cortocircuitos a tierra en el rotor, producirían una sobrecorriente en la sección del devanado libre de falla, mientras que por las espiras de la sección fallada prácticamente no circulara corriente, esto hace que el flujo magnético que se genera en el rotor no se uniforme ocasionando un desequilibrio en las fuerzas magnéticas producto de los fenómenos magneto-dinámicos que ocurren en las maquinas rotativas (Committee). Si el desequilibrio es demasiado grande, se puede producir una torcedura del eje del rotor y hacerlo excéntrico, generando vibraciones debido a la rotación fuera de su eje; la excentricidad del rotor podría ser tan grande que incluso podría desencadenar en un tope entre el rotor y el estator originando daños mecánicos muy serios y costosos, que requerirán la puesta fuera de servicio de la unidad por tiempos muy extensos para reparación.

Cuando una falla asimétrica ocurre en la red o en el generador (falla fase-tierra o falla fase-fase), componentes de secuencia negativas aparecen en los devanados de armadura del generador, debido al desbalance de las corrientes en las fases lo que origina la presencia de un campo rotativo adicional que gira en sentido contrario al campo producido por las corrientes de secuencia positiva. Para el rotor (que gira en la misma dirección del campo rotativo producido por las corrientes de secuencia positiva), el campo rotativo que se mueve en sentido contrario gira al doble de frecuencia del sincrónico, producto de esto se inducen corrientes del doble de la frecuencia fundamental en el hierro del rotor, originando sobrecalentamiento de las estructuras del rotor y daño severo sino son eliminadas prontamente. Este efecto es típico en generadores de rotor cilíndrico debido a la uniformidad del rotor.

Otro problema importante es la falla parcial o pérdida total de la excitación. Esto podría originar un serio problema en el sistema de potencia porque atenta al suministro de potencia reactiva al sistema a través de los bobinados del estator. En este caso el generador trabajaría como un generador de inducción girando a una velocidad mayor a la sincrónica. El problema aquí es que el generador necesita absorber potencia reactiva del sistema para suplir la ausencia de excitación. La potencia reactiva absorbida puede ser tal que la potencia aparente

puede resultar el doble o incluso el triple de la potencia nominal de la máquina. Esto hace que la corriente de armadura crezca también y sobrecaliente los devanados del estator. El tiempo para alcanzar un sobrecalentamiento peligroso puede ser tan corto como 2 o 3 minutos. Si el generador no es desconectado, puede producirse problemas de inestabilidad. Si el generador se encontraba entregando potencia reactiva en el momento que se pierde la excitación, ocurrirá un cambio repentino de la dirección del flujo de dicha potencia, esto hace que el voltaje a las terminales del generador se reduzca drásticamente de generación puede verse afectada si no hay otros generadores que puedan suplir la ausencia de reactivos inmediatamente (Sandoval, 2006).

2.5.1 Problemas En El Generador Debido A Fallas En El Sistema De Potencia

Existe una serie de problemas dentro del generador que pueden ser ocasionados por perturbaciones o fallas en el sistema de potencia:

- **Corriente excesiva en el estator.** Produce un serio calentamiento en los devanados del estator. Este calentamiento también puede ser producido por desperfectos en el sistema de refrigeración, o cortocircuito en láminas del estator.
- **Sobrevoltaje.** El sobrevoltaje afecta directamente al aislamiento. Una fuente de sobrevoltajes es la Sobrevelocidad. Todo sobrevoltaje asociado con una sobrevelocidad, puede ser controlado por el regulador automático de voltaje. En el caso de unidades hidráulicas, el flujo de agua no puede ser interrumpido o deflectado rápidamente, por lo que podría originarse una sobrevelocidad. En el caso de que la excitatriz se encuentre acoplada directamente a la máquina, el voltaje tiende a crecer casi con el cuadrado de la velocidad. Otra fuente de sobretensiones son las descargas atmosféricas que logran llegar hasta el generador por fallas en los sistemas de apantallamiento.
- **Bajo frecuencia.** La frecuencia baja puede dañar las aletas de las turbinas debido a la vibración.
- **Funcionamiento del generador como motor, debido a la pérdida del generador fuerza motriz.** Esto podría producir el daño parcial o total de las estructuras mecánicas de las turbinas, por ejemplo, las aletas en una turbina de baja presión.

- **Corrientes desbalanceadas en el estator del generador.** Debido a un desbalance serio del sistema se inducen corrientes de secuencia negativa lo que ocasiona calentamiento en el rotor del generador.
- **Perdida de sincronismo.** Si la unidad falla y se desfasa del sistema.
- **Cerrado de un disyuntor del generador con el generador fuera de fase del sistema.** Esto provoca daños mecánicos en los devanados del generador y también se ve afectada la turbina (Hernandez Cervantes, 2010).

2.6 Protecciones Eléctricas Para El Generador De Potencia

La protección de generadores supone la consideración de las máximas posibilidades de condiciones de funcionamiento anormal, en comparación con la protección de cualquier otro elemento de sistema. En las centrales eléctricas debería proporcionarse protección automática contra todas las posibles condiciones anormales perjudiciales. Pero existe una gran diferencia de opinión respecto a lo que constituye la protección suficiente de los generadores en centrales eléctricas. Dicha diferencia de opinión se refiere en gran parte a la protección contra condiciones anormales de funcionamiento, distintas de los cortocircuitos, que no requieren necesariamente el retiro inmediato del servicio de una máquina, y que pueden dejarse al control de una asistente (Ravindranath & Chander).

2.6.1 Generalidades

Los dispositivos de protección tienen la finalidad de mantener tanto la seguridad de los equipos e instalaciones así mismo como de las personas que se encuentran en su entorno, garantizando la continuidad en el suministro de energía eléctrica.

Un sistema de protección se establece bajo la premisa de la existencia de fallas o disturbios originados por agentes internos y externos al sistema. Y su objetivo no es evitar tales fenómenos sino minimizar sus efectos sobre el sistema (Ravindranath & Chander).

La adecuada selección y coordinación de los dispositivos de protección son fundamentales para el correcto funcionamiento del sistema de protección y por consecuencia para la operación confiable del sistema de distribución.

Los aspectos básicos de la aplicación de los esquemas de protección son:

Confiabilidad: la certeza de que la protección va a operar correctamente.

Selectividad: mantener la máxima continuidad del servicio con la mínima desconexión del equipo.

Velocidad de operación: mínimo tiempo de falla con el consecuente mínimo daño al equipo.

Simplicidad: mínimo de equipo de protección y circuitería asociada para alcanzar los objetivos del sistema de protecciones.

Economía: máxima protección al mínimo costo total.

Los estudios de corto circuito son necesarios en los sistemas eléctricos ya que se obtiene información importante para verificar o seleccionar la capacidad necesaria de los interruptores, seleccionar y ajustar las protecciones de sobre corriente, verificar que los efectos térmicos y mecánicos del corto circuito puedan ser soportados por los elementos del sistema eléctrico.

Las fuentes de corriente de corto circuito son los generadores, que en el caso alimentan sistemas de distribución.

Desde el punto de vista de clasificación de la protección en los sistemas eléctricos se pueden decir que básicamente existen dos tipos:

- **Protección primaria.**

Esta protección corresponde al esquema de relevadores cuya función principal es proteger los principales componentes del sistema de potencia desconectado cuando se presenta un disturbio la menor cantidad posible de elementos del sistema es decir la menor cantidad posible de usuarios.

- **Protección de respaldo.**

La protección de respaldo se emplea como protección cuando la protección primaria falla. Cuando se dice que los relevadores primarios pueden fallar se quiere decir que

algunas de varias cosas pueden suceder para hacer que los relevadores más sensibles requieran de menor carga por alimentar y por lo tanto transformadores de instrumentos más pequeños y consecuentemente más baratos. Por lo general los relevadores electromecánicos operan a 5 amperes cuando son alimentados por transformadores de potencial, estos relevadores son bastante confiables y han sido usados en forma eficiente durante muchos años.

2.7 Protección Del Estator

Este tipo de protección puede ser de dos tipos:

- Contra corto circuito entre fases.
- Contra corto circuito entre fase y tierra.

2.7.1 Contra Corto Circuito Entre Fases

Este tipo de corto circuito genera la circulación de elevadas corrientes, estas pueden producir daños significativos en el lugar del corto circuito. Se trata de uno de los cortocircuitos más perjudiciales que pueden tener lugar en el estator de un generador, ya que en caso de no ser despejado prontamente puede originar la destrucción de las láminas del estator en el área del corto circuito. Para detectar el corto circuito 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 un lugar un corto circuito 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 solo 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 corto circuitos 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 (Enriquez Harper, Fundamentos d proteccion de sistemas electricos por relevadores, 1987).

Cuando opera la protección diferencial es usual que energice un relé auxiliar del tipo reposición manual, este relé se encarga de dar las ordenes siguientes:

- Apertura del interruptor de lado de alta tensión del transformador de subida en el caso de que se trate de un esquema de bloque.
- Apertura del interruptor del lado de baja tensión de transformador de servicios auxiliares de la unidad en el caso de que exista.
- Apertura del interruptor de campo.
- Detención de emergencia.
- Inyección de CO_2 .

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.

2.7.2 Contra Corto Circuito Entre Fase Y Tierra

El núcleo del estator se ve forzadamente comprometido cuando tiene un corto circuito 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 se encuentra conectada a tierra. El daño que originara el cortocircuito a tierra en las láminas del estator estará supeditado a la intensidad de la corriente del corto circuito y el tiempo que circule dicha corriente.

La intensidad de la corriente que circula para un corto circuito 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 este 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 (CFE, 2009).

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

2.7.3 Protección Del Generador Con Neutro Desconectado A 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 fem que las hace circular es 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 del campo (CFE, 2009).

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 sistemas anteriores de protección no serían selectivos. Solo sirven para el lapso de puesta en marcha y antes de que entren en paralelo.

2.8 Protección 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 en sus bornes.

No obstante, en la práctica se intenta limitar el valor de la corriente de cortocircuito de una fase a tierra a solo 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 varias opiniones. Algunos mantienen la idea de reducir solo el 50 % del valor del cortocircuito trifásico y otros son partidarios de limitar la corriente a solo 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 una 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 sobre corriente residual con su 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 (CFE, 2009).

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 eléctrica se encuentra dispuesta en bloque o con barra a la tensión de generación.

2.9 Protección 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 que se consigue al conectarse 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 circula en el punto de cortocircuito y como consecuencia, el daño del núcleo (CFE, 2009).

El valor mínimo de la resistencia se encontrará determinado por las sobretensiones transitorias que surgen por el fenómeno de ferro resonancia. Para lograr limitar estas sobretensiones a valores no peligrosos, la resistencia no debe tener un valor superior que:

$$R \frac{XC(ohm)}{3N^2}$$

Donde

Xc: reactancia capacitiva total a tierra por fase de los enrollados del generador de los condensadores de proteccion de los cables o barra de conexion y del enrollado de baja tension del transformador elevador.

N: razon entre el lado de alta tension al lado de baja tension del transformador de distribucion.

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

2.10 Protección Contra Sobrecalentamiento Del Estator

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

- Desperfecto en el sistema de refrigeración
- Sobre carga
- Cortocircuito de varias laminas del estator

Es usual la protección contra sobrecalentamiento del estator mediante relés del tipo imagen térmica diseñados de manera de reproducir las condiciones de calentamiento que originan las corrientes estatoricas y que al llegar a una cierta temperatura de ajuste cierra sus contactos.

Esta protección cuenta con la desventaja de solamente operar para sobre calentamiento originados por una sobrecarga y no protege contra los sobrecalentamientos producidos por desperfectos en el sistema de refrigeración o por cortocircuitos de las láminas del estator.

En la actualidad se protege contra sobrecalentamiento del estator a través de detectores de temperatura colocados en varios puntos del 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 (CFE, 2009).

2.11 Protección Contra Sobretensiones

La sobre velocidad originada por pérdidas de carga o desperfectos en el regulador de tensión producen sobretensiones. Todo sobre tensión asociada con una sobre velocidad será controlada por el regulador automático de tensión. No obstante, en las unidades hidráulicas, el flujo de agua no puede ser interrumpido o deflactado tan rápidamente y como consecuencia puede originarse una sobre velocidad. En el caso de que la excitatriz se encuentre acoplada directamente a la máquina, la tensión tiende a crecer casi con el cuadro de la velocidad. Como consecuencia suele instalarse protección de sobretensión en generadores accionados por turbinas hidráulicas y también por turbinas de gas, pero no son turbinas de vapor.

Se emplean relés de sobretensión de dos elementos: un elemento instantáneo que trabaja con 25% de sobretensiones (gas) y el 40% (hidráulica) y otro elemento que opera con el 10% de sobretensión. La operación del relé de sobretensión da orden de apertura al interruptor del generador y al del campo (CFE, 2009).

2.12 Protección Contra Corto Circuito A Tierra Del Campo

Debido a que los circuitos de campo operan desconectados de tierra, un cortocircuito o contacto a tierra no ocasionaría ningún daño ni afectaría 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 estas tensiones debido a fenómenos

transitorios del estator. Como consecuencia, aumenta la probabilidad que ocurra un segundo cortocircuito a tierra. Si este ocurre, parte del enrollado de campo estará cortocircuitado y la corriente en el resto se incrementaría. Al cortocircuitarse y la corriente en el resto se incrementaría. Al cortocircuitarse parte del enrollado, debido a los dos cortocircuitos a tierra se produciría un desequilibrio del flujo en el entrehierro y esto originaría un desequilibrio en las fuerzas magnéticas en ambos lados del rotor. Dicho desequilibrio puede ser 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 con el estator. Esta clase de falla origina daños muy extensos y costosos de reparar y capaces de dejar las maquinas fuera de servicio por periodos muy largos.

Usualmente se emplean sistemas de protección detectan el primer cortocircuito a tierra que se produzca. Los tres métodos disponibles para localizar el punto del 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 (CFE, 2009).

3. Desarrollo

3.1 Recopilación De La Información Para La Aplicación De La Guía

Para la actividad uno se tuvo que recopilar todos los datos referentes a la unidad 4. En donde se muestra en la siguiente tabla, todos los datos técnicos de la unidad 4. Las cuales son necesarias para poder ingresar en un formato de la guía CFE G-0100-07 y así determinar las protecciones correspondientes.

RECOPIACION DE DATOS DE PLACA	
UNIDAD 4	

GENERADOR	
MARCA:	ASEA
TIPO:	
No:	6664772
CAPACIDAD CONTINUA:	300 000 kVA 10189 A 345 000 kVA 11717 A
SOBRECALENTAMIENTO:	Estator 60°C Rotor 60°C Estator 80°C Rotor 80°C
FACTOR DE POTENCIA:	0,95
TENSION NOMINAL:	17 000 V, Estrella
FRECUENCIA:	60 CPS
VELOCIDAD:	163,64 r.p.m.
EXCITACIÓN:	340 V 1840 A
NORMAS:	ANSI C50.10-1965
FABRICADO POR:	ASEA Suecia 1978

Tabla 3.1 Datos de placa del generador.

TURBINA HIDRAULICA	
MARCA:	MITSUBISHI
TIPO:	
MAQUINA No:	651
CAPACIDAD:	318, 000 306, 000 280, 000 Kw
CAIDA:	185.00 176.00 164.85 m
DESCARGA:	184.1 186.7 182.4 m³/s
VELOCIDAD:	163.64 r.p.m.
VELOCIDAD DE DESBOQUE:	296 r.p.m.
FABRICADO EN:	TOKYO, JAPAN
FECHA:	1978

Tabla 3.2 Datos de placa de la turbina hidráulica.

TRANSFORMADOR DE POTENCIA MONOFASICO	
MARCA:	IEM
TIPO:	FOW EN ACEITE
AISLAMIENTO:	INSULDUR
FRECUENCIA:	60 Hz
DEVANADO:	400 000 Estrella a tierra /230 940 Volts
TENSION NOMINAL:	17 000 Volts
IMPEDANCIA:	99.9 % A 115 000 kVA
ESPEC:	L-38001 08
SERIE:	23-8016
ELAVACION DE TEMPERATURA:	55°C 1000 MSNM 115 000 kVA 115 000 kVA
LITROS LIQUIDOS:	Tanque Principal: 25100 Tanque Expansión: 1700
NIVEL DE IMPULSO ONDA COMPLETA:	Alta tensión línea 1425 Kv Baja tensión 125 kV Alta tensión neutro 200 kV
PESOS APROXIMADOS EN KGS:	Nucleo y Bobinas: 84 823 Tanque: 21 319 Liquido: 24 041 TOTAL: 130 183

Tabla 3.3 Datos de placa del transformador de potencia monofásico.

REACTOR (GENERADOR UNIDAD 4)
15 / 0.24 kV
400 kVA
REACTOR (CARGAS UNIDAD 4)
600 A
0.0139 Ω / Fase

Tabla 3.4 Datos de placa del reactor del generador y reactor de cargas de la U4.

INTERRUPTORES TERMOMAGNETICOS									
52-A4									
MARCA:				ABB					
MODELO:				SACE E4H 40					
I _u = 4000 A				U _e = 690 V					
I _{cw} = 100 kA x 1s									
cat. B	50 - 60 Hz.								CEI EN 60947-2
U _e (V)	230	415	440	500	690	250	250	IEC 947-2	
I _{cu} (kA)	100	100	100	85	85	100	100		
I _{cs} (kA)	100	100	100	85	85	100	100		
52-B4									
MARCA:				ABB					
MODELO:				SACE E4H 40					
I _u = 4000 A				U _e = 690 V					
I _{cw} = 100 kA x 1s									
cat. B	50 - 60 Hz.								CEI EN 60947-2
U _e (V)	230	415	440	500	690	250	250	IEC 947-2	
I _{cu} (kA)	100	100	100	85	85	100	100		
I _{cs} (kA)	100	100	100	85	85	100	100		
52-45									
MARCA:				ABB					
MODELO:				SACE PR					
				I _n = ~ 4000 A					
				I _{nN} = I _n /2					
				Nr. = M0050C04B					

Tabla 3.5 Datos de placa de los interruptores termomagnéticos de la U4.

3.2 Elaboración Del Formato

En el encabezado del formato podemos ingresar los datos de la central donde se encuentra instalado el generador, el número de unidad en mantenimiento, las marcas y modelos de sus componentes.

CALCULO DE AJUSTES DE PROTECCION DE GENERADOR DE ACUERDO A LA GUIA CFE-G0100-07			
CENTRAL	C.H. MANUEL MORENO TORRES		UNIDAD <u>4</u>
GERENCIA		MARCA PRIMOMOTOR	
SUBGCIA		MODELO/SERIE PRIMOTOR	
CENTRAL		MARCA GENERADOR	
UNIDAD		MODELO/SERIE GENERADOR	
TIPO		MARCA EXCITACIÓN	
NORMA CONSTRUCCION		MODELO/SERIE EXCITACIÓN	

Fig.3.1 Encabezado del formato (panel de datos de la central).

En el siguiente recuadro anotamos los datos correspondientes de la máquina y el tipo de excitación.

DATOS DE LA MAQUINA:			
POTENCIA PRIMOMOTOR			MW's
POTENCIA GENERADOR			MVA
VOLTAJE NOMINAL			VOLTS
CORRIENTE NOMINAL			AMPERES
FACTOR DE POTENCIA F.P.			
ROTACION DE FASES			
RAZON DE CORTOCIRCUITO			
Xd REACTANCIA SINCRONA EJE DIRECTO / CUADRATURA			pu
X'd REACTANCIA TRANSITORIA EJE DIRECTO / CUADRATURA			pu
X" d REACTANCIA SUBTRANSITORIA EJE DIRECTO / CUADRATURA			pu
REACTANCIA SECUENCIA NEGATIVA			pu
REACTANCIA SECUENCIA CERO			pu
RESISTENCIA DE ARMADURA			OHMS / FASE A, B, C
FRECUENCIA			Hz
I ₂ VALOR DE CORRIENTE DE SEC. NEGATIVA PERMANENTE			%
K VALOR DE CORRIENTE DE SEC. NEGATIVA PARA DAÑO		I ₂ ² t	SEGUNDOS
VELOCIDAD			RPM
POLOS SALIENTES No. DE POLOS			
TIPO Y CLASE DE AISLAMIENTO DEL ESTATOR			° C
TIPO Y CLASE DE AISLAMIENTO DEL ROTOR			° C
TIPO DE ENFRIAMIENTO DEL ESTATOR			
TIPO EXCITACIÓN			
VOLTAJE NOMINAL CAMPO			VCD
CORRIENTE NOMINAL DE CAMPO			ACD
VOLTAJE DE CAMPO EN VACIO			VCD
CORRIENTE DE CAMPO EN VACIO			ACD
CORRIENTE DE CAMPO A CORRIENTE NOMINAL (PBA. C.C.)			ACD
RESISTENCIA DE CAMPO			OHMS @
CONSTANTE DE TIEMPO DE CIRCUITO ABIERTO T'd0			SEGUNDOS
			° C.

Fig.3.2 Panel de datos de la máquina y tipo de excitación.

En los siguientes recuadros podemos ingresar los datos del transformador de excitación o en algunos casos no se requieren datos del excitador y del PMG.

DATOS DEL TRANSFORMADOR DE EXCITACIÓN			
ENFRIAMIENTO			
POTENCIA			MVA's
CONEXIÓN Y VOLTAJE LADO BAJA			KV
CONEXIÓN Y VOLTAJE LADO ALTA			KV
CORRIENTE LADO BAJA			AMPS
CORRIENTE LADO ALTA			AMPS
IMPEDANCIA			%
IMPEDANCIA EN ASPEN @ 100 MVA's			

NO SE REQUIEREN DATOS DEL EXCITADOR	
POTENCIA	KW
VOLTAJE NOMINAL DE EXCITADOR	VCD
CORRIENTE NOMINAL DE EXCITADOR	ACD
VOLTAJE DE EXCITADOR ENTRADA	VCD
CORRIENTE DE EXCITADOR ENTRADA	ACD
FRECUENCIA	Hz
VELOCIDAD	RPM

NO SE REQUIEREN DATOS DEL PMG	
POTENCIA	KW
VOLTAJE NOMINAL DEL PMG	VCD
CORRIENTE NOMINAL DEL PMG	ACD
FRECUENCIA	Hz
VELOCIDAD	RPM

Fig.3.3 Panel de datos del transformador de excitación.

De igual forma para el transformador de neutro, transformador de potencia y transformador de servicios propios.

DATOS DEL TRANSFORMADOR DE NEUTRO			
VOLTAJE PRIMARIO			VOLTS
VOLTAJE SECUNDARIO			VOLTS
EXISTE DIVISOR ADICIONAL?	<input type="checkbox"/>		
RELACION			
POTENCIA			KVA
TIEMPO EN ESTA POTENCIA			SEGS.
RESISTENCIA DE NEUTRO (LADO SECUNDARIO)			OHMS
VOLTAJE DE LA RESISTENCIA DE NEUTRO			VOLTS
CORRIENTE RESISTENCIA DE NEUTRO			AMPERES

DATOS DEL TRANSFORMADOR DE POTENCIA			
ENFRIAMIENTO			
POTENCIA			MVA's
CONEXIÓN Y VOLTAJE LADO BAJA			KV
CONEXIÓN Y VOLTAJE LADO ALTA			KV
CORRIENTE LADO BAJA			AMPS
CORRIENTE LADO ALTA			AMPS
IMPEDANCIA			%
IMPEDANCIA EN ASPEN			

DATOS DEL TRANSFORMADOR DE SERVICIOS PROPIOS			
ENFRIAMIENTO			
POTENCIA			MVA's
CONEXIÓN Y VOLTAJE LADO BAJA			KV
CONEXIÓN Y VOLTAJE LADO ALTA			KV
CORRIENTE LADO BAJA			AMPS
CORRIENTE LADO ALTA			AMPS
IMPEDANCIA			%
IMPEDANCIA EN ASPEN			

Fig.3.4 Panel de datos del transformador de neutro, transformador de potencia y transformador de servicios propios.

Relación de transformadores de instrumentos.

GENERADOR										
ARREGLO TP's 1										
RTP FASE										VOLTAJE DE LINEA
ARREGLO TP's 2										VOLTAJE DE LINEA
RTP FASE										
RT NEUTRO										TRANSF. DE DISTRIBUCIÓN
RTC 1 FASE										JUEGOS NEUTRO GEN
RTC 2 FASE										JUEGOS TERMINALES GEN
RTC 3 FASE										JUEGOS INTERRUPTOR
VOLTAJE SECUNDARIO NOMINAL DE LA UNIDAD								0.00		VOLTS SECS
CORRIENTE SECUNDARIA NOMINAL DE LA UNIDAD								0.000		AMPS SECS.

TRANSFORMADOR DE UNIDAD										
RTC 1 FASE	ALTA		/		=			0		JUEGOS BOQUILLAS
RTC 2 FASE	ALTA		/		=			0		PEDESTAL
RTC 1 FASE	BAJA		/		=			0		JUEGOS DONA BUS AISL
RTC NEUTRO			/		=			0		PIEZA NEUTRO TRANS
RTP BUS 1 AT			/		=			0		PIEZAS ESTRELLA
RTP BUS 2 AT			/		=			0		PIEZAS ESTRELLA

TRANSFORMADOR DE SERVICIOS PROPIOS										
RTC 1 FASE	87TA ALTA		/		=			0		JUEGOS BUS DE ALTA
RTC 2 FASE	51HA ALTA		/		=			0		JUEGOS DERY SP
RTC 1 FASE	BAJA		/		=			0		JUEGOS BUS SP BAJA
RTC NEUTRO			/		=			0		PIEZA
RTP BUS MT			/		=			0		PIEZAS

FASES Ó ARREGLO

TRANSFORMADOR DE EXCITACIÓN										
RTC 1 FASE	ALTA		/		=			0		JUEGOS ALTA TEXC
RTC 2 FASE	ALTA		/		=			0		JUEGOS
RTC 1 FASE	BAJA		/		=			0		JUEGOS BAJA TEXC
RTC 2 FASE	BAJA		/		=			0		JUEGOS

BUS DE GENERACIÓN (SOLO CUANDO SE CUENTA CON INTERRUPTOR DE MAQUINA)										
ARREGLO TP's										DELTA ABIERTA
RTP FASE			/		=			0.0		VOLTAJE DE LINEA
			/		=			0.0		

Fig.3.5 Panel de datos de relaciones de transformadores de instrumentos.

3.3 Aplicación De La Guía

Debido a la importancia de los generadores síncronos en las plantas de generación de energía eléctrica, es importante conocer el límite de operación de los mismos, tal como la corriente de armadura máxima, corriente de excitación máxima, corriente de excitación mínima, ángulo de torque máximo, así como la obtención de la curva de capacidad.

Después de haber impuesto las restricciones que limitan la operación del generador, la curva resultante es el límite de operación del generador el cual determina la región sobre la cual se asegura una operación confiable de la máquina. A la curva de capacidad también se le conoce como carta de operación del generador y en él se pueden determinar las diferentes

combinaciones de megavattios y megavars que pueden ser producidos por el generador a diferentes factores de potencia y ángulos de torque (δ). Los vars positivos son suministrados por el generador y es la zona de sobreexcitación donde el generador funciona con factor de potencia inductivo, y los vars negativos son alimentados dentro del generador desde el sistema de energía y es la zona de subexcitación donde el generador trabaja con factor de potencia capacitivo.

Se ingresan los valores de la potencia activa (P) y potencia reactiva (Q).

CURVA DE CAPACIDAD					
P	Q	FP	ANGULO	R	X
0.000	-298.000	0	90.00	0.0000	0.0000
28.980	-287.900	0.1	84.26	0.0000	0.0000
56.680	-277.430	0.2	78.46	0.0000	0.0000
83.820	-266.390	0.3	72.54	0.0000	0.0000
111.110	-254.480	0.4	66.42	0.0000	0.0000
139.330	-241.270	0.5	60.00	0.0000	0.0000
169.740	-226.000	0.6	53.13	0.0000	0.0000
203.750	-207.570	0.7	45.57	0.0000	0.0000
244.770	-183.340	0.8	36.87	0.0000	0.0000
270.140	-167.210	0.85	31.79	0.0000	0.0000
300.000	-145.010	0.9	25.84	0.0000	0.0000
300.000	-98.470	0.95	18.20	0.0000	0.0000
300.000	-60.930	0.98	11.48	0.0000	0.0000
300.000	0.000	1	0.00	0.0000	0.0000
300.000	60.930	0.98	11.48	0.0000	0.0000
300.000	98.470	0.95	18.20	0.0000	0.0000
281.110	136.170	0.9	25.84	0.0000	0.0000
240.660	149.170	0.85	31.79	0.0000	0.0000
210.110	157.580	0.8	36.87	0.0000	0.0000
164.640	167.920	0.7	45.57	0.0000	0.0000
130.560	174.020	0.6	53.13	0.0000	0.0000
102.750	177.970	0.5	60.00	0.0000	0.0000
78.840	180.640	0.4	66.42	0.0000	0.0000
57.390	182.470	0.3	72.54	0.0000	0.0000
37.780	183.680	0.2	78.46	0.0000	0.0000
18.540	184.440	0.1	84.26	0.0000	0.0000
0.000	184.770	0	90.00	0.0000	0.0000

Fig.3.6 Tabla de valores de la curva de capacidad.

Así es como queda nuestra curva de capacidad con respecto a los valores ingresados a la tabla.

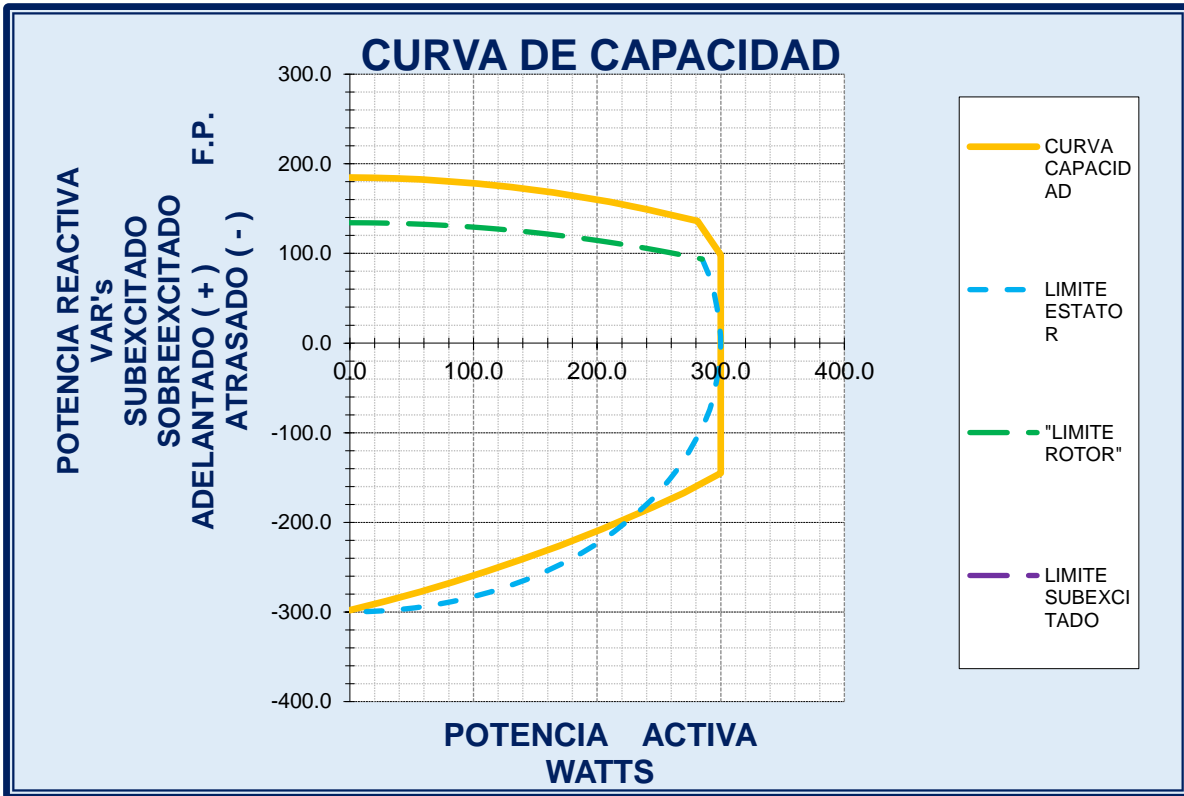


Fig.3.7 Curva de capacidad

No podemos mantener la misma potencia aparente a un factor de potencia más bajo, debido al límite de temperatura del bobinado del rotor. La capacidad del generador es reducida a un bajo factor de potencia en retraso.

En la zona subexcitada una corriente de excitación muy baja puede hacer que el rotor salga fuera de paso, debido a la pérdida de torque magnético. Si el generador sufriera una pérdida completa de campo, el generador seguiría entregando potencia activa por el accionamiento de la turbina, pero retiraría potencia reactiva del sistema para mantener la excitación, esto conduciría a una baja tensión en los terminales del generador produciendo un sobrecalentamiento en el hierro del estator, en este caso el relé de pérdida de campo puede ser usado para dar alarma o iniciar la desconexión de la unidad.

Durante una perturbación en un sistema de energía interconectado de gran tamaño, puede ocurrir que el sistema llegue a ser desconectado en áreas separadas; en algunas áreas tendremos demasiada generación disponible y en otras habrá generación insuficiente si una

distribución de carga no se realiza inmediatamente; el generador sufrirá caídas de frecuencia, de tensión y un aumento de la corriente en el estator y puede producir un sobrecalentamiento del mismo. El regulador de tensión aumentará la excitación en el generador para elevar la tensión de línea, y esto puede conducir al sobrecalentamiento del rotor. Para proteger al rotor un relé de sobrecorriente puede ser instado en el circuito de excitación. Del mismo modo el bobinado del estator puede ser protegido del sobrecalentamiento por la instalación de un relé de sobrecorriente de tiempo extremadamente inverso, fijado para operar justo cuando el límite térmico de corto tiempo del bobinado del estator sea alcanzado.

51G Protección Térmica Por Corriente De Estator

Este esquema se realiza mediante el uso de dos elementos: uno instantáneo y otro de tiempo inverso con curva extremadamente inversa.

El elemento instantáneo se debe ajustar como control de torque al 110% Inom.

El elemento temporizado se debe ajustar al 75% de Inom y debe operar en 7 segundos para el 218% de Inom.

Se debe habilitar la emulación del reset electromecánico de la curva.

El esquema incluye una alarma con ajuste del 100% Inom con retraso de tiempo de 1 seg.

ALARMA				
ARRANQUE		100%	3.396	AMPS SECS.
TIEMPO			1.000	SEGUNDOS
				10,188.53
				1.000
				AMPS. PRIMS.
				SEGUNDOS
ELEMENTO INSTANTANEO (CONTROL DE TORQUE)				
ARRANQUE		110%	3.736	AMPS SECS.
TIEMPO			0.000	SEGUNDOS
				11,207.39
				0.000
				AMPS. PRIMS.
				SEGUNDOS
ELEMENTO DE TIEMPO INVERSO				
ARRANQUE		75%	2.547	AMPS SECS.
CURVA		EXTREM. INVERSA		
PALANCA	DEBE OPERAR EN 7 SEGS PARA 218%		8.79	
				7,641.40
				AMPS. PRIMS.

Fig.3.8 Ajustes a la protección 51G.

49F Protección Térmica Por Corriente Del Rotor

Este esquema se realiza mediante el uso de dos elementos: uno instantáneo y otro de tiempo inverso con curva extremadamente inversa, proporcionando protección al rotor del generador eléctrico desde el transformador de excitación.

El elemento temporizado se debe ajustar para arranque al 75% de I_{nom} del rotor vista en el lado primario del transformador de excitación, con un elemento instantáneo al 113% para control de torque.

Debe operar en 7 segundos para una corriente del 208% de la corriente nominal del rotor.

Se ocupará un elemento de tiempo definido para alarma al 100% de la corriente del rotor a 1 segundo.

ALARMA					
ARRANQUE		70.933	AMPS. PRIMOS.	2.96	AMPS SECS.
TIEMPO		1.000	SEGUNDOS	1.000	SEGUNDOS
ELEMENTO INSTANTANEO (CONTROL DE TORQUE)					
ARRANQUE	113%	80.155	AMPS. PRIMOS.	3.34	AMPS SECS.
TIEMPO		0.000	SEGUNDOS	0.000	SEGUNDOS
ELEMENTO DE TIEMPO INVERSO					
ARRANQUE	75%	53.200	AMPS. PRIMOS.	2.22	AMPS SECS.
CURVA			EXTREM. INVERSA		
PALANCA	DEBE OPERAR EN 7 SEGS PARA 208%			7.93	
ELEMENTO INSTANTANEO					
CASO 1	14 VECES I_{nom} TRANSF. EXCITACIÓN	1508.85	AMPS. PRIMOS.	62.87	AMPS SECS.
CASO 2	$I_{50_{HE}} = (1.4/Z_{T_{HDXE}}) \times (KVA_{HE \text{ base}}/1.732 KV_{HE \text{ base}})$	2215.578	AMPS. PRIMOS.	92.32	AMPS SECS.
POR LO QUE EL AJUSTE QUEDA EN		2215.58	AMPS. PRIMOS.	92.32	AMPS SECS.

Fig.3.9 Ajustes a la protección 49F.

24 Volts/Hertz Sobreexcitacion

Para esta protección se utilizó un primer paso como alarma al 105% con 1 segundo.

Para el disparo se ocupó un elemento de tiempo inverso y uno de tiempo definido.

El de tiempo inverso arrancará al 106% y el de tiempo definido lo hará al 116% con 0.5 segundo.

			GUÍA	GE	BECKWITH
NIVEL DE ALARMA	105 %	105 %		106	106
TIEMPO	1 SEGS	1 SEGS		20 ms	1 s
NIVEL DE DISPARO DE TIEMPO DEFINIDO 1	108 %	108 %			
TIEMPO	100 SEGS	100 SEGS	TIEMPO DEFINIDO		
NIVEL DE DISPARO DE TIEMPO DEFINIDO 2	110 %	110 %		110	110
TIEMPO	30 SEGS	50 SEGS	TIEMPO DEFINIDO	TIEMPO INVERSO	TIEMPO INVERSO
NIVEL DE DISPARO DE TIEMPO DEFINIDO 3	116 %	116 %		118	118
TIEMPO	0.5 SEGS	0.5 SEGS	TIEMPO DEFINIDO	2 s	2 s

AJUSTE DEL LIMITADOR DE V/HZ DEL AVR **108** %

Fig.3.10 Ajustes a la protección 24.

32 Potencia Inversa / Baja Potencia

La protección 32 protege al primomotor de motorizaciones del generador eléctrico que pudieran dañarlo.

El nivel de protección y tiempo depende del tipo de primomotor.

El primer paso del relevador se usó para el esquema de paro secuencial de la unidad.

El segundo paso se usó para potencia inversa.

CALCULO DE 1 PU DE POTENCIA	565.341 WATTS SECS.	300.000 MWATTS PRIMS (RTC*RTP)
POTENCIA DE MOTORIZACION DE LA UNIDAD	-9 MW'S	15 SEGS
PARA EL ESQUEMA DE PARO SECUENCIAL, EL ARRANQUE DEPENDE DEL TIPO DE UNIDAD Y A LA POTENCIA DE MOTORIZACION		
EL ARRANQUE QUEDARÁ EN	-9.000 MW's	-0.03000 PU's GENERADOR ELECTRICO
EL TIEMPO DEL PARO SECUENCIAL QUEDA EN	1.000 SEGS	-3.00 % GENERADOR ELECTRICO
PARA EL ESQUEMA DE POTENCIA INVERSA, EL AJUSTE DEPENDE DEL TIPO DE UNIDAD		
EL TIPO DE ESTA UNIDAD ES	HIDRO S/ COND. SINCRONO	-9.00000 MW's
POR LO QUE EL ARRANQUE QUEDA EN:		-0.030 PU's GENERADOR ELECTRICO
EL TIEMPO DE POTENCIA INVERSA QUEDA EN	15.0 SEGS	-3.00 % GENERADOR ELECTRICO
LA FUNCION SE BLOQUEARA CUANDO EXISTA PERDIDA DE POTENCIALES.		

Fig.3.11 Ajustes a la protección 32.

40 Perdida De Campo

La protección 40G se ocupa de la detección de pérdida de campo o excitación muy baja.

Se utilizó dos zonas de protección mho, la primera con offset negativo y para la segunda positivo.

Ambas zonas deben ser supervisadas por el esquema de pérdida de potenciales 60FL.

CALCULO DE Z BASE

KV2/MVA BASE
KV2/MVA BASE*RTC/RTP

0.9633	OHMS PRIM
20.400	OHMS SEC.

ZONA 1

Para la zona 1, el diámetro será igual a la reactancia síncrona no saturada de eje directo Xd el offset deberá ser igual a -1/2 de la reactancia transitoria no saturada de eje directo X'd.

El tiempo de retraso para esta zona será de 750 milisegundos.

DIAMETRO 0.72 pu Xd
OFFSET -0.13 pu -1/2X'd
TIEMPO

0.69360	OHMS PRIMARIO	14.688	OHMS SEC.
-0.12042	OHMS PRIMARIO	-2.550	OHMS SEC.
0.750	SEGUNDOS	0.750	SEGUNDOS

	ge		beck
RADIO	10.54	diametro	21.1
CENTRO	12.28	offset	-1.7
TIEMPO	0.06 s	tiempo	3 cy

Fig.3.12 Zona 1.

ZONA 2

Para la zona 2, el diámetro será dado por la formula indicada en la guía y que trata de igualar la parte negativa de la curva de capacidad.

El offset será dado por la fórmula indicada en la guía.

El tiempo será de 60 segundos.

PUNTOS REQUERIDOS PARA LA ZONA 2

P1	0	Q1	-300
P2	300	Q2	-90

DIAMETRO $\frac{RTC}{RTP} \sqrt{\frac{kV^4 (Q2^2 + P2^2 + 2 P2 P1 + P1^2 - 2 Q2 Q1 + Q1^2) (Q2^2 + P2^2 - 2 P2 P1 + P1^2 - 2 Q2 Q1 + Q1^2)}{(Q1 P2^2 + Q1 Q2^2 - Q2 P1^2 - Q2 Q1^2)^2}}$ **1.817** OHMS PRIMARIO **38.48** OHMS SEC.

OFFSET $\frac{1}{2} \left(\frac{RTC}{RTP} \frac{kV^2 (P2^2 + Q2^2 - P1^2 - Q1^2)}{(Q1 P2^2 + Q1 Q2^2 - Q2 P1^2 - Q2 Q1^2)} + \text{Diámetro} \right)$ **0.854** OHMS PRIMARIO **18.08** OHMS SEC.

TIEMPO **5** SEGUNDOS

	ge		beck
radio	15.59	diametro	31.2
centro	17.33	offset	-1.7
tiempo	0.6 s	tiempo	36 cy

Fig.3.13 Zona 2.

La característica direccional de la curva de la zona 2, fue calculada de acuerdo a:

$$\text{TAN}^{-1} (Q2 / P2)$$

ANGULO DE LA UNIDAD DIRECCIONAL

-16.70 °

LA ZONA 2 CUENTA CON ACELERAMIENTO POR BAJO VOLTAJE DE SECUENCIA POSITIVA Y/O POR ALTA CORRIENTE.

VALORES PARA ACELERACION	VOLTAJE CORRIENTE	90% 110%	LINEA	FASE	VOLTS SECS. AMPERES SECS.
			108.00	62.35	

EL TIEMPO CUANDO EXISTAN CONDICIONES DE ACELERACIÓN DEBERÁ SER DE 2 SEGUNDOS

TIEMPO

2 SEGUNDOS

EL ESQUEMA DE ZONA 2 CUENTA CON ALARMA 1 SEGUNDO DESPUÉS DE SU ARRANQUE.

TIEMPO PARA ALARMA DE ARRANQUE DE ZONA 2

1 SEGUNDOS

Fig.3.14 Ajustes a la protección 40.

46 Corriente De Secuencia Negativa

La protección 46 protege a la unidad contra cargas desbalanceadas y es respaldo ante fallas del sistema.

El nivel de alarma quedó en el valor dado por el fabricante menos 3 unidades porcentuales, con un tiempo de 1 segundo.

ARRANQUE
TIEMPO

80% TABLA 3

8	%
1	SEGUNDOS

ARRANQUE
FACTOR K

I2 - 1 %
K - 5

9	%
35	

ge	beckwith
8	8
1000 s	60000 cy
%	% TD tiempo maximo

Fig.3.15 Ajustes a la protección 46.

Para detectar condiciones de puente abierto tenemos:

A PLENA CARGA:

UN PUENTE ABIERTO = 1/3 (IA + 0 + IC)	6792.29	AMPS	66.666 %	78.8	segs
DOS PUENTES ABIERTOS = 1/3 (IA + 0 + 0)	3396.15	AMPS	33.333 %	315.0	segs

A MEDIA CARGA:

UN PUENTE ABIERTO = 1/3 (IA + 0 + IC)	3396.15	AMPS	33.333 %	315.0	segs
DOS PUENTES ABIERTOS = 1/3 (IA + 0 + 0)	1698.07	AMPS	16.6665 %	1260.0	segs

AL 10% CARGA

UN PUENTE ABIERTO = 1/3 (IA + 0 + IC)	679.23	AMPS	6.6666 %	7875.2	segs
DOS PUENTES ABIERTOS = 1/3 (IA + 0 + 0)	339.61	AMPS	3.3333 %	31500.6	segs

Fig.3.16 Detección de puentes abiertos.

50 Instantáneo De Sobrecorriente

La protección instantánea de sobre corriente protege contra fallas entre fases (trifásica y bifásica) en terminales o muy cerca de ellos. Es también un elemento muy valioso ante sincronización fuera de fase.

El ajuste de arranque de la protección 50 está dado por:

$$0.8 I_{nom} / RTC * X^d$$

CON FALLA TRIFASICA EN TERMINALES SE OBTIENE UNA CORRIENTE DE CORTOCIRCUITO DE:

56,603 AMPERES PRIMARIOS

PARA UNA FALLA BIFASICA EN TERMINALES, LA CORRIENTE DE CORTOCIRCUITO ES DE:

45,000 AMPERES PRIMARIOS

AJUSTE DEL RELEVADOR 50 QUEDA EN:

15.09 AMPERES SECUNDARIOS

FALLA TRIFASICA
FALLA BIFASICA

CUBIERTA
NO CUBRE FALLA BIFASICA

18.87 AMPERES SECUNDARIOS
15.00 AMPERES SECUNDARIOS

TIEMPO

0 SEGUNDOS

EL LIMITE MECANICO DE ACUERDO A C50.13 Y C50.14 ES FALLA TRIFASICA EN TERMINALES CON 5% DE SOBREVOLTAJE

59,433 AMPERES PRIMARIOS

Fig.3.17 Ajustes a la protección 50.

50/27 Protección De Energización Inadvertida

Para el esquema de energización inadvertida se requiere armar la lógica descrita en la guía.

LOS AJUSTES DE LOS ELEMENTOS AHÍ DESCRITOS SON:

AJUSTE DEL 50-1	5% DE I_{nom}	509.427	AMPS PRIMARIOS
		0.170	AMPS SECUNDARIOS
AJUSTE DEL 50-2	110% DE I_{nom}	11,207.393	AMPS PRIMARIOS
		3.736	AMPS SECUNDARIOS
AJUSTE DEL 59P	80% DE V_{nom}	13,600.000	VOLTS PRIMARIOS
		96.0	VOLTS SECUNDARIOS
ARRANQUE DEL TEMPORIZADOR 1		3	SEGUNDOS
REPOSICION DEL TEMPORIZADOR 1		2	SEGUNDOS
ARRANQUE DEL TEMPORIZADOR 1		0.05	SEGUNDOS
REPOSICION DEL TEMPORIZADOR 1		1	SEGUNDOS

Fig.3.18 Ajustes a la protección 50/27.

59 Sobrevoltaje

La protección contra sobrevoltaje se utiliza contra sobretensiones en los devanados.

Se usó una alarma de sobrevoltaje al 106% con un retardo de un segundo.

Para el paso 1 se usó un 111% de voltaje nominal a 5 segundos.

Para el paso 2 se usó un 115% de voltaje nominal a 0.3 segundos.

		LINEA		FASE		
ALARMA DE SOBREVOLTAJE	106%	127.2	VOLTS SECS	73.4	VOLTS SECS	18,020 KV
TIEMPO DE ALARMA						1 SEGUNDO
PASO 1 DE SOBREVOLTAJE	112%	134.4	VOLTS SECS	77.6	VOLTS SECS	19,040 KV
TIEMPO DE PASO 1 DE SOBREVOLTAJE						5 SEGUNDO
TIEMPO CON INTERRUPTOR DE MAQUINA ABIERTO						0.05 SEGUNDOS
PASO 2 DE SOBREVOLTAJE	115%	138.0	VOLTS SECS	79.7	VOLTS SECS	19,550 KV
TIEMPO DE PASO 2 DE SOBREVOLTAJE						0.3 SEGUNDO

	ge		beckwith	
	112	%	134	
	5	seg	300	cy
	115	%	138	
	0.3	seg	18	cy

Fig.3.19 Ajustes a la protección 59.

27 Bajo Voltaje

La protección contra bajo voltaje se utiliza contra efectos indeseables tales como reducción de límite de estabilidad y mal funcionamiento de equipos sensibles al bajo voltaje.

Se usó una alarma de bajo voltaje al 95% con un retardo de un segundo.

Para el paso 1 se usó un 88% de voltaje nominal a 2 segundos, supervisado por corriente mínima.

		LINEA		FASE		
ALARMA DE BAJO VOLTAJE	95%	114.0	VOLTS SECS	65.8	VOLTS SECS	16,150 KV
TIEMPO DE ALARMA						1 SEGUNDOS
PASO 1	88%	105.6	VOLTS SECS	61.0	VOLTS SEC	14,960
						2 SEGUNDOS

Fig.3.20 Ajustes a la protección 27.

64F Falla A Tierra Del Rotor

Para la protección de falla a tierra en el rotor se utiliza inyección de onda cuadrada de baja frecuencia.

Se usó una alarma a 50 Kohm con un retardo de 5 segundos.

Para el disparo se usó 1 Kohm con un retardo de 5 segundos.

Los ajustes quedan como:

ALARMA	<input type="text" value="50.0"/>	KOHMS
TIEMPO DE ALARMA	<input type="text" value="5"/>	SEGUNDO
DISPARO	<input type="text" value="1.0"/>	KOHMS
TIEMPO DE DISPARO	<input type="text" value="5"/>	SEGUNDO

Fig.3.21 Ajustes a la protección 64F.

78 Perdida De Sincronismo

Se debe considerar un esquema “blinder” sencillo en el cual los ajustes deben ser los siguientes:

ALCANCE DEL LADO POSITIVO	$= 1.5 \frac{RTC}{RTP} \left[XT_{pu} \left(\frac{kV_{baja TR}^2}{MVA_{base TR}} \right) \right]$	<input type="text" value="2.50"/>	OHMS SECUNDARIOS
---------------------------	--	-----------------------------------	------------------

ALCANCE DEL LADO NEGATIVO	$= 3 \frac{RTC}{RTP} \left[X'd_{pu} \left(\frac{kV_{gen}^2}{MVA_{base gen}} \right) \right]$	<input type="text" value="15.30"/>	OHMS SECUNDARIOS
---------------------------	--	------------------------------------	------------------

ALCANCE TOTAL		<input type="text" value="17.80"/>	OHMS SECUNDARIOS
---------------	--	------------------------------------	------------------

RADIO MAXIMO	$= 0.5 \frac{RTC}{RTP} \left(\frac{kV_{gen}^2}{MVA_{nominal gen}} \right)$	<input type="text" value="10.20"/>	OHMS SECUNDARIOS
--------------	---	------------------------------------	------------------

POR LO QUE EL AJUSTE QUEDA:		<input type="text" value="17.80"/>	OHMS SECUNDARIOS
-----------------------------	--	------------------------------------	------------------

RESIST. Y REACTANCIA SECUENCIA POSITIVA DEL SISTEMA	<input type="text" value=""/>	OHMS PRIMARIOS
---	-------------------------------	----------------

EL AJUSTE DE DISTANCIA DE LOS BLINDERS QUEDA EN:	<input type="text" value="FALTA X1sist"/>	OHMS SECUNDARIOS
--	---	------------------

$$d = 0.289 \frac{RTC}{RTP} \left[X'd_{pu} \left(\frac{kV_{gen}^2}{MVA_{base gen}} \right) + XT_{pu} \left(\frac{kV_{baja TR}^2}{MVA_{base TR}} \right) + \frac{X_{1sist en ohm_{a gen max}}}{\left(\frac{kV_{alta TR}}{kV_{baja TR}} \right)^2} \right]$$

AJUSTE DEL TEMPORIZADOR AL SALIR DE LA CARACTERISTICA MHO	<input type="text" value="0"/>	SEGUNDOS
---	--------------------------------	----------

AJUSTE DEL TEMPORIZADOR ENTRE BLINDERS	<input type="text" value="0.04"/>	SEGUNDOS
--	-----------------------------------	----------

Fig.3.22 Ajustes a la protección 78.

87G Protección Diferencial De Generador

Se deberán habilitar tanto el elemento restringido como el no restringido.

Para el elemento no restringido se debe ajustar a 8 veces la corriente nominal del generador en valores secundarios.

ARRANQUE DEL ELEMENTO NO RESTRINGIDO	<input type="text" value="81,508.3"/>	AMPS PRIMOS.	<input type="text" value="27.17"/>	AMPS SECUNDARIOS
--------------------------------------	---------------------------------------	--------------	------------------------------------	------------------

LOS TC'S QUE ALIMENTAN LA PROTECCION DIFERENCIAL SON IGUALES	<input type="text" value="SI"/>
--	---------------------------------

LOS TC'S SON DE UN TIPO QUE TENGAN UN ERROR MAXIMO DEL 10% A 20 VECES LA CORRIENTE NOMINAL? POR EJEMPLO: CLASE C-400 Ó 20H200.	<input type="text" value="SI"/>
---	---------------------------------

Fig.3.23 Arranque no restringido.

El elemento restringido deberá tener un valor de arranque de 15% Inom en valores secundarios si sus TC's son iguales y son de clase adecuada, con un mínimo de 0.3 amperes. En caso contrario, debe tener un valor de arranque mayor sin exceder el 25% Inom.

15%	1,528.3	AMPS PRIMS.	0.51	AMPS SECUNDARIOS
25%	2,547.1	AMPS PRIMS.	0.85	AMPS SECUNDARIOS
ARRANQUE DEL ELEMENTO RESTRINGIDO			0.51	AMPS SECUNDARIOS

Fig.3.24 Arranque restringido.

Para la pendiente 1, se deberá usar un ajuste de 25%.

Para la pendiente 2, se deberá usar un ajuste de 100%.

El punto de quiebre de las pendientes será de entre 2 y 3 veces la corriente nominal del generador.

AJUSTE DE LA PENDIENTE 1		25	%
AJUSTE DE LA PENDIENTE 2		100	%
PUNTO DE QUIEBRE	3	VECES	10.19
			AMPS SECUNDARIOS

Fig.3.25 Ajustes de las pendientes.

51C Sobrecorriente De Generador Controlado Por Voltaje

Para este esquema se utiliza un elemento de corriente de tiempo inverso controlado por bajo voltaje.

El elemento temporizado se debe ajustar para arranque al 25% de Inom del generador.

El elemento de bajo voltaje se ajustará al 80% del voltaje nominal del generador.

Debe operar en 1 segundo para una corriente igual a la falla máxima del lado de alta del transformado principal del lado de alta tensión.

ELEMENTO DE TIEMPO INVERSO					
ARRANQUE	25%	2,547.1	AMPS. PRIMS.	0.85	AMPS SECS.
REPOSICIÓN DEL ELEMENTO DE VOLTAJE	80%	16,150.0	AMPS. PRIMS.	114.00	VOLTS SECS.
CURVA	MUY INVERSA				
CASO 1	470% Inom	47,886.13	AMPS. PRIMS.	15.96	AMPS SECS.
CASO 2		143,786.66	AMPS. PRIMS.	47.93	AMPS SECS.
PALANCA	DEBE OPERAR EN 1.2 SEG PARA EL MENOR DE LOS DOS CASOS			11.18	

Fig.3.26 Ajustes a la protección 51C.

87GT Protección Diferencial De Grupo Generador-Transformador

Se deberán habilitar tanto el elemento restringido como el no restringido. Para el elemento no restringido se debe ajustar a 16 veces la corriente nominal del transformador a la capacidad en valores secundarios.

ARRANQUE DEL ELEMENTO NO RESTRINGIDO

5,196.3

 AMPS PRIMS.

43.30

 AMPS SECUNDARIOS

El elemento restringido deberá tener un valor de arranque de 30% Inom a máxima capacidad en valores secundario si sus TC'S son similares y de clase adecuada. En caso contrario, debe tener un valor de al menos la suma de todos los errores de los TC'S y considerar 5% del relevador, con un mínimo de 35%.

	30%	97.4	AMPS PRIMS.	0.81	AMPS SECUNDARIOS
	50%	162.4	AMPS PRIMS.	1.35	AMPS SECUNDARIOS
ARRANQUE DEL ELEMENTO RESTRINGIDO				0.81	AMPS SECUNDARIOS

Fig.3.27 Arranque restringido.

Para la pendiente 1, se deberá usar un ajuste de 30%.

Para la pendiente 2, se deberá usar un ajuste de 60%.

El punto de quiebre de las pendientes será de 3 veces la corriente de restricción.

AJUSTE DE LA PENDIENTE 1		30.00	%	
AJUSTE DE LA PENDIENTE 2		60.00	%	
PUNTO DE QUIEBRE	3	VECES	8.1	AMPS SECUNDARIOS
BLOQUEO POR 2A Y 4A ARMONICAS				
	VERIFIQUE LA CASILLA J803	12	%	
BLOQUEO POR 5A ARMONICA		35	%	

Fig.3.28 Ajustes de pendientes.

4. Resultados Y Conclusiones

4.1 Resultados

La figura 4.1 presenta la curva de protección térmica del estator por corriente que deriva posteriormente de los ajustes realizados a la protección 51G.

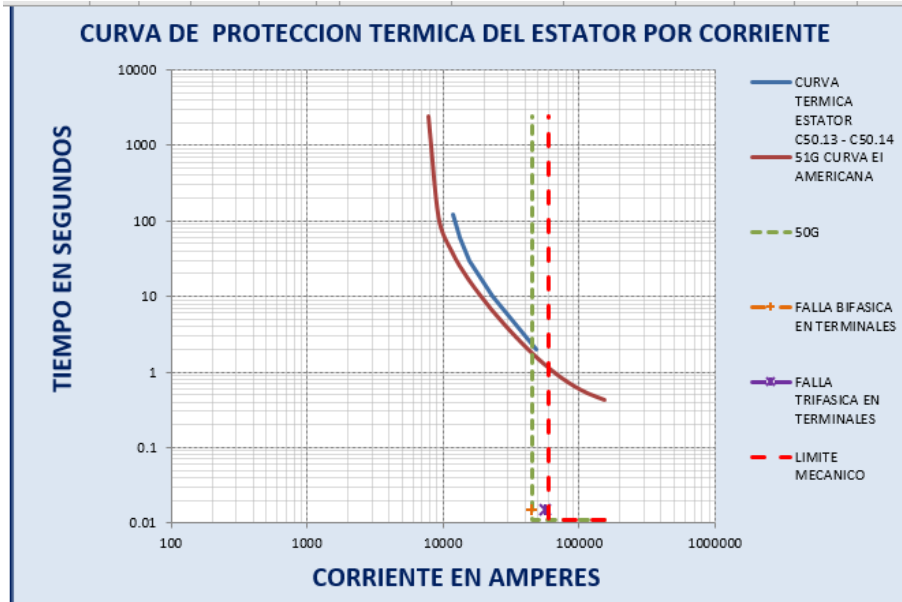


Fig.4.1 Curva de protección térmica del estator por corriente (51G).

La figura 4.2 muestra la curva de protección térmica del rotor y del transformador de excitación por sobrecorriente que deriva de los ajustes realizados a la protección 49F.

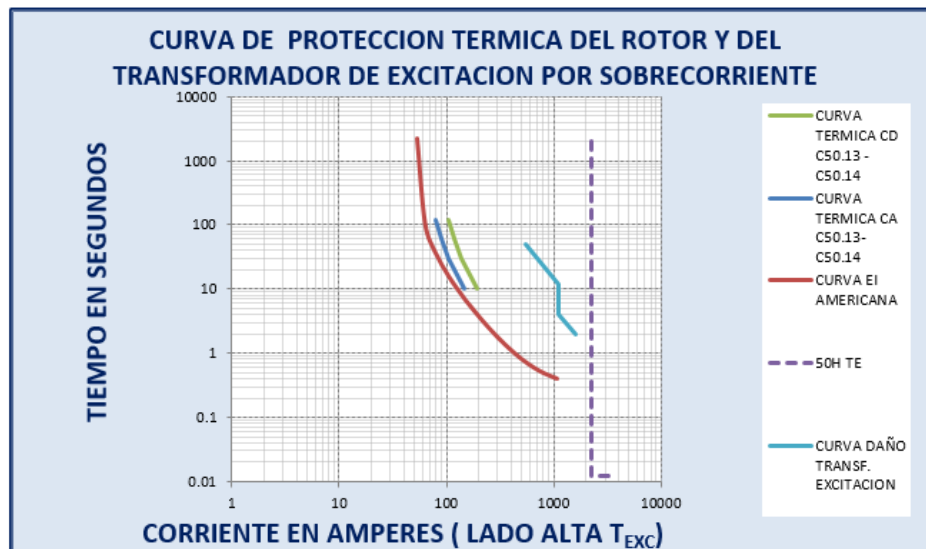


Fig.4.2 Curva de protección térmica del Rotor y del transformador de excitación por sobrecorriente(49F).

En la figura 4.3 se observa la curva Volts/Hertz contra tiempo que surge de los ajustes realizados a la protección 24 (V/Hz Sobreexcitación).

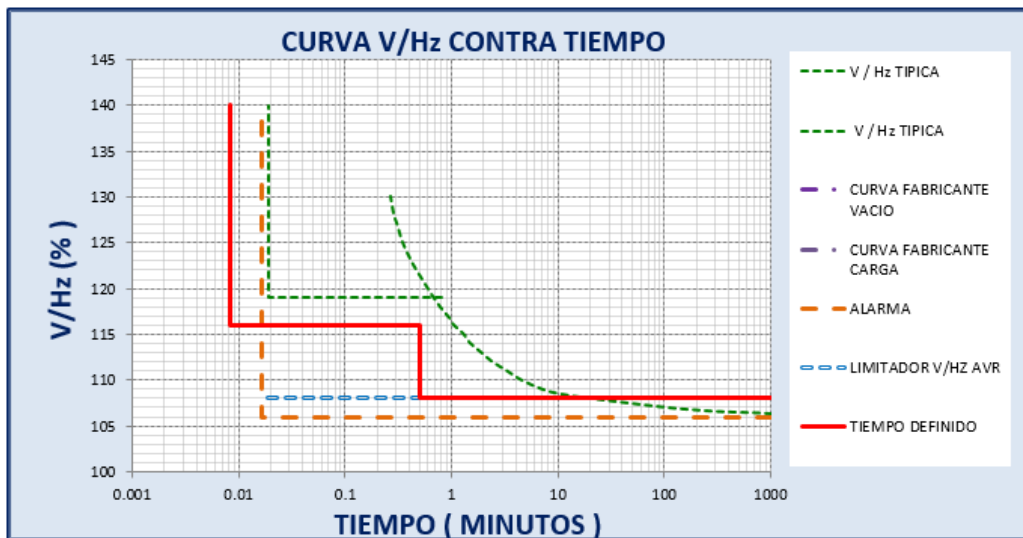


Fig.4.3 Curva de protección V/Hz Sobreexcitación (24).

En la figura 4.4 se muestra la curva de paro secuencial y potencia inversa que resulta de los ajustes realizados a la protección 32 (potencia inversa/baja potencia), la cual protege al primomotor de motorizaciones del generador eléctrico que puedan dañarlo.

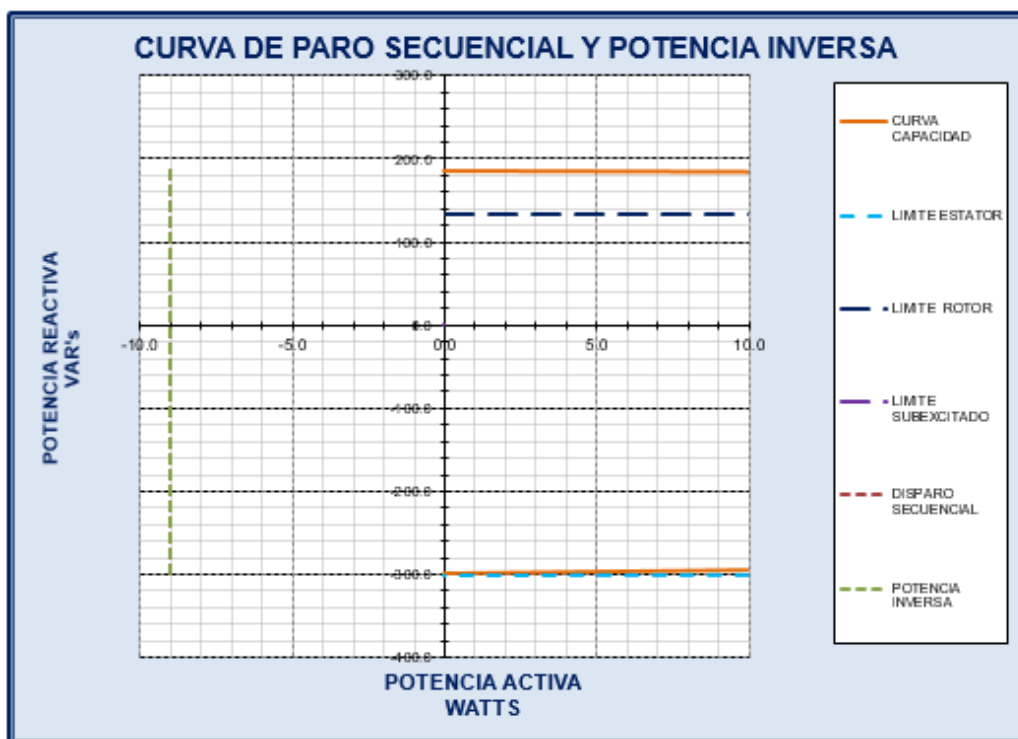


Fig.4.4 Curva de paro secuencial y potencia inversa (32).

La figura 4.5 y 4.6 muestran la curva de capacidad vs 40G en diagrama R-X que corresponden a la protección 40G que se ocupa en detectar la pérdida de campo o excitación muy baja.

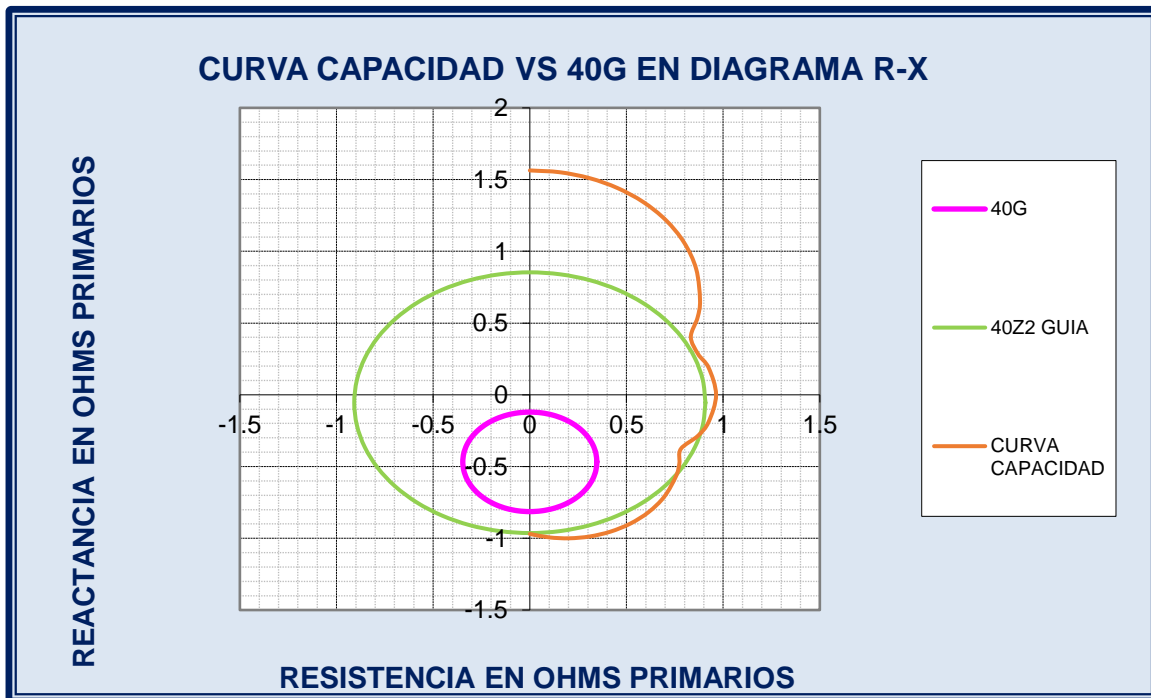


Fig.4.5 Curva de capacidad vs 40G en diagrama R-X.

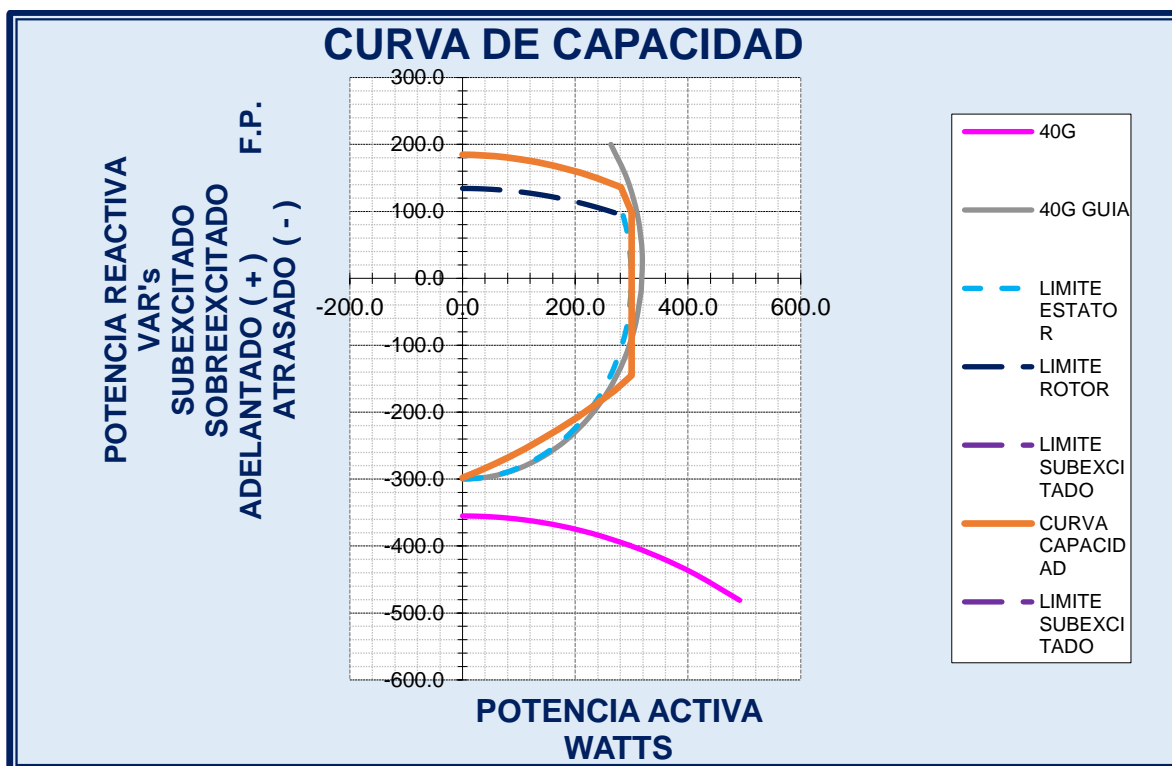


Fig.4.6 Curva de capacidad.

En la figura 4.7 se exhibe la curva corriente de secuencia negativa vs tiempo que surge de los ajustes ejecutados a la protección 46 que protege a la unidad de cargas desbalanceadas y es respaldo ante fallas del sistema.

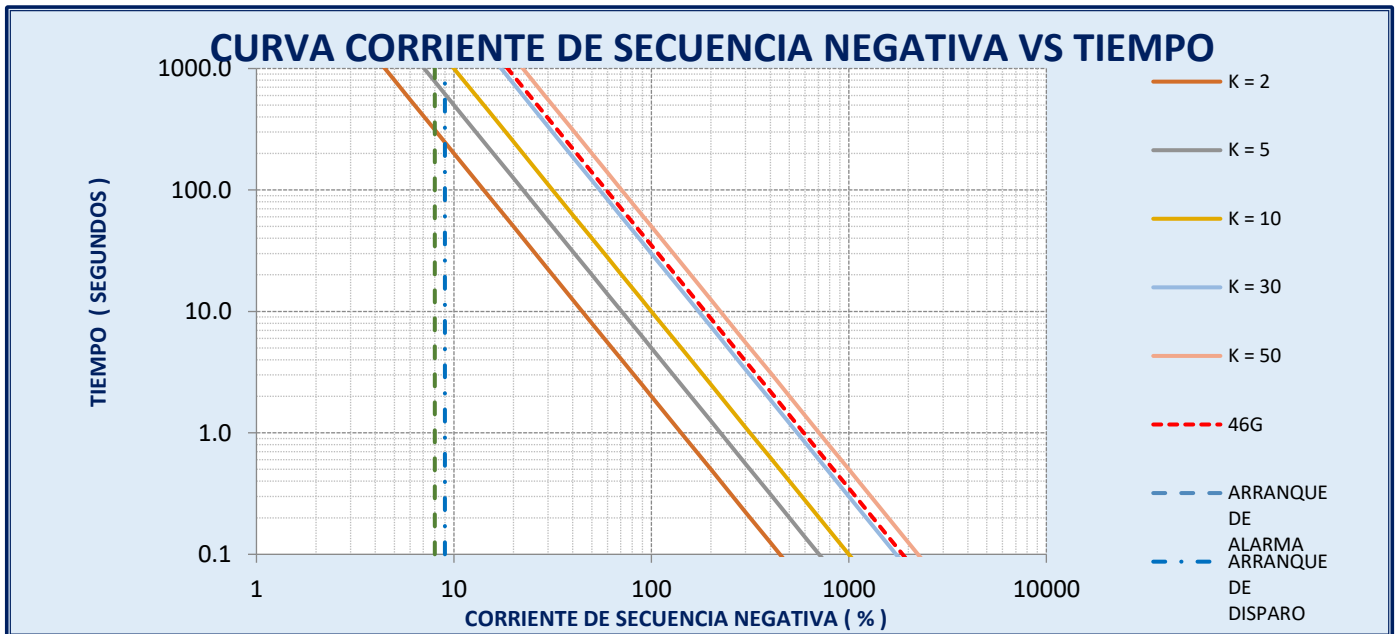


Fig.4.7 Curva de Corriente de secuencia negativa vs tiempo.

La figura 4.8 muestra el nivel nominal, alto y bajo voltaje. Que derivan de los ajustes realizados a la protección 27 contra bajo voltaje que se utiliza contra efectos indeseables tales como reducción de límite de estabilidad y mal funcionamiento de equipos sensibles al bajo voltaje.

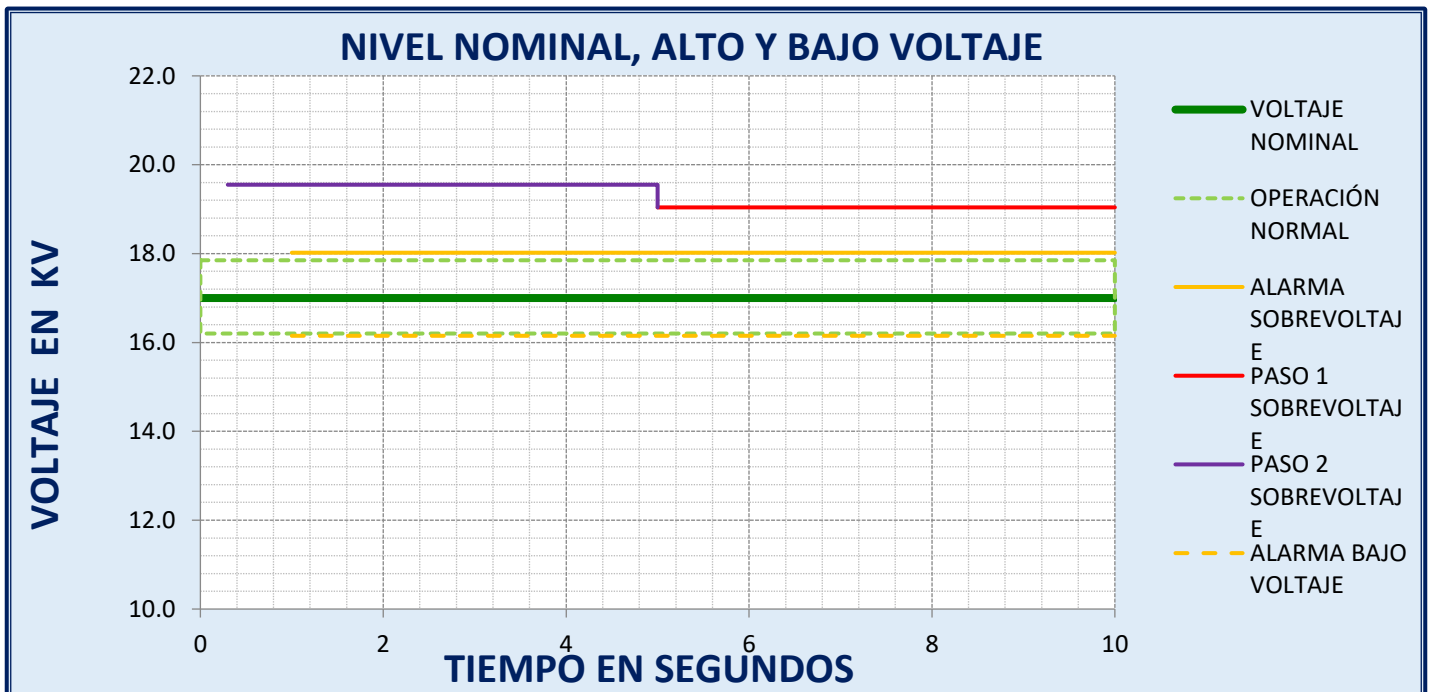


Fig.4.8 Nivel nominal, alto y bajo voltaje.

La figura 4.9 muestra la pérdida de paso o sincronismo del generador. Esta se lleva a cabo a través de los ajustes realizados a la protección 78.

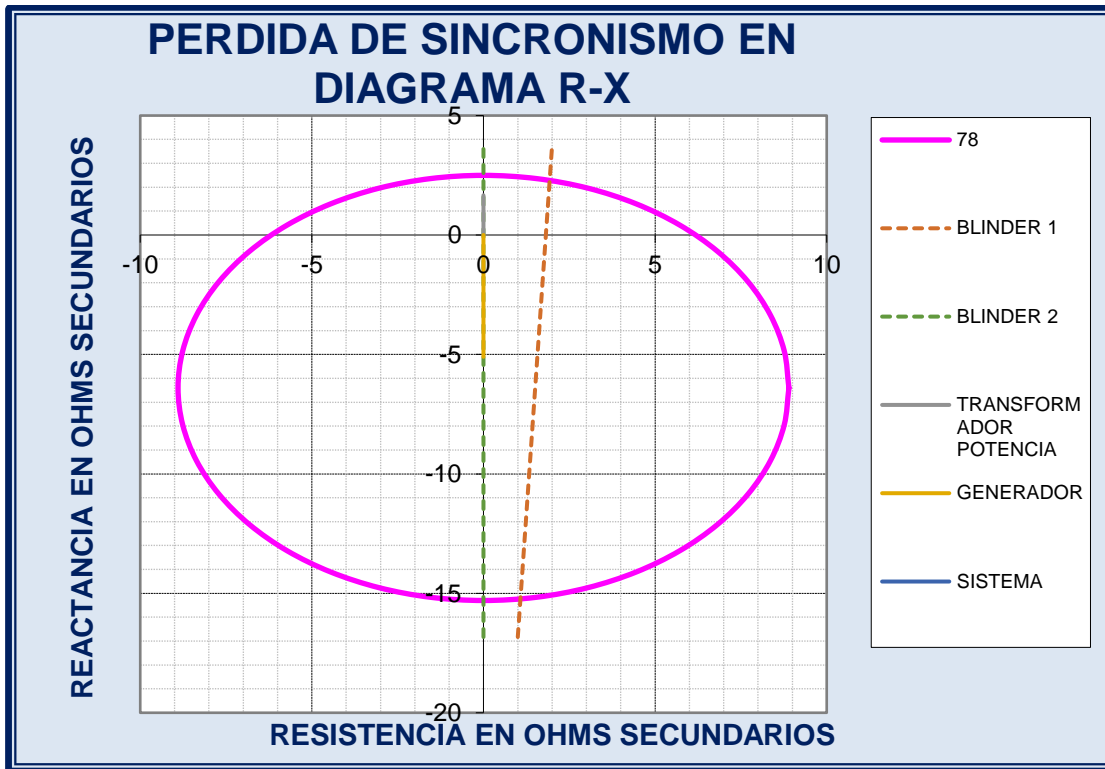


Fig.4.9 Diagrama de pérdida de sincronismo.

En la figura 4.10 se observa la curva de protección diferencial en doble pendiente que deriva posteriormente de los ajustes realizados a la protección diferencial del generador 87G.

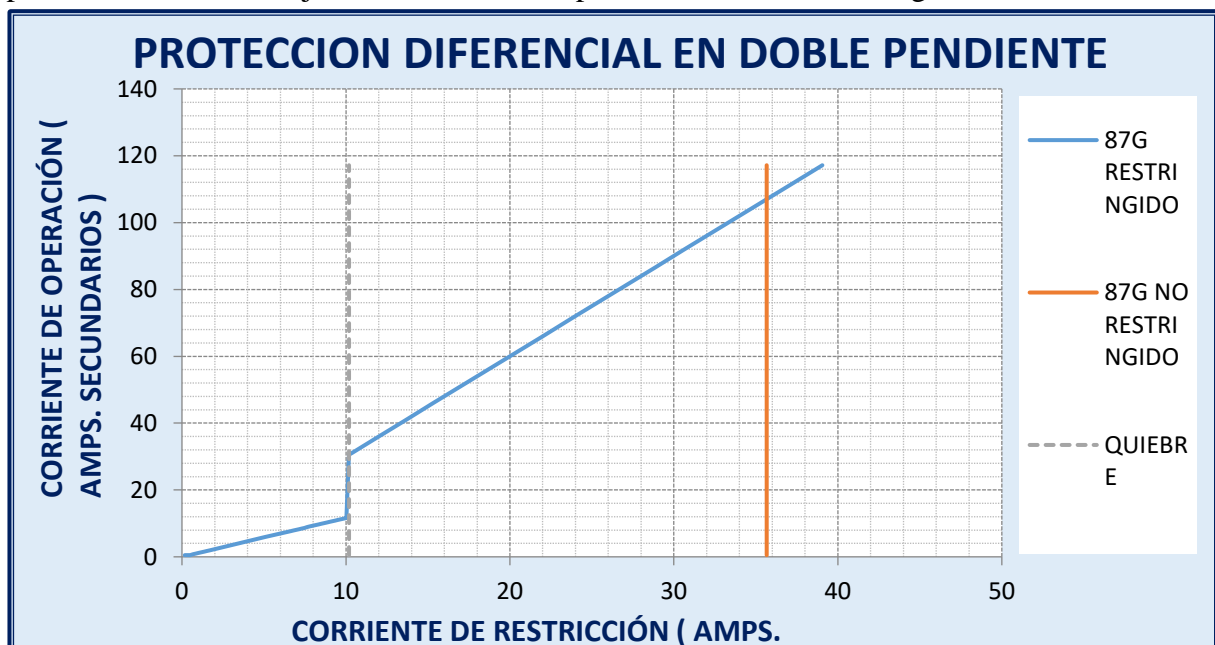


Fig.4.10 Curva de protección diferencial en doble pendiente (protección 87G).

La figura 4.11 presenta la curva de sobrecorriente de generador controlado por voltaje que deriva posteriormente de los ajustes realizados a la protección 51C.

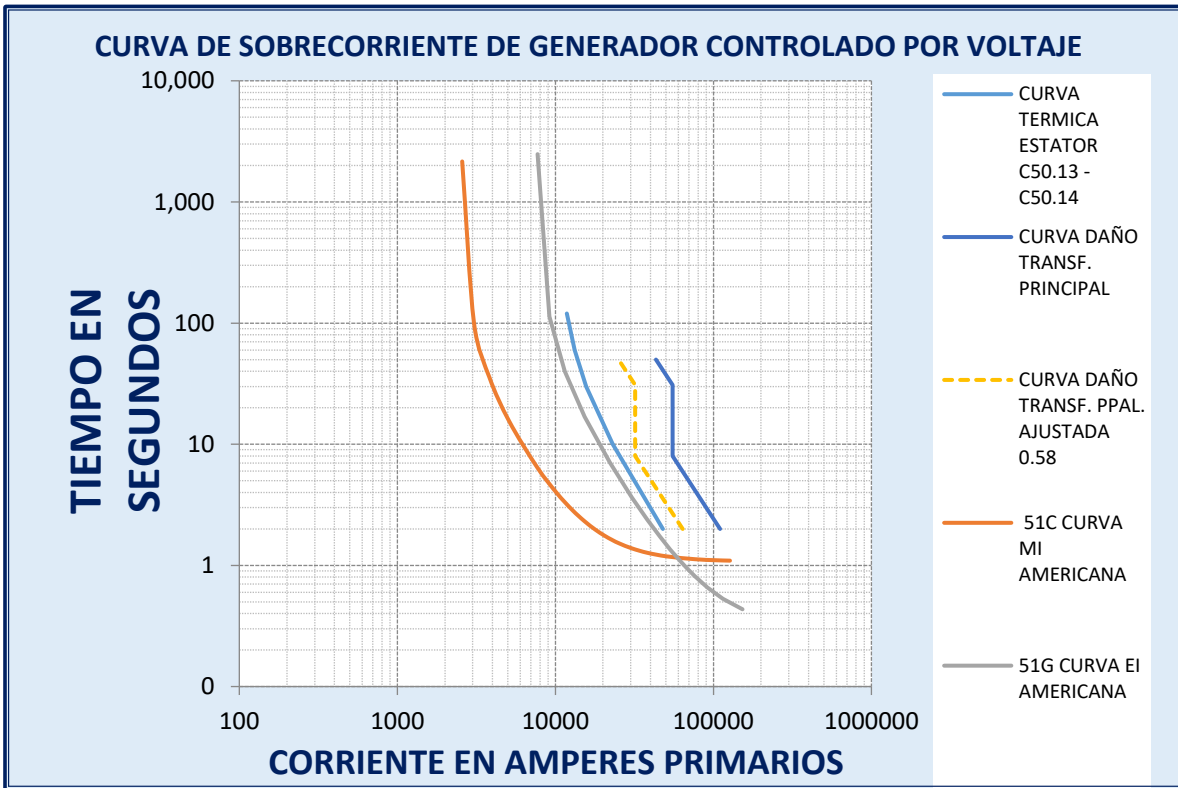


Fig.4.11 Curva de sobrecorriente de generador controlado por voltaje.

En la figura 4.12 se observa la curva de protección diferencial en doble pendiente que deriva posteriormente de los ajustes realizados a la protección diferencial de grupo generador-transformador 87GT.

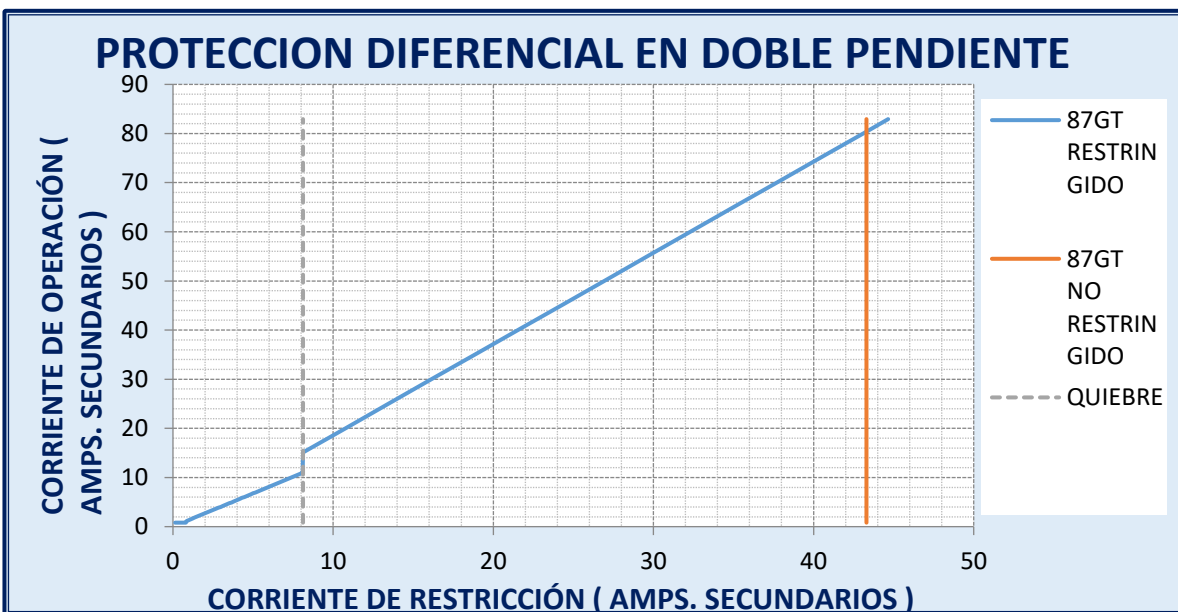


Fig.4.10 Curva de protección diferencial en doble pendiente (protección 87GT).

Análisis de resultados

La aplicación de Relés Microprocesados Multifuncionales, RMM, en los esquemas de protección de generadores y transformadores resulta muy conveniente, porque se puede utilizar la mayor parte de las funciones de protección requeridas en un único dispositivo.

La capacidad de este tipo de relés, para agrupar la mayor parte de las funciones de protección, mejora la coordinación entre los tiempos de actuación de las protecciones.

El esquema de protección, basado en RMM, debe proteger a los componentes de la central de generación, contra las siguientes perturbaciones:

- Generador: sobrevoltaje, bajo voltaje, sobrecorriente, sobrefrecuencia, baja frecuencia, sobreexcitación (V/Hz)
- Transformador de unidad: sobrecorriente, sobreexcitación (V/Hz). Sobrepresión, sobretemperatura.
- Transformador de servicios auxiliares: sobrecorriente, sobrepresión, sobretemperatura.

Debido a que los relevadores, evalúan el estado de las variables dentro de un microprocesador, el tiempo de respuesta frente a cualquier evento de falla es más preciso y mucho menor que el necesario para operar relés electromecánicos. La tecnología electromecánica utiliza una serie de elementos móviles, resortes, bobinas y otros cuyas características magnéticas y velocidad de respuesta introducen errores en los tiempos de calibración.

El análisis de la curva de capacidad del generador es indispensable en el estudio de protecciones, porque permite establecer los límites máximos y mínimos de potencia activa y reactiva que el generador puede entregar o recibir.

La coordinación de las protecciones en el generador, a diferencia de lo que ocurre con los relés para protección de líneas de transmisión, alimentadores y barras en las subestaciones, no requiere mayor información sobre los ajustes de los relés ubicados en el resto del sistema, ya que casi todas están destinadas a operar únicamente en caso de que alguna anomalía ocurra dentro del sistema de generación, esto es transformador de unidad, transformador de servicios auxiliares, turbina y generador.

4.2 Conclusiones

Los dispositivos de protección eléctrica tienen una importancia real en cualquier instalación de un sistema de potencia, protección convenientemente aceptada en base a su justificación económica.

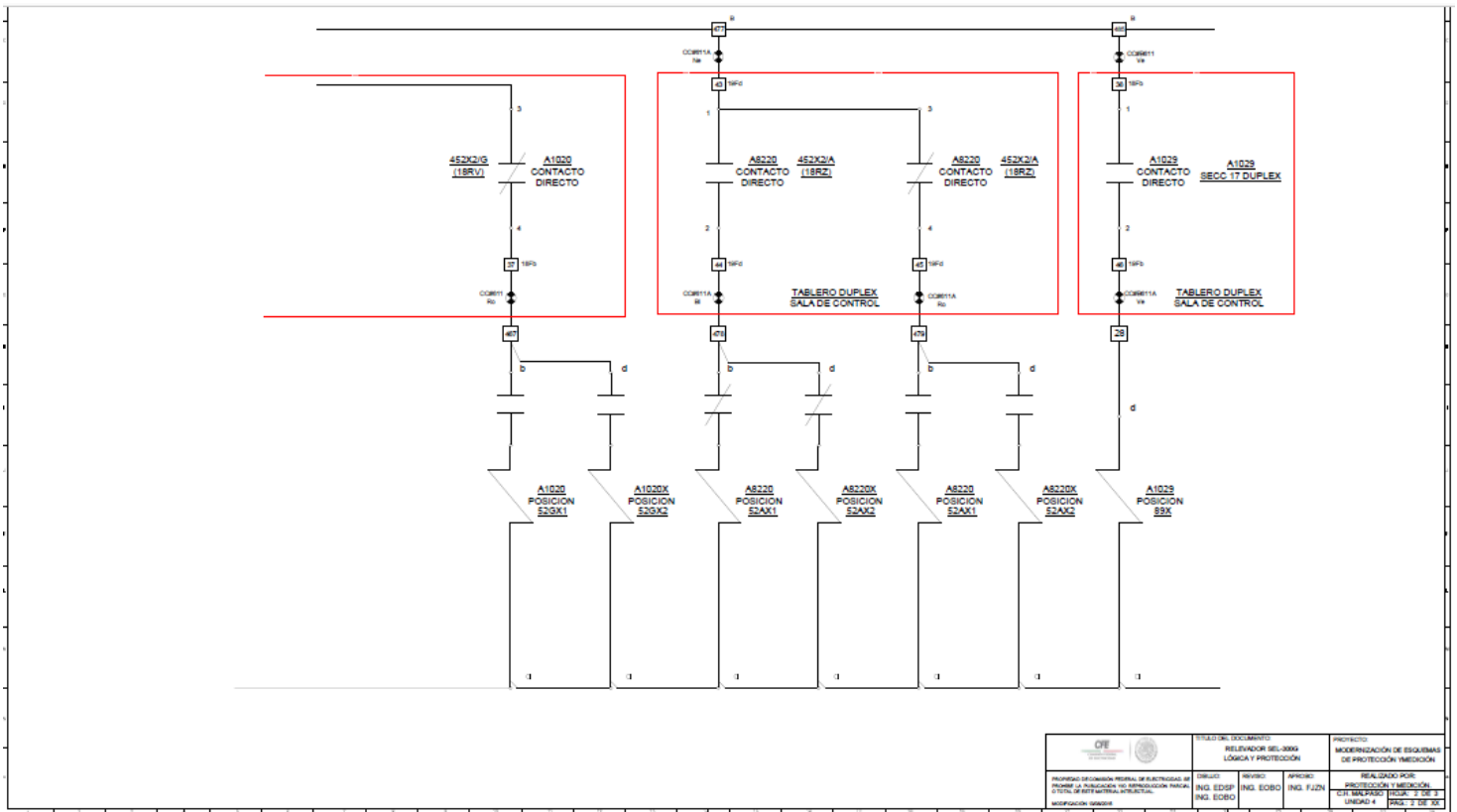
Los ajustes de los relevadores que conforman las protecciones deben efectuarse considerando el tipo de relevador seleccionado y siguiendo las recomendaciones de los catálogos del fabricante correspondiente debido a que, entre los fabricantes los ajustes pueden variar para un relevador con la misma función de protección.

El mantenimiento hace uso de diversas técnicas de inspección con el propósito de saber la condición en la que se encuentra el generador en todo momento y con la información, planear las necesidades específicas de mantenimiento (mano de obra, partes de reemplazo, equipo, etc.). Además, el diagnóstico de fallas, desde sus etapas iniciales, que se presentan en la máquina permite reducir los daños adicionales que pueden sufrir los componentes de estos y los costos asociados con estos daños.

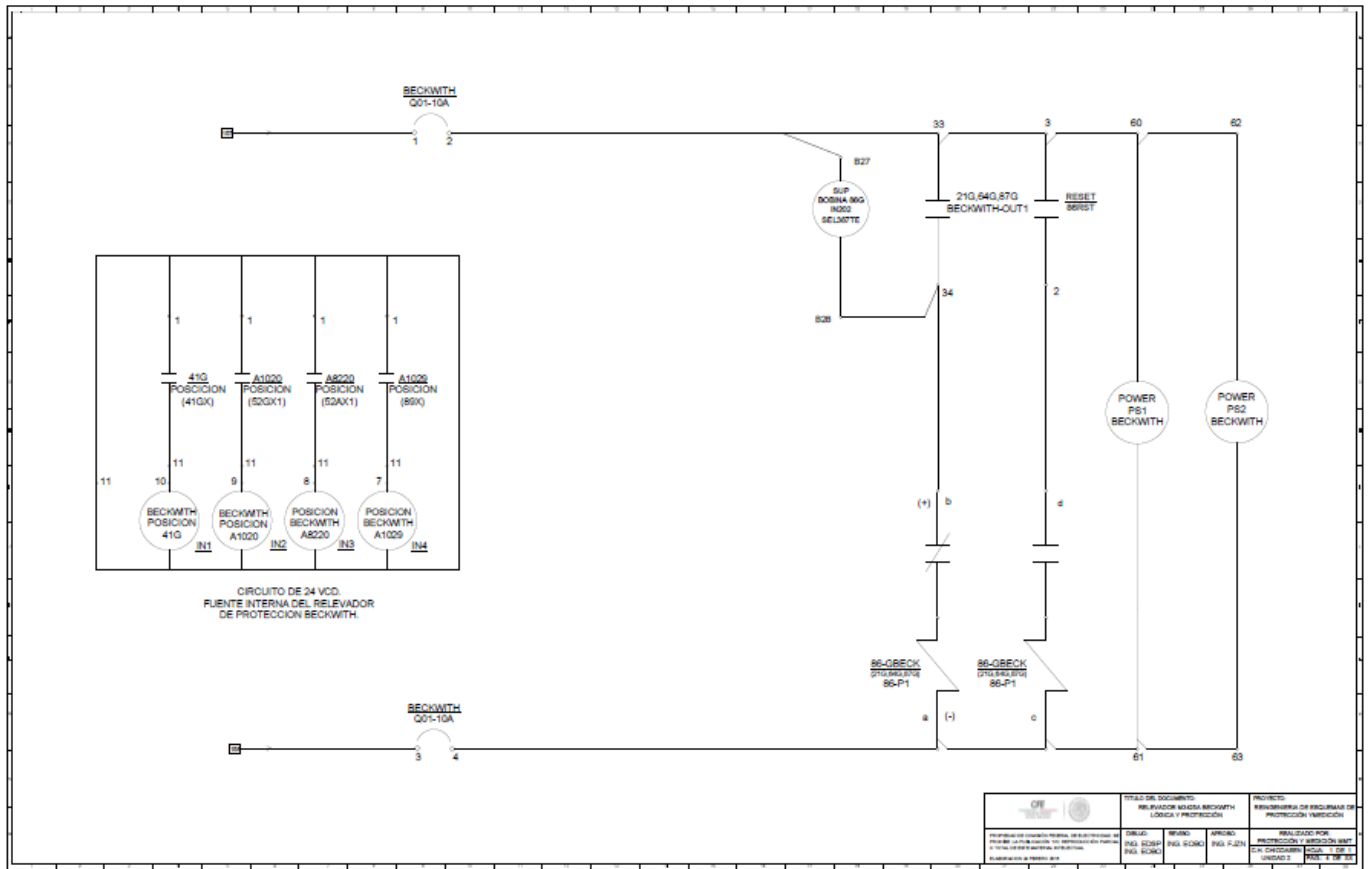
Bibliografía

1. Alvarado Perez, H., Martin Martin, I., & Rabadan Romero, F. I. (2012). *Ajuste de protecciones de la unidad 7 de la central cabroelectrica petacalco*. Mexico: UNAM.
2. Barrios Rosales, R. (2008). *Implementacion de un esquema de protecciones para las cinco unidades generadoras en la hidroelectrica Chixoy, utilizando relevadores multifuncion Siemens Siprotec 7M62*. Guatemala.
3. Calero Freire, I. R. (2008). *Proteccion de generadores electricos mediante reles microprocesados multifuncionales*. Quito: OAI.
4. CFE. (2009). *Manual Tecnico de Mantenimiento a Generadores Electricos*.
5. Committee, T. p. (s.f.). *Tutorial IEE de proteccion de Generadores Sincronicos*.
6. Enriquez Harper, G. (1985). *Fundamentos de proteccion de sistemas electricos por relevador*. Limusa.
7. Enriquez Harper, G. (1987). *Fundamentos d proteccion de sistemas electricos por relevadores*. Mexico: Limusa.
8. Fitzgerald, A. E. (1971). *Electric Machinery*. New York: McGraw-Hill.
9. Gonzales Gomez, M. V. (2001). Medidas para prevenir energizaciones inadvertidas y protecciones especificas para este evento en generadores sincronos. *Cigre* (págs. 1-11). Irapuato, Gto: Bienal.
10. Hernandez Cervantes, O. (2010). *Protecciones y mantenimiento a generadores de potencia*. Poza Rica de Hgo, Veracruz.: Universidad Veracruzana.
11. Jativa, J. (2006). *Apuntes de clase de Sistemas Electricos de Potencia*. Quito, Ecuador: Escuela Politecnica Nacional.
12. Ravindranath, B., & Chander, M. (s.f.). *Proteccion de sistemas de potencia e interruptores*. Limusa.
13. Reimert, D. (2006). *Prospectiva Relaying for power Generation Systems*. Boca Raton: Taylor & Francis Group.
14. Sandoval, R. (2006). *Dynamic Simulations Help Improve Generator Protection*. CFE.

Anexo A. Diagrama relevador sel-300g-2



Anexo B. Diagrama relevador m3425a beckwith



Anexo C. Pruebas a los relevadores

Resumen De Pruebas Al Relevador Marca: Beckwith Modelo:M3425A

24 SOBREFLUJO (Volts por Hertz)

24 D1P U4							
Pickup		108	%	Time Delay		6000	CICLOS
Alcance teorico		129.6					
% Error Aceptable	±	1	%	Error Aceptable	t ±	25	CICLOS
Volt. Teórico @ 60 Hz		128.6	V L-L	TiempoTeórico max.		6025	CICLOS
Volt. Teórico @ 60 Hz		130.6	V L-L	Tiempo Teórico mín.		5975	CICLOS
Real		129.6	V L-L	Tiempo Real		6006.17	CICLOS
% Error		0.0000					
Resultado		CUMPLE		Resultado		CUMPLE	

24 D2P U4							
Pickup		110	%	Time Delay		1800	CICLOS
% Error Teórico	±	1	%	Error Aceptable	t ±	25	CICLOS
Volt. Teórico @ 60 Hz		132	V L-L	TiempoTeórico max.		1825	CICLOS
Volt. Teórico @ 60 Hz		132.00	V L-L	Tiempo Teórico mín.		1775	CICLOS
Real		131.8	V L-L	TiempoReal		1816	CICLOS
% Error		0.1515					
Resultado		CUMPLE		Resultado		CUMPLE	

32G POTENCIA INVERSA (POWER DIRECTIONAL)

32P1P U4							
Pickup		-0.04	PU	Time Delay		600	CICLOS
		-12.0126	MW's				
% Error Aceptable	±	0.002	pu	Error Aceptable	±	1	%
PUTeórico max.		-0.0420	pu	TiempoTeórico max.		606	CICLOS
PU Teórico mín.		-0.0380	pu	Tiempo Teórico mín.		594	CICLOS
Real		-12.0126	MW's	Tiempo Real		611	CICLOS
Real		-0.0400	pu	RMS selecc *		Y	
Resultado		CUMPLE		Resultado		CUMPLE	
Voltaje de fase		120.00	Volts	Corriente de fase		0.136	Amps < 180
Potencia		300.31	MVA's	F.P.		-1	

* el instructivo dice:
± 1% o + 16 ciclos.

40G PERDIDA DE CAMPO (40Z1P)

40Z1P Prueba 1 Alcance máximo U4			
Diámetro		13.1	ohms
Offset		-2.90	ohms
% Error Aceptable	±	5	%
% Teórico max		16.800	ohms
% Teórico min		15.200	ohms
Alcance Teórico		16.00	ohms
Alcance Real		15.895	ohms
Resultado		CUMPLE	
Voltaje de línea		93.6	Volts
Corriente de fase		3.4	Amps < 90 °

Time Delay		45	CICLOS
Error Aceptable	±	1	%
Tiempo Teórico max.		45.45	CICLOS
Tiempo Teórico mín.		44.55	CICLOS
Tiempo Real		53	CICLOS
Tolerancia ± 1 ciclo		Y	
Resultado		NO CUMPLE	

* el instructivo dice:
± 1% o ± 1 ciclo
Poner Y mayuscula
para
escoger ± 1 ciclo

40Z1P Prueba 2 Alcance mínimo PENDIENTE			
% Error Aceptable	±	5	%
% Teórico max		3.150	ohms
% Teórico min		2.755	ohms
Alcance Teórico		2.90	ohms
Alcance Real		2.559	ohms
Resultado		NO CUMPLE	
Voltaje de línea		15.07	Volts
Corriente de fase		3.4	Amps < 90
Diámetro min circulo		0.1	

40Z1P Prueba 3 U4			
% Error Aceptable	±	10	%
% Teórico max		15.242	ohms
% Teórico min		12.471	ohms
Alcance Teórico		13.86	ohms
Alcance Real		12.804	ohms
Resultado		CUMPLE	
Voltaje de línea		75.4	Volts
Corriente de fase		3.4	Amps < 60

40G PERDIDA DE CAMPO (40Z2P)

Circulo grande

40Z2P Prueba 1			
Diámetro		18	ohms
Offset		1.70	ohms
% Error Aceptable	±	5	%
% Teórico max		17.115	ohms
% Teórico min		15.485	ohms
Alcance Teórico		16.30	ohms
Alcance Real		16.115	ohms
Resultado		CUMPLE	
Voltaje de línea		94.9	Volts
Corriente de fase		3.4	Amps < 90 °

Time Delay		300	CICLOS
Error Aceptable	±	5	%
Tiempo Teórico max.		315	CICLOS
Tiempo Teórico mín.		285	CICLOS
Tiempo Real		312	CICLOS
Tolerancia ± 8.3 ms		Y	
Resultado		NO CUMPLE	

57.1

40Z2P Prueba 2 Alcance minimo PENDIENTE			
% Error Aceptable	±	5	%
% Teórico max		-1.680	ohms
% Teórico min		-1.520	ohms
Alcance Teórico		-1.70	ohms
Alcance Real		1.198	ohms
Resultado		NO CUMPLE	
Voltaje de linea		8.3	Volts
Corriente de fase		4	Amps <
Diametro min circulo		0.1	

90

40Z2P Prueba 3 U4			
% Error Aceptable	±	10	%
% Teórico max		15.528	ohms
% Teórico min		12.705	ohms
Alcance Teórico		14.12	ohms
Alcance Real		14.281	ohms
Resultado		CUMPLE	
Voltaje de linea		84.1	Volts
Corriente de fase		3.4	Amps <

60

40Z2P Prueba 4 U5			
% Error Aceptable	±	10	%
% Teórico max		12.678	ohms
% Teórico min		10.373	ohms
Alcance Teórico		12.73	ohms
Alcance Real		10.874	ohms
Resultado		CUMPLE	
Voltaje de linea		56.5	Volts
Corriente de fase		3	Amps <

45

40Z2P Prueba 5			
% Error Aceptable	±	10	%
% Teórico max		13.735	ohms
% Teórico min		11.238	ohms
Alcance Teórico		12.49	ohms
Alcance Real		11.570	ohms
Resultado		CUMPLE	
Voltaje de linea		50.1	Volts
Corriente de fase		2.5	Amps <

50

59G SOBREVOLTAJE (PHASE OVERVOLTAGE)

59PP1 U4							
Pick up		134	Volts	Time Delay		300	CICLOS
		134.00	V L-L				
% Error Aceptable	±	0.5	%	Error Aceptable	±	1	%
Volt. Teórico max		134.67	V L-L	Tiempo Teórico max.		303	CICLOS
Volt. Teórico min		133.33	V L-L	Tiempo Teórico mín.		297	CICLOS
Real		133.9	V L-L	Tiempo Real		309.92	CICLOS
% Error		0.0746		RMS selecc *		Y	
Resultado		CUMPLE		Resultado		CUMPLE	

59PP2 U4							
Pick up		138	Volts	Time Delay		18	CICLOS
		138.00	VL-L				
% Error Aceptable	±	0.5	%	Error Aceptable	±	1	%
Volt. Teórico max		138.69	V L-L	Tiempo Teórico max.		18.18	CICLOS
Volt. Teórico min		137.31	V L-L	Tiempo Teórico mín.		17.82	CICLOS
Real		137.8	V L-L	Tiempo Real		30.31	CICLOS
% Error		0.1449		RMS selecc *		Y	
Resultado		CUMPLE		Resultado		CUMPLE	

64G FALLA A TIERRA 100% ESTATOR

64G1P							
PICKUP		7.9	Volts	Time Delay		18	CICLOS
Error Aceptable	±	5	%	Error Aceptable		0.5	%
Volt. Teorico max		8.30		Tiempo Teorico max		18.9	CICLOS
Volt. Teorico min		7.51		Tiempo Teorico min		17.82	CICLOS
Real		7.85	Volts	Tiempo Real		18.74	CICLOS
				Tolerancia ± 25 ms		N	
Resultado		CUMPLE		Resultado		CUMPLE	

64G2P							
PICKUP		0.2	Volts	Time Delay		10	SEG
Error Aceptable	±	0.5	%	Error Aceptable		0.1	%
Volt. Teorico max		0.20		Tiempo Teorico max		10.1	SEG
Volt. Teorico min		0.19		Tiempo Teorico min		9.9	SEG
Real		0.19	Volts	Tiempo Real		10.05	SEG
				Tolerancia ± 25 ms		N	
Resultado		CUMPLE		Resultado		CUMPLE	

87G DIFERENCIAL DE GENERADOR

87G DIFERENCIAL DE GENERADOR (CON RESTRICCION)

TAP		3.4	
Pick up		1.03	Amps
Percent Slope		25	%

O87P		1.03	A
U87P		3	A

IAW1-A neutro U4			
% Error Aceptable	±	0.1	Amps.
Amps. Teórico max		1.13	
Amps. Teórico min		0.93	
Real		1.02	Amps.
% Error		0.9709	
Resultado		CUMPLE	

87-A terminales U4			
% Error Aceptable	±	0.1	Amps.
Amps. Teórico max		1.13	
Amps. Teórico min		0.93	
Real		1.02	Amps.
% Error		0.9709	
Resultado		CUMPLE	

IBW1-B neutro U4			
% Error Aceptable	±	0.1	Amps.
Amps. Teórico max		1.13	
Amps. Teórico min		0.93	
Real		1.02	Amps.
% Error		0.9709	
Resultado		CUMPLE	

87-B terminales U4			
% Error Aceptable	±	0.1	Amps.
Amps. Teórico max		1.13	
Amps. Teórico min		0.93	
Real		1.02	Amps.
% Error		0.9709	
Resultado		CUMPLE	

U87P=1

Prueba de Pendiente FASE A, B Y C			
% Error Aceptable	±	2	%
pendiente maxima		27	%
pendiente minima		23	%
pendiente obtenida		26.09	%
Resultado		CUMPLE	
amps lado neutro		3.4	IA
amps lado terminales		4.42	IA87

Prueba de Pendiente FASE A, B Y C			
% Error Aceptable	±	2	%
pendiente maxima		27	%
pendiente minima		23	%
pendiente obtenida		26.09	%
Resultado		CUMPLE	
amps lado neutro		3.4	IB
amps lado terminales		4.42	IB87

24 SOBREFLUJO (Volts por Hertz)

24 D1P U4							
Pickup		108	%	Time Delay		100	SEG
Alcance teorico		129.6					
% Error Aceptable	±	1	%	Error Aceptable	t ±	25	SEG
Volt. Teórico @ 60 Hz		128.6	V L-L	TiempoTeórico max.		125	SEG
Volt. Teórico @ 60 Hz		130.6	V L-L	Tiempo Teórico mín.		75	SEG
Real		129.2	V L-L	Tiempo Real		99.992	SEG
% Error		0.3086					
Resultado		CUMPLE		Resultado		CUMPLE	

24 D2P U4							
Pickup		110	%	Time Delay		30	SEG
% Error Teórico	±	1	%	Error Aceptable	t ±	25	SEG
Volt. Teórico @ 60 Hz		132	V L-L	TiempoTeórico max.		55	SEG
Volt. Teórico @ 60 Hz		132.00	V L-L	Tiempo Teórico mín.		5	SEG
Real		131.6	V L-L	TiempoReal		30.003	SEG
% Error		0.3030					
Resultado		CUMPLE		Resultado		CUMPLE	

32G POTENCIA INVERSA (POWER DIRECTIONAL)

QUEDA PROGRAMADO LA IN104 PARA DESHABILITAR LA FUNCION 32 POR PASO A CONDENSADOR.

32P1P U4							
Pickup		-0.04	PU	Time Delay		15	SEG
		-12.0126	MW's				
% Error Aceptable	±	0.002	pu	Error Aceptable	±	1	%
PUTeórico max.		-0.0420	pu	TiempoTeórico max.		15.15	SEG
PU Teórico mín.		-0.0380	pu	Tiempo Teórico mín.		14.85	SEG
Real		-12.3659	MW's	Tiempo Real		15	SEG
Real		-0.0412	pu	RMS selecc *		Y	
Resultado		CUMPLE		Resultado		CUMPLE	
Voltaje de fase		120.00	Volts	Corriente de fase		0.14	Amps <
Potencia		300.31	MVA's	F.P.		-1	180

* el instructivo dice:
± 1% o + 16 ciclos.

40G PERDIDA DE CAMPO (40Z1P)

40Z1P Prueba 1 Alcance máximo U4			
Diámetro		13.1	ohms
Offset		-2.90	ohms
% Error Aceptable	±	5	%
% Teórico max		16.800	ohms
% Teórico min		15.200	ohms
Alcance Teórico		16.00	ohms
Alcance Real		15.929	ohms
Resultado		CUMPLE	
Voltaje de linea		93.8	Volts
Corriente de fase		3.4	Amps < 90 °

Time Delay		0.75	SEG
Error Aceptable	±	1	%
Tiempo Teórico max.		0.7575	SEG
Tiempo Teórico mín.		0.7425	SEG
Tiempo Real		0.751	SEG
Tolerancia ± 1 ciclo		Y	
Resultado		CUMPLE	

* el instructivo dice:
± 1% o ± 1 ciclo
Poner Y mayuscula para
escoger ± 1 ciclo

40Z1P Prueba 2 Alcance minimo PENDIENTE			
% Error Aceptable	±	5	%
% Teórico max		3.150	ohms
% Teórico min		2.755	ohms
Alcance Teórico		2.90	ohms
Alcance Real		2.559	ohms
Resultado		NO CUMPLE	
Voltaje de linea		15.07	Volts
Corriente de fase		3.4	Amps < 90
Diametro min circulo		0.1	

U4			
% Error Aceptable	±	10	%
% Teórico max		15.242	ohms
% Teórico min		12.471	ohms
Alcance Teórico		13.86	ohms
Alcance Real		12.651	ohms
Resultado		CUMPLE	
Voltaje de linea		74.5	Volts
Corriente de fase		3.4	Amps < 60

40G PERDIDA DE CAMPO (40Z2P)

Circulo grande

40Z2P Prueba 1			
Diámetro		18	ohms
Offset		1.70	ohms
% Error Aceptable	±	5	%
% Teórico max		17.115	ohms
% Teórico min		15.485	ohms
Alcance Teórico		16.30	ohms
Alcance Real		16.217	ohms
Resultado		CUMPLE	
57.1			
Voltaje de línea		95.5	Volts
Corriente de fase		3.4	Amps < 90

Time Delay		5	SEG
Error Aceptable	±	1	%
Tiempo Teórico max.		5.05	SEG
Tiempo Teórico mín.		4.95	SEG
Tiempo Real		5	SEG
Tolerancia ± 8.3 ms		Y	
Resultado		CUMPLE	

* el instructivo dice:
± 1% o ± 8.3 ms
Poner Y mayuscula
para
escoger ± 1 ciclo

40Z2P Prueba 2 Alcance minimo PENDIENTE			
% Error Aceptable	±	5	%
% Teórico max		-1.680	ohms
% Teórico min		-1.520	ohms
Alcance Teórico		-1.70	ohms
Alcance Real		1.198	ohms
Resultado		NO CUMPLE	
90			
Voltaje de línea		8.3	Volts
Corriente de fase		4	Amps < 90
Diametro min circulo		0.1	

40Z2P Prueba 3 U5			
% Error Aceptable	±	10	%
% Teórico max		15.528	ohms
% Teórico min		12.705	ohms
Alcance Teórico		14.12	ohms
Alcance Real		14.502	ohms
Resultado		CUMPLE	
60			
Voltaje de línea		85.4	Volts
Corriente de fase		3.4	Amps < 60

40Z2P Prueba 4 U5			
% Error Aceptable	±	10	%
% Teórico max		12.678	ohms
% Teórico min		10.373	ohms
Alcance Teórico		12.73	ohms
Alcance Real		10.874	ohms
Resultado		CUMPLE	
45			
Voltaje de línea		56.5	Volts
Corriente de fase		3	Amps < 45

40Z2P Prueba 5			
% Error Aceptable	±	10	%
% Teórico max		13.735	ohms
% Teórico min		11.238	ohms
Alcance Teórico		12.49	ohms
Alcance Real		11.570	ohms
Resultado		CUMPLE	
50			
Voltaje de línea		50.1	Volts
Corriente de fase		2.5	Amps < 50

59G SOBREVOLTAJE (PHASE OVERVOLTAGE)

59PP1 U4							
Pick up		134.4	Volts	Time Delay		5	SEG
		134.40	V L-L				
% Error Aceptable	±	0.5	%	Error Aceptable	±	1	%
Volt. Teórico max		135.07	V L-L	Tiempo Teórico max.		5.05	SEG
Volt. Teórico min		133.73	V L-L	Tiempo Teórico mín.		4.95	SEG
Real		134.2	V L-L	Tiempo Real		5.01	SEG
% Error		0.1488		RMS selecc *		Y	
Resultado		CUMPLE		Resultado		CUMPLE	

59PP2 U4							
Pick up		138	Volts	Time Delay		0.3	SEG
		138.00	VL-L				
% Error Aceptable	±	0.5	%	Error Aceptable	±	1	%
Volt. Teórico max		138.69	V L-L	Tiempo Teórico max.		0.303	SEG
Volt. Teórico min		137.31	V L-L	Tiempo Teórico mín.		0.297	SEG
Real		137.76	V L-L	Tiempo Real		0.3	SEG
% Error		0.1739		RMS selecc *		Y	
Resultado		CUMPLE		Resultado		CUMPLE	

59V1 FIN DIDACTICO							
Pick up		37.7	Volts	Time Delay		1	SEG
		37.70	VL-L				
% Error Aceptable	±	0.75	%	Error Aceptable	±	1	%
Volt. Teórico max		37.89	V L-L	Tiempo Teórico max.		1.01	SEG
Volt. Teórico min		37.51	V L-L	Tiempo Teórico mín.		0.99	SEG
Real		39	V L-L	Tiempo Real		1	SEG
% Error		-3.4483		RMS selecc *		Y	
Resultado		NO CUMPLE		Resultado		CUMPLE	

64G FALLA A TIERRA 100% ESTATOR

64G1P						
PICKUP		7.9	Volts	Time Delay		0.3 SEG
Error Aceptable	±	0.5	%	Error Aceptable		0.5 %
Volt. Teorico max		7.94		Tiempo Teorico max		0.315 SEG
Volt. Teorico min		7.51		Tiempo Teorico min		0.297 SEG
Real		7.9	Volts	Tiempo Real		0.3 SEG
				Tolerancia ± 25 ms		N
Resultado		CUMPLE		Resultado		CUMPLE

64G2P						
PICKUP		0.2	Volts	Time Delay		10 SEG
Error Aceptable	±	0.5	%	Error Aceptable		0.1 %
Volt. Teorico max		0.20		Tiempo Teorico max		10.1 SEG
Volt. Teorico min		0.19		Tiempo Teorico min		9.9 SEG
Real		0.19	Volts	Tiempo Real		10.05 SEG
				Tolerancia ± 25 ms		N
Resultado		CUMPLE		Resultado		CUMPLE

87G DIFERENCIAL DE GENERADOR

87G DIFERENCIAL DE GENERADOR (CON RESTRICCION)

TAP		3.4	
Pick up		1.02	Amps
Percent Slope		25	%

O87P		0.3	
U87P		10	

IAW1-A neutro U5			
% Error Aceptable	±	0.1	Amps.
Amps. Teórico max		1.12	
Amps. Teórico min		0.92	
Real		1.03	Amps.
% Error		-0.9804	
Resultado		CUMPLE	

87-A terminales U5			
% Error Aceptable	±	0.1	Amps.
Amps. Teórico max		1.12	
Amps. Teórico min		0.92	
Real		1.03	Amps.
% Error		-0.9804	
Resultado		CUMPLE	

IBW1-B neutro U5			
% Error Aceptable	±	0.1	Amps.
Amps. Teórico max		1.12	
Amps. Teórico min		0.92	
Real		1.03	Amps.
% Error		-0.9804	
Resultado		CUMPLE	

87-B terminales U5			
% Error Aceptable	±	0.1	Amps.
Amps. Teórico max		1.12	
Amps. Teórico min		0.92	
Real		1.03	Hz
% Error		-0.9804	
Resultado		CUMPLE	

U87P=1

Prueba de Pendiente FASE A, B Y C			
% Error Aceptable	±	2	%
pendiente maxima		27	%
pendiente minima		23	%
pendiente obtenida		25.14	%
Resultado		CUMPLE	
amps lado neutro		4	IA
amps lado terminales		5.15	IA87

Prueba de Pendiente FASE A, B Y C			
% Error Aceptable	±	2	%
pendiente maxima		27	%
pendiente minima		23	%
pendiente obtenida		25.14	%
Resultado		CUMPLE	
amps lado neutro		4	IB
amps lado terminales		5.15	IB87