



Universidad de Carabobo
Facultad de Ingeniería
Escuela de Ingeniería Eléctrica
Departamento de Potencia



**PROPUESTA PARA EL REEMPLAZO DEL SISTEMA DE PROTECCION
GSX5a BBC DE LA UNIDAD GENERADORA III EN PLANTA CENTRO**

Autor:
Sierra O. Pablo J.

Naguanagua, Noviembre de 2016



Universidad de Carabobo
Facultad de Ingeniería
Escuela de Ingeniería Eléctrica
Departamento de Potencia



**PROPUESTA PARA EL REEMPLAZO DEL SISTEMA DE PROTECCION
GSX5a BBC DE LA UNIDAD GENERADORA III EN PLANTA CENTRO**

Trabajo Especial de Grado Presentado Ante la Ilustre Universidad
de Carabobo para Optar Al Título de Ingeniero Electricista

Tutor:
Ing. César Ruiz.

Autor:
Sierra O. Pablo J.

Naguanagua, Noviembre de 2016



Universidad de Carabobo
Facultad de Ingeniería
Escuela de Ingeniería Eléctrica
Departamento de Potencia



Certificado de Aprobación

Los abajo firmantes, miembros del jurado asignado para evaluar el trabajo especial de grado titulado **“PROPUESTA PARA EL REEMPLAZO DEL SISTEMA DE PROTECCION GSX5a BBC DE LA UNIDAD GENERADORA III EN PLANTA CENTRO”**, realizado por el Bachiller: Sierra Ocanto, Pablo Junior, Cédula de Identidad: 20.293.249, hacemos constar que hemos revisado y aprobado dicho trabajo.

Prof. César R. Ruiz
TUTOR

Prof. Eva Monagas
JURADO

Prof. Rosednell Perdomo
JURADO

Naguanagua, Noviembre de 2016

Resumen

El Departamento de Mediciones y Protecciones de la Planta Termoeléctrica del Centro, requiere de un estudio para llevar a cabo la modernización del sistema de protecciones electrónico GSX5a BBC en la Unidad de Generación III en Planta Centro, es por ello, que en la presente investigación, se verifican las condiciones de operación de este sistema de protecciones, con el fin de establecer un nuevo esquema de protecciones eléctricas, diseñado con la finalidad de suministrar el grado de protección requerido por el Generador y Transformador Principal en la Unidad de Generación III, además de establecer las acciones requeridas para realizar el reemplazo de su sistema de protección electrónico por el sistema de protección numérico REG216 ABB, aprovechando las ventajas que ofrece la tecnología digital y verificando su apropiado funcionamiento a través un protocolo de pruebas.

En esta investigación de tipo documental y de campo, se hace un análisis a todos los elementos asociados al sistema de protecciones eléctricas GSX5a BBC, describiendo así sus propiedades, características y modo en que se relaciona al Sistema de Potencia en la Unidad de Generación III, para definir cuáles son las áreas de protección que requieren de mejoras, además de realizar visitas no programadas con el personal de mediciones y protecciones, dentro de las instalaciones de la planta. Los resultados obtenidos, verifican que el REG216 ABB puede ser instalado como nuevo sistema de protección en la Unidad Generadora III, ya que, al incluir un mayor número de funciones de protección, se consigue restituir el grado de protección requerido, por el Generador y Transformador Principal.

Palabras Clave: Sistemas de protecciones, relé numérico REG 216, matriz de disparo del generador y transformador principal, protocolo de pruebas.

Dedicatoria

En honor a mis padres, Pablo Sierra y Carmen María de Sierra, quienes, con su apoyo incondicional y su guía, forman parte de mi persona, de mis estudios y de mi corazón, con todo mi cariño los honro a ustedes con el cumplimiento de esta meta, esperando retribuirles un poco de todo lo que me han dado, Los Amo.

A la memoria de mi hermana, Mariluz Sierra, a quien siempre mantendré en mis pensamientos, como la persona amable y cariñosa que conocí, una persona que simplemente no dejaba espacio para la maldad en su vida; recordando todos los buenos momentos que pasamos juntos y deseando que leas mis palabras desde el cielo, Te Amo.

Agradecimientos

A Dios, por llenarme de tantas bendiciones, en forma de esas personas a las que llamamos familia, amigos y profesores y guiar el camino de mi vida.

A mi familia, a quienes agradezco todo su apoyo, en especial a mis hermanas Gladys, Emilia, Yelitza, Cecilia y a mi hermano Reinaldo, quienes han estado conmigo en cada etapa de mi vida.

Con especial cariño, a mi hermana y amiga de toda la vida, Emily Alvarado, por ese apoyo que reposa en un lazo especial de hermandad, que formamos desde pequeños.

A todos mis amigos, a quienes, sin duda considero una parte importante de mi vida y que han influido en el cumplimiento de mis metas; más que mis amigos, mis hermanos, Keyler Acevedo, Jorman Márquez, Néstor Pérez, Freddy Rangel y Jhulybeth Rodríguez.

A todo el personal que labora en mi alma mater, en especial a los docentes que han sido parte de mi formación académica; a mi tutor César Ruiz por compartir su experiencia, su amistad, por su orientación en el aula de clases y en el presente trabajo de grado, y a los profesores Francisco Naveira, Rosednell Perdomo y Eva Monagas.

Al personal de Mediciones y Protecciones de Planta Centro, quienes, con gran amabilidad, compartieron sus conocimientos y experiencias de campo, en especial al Tec. Ramón Flores.

A Todos Muchas Gracias

Índice General

Introducción.....	1
Capítulo I.....	3
El Problema.....	3
1.1 Planteamiento del Problema.....	3
1.2 Objetivos.....	7
1.2.1 Objetivo General.....	7
1.2.2 Objetivos Específicos.....	7
1.3 Justificación.....	7
1.4 Delimitaciones.....	8
1.5 Recursos.....	9
Capítulo II.....	10
Marco Teórico.....	10
2.1. Antecedentes de la Investigación.....	10
2.2. Fundamentos Teóricos.....	12
2.2.1. Sistema Eléctrico de Potencia (SEP).....	12
2.2.2. Sistema De Protecciones Eléctricas.....	13
2.2.2.1. Características de un Sistema De Protección.....	14
2.2.2.2 Zonas de Protección.....	16
2.2.3 Funcionamiento Anormal en los SEP.....	18
2.2.3.1. Perturbaciones.....	18
2.2.3.2. Fallas.....	20
2.2.4 Elementos del Sistema de Protección.....	21
2.2.4.1. Transformadores de Medida (TM).....	21
2.2.4.2 Relés de Protección.....	26
2.2.4.3 Interruptores Automáticos.....	36

2.2.4.4 Cableado de Control	38
2.2.4.5 Fuentes de Alimentación Auxiliar	38
2.2.5 Protección de Generadores.	39
2.2.5.1 Protección de Estator	39
2.2.5.2 Protección del Rotor	45
2.2.6 Protección de Transformadores	47
2.2.6.1 Protección contra Fallas Internas	47
2.2.6.2 Protección contra Sobrecalentamiento.....	50
2.2.6.3 Protección de Respaldo - Fallas Externas	51
Capítulo III.....	52
Marco Metodológico	52
3.1. Nivel y Diseño de La Investigación.....	52
3.2. Técnicas de Recolección y Análisis de Datos	52
3.2.1. Técnica de Recolección	52
3.2.1. Técnica de Análisis	53
3.3 Diseño de las Fases Metodológicas de la Investigación	53
3.2.1 Fase 1	53
3.2.2 Fase 2.....	53
3.2.3 Fase 3.....	54
3.3 Descripción General de La Unidad Generadora III	54
3.3.1 Descripción del Sistema De Protección Gsx5a BBC	60
3.3.2 Descripción de los Transformadores de Medida	65
Capítulo IV.....	67
Análisis y Presentación de los Resultados	67
4.1 Marco Referencial para el Sistema de Protecciones	67
4.2 Diseño del Esquema de Protecciones del Sistema REG216 ABB	67

4.2.1 Verificación De Los Parámetros de Señalización	68
4.2.1.1 Parámetros de Entradas	69
4.2.1.2 Parámetros de Salidas	73
4.2.1.3 Fuentes De Energia.....	74
4.2.1.4 Compatibilidad De Las Entradas y Parámetros de los Relés.....	75
4.2.1.5 Comparación de las Dimensiones Físicas de los Equipos	78
4.2.2 Diseño Del Esquema De Protecciones	79
4.2.2.1 Ajustes y Coordinación de las Protecciones Utilizando El Software Cap2/316	81
4.2.2.1.1 Configuración de las Entradas	82
4.2.2.1.2 Selección y Ajustes de Relés	84
4.2.2.1.2 Configuración de Las Salidas	93
4.2.3 Representación del Esquema De Protecciones	94
4.3 Reemplazo del Sistema Gsx5a BBC por el Sistema REG 216 ABB	96
4.3.1 Desinstalación del Sistema de Protecciones Electrónico Gsx5a BBC.....	97
4.3.2 Montaje del Sistema de Protecciones Numérico REG216 ABB	99
4.3.2.2.1 Conexión del Sistema	100
4.3.3 Protocolo de Pruebas	104
4.3.3.1 Inspección Visual.....	104
4.3.3.2 Verificación de las Señales de los Relés.....	104
4.3.3.3 Verificación de Las Señales de Salidas	106
4.3.3.4 Prueba de Inyección de Las Señales con Equipo Portátil	106
Conclusiones	109
Recomendaciones.....	111
Referencias	112

Índice De Figuras

Figura 1.1 Entrada Principal de la Planta Termoeléctrica del Centro.....	3
Figura 1.2 Ciclo Rankine Ideal.	4
Figura 2.1 Zonas de protección de un SEP.	17
Figura 2.2 Transformador de Potencial.....	22
Figura 2.3 TC con un núcleo para Medición y otro para Protección.	24
Figura 2.4 Esquema de conexión de los TP y TC.	25
Figura 2.5 Diagrama de bloque general de un relé de protección numérico.....	28
Figura 3.1 Vista Lateral, Unidad Generadora III.	54
Figura 3.2 Generador Principal 3G, Unidad III.	55
Figura 3.3 Transformador Principal, 3AT01.....	56
Figura 3.4 Diagrama Unifilar Simplificado, Unidad III.	57
Figura 3.5 Sistema de Protección Electrónico GSX5 BBC.	59
Figura 3.6 Descomposición de la Unidad Generadora III.....	59
Figura 3.7 Unidad de protección GSX5 BBC en Armario HH01.....	60
Figura 3.8 Unidad de protección GSX5 BBC Red-Generador.	61
Figura 3.9 Matriz de Disparo GSX5 BBC.	63
Figura 3.10 Módulos del GSX5 BBC.	64
Figura 3.11 Detalle frontal del Armario AP20/21, 22, 23	66
Figura 4.1 Funda para Identificar Cableado.....	68
Figura 4.2 Diagramas de conexión GSX5 1-3.	71
Figura 4.3 Diagramas de conexión GSX5 2-3.	72
Figura 4.4 Diagramas de conexión GSX5 3-3.	72
Figura 4.5 Salidas GSX5 Lado Red.	73
Figura 4.6 Salidas GSX5 Lado Generador.....	74
Figura 4.7 Armarios en la sala DECONTIC (Vista de Planta).	78
Figura 4.8 Cabina protectora GSX5-REG216.	79
Figura 4.9 Modos de protección del REG216 ABB.	79
Figura 4.10 Software CAP2/316.....	81
Figura 4.11 Configuración de relés.....	82

Figura 4.12 Señales de Entradas - Slot Nr.4 - 1-12.....	83
Figura 4.13 Señales de Entradas - Slot Nr.4 - 13-24.....	84
Figura 4.14 Señales de Entradas - Slot Nr.6 - 1-12.....	84
Figura 4.15 Selección y Ajustes de Relés.	85
Figura 4.16 Relé Diferencial de Generador 87G.	85
Figura 4.17 Relé de Sobrevoltaje “1” 59-27.....	86
Figura 4.18 Relé de Sobrevoltaje “2” 59-27.....	86
Figura 4.19 Relé de Secuencia Negativa Tiempo Inv 46.....	87
Figura 4.20 Relé de Falla Estator 90% 59-27	87
Figura 4.21 Relé de Potencia Inversa “1” 27	88
Figura 4.22 Relé de Potencia Inversa “2” 27.....	88
Figura 4.23 Relé de Pérdida de Excitación 40.....	89
Figura 4.24 Relé de Mínima Imdedancia 21.....	89
Figura 4.25 Falla de Breaker BFP.....	90
Figura 4.26 Relé de Baja Frecuencia “1” 81.....	90
Figura 4.27 Relé de Baja Frecuencia “2” 81.....	91
Figura 4.28 Relé de Falla Estator 100% 64R.....	91
Figura 4.29 Relé de Sobrecarga Rotor 49R.....	92
Figura 4.30 Relé de Desbalance de Voltaje 49R.....	92
Figura 4.31 Registrador de Eventos.....	93
Figura 4.32 Configuración de Disparos.....	93
Figura 4.33 Configuración de Señales de Indicación.....	94
Figura 4.34 Esquema de Protecciones REG216 ABB.....	95
Figura 4.35 Interruptores de alimentación del GSX5.....	97
Figura 4.36 Modelo Referencial de las Regletas del GSX5a.....	98
Figura 4.37 Elementos de Sujeción, del Armario HH01.....	98
Figura 4.38 Cabina del Reg216 ABB.....	99
Figura 4.39 Elementos de Sujeción, de la cabina REG216.....	100
Figura 4.40 Energización del REG216 ABB.....	101
Figura 4.41 Señales de entrada del REG216 ABB 1-2.....	101
Figura 4.42 Señales de entrada del REG216 ABB 2-2.....	102

Figura 4.43. Señales de salida del REG216 ABB 1-2.....	103
Figura 4.44 Señales de salida del REG216 ABB 2-2.....	103
Figura 4.45 Ventana de Pruebas CAP2/316.....	104
Figura 4.46 Lista de Funciones Implementadas CAP2/316.....	105
Figura 4.47 Ajustes de Pruebas CAP2/316.....	105
Figura 4.48 Pruebas en las Salidas CAP2/316.....	106
Figura 4.49 Pruebas de Apertura de los Interruptores CAP2/316.....	108

Índice de Tablas

Tabla 2.1 Valores de clase para los núcleos de medición según la norma Alemana VDE	24
Tabla 2.2 Valores de clase para los núcleos de protección según la norma Alemana VDE	24
Tabla 3.1 Fuentes y protecciones eléctricas Lado Red	62
Tabla 3.2 Fuentes y protecciones eléctricas Lado Generador	62
Tabla 4.1 Transformador de medida (TC) en la salida en lado de alta del 3AT01	69
Tabla 4.2 Transformador de medida (TC) en la salida en lado de baja del 3AT01- (2)	70
Tabla 4.3 Transformador de medida (TC) en la salida en lado de baja del 3AT01- (3)	70
Tabla 4.4 Datos técnicos del Sistema de Proteccion REG216 BBC	74
Tabla 4.5 Datos técnicos de los relés de frecuencia del GSX5a – REG216	75
Tabla 4.6 Datos técnicos de los relés de reactancia del GSX5a – REG216.....	75
Tabla 4.7 Datos técnicos de los relés de máx intensidad y mínima tensión del GSX5a – REG216 ..	76
Tabla 4.8 Datos técnicos del rele diferencial de generador del GSX5a – REG216.....	76
Tabla 4.9 Datos técnicos del rele diferencial de transformador del GSX5a – REG216	76
Tabla 4.10 Datos técnicos del rele diferencial de tiempo definido del GSX5a – REG216.....	77
Tabla 4.11 Comparativa de los Relés GSX5a – REG216	77
Tabla 4.12 Selección de las funciones de protección – Generador - REG216 ABB	80
Tabla 4.13 Selección de las funciones de protección – Transformador – REG216 ABB.....	81
Tabla 4.14 Plan de Trabajo Propuesto.....	96
Tabla 4.15 Prueba – Funcion de Secuencia Negativa – REG216 ABB	107
Tabla 4.16 Prueba – Funcion de Sobrecorriente (Tiempo definido) – REG216 ABB.....	107
Tabla 4.17 Prueba – Funcion de Sobrecorriente (Instantáneo) – REG216 ABB	107
Tabla 4.18 Prueba – Funcion de Sobrecarga – REG216 ABB.....	107
Tabla 4.19 Prueba – Función Estator a Tierra – REG216 ABB.....	107
Tabla 4.20 Prueba – Función Estator a Tierra – REG216 ABB.....	108

Introducción

La Planta Termoeléctrica del Centro, ubicada al Este de la Parroquia Urbana de Morón, es una de las Centrales Termoeléctricas más importantes del País, ha estado en operación desde el año 1978 y actualmente requiere una modernización en sus instalaciones, que mejoren la confiabilidad del sistema de potencia y la calidad del servicio eléctrico que la empresa suministra, parte de este proceso es el cambio del sistema de protecciones eléctricas del Generador y Transformador Principal en la Unidad Generadora III, el equipo instalado es un sistema de protección electrónico multifuncional modelo GSX5a BBC, el cual se requiere reemplazar por un nuevo sistema de protección numérico, aprovechando las novedades y mejoras que ofrece la nueva tecnología.

Por lo que el presente estudio consistió, en realizar un plan de desarrollo para sustituir el equipo GSX5a BBC fabricado con tecnología analógica, que se encuentra en estado de obsolescencia, por el dispositivo REG216 ABB que utiliza tecnología digital, con la finalidad de conseguir mejores condiciones de confiabilidad, sensibilidad y velocidad en el sistema de protecciones, logrando así una generación de energía eléctrica en forma continua y segura en la Unidad III.

En esta investigación, se utilizó la información técnica disponible en los manuales suministrados por la empresa, así como también del material bibliográfico referente al tema de estudio. Luego en base a esa información, se realiza una descripción del Sistema de Potencia de la Unidad III y las partes del proceso en las que está directamente involucrado el sistema de protecciones GSX5a BBC, posteriormente se diseña un nuevo esquema de protecciones eléctricas utilizando el REG216 ABB y se establecen las acciones más apropiadas, para realizar el reemplazo. Adicionalmente, parte del proceso de investigación, requirió de entrevistas técnicas con el personal que labora en el Departamento de Mediciones y Protecciones, resultando de gran importancia para el análisis y síntesis de la información.

Todo lo anterior, se presenta a través de cuatro capítulos, en el primero se plantea y analiza el problema, quedando de manifiesto la necesidad de realizar el proyecto, con las ventajas que trae la realización de la propuesta y las consecuencias que incurren de no llevarse a cabo, así como

también se definen los objetivos y se establecen las delimitaciones. En el segundo capítulo se presentan los antecedentes y se exponen las bases teóricas en la que se sustenta la investigación.

Luego en el tercer capítulo, se detalla el desarrollo de la metodología de la investigación, conforme a las técnicas e instrumentos utilizados para la recolección y manipulación de los datos y las fases metodológicas. En el cuarto y último capítulo, se presentan y analizan los resultados, iniciando con la descripción del sistema de potencia de la Unidad III y del mismo modo con los dispositivos GSX5a BBC y REG216 ABB, precisándose las acciones que se deben efectuar para el reemplazo del sistema de protección y finalmente se realizan las conclusiones de los resultados obtenidos en el desarrollo de la investigación y las recomendaciones.

Capítulo I

El Problema

1.1 Planteamiento del Problema

La Planta Termoeléctrica del Centro, habitualmente llamada Planta Centro (ver figura 1.1), perteneciente a la Corporación Eléctrica Nacional S.A. (CORPOELEC), se encuentra ubicada al Este de la Parroquia Urbana Morón del Municipio Autónomo Juan José Mora del Estado Carabobo, se construyó estratégicamente aprovechando la cercanía de la refinería el Palito, ya que en principio se planificó el uso del Fuel-Oíl como materia prima, que se obtiene como residuo en el proceso de la destilación del petróleo, para así utilizar la energía térmica en la planta y satisfacer las necesidades crecientes del consumo eléctrico demandado en la zona central del país, iniciando comercialmente sus operaciones a partir del año 1978 (CADAFE, 2010).



Figura 1.1 Entrada Principal de la Planta Termoeléctrica del Centro.
Fuente: Romero T. Diario El Nacional/Archivo (2015).

Este tipo de planta o central térmica, utiliza combustibles (Fuel-Oíl o Gas) como fuente de energía, para transformar el agua vertida a una caldera en vapor a alta presión, el cual al expandirse realiza trabajo sobre los álabes de una turbina, que mueven el eje de un generador que se encuentra acoplado, de donde se obtiene finalmente a la salida la energía eléctrica. El vapor

remanente que sale de la turbina es condensado nuevamente en agua líquida y es reutilizado en la caldera, el proceso antes descrito se conoce como ciclo Rankine (Lukastchuk, 2008) y se esquematiza en la figura 1.2:

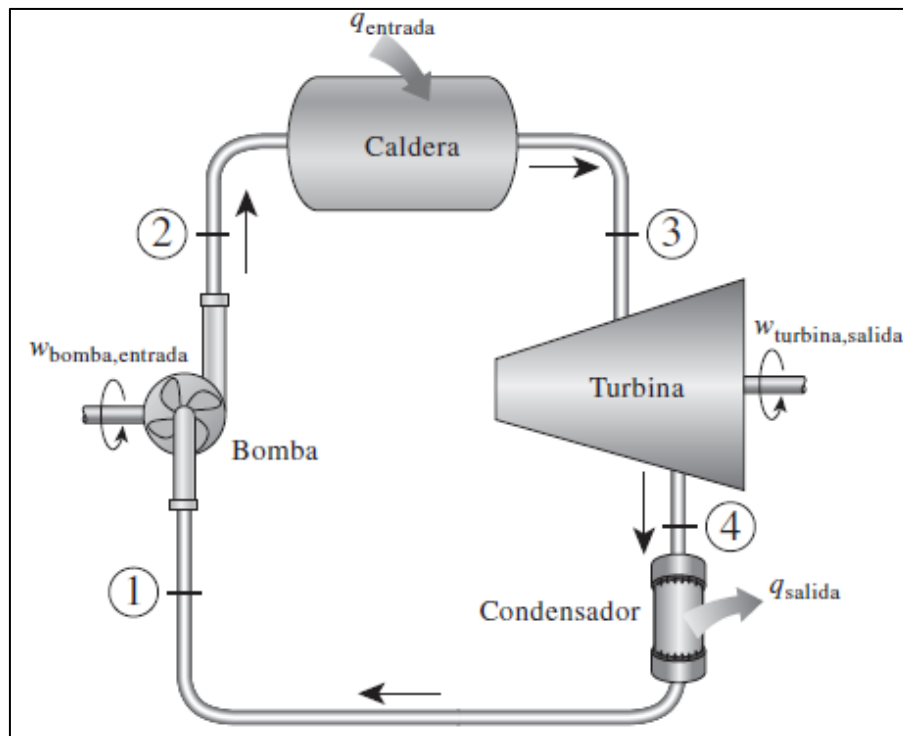


Figura 1.2 Ciclo Rankine Ideal.
Fuente: Çengel Y, 2011, p.561.

Cabe decir que Planta Centro es, con una capacidad instalada de 2.600 MW, uno de los complejos termoeléctricos más grandes de Sudamérica, está conformada por cinco (05) unidades generadoras de 400 MW que fueron parte del proyecto de construcción inicial, el cual fue desarrollado entre los años 1974-1985 (CADAFE, 2010) y se dispone además de una (01) nueva unidad, con una capacidad de 600 MW, la cual inició operaciones a partir del mes de abril del presente año. Cada unidad tiene asociado un transformador principal, que eleva el nivel de voltaje en la salida del generador de 24kV a 400kV (230kV-Unidad I), donde la energía es transmitida desde la Subestación (S/E) Planta Centro ubicada en los patios adyacentes a las unidades, hacia el Sistema Interconectado Nacional (SIN), a través de tres líneas de transmisión en 230kV(L1) y 400kV(L2-L3).

Estas líneas interconectan con la S/E El Isiro 230kV y la S/E la Arenosa 400/230/115kV en el Estado Carabobo Municipio Libertador, representando esta última, uno de los nodos eléctricos más importantes del territorio nacional, ya que sirve de enlace entre el sur y el occidente del país, en ella se anillan eléctricamente la S/E Planta Centro, S/E La Horqueta y la S/E Yaracuy con un nivel de voltaje de 400kV(230kV) y mediante el uso de dos autotransformadores se interconectan en 230kV con las líneas del patio 765kV (L1-L2) de la S/E La Arenosa.

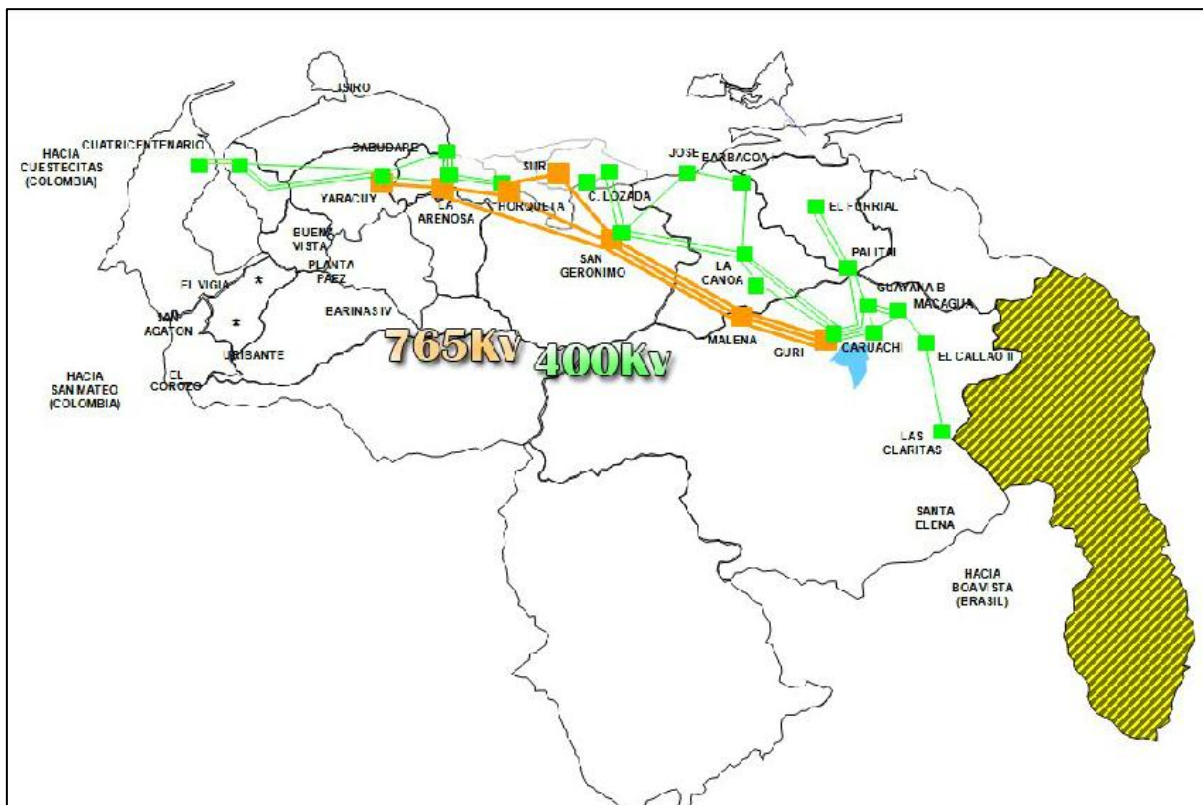


Figura 1.3 Sistema Interconectado Nacional SIN. Fuente: Contreras A. y Tejera M. Universidad de los Andes, Crisis Eléctrica (2010).

Por su parte, en la situación actual de Planta Centro, se encuentran en funcionamiento las unidades I, IV y VI, generando en conjunto 800 MW, que representan el 30.76% de la capacidad total de la planta y abastecen a una parte de la región central de Venezuela con un alto consumo residencial, comercial e industrial.

Al mismo tiempo, la unidad generadora III se encuentra inoperativa y en proceso de modernización, determinándose que parte del sistema de protecciones eléctricas que conforman a la unidad, específicamente las protecciones del transformador y generador principal, se encuentran obsoletas. De acuerdo a la información suministrada por el personal de mediciones y protecciones, el equipo instalado es un sistema electrónico multifuncional modelo GSX5a de la BROWN, BOVERI & CIE (BBC) el cual ha estado más de 20 años en servicio y fue discontinuado por la compañía fabricante y, por consiguiente, no hay disponibilidad de repuestos en el mercado.

En ese mismo sentido, según el artículo publicado por Mozina Charles (1995), existen diversas áreas funcionales de protección de generadores de 20 años o más que presentan deficiencias significativas y, por lo tanto, el GSX5a BBC ya no es considerado adecuado como sistema de protección, asimismo, tomando en cuenta que la generación constituye la inversión de capital más costosa para una empresa eléctrica, proteger a los equipos principales previniendo fallas, representa una prioridad fundamental para la planta. Ante toda esta situación el Departamento de Mediciones y Protecciones de Planta Centro, requiere aplicar medidas que solventen esta problemática, utilizando para ello un equipo de protección numérico REG216 ABB, disponible en el inventario de la planta.

Por todo lo antes descrito, en esta investigación se verifican las condiciones de operación en la Unidad Generadora III, se establecen las acciones que deben tomarse para realizar el reemplazo, así como también los ajustes a utilizar en el nuevo sistema de protección y la coordinación de esta nueva protección con el resto de las protecciones involucradas, incluyendo además el protocolo de pruebas para verificar su adecuado funcionamiento, todo lo anterior se realiza mediante el diseño de un plan de desarrollo, el cual propone reemplazar el sistema de protección electrónico GSX5a BCC, por el sistema de protección numérico REG216 ABB.

1.2 Objetivos

1.2.1 Objetivo General

- Diseñar un plan de desarrollo para el reemplazo del sistema de protección electrónico GSX5a BCC, por el sistema de protección numérico REG216 ABB, en la Unidad Generadora III de la Planta Termoeléctrica Del Centro.

1.2.2 Objetivos Específicos

- Diagnosticar las variables de situación actual y situación deseada, del sistema de protección de la Unidad Generadora III de Planta Centro.
- Diseñar un nuevo esquema de protección con el REG216 ABB que realice las funciones establecidas, bajo la simulación de su comportamiento a través de un protocolo de pruebas.
- Establecer el plan de sustitución del sistema GSX5a BBC al sistema REG216 ABB.

1.3 Justificación

Los sistemas de protecciones eléctricas, forman parte fundamental de los sistemas de potencia modernos y cada vez son más las características que se les exigen hoy día, pero son la confiabilidad, sensibilidad, velocidad y la selectividad, las de mayor interés para que se cumpla el objetivo de mantener la calidad y continuidad del servicio eléctrico y, por lo tanto, que el sistema de potencia se mantenga en su más alto grado de explotación (Antonio Palacios,2004). Se hace entonces evidente, la necesidad de poseer un sistema de protecciones adecuado en la unidad generadora III de Planta Centro, que representa el caso de estudio y la cual no dispone de tal condición.

Es por esto que en la presente investigación, se realiza un estudio sobre las propiedades y características del sistema de potencia que conforma a la unidad, a fin de determinar la manera en que opera (o debería operar) el sistema de protecciones electrónico GSX5a BBC y de cómo se encuentra interconectado, luego, una vez obtenida esta información, es posible plantear la aplicación de la nueva tecnología de los relés digitales, que ofrecen importantes ventajas en comparación a los antiguos relevadores electromecánicos.

Se presentan las mejoras tecnológicas que ofrecen los relés numéricos en las 3 siguientes categorías:

1. **Mejora en la Sensibilidad:** en áreas de protección donde los relés antiguos no ofrecen el nivel de detección necesarios para impedir los daños. Por ejemplo:
 - Protección contra secuencia negativa (corriente desequilibrada).
 - Protección contra falla a tierra en el 100% del estator.
 - Protección de doble nivel contra pérdida de campo.

2. **Nuevas Funciones de Protección:** que no eran consideradas como problemas hace 20 años, comprobándose lo contrario a través de las experiencias en los procesos operativos. Estas áreas son:
 - Energización inadvertida del generador.
 - Disparo secuencial.
 - Monitoreo con oscilógrafo.

3. **Aplicación de Protecciones Especiales:** que corresponden únicamente a generadores. Estas áreas incluyen:
 - Falla del interruptor del generador
 - Protección contra el contorneamiento en la cabeza del interruptor del generador

Este documento brinda un aporte académico a la Universidad de Carabobo (UC), ya que, se logra profundizar el estudio y aplicación de los sistemas de protección numéricos, y en ese mismo sentido, es una propuesta a una problemática existente en el SEN, lo cual corresponde con la misión de la UC.

1.4 Delimitaciones

- **De Espacio (Geográfico):** Este proyecto fue desarrollado en la Unidad Generadora III, que forma parte del sistema de la Planta Termoeléctrica del Centro, ubicada al Este de la Parroquia Urbana Morón del Municipio Autónomo Juan José Mora del Estado Carabobo.

- **De Tiempo:** La recopilación de la información técnico-práctica se realizó desde el 23 de Noviembre del 2015 hasta el 11 de Marzo del 2016 según el convenio acordado entre la empresa Planta Centro y la dirección de extensión de la Universidad de Carabobo.
- **De Contenido:** El desarrollo de las estrategias para la mejora del sistema de protección, estuvo conformado por la adquisición de información y estudio de los equipos a tratar, utilizando para ello manuales, planos y esquemas de conexión, también de la información acerca del funcionamiento y uso de sistemas protecciones eléctricas, además de efectuar una comparación de los esquemas de conexión, entre la unidad a reemplazar y la reemplazante, para lograr mantener los parámetros originales del sistema.

1.5 Recursos

Los recursos disponibles para la realización de la presente investigación fueron los siguientes:

- Textos, papers (IEEE).
- Software CAP2/316, AutoCAD.
- Asesoría con profesores expertos en el área de Sistemas de Protecciones Eléctricas, de la Escuela de Ingeniería Eléctrica, de la Facultad de Ingeniería, de la UC.
- Asesoría de ingenieros y personal técnico, pertenecientes al Departamento de Mediciones y Protecciones de la Planta termoeléctrica del Centro.

Capítulo II

Marco Teórico

2.1. Antecedentes de la Investigación

Para llevar a cabo el presente estudio, se revisaron varias investigaciones previas en el área de sistemas de protecciones eléctricas, entre las que se pueden mencionar:

2.1.1 Cesar B. (2011). Implementación de los Relés Numéricos de Tecnología Abb Reg 216, Ret 316*4, Rej 521, en las Unidades 1, 2 Y 3 de la Central Hidroeléctrica Simón Bolívar.

Esta investigación, fue desarrollada para el Departamento de Ingeniería Eléctrica de la Universidad Nacional Experimental Politécnica Antonio José De Sucre – Ciudad Guayana, la cual busca orientar un estudio para la determinación del ajuste de los parámetros (basado en las normas ANSI/IEEE), de las funciones de protección de los relés numéricos REG 216, RET 316*4 y REJ 521, y de esta forma obtener valores que suministren el grado de protección requerido para las unidades estudiadas y así implementarlos en la etapa de modernización de la central hidroeléctrica.

En efecto, Borrego comprobó que los ajustes obtenidos en la investigación, cumplen con el grado de sensibilidad, selectividad y coordinación requeridos; quedando así certificadas las recomendaciones hechas por las normas ANSI/IEEE, con respecto a las consideraciones a tomar para cada función de protección. En esta investigación, Borrego expone características, aplicaciones y consideraciones a tomar para el ajuste de las funciones de la nueva tecnología de los relés implementados, sirviendo para desarrollo del presente trabajo, debido a la semejanza respecto a la implementación de relés numéricos como medida de la modernización de centrales eléctricas.

2.1.2 Barrios R. Rafael. (2008). Implementación de un Esquema de Protecciones para las Cinco Unidades Generadoras en la Hidroeléctrica Chixoy, Utilizando Relevadores Multifunción Siemens Siprotec 7um62.

Este trabajo de grado, elaborado para la Facultad de Ingeniería de la Universidad de San Carlos de Guatemala – Guatemala, se dio a conocer la forma de operación, programación, puesta en servicio y mantenimiento de los relevadores 7UM62, basado en normas internacionales actuales. La programación del equipo se realizó a través del software DIGSI y SIGRA, constatando así que estos programas son herramientas indispensables que facilitan la implementación de un esquema de protecciones.

Con la implementación de los nuevos relevadores se mejoró la sensibilidad, ya que los relevadores digitales pueden detectar corrientes de secuencia negativa y fallas de bajo nivel haciendo al esquema de protecciones de la Hidroeléctrica Chixoy más eficiente y seguro. Además, dado que el equipo está auto-supervisado, se señalizan los fallos de hardware y software de forma automática, esto garantiza la alta confiabilidad del equipo; los resultados obtenidos por Barrios al implementar relevadores digitales, orientan el desarrollo de la investigación en cuanto a la aplicación de la tecnología de relés numéricos, con la diferencia de que éste último centró su investigación en relevadores Siemens SIPROTEC 7UM62, mientras que la presente investigación se enfoca en la implementación de los relevadores REG 216, sin embargo, al pertenecer a la gama numérica, su comportamiento y adecuación es similar.

2.1.3 Ramírez M. (2005). Protección de Sistemas Eléctricos de Potencia

En este trabajo de investigación, realizado en la Universidad Autónoma de Nueva León - México, fueron definidos y caracterizados los diferentes tipos de protecciones por relevadores, incluyendo los principios básicos de funcionamientos de los mismos. La cual resultó, información de importancia para el desarrollo del presente trabajo de investigación, debido a la necesidad de conocer los principios básicos de funcionamiento de los relevadores, para proceder con los ajustes y coordinación de las protecciones involucradas.

2.1.4 Gamez Y. & Gomez M. (2009). Análisis del Sistema de Protecciones por Sobrecorriente en los Niveles de Tensión 115 Kv, 34.5 Kv Y 13.8 Kv. Caso de estudio Electricidad de Valencia

En este trabajo especial de grado para el Departamento de Potencia de la Escuela de Ingeniería Eléctrica de la Universidad de Carabobo, se requería una revisión del sistema de protecciones de la empresa a fin de poder diagnosticar la situación en la cual se encontraba la misma y así diseñar el esquema de protecciones por sobrecorriente, para finalmente realizar la coordinación propuesta del sistema de protecciones de la operadora Electricidad de Valencia ELEVAL perteneciente a CORPOELEC.

A pesar de haber propuesto soluciones con los equipos actuales, recomendaron que se deben realizar cambios tecnológicos de relés electromecánicos presentes en la empresa por relés digitales (sistema de protección numérico), ya que con estos se aumentaría la precisión en los ajustes de los equipos, mejorando así las características del sistema de protecciones; es por esta razón que se relaciona con la investigación en curso, ya que la implementación de relés numéricos representan un crecimiento tecnológico en el sistema de protecciones.

2.2. Fundamentos Teóricos

2.2.1. Sistema Eléctrico de Potencia (SEP)

Lukastchuk (2008) afirma. “Un Sistema Eléctrico de Potencia (SEP) es una red formada por un conjunto de componentes, cuya función es generar, transmitir y distribuir la energía eléctrica a los usuarios, bajo ciertas exigencias de continuidad y calidad de servicio” (pp.1). Por lo que, dicho SEP tiene por finalidad procurar un suministro regular de energía eléctrica a los usuarios, para lo cual debe operar al mínimo costo y con el mejor aprovechamiento de los recursos energéticos, tal como lo fue establecido por el Comité de Operación Económica del Sistema Interconectado Nacional (COES SINAC), en el año 2008.

Ramírez (2005) asegura que, la continuidad hace alusión al hecho de que el SEP debe garantizar que la energía generada sea suministrada de forma ininterrumpida a los centros de consumo. Debido a que la energía eléctrica no puede ser almacenada en forma significativa, una

interrupción del suministro tiene consecuencias directas e inmediatas sobre los procesos que se desarrollan a partir de su distribución. La propiedad de calidad se refiere a que la energía suministrada debe garantizar que los equipos conectados a la red van a operar en las condiciones para las que han sido diseñados.

Por lo tanto, la continuidad y calidad de servicio que suministra una empresa de servicio eléctrico, se ve afectada por las fallas, las cuales al afectar al SEP, suscitan valores fuera de los rangos normales de operación de las magnitudes de voltaje, corriente y frecuencia, así como también son capaces de generar perturbaciones enormes que deben ser aplacadas, de lo contrario, serían peligrosas para su funcionamiento, afectando su estabilidad y provocando la desconexión del mismo, perdiendo así la continuidad que debe garantizar éste. Es por ello que las protecciones eléctricas son una parte fundamental del SEP, ya que por razones técnicas y económicas es imposible evitar que se produzcan fallas, la alternativa es diseñar un sistema de protección que rápidamente detecte condiciones anormales de funcionamiento y realizar las acciones correctivas apropiadas (Carrillo, 2007).

2.2.2. Sistema De Protecciones Eléctricas

Según el COES SINAC (2008), es un sistema de supervisión de las magnitudes eléctricas que permite detectar las fallas en los equipos y/o instalaciones del sistema, las condiciones anormales de operación del sistema y el estado inapropiado de los equipos con la finalidad de tomar las acciones correctivas de manera inmediata.

Independientemente del punto donde se genere la falla, la primera reacción del sistema de protección es la de desconectar el circuito en falla, para impedir que esta se propague y disminuir el tiempo de permanencia bajo esfuerzos extremos de los equipos más directamente afectados. La desconexión del circuito mediante interruptores automáticos origina un transitorio que puede implicar una serie de perturbaciones como sobretensiones, descompensación entre generación y consumo con cambio de la frecuencia, entre otras. Una vez que la falla ha sido despejada y sus efectos neutralizados, se debe restablecer el SEP a sus condiciones normales de operación (Ramírez, 2005).

El proceso de protección puede resumirse entonces en tres pasos, según Carrillo (2007):

1. Medición de las corrientes y/o tensiones.
2. Analizar si los valores anteriores son o no perjudiciales para el SEP.
3. De ser perjudiciales, desconectar la zona donde se generó la falla en el menor tiempo posible.

El COES SINAC (2008) afirma, que los sistemas de protección de equipos y/o instalaciones de un SEP deben cumplir los siguientes objetivos:

1. Aislar las fallas tan pronto como sea posible con la finalidad de minimizar las pérdidas económicas que se pudiesen producir a consecuencia de las fallas.
2. Alertar sobre las condiciones anormales de operación del sistema. De acuerdo a la gravedad de la situación efectuar operaciones automáticas de conexiones y/o desconexiones pertinentes.
3. Alertar sobre el estado inadecuado de los equipos. De acuerdo a la gravedad de la situación aislar al equipo del sistema.
4. Brindar información del tipo y localización de la falla, de tal forma que se advierta al personal de servicio para su rápida detección y corrección y así evitar pérdidas económicas debido al tiempo fuera de servicio.

2.2.2.1. Características de un Sistema De Protección.

Los sistemas de protección deben diseñarse para que presenten unas características importantes, a fin de diferenciarla en función a su importancia se desglosan de la siguiente manera:

1. Indispensable.

- *Seguridad:* las fallas deben ser despejadas en forma segura, esto significa que no deben ocurrir explosiones, incendios o daños de los equipos durante la interrupción. La condición de seguridad implica directamente que la capacidad de interrupción de los equipos debe ser superior al nivel de cortocircuito en el cual están instalados (Sorrentino y Rodríguez, 2004).

2. Deseables.

- *Velocidad:* tras haber sido detectada, una falla debe ser despejada lo más rápido posible. Cuanto menos tiempo tarde en aislar la falla, menos se propagarán sus efectos y menores daños y alteraciones se producirán al reducirse el tiempo de permanencia bajo condiciones anómalas en los diferentes elementos. Ramírez (2005), afirma además que la rapidez con que actúa una protección, depende directamente de la tecnología empleada y de la velocidad de respuesta deseada según sea la coordinación de protecciones y control de los interruptores automáticos asociados a las mismas. En función de esta característica las protecciones se clasifican en:
 1. Protección instantánea: es aquella que actúa tan rápido como es posible debido a que la falla se ha producido dentro de la zona que supervisa.
 2. Protección de tiempo diferido: es aquella en la que de manera intencionada se introduce un tiempo de espera que retrasa la apertura de interruptores una vez que ha sido tomada la decisión de operar.
- *Sensibilidad:* capacidad de detección de las fallas más sutiles, es decir, las que producen las menores alteraciones del sistema eléctrico (Sorrentino y Rodríguez, 2004). Para proveer a un sistema de protección de esta característica es necesario, según afirma Ramírez (2005):
 1. Establecer para cada tipo de protección las magnitudes mínimas necesarias que permiten distinguir las situaciones de falla de las situaciones normales de operación.
 2. Establecer para cada una de las magnitudes necesarias las condiciones límite que separan las situaciones de falla de las situaciones normales de operación.
- *Selectividad:* así como es fundamental que una protección actúe cuando tenga que actuar, también lo es que no actúe cuando no deba hacerlo; por lo que Ramírez (2005) mantiene que, la selectividad es la capacidad que debe tener la protección para, una vez que haya sido detectada la presencia de una falla, comprender si la misma se ha generado dentro o fuera de su zona de supervisión y, en consecuencia, dar orden de disparo a los interruptores automáticos que ésta controla, cuando sea necesario. Existen diversas formas de proveer a un sistema de protección de esta característica. En algunos casos depende de la configuración de la protección, donde puede que dicha configuración este

diseñada para que solamente sea sensible ante fallas ocurridas en su zona de protección, o bien, si la protección es sensible a fallas fuera de su zona, la selectividad se logra mediante una adecuada coordinación de protecciones. Por lo tanto, la selectividad resulta ser una cualidad propia del funcionamiento de la protección.

- *Confiabilidad*: una protección fiable es aquella que responde siempre apropiadamente. Esto quiere decir, que debe responder con seguridad y efectividad ante cualquier situación de falla. La protección debe supervisar continuamente lo que sucede en el sistema y, por ende, su cometido es ir respondiendo en cada instante en función de las condiciones presentes. Aunque una protección a lo largo de su vida útil va a operar en escasas ocasiones, se debe tener la seguridad de que operará correctamente, aunque haya transcurrido un largo periodo de tiempo desde la última vez que lo hizo. (Ramírez, 2005).
- *Economía y simplicidad*: la instalación de una protección debe estar justificada tanto por motivos técnicos como económicos, por lo que el sistema de protecciones debe, según Ramírez (2005):
 1. Impedir que la falla se extienda a través del sistema y alcance a otros equipos e instalaciones provocando un deterioro de la calidad y continuidad del servicio.
 2. Reducir los costos de reparación.
 3. Reducir los tiempos de permanencia fuera de servicio de equipos e instalaciones.

La estimación económica no debe limitarse solo al elemento protegido, sino que debe tener en cuenta las secuelas que implicarían el mal funcionamiento de dicho elemento.

2.2.2.2 Zonas de Protección.

Barrantes (2011) asegura, para que el sistema de protección sea lo más seguro posible, todo SEP queda dividido en zonas que puedan ser desconectadas de la red en un tiempo de corta duración, de tal forma que se produzca la mínima anomalía posible en la parte del sistema que permanece en servicio. Estas zonas se conocen como zonas de protección y deben estar organizadas de forma que exista un solape entre ellas, para evitar que haya áreas no protegidas.

En la figura 2.1 se observa un ejemplo de la zonificación de las protecciones en un SEP, donde las líneas de trazos separan cada zona de protección enmarcando cada elemento del sistema, tales como, generadores, transformadores, barras, líneas, entre otros. Las zonas incluyen

el elemento del sistema y los interruptores que conectan dicho elemento al SEP. (Barrantes, 2011).

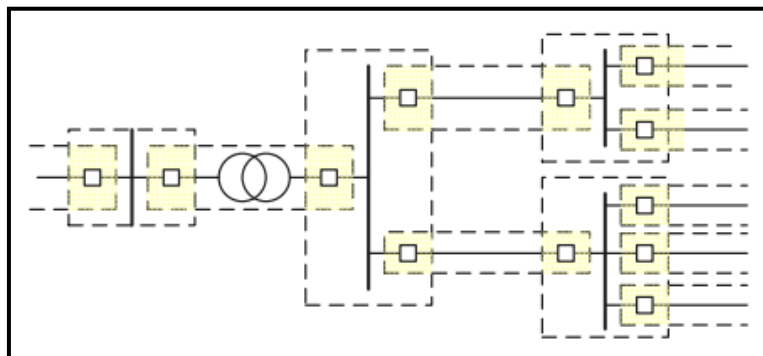


Figura 2.1 Zonas de protección de un SEP. Fuente: Barrantes (2011)

Las zonas de protección deben tener como mínimo una protección principal, que es el conjunto de protecciones que han de disparar lo más rápido posible y una de respaldo, esta protección debe esperar la actuación de la protección principal, si ésta despeja la falla, la protección de respaldo se debe restituir sin completar su función de disparo y sólo en el caso de que la protección principal no actúe, será la que al cabo de un tiempo disparará los interruptores necesarios para despejar la falla y aislar el elemento del SEP. (Barrantes, 2011).

Para que el funcionamiento de estos dos tipos de protección sea óptimo, la protección de respaldo debe introducir un retardo para evitar que actúen las dos a la vez, además sus alimentaciones deben ser independientes para que el fallo de una no afecte a la otra. Esto es lo que se conoce como coordinación de protecciones. (Barrantes, 2011).

Muchas veces se desea que el sistema de protección sea redundante, es decir, que sus circuitos eléctricos posean protecciones con la misma prioridad de actuación, en tal caso se denominarían, protección primaria y secundaria. Generalmente, éstas tienen circuitos de disparo de interruptor independiente. (Sorrentino y Rodríguez, 2004).

2.2.3 Funcionamiento Anormal en los SEP.

Las anomalías se definen como toda variación no deseada de las condiciones normales de operación del SEP y pueden ser originadas tanto por fallas generadas en la red, como por perturbaciones (Barrantes, 2011).

Ramírez (2005) mantiene que, existen ciertos fenómenos que pueden producir un funcionamiento anormal de los SEP, mencionando a continuación los más frecuentes:

- Defecto en aislamientos, producidos por envejecimiento, corrosión o calentamiento.
- Descargas atmosféricas.
- Acción de animales.
- Caída de árboles u otros objetos sobre líneas.
- Destrucción mecánica de máquinas rotativas.
- Exceso de carga conectada a una línea.
- Factores humanos, como apertura de un seccionador bajo carga, falsas maniobras en las máquinas, etc.
- Puestas a tierra intempestivas, producida por la humedad del terreno.

Estas anomalías y muchas otras se pueden agrupar desde el punto de vista del SEP en los siguientes grupos de perturbaciones y fallas.

2.2.3.1. Perturbaciones

Lukastchuk (2008) afirma que una perturbación “Es una condición anormal que permite continuar la operación del sistema, pero que puede dañar ciertos equipos si se prolonga más allá de cierto tiempo” (pp.68). Las perturbaciones más relevantes son:

- A. **Sobrecarga.** Es una elevación de la corriente nominal por encima de los valores máximos admisibles que pueden circular continuamente por el equipo. Por lo tanto, debe interrumpirse después de transcurrido cierto tiempo para prevenir daños en los conductores (Carrillo, 2007). Los efectos de esta perturbación son calentamientos anómalos en dichos conductores, en los que la cantidad de calor generado es proporcional al cuadrado de la corriente. La prolongación de ésta, causa la destrucción de las

instalaciones involucradas y si son sucesivas, pueden dar lugar a un envejecimiento prematuro de la instalación (Barrantes, 2011).

- B. **Sobretensiones.** Se producen cuando hay una elevación de la tensión por encima del nivel normal de operación. Se puede generar tanto por los equipos que conforman las instalaciones, como por causas de naturaleza externa (descargas electrostáticas). Las consecuencias más importantes de las sobretensiones son el deterioro del aislamiento cuando se supera su tensión dieléctrica, arcos eléctricos que pueden provocar averías más graves y un gran aumento del riesgo para el ser humano (Barrantes, 2011).

Existen dos tipos de sobretensiones:

1. Permanentes, aumentos de tensión por encima de 1,1 veces la tensión nominal y de duración indeterminada (Instituto Nacional Tecnológico [INATEC], 2013).
2. Transitorias, aumentos de tensión muy elevados, del orden los KV, y de muy corta duración (Carrillo, 2007).

- C. **Subtensión.** Barrantes (2011) afirma que es todo descenso de la tensión por debajo de su valor nominal. Si existe carga conectada a la red, esta no puede disminuir su potencia, por lo que compensa su déficit de tensión con un mayor consumo de corriente, es decir, se presenta una sobrecorriente.

- D. **Retorno de energía.** Se considera cuando la energía tiene sentido contrario al establecido; el sentido de la energía se determina de acuerdo a los siguientes criterios generales (Barrantes, 2011):

1. Los generadores deben aportar energía a las barras.
2. Las líneas de alta tensión (AT) deben transportar hacia las distintas subestaciones.
3. Las subestaciones deben alimentar la red de distribución.

Las causas por las que esta perturbación puede tener lugar son muy diversas, desde factores atmosféricos y climáticos, hasta envejecimiento del aislamiento, influencia de animales y vegetales, fallos electromecánicos o factores humanos.

2.2.3.2. Fallas

Es la condición anormal que impide continuar la operación de uno o más componentes de un sistema y requiere la rápida acción de esquemas de protección para evitar el daño de los equipos (Lukastchuk, 2008).

A. Cortocircuitos (CC)

Se produce cuando existe conexión directa entre dos o más conductores de distinta fase y/o tierra. Se caracteriza por un aumento instantáneo de la intensidad de la corriente, cuyo valor se ve limitado solo por la, relativamente baja, impedancia de cortocircuito y de las maquinas asociadas al mismo (Ramírez, 2005). El efecto de un CC es apreciable de dos formas, según lo expuesto por Carrillo (2007):

1. Incrementa los esfuerzos térmicos ya que se libera calor en la resistencia del circuito de acuerdo a la Ley de Joule-Lenz:

$$Q = I^2 R t \quad (2.1)$$

Dónde:

Q = energía calorífica producida por la corriente.

I = intensidad de la corriente que circula y se mide en amperios.

R = resistencia eléctrica del conductor y se mide en ohms.

t = tiempo, el cual se mide en segundos.

2. Incrementa los esfuerzos dinámicos. Todo elemento conductor que porte corriente y esté sometido a un campo magnético, se ve sometido a fuerzas. Si la magnitud de la corriente de falla es elevada, generará grandes fuerzas mecánicas sobre los conductores, conforme Sorrentino y Rodríguez (2004).

$$F = I L \times B \quad (2.2)$$

Existen cuatro tipos de cortocircuitos según las partes de la instalación que se pongan en contacto, afirma Barrantes (2011):

1. Monofásico a tierra: una fase entra en contacto con tierra. Siendo este el caso más frecuente.
2. Bifásico: dos fases entran en contacto. Cuando se produce junto al generador es el caso que origina corrientes más elevadas.
3. Bifásico a tierra: dos fases entran en contacto con tierra.
4. Trifásico: las tres fases entran en contacto. Las corrientes más elevadas son generadas a partir de este caso, sin embargo, su índice de ocurrencia es insignificante.

2.2.4 Elementos del Sistema de Protección

Un sistema de protección incluye a todos aquellos componentes que permiten detectar, analizar y despejar la falla. Los principales elementos que componen un sistema de protección son:

2.2.4.1. Transformadores de Medida (TM)

Ramírez (2005) sostiene que los datos de entrada a la protección o relé, deben reflejar el estado en que se encuentra el SEP. Por esta razón deben emplearse elementos que reduzcan a un nivel adecuado las magnitudes de corriente y tensión de elevado valor en la red, que no pueden ser utilizadas directamente como señales de entrada al relé. Estos elementos son los transformadores de medida para protección.

Los TM reproducen a escala reducida en su secundario la magnitud del valor que alimenta su primario. Para que la información llegue correctamente a la protección es necesario que, las conexiones secundarias se realicen respetando los sentidos marcados por los terminales correspondientes del primario y secundario, con más razón si se tiene en cuenta que algunos tipos de protecciones son sensibles a la polaridad de la señal que reciben. La clase de precisión es un dato característico de cada TM que hace referencia al máximo error que puede admitir la información proporcionada por este cuando funciona dentro de las condiciones para las que se

diseña. En función de la magnitud que transforman, los TM para protección pueden ser de potencial o corriente.

A. Transformadores de Tensión/Potencial (TP).

Conforme lo expuesto por el COES SINAC (2008), tienen por finalidad proporcionar a los relés de protección una onda de tensión igual a la que está presente en el sistema de potencia, pero de un valor reducido en su magnitud con una proporción fijada previamente. En la figura 2.2 se pueden apreciar las configuraciones comúnmente usadas de los TP, inductivo (media tensión) y capacitivo (alta y muy alta tensión) respectivamente.

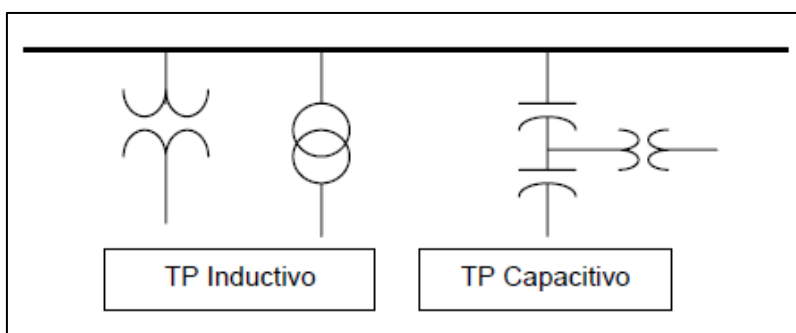


Figura 2.2 Transformador de Potencial. Fuente: Tamasco (2007)

A.1 Características Funcionales

Para cumplir con su propósito, los TP deben cumplir con los siguientes requisitos funcionales:

1. Entregar la tensión reducida con una precisión que no sea mayor del 3% en toda circunstancia, aun cuando se tenga sobretensión.
2. Entregar una onda de tensión que no debe ser distorsionada por la componente DC de la corriente de cortocircuito.
3. Deberán tener una adecuada respuesta frente a transitorios, de manera de no distorsionar la onda de tensión que se entrega a los relés de protección.

A.2 Características requeridas para los Sistemas de Protección.

Los TP tendrán dos secundarios para ser utilizados por los circuitos de protección, uno para la protección primaria y el otro para la protección secundaria. La clase de precisión mínima debe ser del 3% para 1.5 veces la tensión nominal.

B. Transformadores de Corriente (TC) de Medida y de Protección

El COES SINAC (2008) afirma que, los TC tienen por finalidad proporcionar a los relés de protección una onda de corriente igual a la que está fluyendo por el SEP, pero de un valor reducido en su magnitud con una proporción fijada previamente.

Conforme Montano (2011), los TC pueden ser de medición o de protección según sea su aplicación.

B.1 Transformador de medición: su función es medir, sin que, ante valores anormales, tengan que provocar respuestas correctoras; requieren reproducir fielmente la magnitud y el ángulo de fase de la corriente, su precisión debe garantizarse desde una pequeña fracción de corriente nominal del orden del 10% hasta un exceso de corriente del orden del 20%, sobre el valor nominal. Este tipo de transformadores debe ser capaz de aumentar el error de relación ante valores anormalmente grandes de corriente, para que la intensidad de la misma en el secundario no aumente en la misma proporción que el primario. Esto se consigue con un núcleo magnético saturable.

B.2 Transformador de protección: son los transformadores cuya función es proteger un circuito, es decir, que ante valores anormales han de dar respuesta de aviso o corrección; requieren conservar su fidelidad hasta un valor de veinte veces la magnitud de la corriente nominal, cuando se trata de grandes redes con altas corrientes puede ser necesario requerir 30 veces la corriente nominal. En estos transformadores, la relación de transformación debe ser siempre constante, independientemente de la intensidad primaria. Esto se consigue con un núcleo magnético que no sea saturable.

Estos a su vez clasifican su uso según sea su clase de precisión, como se muestra en las tablas 2.1 y 2.2.

Tabla 2.1

Valores de clase para los núcleos de medición según la norma Alemana VDE

Clase o Exactitud	Rango de Voltaje	Error máx. de Voltaje	Error máx. de Fase
0.1	0.8-1.2Vn	$\pm 0.1\%$	$\pm 5\text{min}$
0.2	0.8-1.2Vn	$\pm 0.2\%$	$\pm 10\text{min}$
0.5	0.8-1.2Vn	$\pm 0.3\%$	$\pm 20\text{min}$
1	0.8-1.2Vn	$\pm 0.1\%$	$\pm 40\text{min}$
3	1.0Vn	$\pm 0.3\%$	

Fuente: Elaboración Propia

Tabla 2.2

Valores de clase para los núcleos de protección según la norma Alemana VDE

Clase	Error (%) - In(A)	Error (%) - 20In(A)
5P	1	5
10P	3	10

Fuente: Elaboración Propia

B.3 Transformadores mixtos: en este caso, los transformadores se diseñan para una combinación de los dos casos anteriores, un circuito con el núcleo de alta precisión para los circuitos de medición, y uno o dos circuitos más, con sus núcleos adecuados para los circuitos de protección. Utilizando una sola bobina primaria, se pueden tener dos secundarios o más, uno puede ser para medición y otro para protección con sus propias características cada uno (ver figura 2.3).

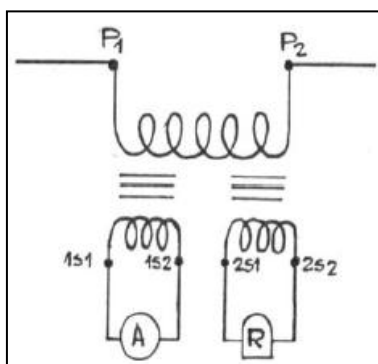


Figura 2.3 TC con un núcleo para Medición y otro para Protección. Fuente: Montano (2011)

B.3.1 Características Funcionales

Para cumplir con su propósito, los transformadores de corriente deben cumplir con los siguientes requisitos funcionales:

1. Entregar una onda de corriente que no debe ser distorsionada por la componente DC de la corriente de cortocircuito.
2. Soportar térmica y dinámicamente las altas corrientes de cortocircuito, sin recalentamientos ni daños mecánicos que lo perjudiquen.
3. No deben saturarse por causa de las elevadas corrientes del cortocircuito, en caso de ser un TC de protección.

B.3.2 Características requeridas para los Sistemas de Protección

Los TC tendrán dos secundarios para ser utilizados por los circuitos de protección: uno para la protección primaria y el otro para la protección secundaria. La clase de precisión mínima debe ser del 5% para 20 veces la corriente nominal (5P20).

En la figura 2.4, se aprecia el esquema de conexión de los TP y TC en un SEP, donde el relé toma las señales de los transformadores de medición, y si hay falla, ordena la apertura del interruptor.

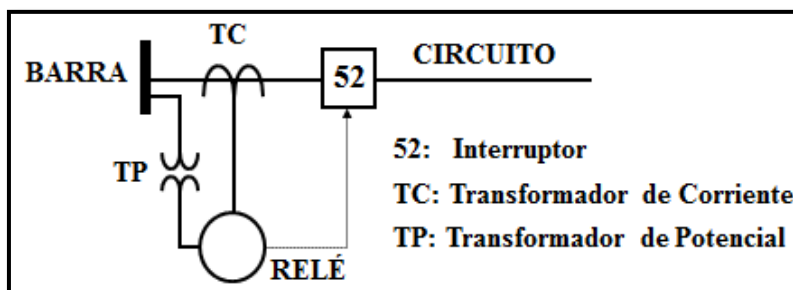


Figura 2.4 Esquema de conexión de los TP y TC.

Fuente: Sorrentino y Rodríguez (2004).

2.2.4.2 Relés de Protección

Conforme el COES SINAC (2008), la función de la protección por relevadores es medir una o varias señales de entrada de tensión y/o corriente, provenientes del SEP, con la finalidad de diagnosticar existencia o no de alguna condición de falla en el sistema y así originar el retiro rápido del servicio de cualquier elemento cuando éste, efectivamente, presenta una falla, bien sea a través de un cortocircuito, o cualquier funcionamiento anormal que pueda generar daño o interfiera con el desenvolvimiento eficaz del resto del sistema.

Para cumplir con su finalidad, el sistema de protección numérico REG 216 ABB, requiere del uso de un reloj de muestreo, el cual genera pulsos a una cierta frecuencia que marcan los instantes de muestreo de las magnitudes eléctricas medidas, luego retiene dichos valores instantáneos (Sample&Hold o S/H) y procede con el acondicionamiento de las señales analógicas antes de su conversión analógica/digital (A/D), posteriormente desarrolla algoritmos preestablecidos de protección, mediante técnicas numéricas.

El relé así definido es un elemento basado en un microprocesador, con tiempos de respuesta bajos, que poseen además una función de señalización de operación y de estados visibles al exterior, así como también comunicación por puertos de serial o paralelo; su diseño debe poseer una arquitectura abierta y utilizar protocolos de comunicación de acuerdo a las normas internacionales, para de tal manera evitar restricciones a su integración con otros relés o sistemas de otros fabricantes.

García (2010) añade que, la arquitectura de éste está formada por uno o más procesadores de señales digitales (uno se dedica particularmente a la ejecución de los algoritmos de protección), una memoria, entradas y salidas analógicas/digitales y una fuente de poder básicamente como se indica en la figura 2.5. Normalmente estos relés tienen la posibilidad de agregar fácilmente entradas y salidas hasta los límites establecidos por el hardware y software. La comunicación interna debe trabajar a altas velocidades y bajos niveles de tensión, así como ser inmune a conducir la interferencia del ruido eléctrico generado por la subestación. Las entradas digitales son aisladas ópticamente para evitar que se transfieran transitorios al circuito interno, y las entradas analógicas son aisladas con el uso de transformadores precisos para mantener mediciones exactas mientras se eliminan dichos transitorios.

Afirma el COES SINAC (2008) que, para cumplir con su propósito, en función de la aplicación específica en el SEP, los relés de protección deben cumplir con las siguientes características funcionales y requeridas por la protección

A. Características Funcionales:

1. Efectuar un permanente auto diagnóstico de su estado con bloqueo automático de su actuación en caso de defecto y señalización local y remota de la falla.
2. Disponer de redundancias en su diseño de manera que la falla de un elemento o la pérdida de un componente no ocasione una degradación en su desempeño final.
3. Tener la capacidad de admitir dos juegos de ajuste como mínimo, de manera de poder efectuar una protección con capacidad de adaptación a más de una condición de operación del sistema eléctrico.
4. Almacenar información de las señales de entrada para las condiciones de pre-falla, falla y post-falla, así como de las señales de salida.
5. Atender los requerimientos de compatibilidad electromagnética con el grado de severidad adecuado a su instalación en subestaciones de alta y muy alta tensión.
6. Poseer facilidades de comunicación local y remota con capacidad de acceso a todos sus datos, magnitudes de entrada, ajustes, registros de eventos y cualquier otra información disponible en el relé.
7. Poseer facilidades de comunicación dedicadas para un Sistema de Supervisión y Control (SCADA, *Supervision, Control and Data Acquisition*).
8. Poseer una interfaz de comunicación local compuesta por una pantalla de visualización de las magnitudes medidas, calculadas y/o ajustadas, así como un teclado para su manejo.
9. Poseer dispositivos que le permitan una intervención de mantenimiento sin que sea necesaria su desconexión de la instalación.

B. Características requeridas por la Protección:

1. Cada relé de protección será un dispositivo discreto multifunción. Un dispositivo solamente podrá ser aplicado, como protección principal (primaria o secundaria), a una

zona de protección. La protección de respaldo de una zona será un dispositivo separado de la protección principal.

2. Las funciones de protección incorporadas a cada relé de protección serán las apropiadas a cada zona a ser protegida.
3. Los relés de protección que estén expuestos a una pérdida accidental de las señales de tensión, deben poseer una supervisión de estas señales para su bloqueo de operación y alarma.
4. Los relés de protección deben ser capaces de operar recibiendo y/o entregando señales digitales, haciendo una lógica de decisión con ellas, de manera de optimizar su funcionamiento.
5. Los relés de protección tendrán un tiempo total de actuación menor de dos ciclos (33 ms) hasta el envío de las señales de disparo a los interruptores.
6. Los relés de protección deben poseer facilidades de comunicación local y remota con capacidad de acceso a todos sus datos, magnitudes de entrada, ajustes y registros de eventos.
7. Una salida RS232 en la parte frontal es necesaria para acceso o vía a una PC.
8. Se debe evitar la utilización de relés auxiliares porque ocasionan retardo de tiempo y posibilidad de falla, es por esto que los relés de protección deben poseer suficiente cantidad de contactos de salida para operar las bobinas de apertura de los tres polos del interruptor y con suficiente capacidad para operar los circuitos de disparo de los interruptores asociados, asegura Barrantes (2011).

Todo relé de protección numérico consta de los siguientes elementos, apreciables en la figura 2.5.

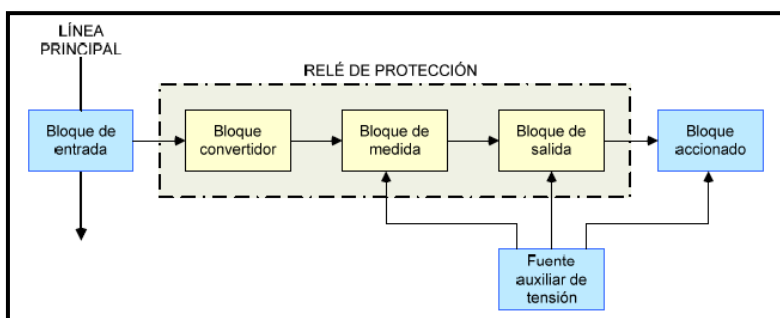


Figura 2.5 Diagrama de bloque general de un relé de protección numérico.

Fuente: Barrantes (2011).

Donde, Barrantes (2010) agrega:

- **Bloque de entrada:** percibe las señales procedentes de la zona de protección y las convierte en señales que puedan ser procesadas por el relé de protección. Suelen ser TP's y TC's.
- **Bloque convertidor:** se encarga de adaptar las señales del bloque de entrada para su utilización en el relé; no todos los relés de protección constan de este bloque.
- **Bloque de medida:** registra y compara los valores de las señales procedentes de los bloques anteriores para compararlos con los valores en los que se ha ajustado el relé y en consecuencia decide en qué ocasiones debe actuar el dispositivo de protección.
- **Bloque de salida:** amplifica las señales procedentes del bloque de medida y/o las multiplica para enviarlas a distintos lugares. Es el elemento intermediario entre el bloque de protección propiamente dicho y el bloque que realmente se pretende accionar.
- **Bloque accionado:** es generalmente, la bobina de mando del interruptor, que produce la interrupción de éste cuando la tensión entre sus extremos es suficiente.
- **Fuente auxiliar de alimentación:** suministra la energía necesaria para las distintas partes de la protección permanentemente.
- **Bloque de Protección:** el bloque convertidor, el de medida y el de salida generalmente están englobados en un solo dispositivo, denominado relé de protección.

2.2.4.2.1 VENTAJAS Y DESVENTAJES DE LOS RELÉS NUMÉRICOS

García (2010), manifiesta las ventajas y desventajas de la implementación de relés numéricos, siendo mencionadas a continuación las más relevantes para la presente investigación:

A. Ventajas.

1. Se utilizan menor cantidad transformadores de medidas y por lo tanto menos cableado, ya que en una unidad de hardware se pueden incluir las funciones de varios relés; lo que hace más simple al sistema.
2. La información sobre los parámetros de protección, se pueden obtener por una pantalla frontal o por puertos externos de comunicación.
3. Posibilidad de comunicación con otros equipos de protección y control.
4. Posibilidad de integración a controladores lógicos-programables (PLC).

5. Posibilidad de adaptar sus ajustes a las condiciones cambiantes del sistema.

B. Desventajas

1. El hecho de colocar varias funciones en una sola unidad de hardware afecta la confiabilidad y disponibilidad, ya que al fallar un relé numérico fallarían varias funciones de protección, control o medición.
2. Son más susceptibles a condiciones ambientales e interferencias electromagnéticas.
3. Menor tiempo de vida útil.

2.2.4.2.2 Tipos de Relés de Protección.

Conforme a lo encontrado, en el manual de relés de disparos del sistema de protección GSX5a BBC, se mencionan los siguientes:

A. **Relé de mínima frecuencia:** La baja frecuencia es un indicador fiable de una situación de sobrecarga. Asimismo, la disminución de la frecuencia puede dañar los propios generadores. Una planta térmica es sensible a reducciones del orden del 5% en la frecuencia. El mayor peligro de esta situación, es el daño que pueda ocasionar a las turbinas de vapor al tener una operación prolongada a frecuencia reducida en una situación de sobrecarga severa. Ante esta situación, es necesaria la utilización de relés de mínima frecuencia con el objeto de realizar un deslastre de cargas y equilibrar la generación con el consumo, evitando de esta manera un mayor colapso del sistema.

En ese mismo sentido, este tipo de relé, supervisa la frecuencia de las máquinas, durante un período del sistema de frecuencia se cuenta el número de oscilaciones del oscilador de cuarzo de referencia. Al final de cada periodo, el relé decide si la frecuencia del sistema es superior o inferior a la ajustada en el relé. Esta decisión es guardada en memoria por 150 ms, como mínimo y el disparo es iniciado solamente si durante este tiempo las medidas de todos los periodos subsecuentes indican el mismo resultado.

B. **Relé de mínima reactancia:** Este relé está pensado para ser utilizado en la protección contra fallas de campo en grandes generadores y motores sincrónicos. La operación del relé ocurre cuando detecta excitación insuficiente, o pérdidas de excitación. Posee una característica de respuesta de forma circular; esta curva es asimétrica con respecto al eje de las reactancias (X) del diagrama R-X, mostrado en la figura 2.6. En régimen normal,

- **Relé de mínima impedancia:** Es un relé de mínima impedancia trifásica, cuya característica de disparo es un círculo con centro en el origen del plano R-X. El centro del círculo no puede ser desplazado, sólo su radio, el cual representa el valor de arranque. Debido a que dicho relé se alimenta con corriente desde el punto neutro del generador y con la tensión de bornes del generador, éste mide la impedancia del generador. Su principio de funcionamiento es similar al relé de mínima reactancia mencionado anteriormente.
- **Relés de máxima intensidad y tensión mínima:** Cuando se trata de alternadores cuya excitación tiristorizada está alimentada a partir de las propias bornas del alternador, la corriente de cortocircuito en dichas bornas se amortigua hasta tal punto, que los relés temporizados de máxima intensidad que se utilizan como protección de reserva, llegan a desconectarse antes de haber transcurrido la temporización prevista. El relé de máxima intensidad y de mínima tensión elude esta dificultad, ya que para evaluar la sobreintensidad, se basa únicamente en la primera semionda de la corriente de defecto, y durante el transcurso de la temporización de la protección de reserva, conserva esta información en su memoria, mediante un relé de mínima tensión. Si el criterio de mínima tensión desapareciera antes de haber transcurrido la temporización de reserva, el relé volvería a la posición de reposo.
- **Relés diferenciales estáticos:** Éstos son unos relés compensados, montados en circuito estabilizado, previstos para la protección selectiva de generadores y de transformadores de potencia. Están preparados para ser conectados al convertidor de corriente y para el servicio normal se alimentan con una corriente de igual fase y magnitud que la de las corrientes del secundario de los transformadores situados a ambos lados del objeto que se trata de proteger. Son capaces de detectar las siguientes fallas:
 1. Cortocircuitos bifásicos o trifásicos.
 2. Falla a tierra en los transformadores cuyo neutro este puesto a tierra directamente o a través de una resistencia muy débil.
 3. Cortocircuito entre espiras en los transformadores.
 4. Falla a tierra del estator en los generadores cuyo neutro este puesto a tierra directamente o a través de una resistencia muy débil.

independiente para el arranque y el desenganche. Cada corriente de fase se lleva a un circuito común de entrada, a través de un transformador intermedio de intensidad, de un rectificador y de una resistencia de carga, quedando controlada en cada instante aquella de las tres corrientes de

fase que posea la mayor intensidad.

- **Relé de secuencia negativa:** Supervisa la magnitud de las corrientes de fase del generador. En un sistema trifásico balanceado, las magnitudes de las corrientes por fase deben ser idénticas y su suma debe ser cero. En caso de que las magnitudes de las corrientes tengan una diferencia alrededor del 6% se activará la alarma. La secuencia negativa produce calentamientos excesivos en el rotor, por lo cual no es conveniente continuar con la unidad en servicio bajo estas condiciones anormales. El disparo proviene cuando el desbalance llega a un 10%.
- **Para falla a tierra del Estator 80%:** éste se alimenta con tensión secundaria desde un transformador con delta abierta, por lo cual, al haber una variación en la alimentación primaria, ésta es reflejada en la delta. Se dice que este relé protege sólo el 80% del devanado rotórico porque su mínimo ajuste para evitar disparos incorrectos por variaciones de tensión en el sistema así lo establece. Este esquema es usado para detectar fallas entre espiras de un devanado o entre espiras paralelas de una misma fase, ya que estas traen como resultado una reducción en el voltaje inducido y por lo tanto un desplazamiento del centro estrella, produciéndose a su vez una tensión resultante en la delta abierta.
- **Para falla a tierra en la Red:** la filosofía de éste es la misma mencionada anteriormente pero alimentado a través de transformadores de potencial desde la red, esto con la finalidad de evitar tener que sincronizar la unidad al SEP ante una falla.
- **Relé contra sobrecarga:** Consiste en una unidad sensible a la corriente, más un mecanismo que actúa por medio de la unidad, que sirve para, directa o indirectamente, interrumpir el circuito. La principal particularidad de este relé es que posee un elemento réplica de la capacidad térmica del generador para simular la temperatura del arrollado y así permitir al relé seguir los cambios bruscos de carga.
- **Relé de falla a Tierra del Rotor:** La falla a tierra en el circuito del rotor, no afecta su operación si solamente ocurre en un solo punto, en dos puntos puede elevar el desbalance

magnético y produce serias vibraciones en la máquina, esto, por lo tanto, es importante para que toda falla a tierra del rotor sea indicada y clasificada en la primera oportunidad.

La corriente de excitación del rotor tiene que ser continua, libre de armónicos, en tal excitación del rotor la falla a tierra es detectada por la inyección de pequeños voltajes alternos entre tierra y el circuito del rotor. En serie con la fuente AC en operación normal, este circuito es cerrado a través de capacitancias a tierras del devanado del rotor. Solamente cuando ocurre falla del rotor a tierra, la corriente del relé es excedida.

En generadores con corrientes de excitación por pulsos de corriente directa por rectificación AC son también aplicadas a las capacitancias de aterramiento y así pasan a través del relé. Para distinguir entre esta corriente y la de falla a tierra, un relé Ferrari polarizado de frecuencia constante es utilizado, ya que es insensible a los armónicos.

Cuando se usan tiristores para excitación como parte de un sistema de puente estático, los diodos son equipados con capacitores protectores, los cuales representan una capacitancia apreciable a tierra en el circuito de excitación y así complican el problema de distribución de armónicos. Las protecciones contra fallas a tierra del rotor son, por lo tanto, provistas con relés de bobina móvil en la cual se mantiene en equilibrio por una fuente de AC en un puente rectificador. Cuando el relé opera, se rompe el equilibrio del puente por cambios en la impedancia a tierra en el circuito del rotor. Este usa el sistema de puente balanceado y proporciona el disparo del relé cuando en sus terminales aparece un valor de impedancia.

- **Relé de potencia inversa:** Está constituido por una unidad monofásica sumamente sensible, la cual es usada como protección contra potencia inversa. Este relé mide el ángulo de desfasaje entre la tensión y la corriente, determinando así el sentido del flujo de potencia. Posee dos etapas de tiempo, la primera es un disparo instantáneo y sólo es efectiva cuando la válvula principal que suministra vapor a la turbina se cierra. La segunda etapa (etapa lenta) imparte el comando de disparo después de un cierto tiempo ajustable cuando ocurre una perturbación en la fuente motriz permaneciendo la válvula principal abierta.

- **Relé de sobrevoltaje:** Se alimenta a partir de la tensión fase-fase con la cual se alimenta un puente rectificador que coloca una tensión a la entrada de un par de divisores de tensión, siendo éstos ajustables por medio de unos potenciómetros. Su finalidad es crear dos caminos, uno para el disparo por sobrevoltaje con retardo de tiempo y el otro disparo instantáneo.
- **Relé de falla a tierra del Estator 100%:** Aunque las fallas en el punto neutro del generador son poco frecuentes, dependiendo de la importancia de éste, se utiliza una protección que abarca el 100% del devanado estatórico, la cual se encuentra constituida por una unidad generadora de señales de 15 Hz, un amplificador y una unidad de medición. La señal de 15 Hz es inyectada al circuito del generador con la ayuda de un TP. Durante el servicio normal, la señal inyectada retorna a través de las capacitancias Shunt a tierra del devanado estatórico. En caso de falla, estas son cortocircuitadas y la amplitud de señal de corriente incrementa, lográndose así, la detección de la falla.

2.2.4.3 Interruptores Automáticos

Según Ramírez (2005), es el elemento que permite abrir o cerrar un circuito bajo tensión, interrumpiendo o estableciendo una circulación de corriente. Opera bajo el mando de la protección y su apertura, coordinada con la de los otros interruptores pertenecientes al SEP, permite aislar el punto o la zona en la que se ha generado la falla. Básicamente consta de:

1. **Circuito de control:** que es gobernado por la protección correspondiente.
2. **Contactos principales:** que bien sea al separarse o unirse, implican la apertura o cierre del interruptor.
3. **Contactos auxiliares:** mediante ellos se realimenta a la protección y a otros equipos con la información actual de apertura o cierre del interruptor y, por lo tanto, permiten conocer si el interruptor ha operado correctamente siguiendo la orden dada por la protección.
4. **Cámara de extinción:** en la que se crea un ambiente de alta rigidez dieléctrica que favorece la extinción del arco que se produce como consecuencia de la separación de los contactos del interruptor que se encuentran inmersos en ella. Los medios dieléctricos más empleados actualmente son el aceite y el hexafluoruro de azufre (SF₆).

A. Características Funcionales

Conforme afirma el COES SINAC (2008), para cumplir con su propósito, los interruptores automáticos deben cumplir con las siguientes características funcionales:

1. Cerrar e interrumpir las corrientes de carga nominal del sistema a cualquier factor de potencia.
2. Cerrar e interrumpir las corrientes de las líneas en vacío sin reencendido de arco.
3. Cerrar e interrumpir las corrientes de maniobra de los bancos de capacitores.
4. Cerrar e interrumpir pequeñas corrientes inductivas sin provocar sobretensiones inadmisibles en el sistema eléctrico.
5. Cerrar e interrumpir las corrientes que se produzcan sobre una falla trifásica en sus terminales.
6. Cerrar e interrumpir las corrientes de una falla kilométrica.
7. Cerrar e interrumpir las corrientes en oposición de fases.

B. Características requeridas por la Protección:

Para cumplir con su propósito, Ramírez (2005) manifiesta que, en función de la aplicación específica en el SEP, los interruptores deben cumplir con las siguientes características requeridas por la protección:

1. Rapidez de separación de los contactos principales, con el fin de minimizar el tiempo necesario para llevar a cabo la maniobra de apertura. Cuando la protección da orden de realizar la apertura para aislar la falla, se activa el circuito de disparo y, como consecuencia de ello, los contactos empiezan a separarse, la interrupción se produce en el primer paso de la corriente por cero, pero si en ese instante la separación de los contactos no es suficiente, la tensión entre ellos hace que se establezca un arco eléctrico. La interrupción definitiva, y consecuentemente la apertura del circuito, se produce en posteriores pases de la corriente por cero, ya que entonces los contactos han tenido tiempo para separarse lo suficiente como para impedir el reencendido del arco. Cuanto mayor sea la velocidad con que se separan los contactos, menor será el tiempo necesario para alcanzar la distancia que garantice la apertura del circuito.
2. La capacidad de interrupción suficiente para garantizar la interrupción de la máxima corriente de cortocircuito que puede producirse en el punto donde está instalado el

interruptor. La capacidad de interrupción está ligada a la capacidad que debe tener el medio dieléctrico para desempeñar también la función de medio refrigerante, ya que debe ser capaz de canalizar hacia el exterior la energía liberada en el proceso de extinción del arco.

2.2.4.4 Cableado de Control

El COES SINAC (2008) establece que el Cableado de Control tiene por finalidad interconectar los TP's y TC's con los relés de protección, así como los relés de protección con los interruptores.

A. Características Funcionales

Para cumplir con su propósito, el cableado de control debe cumplir con los siguientes requisitos funcionales (COES SINAC,2008):

1. Efectuar por separado las conexiones de los sistemas de protección principal y secundaria, con cables diferentes para cada caso.
2. Eliminar toda posibilidad de señales falsas, llevando todas las señales por un mismo cable, de manera que la suma de las corrientes en un cable sea siempre cero.

B. Características requeridas para los Sistemas de Protección

Se debe considerar el cableado independiente de protección primaria y otro para la protección secundaria. Es decir, se deben utilizar dos cables independientes del tipo apantallado, por lo menos para las siguientes conexiones (COES SINAC,2008):

1. Desde las fuentes de alimentación a los tableros de control.
2. Desde los TM a los tableros de control.
3. Desde los tableros de telecomunicaciones a los tableros de control.
4. Desde los tableros de control al interruptor de potencia.

2.2.4.5 Fuentes de Alimentación Auxiliar

Según el COES SINAC (2008), las fuentes de alimentación auxiliar sirven para proporcionar la energía a los circuitos de protección.

A. Características Funcionales:

Para cumplir con su propósito, las Fuentes de Alimentación auxiliar deben cumplir con los siguientes requisitos funcionales:

1. Proporcionar energía en forma ininterrumpida y durante periodos que comprendan la ausencia de energía del SEP.
2. Ser insensible a los transitorios que se puedan presentar en el SEP.

B. Características requeridas para los Sistemas de Protección:

1. Las fuentes de alimentación de los sistemas de protección serán del tipo: Batería – Rectificador en carga flotante.
2. El sistema será de polos aislados de tierra.
3. Se deben considerar dos sistemas DC: uno para la protección primaria y otro para la protección secundaria.
4. Se debe disponer de una supervisión permanente de los circuitos de protección, incluyendo los relés, apertura y cierre de interruptores, equipos de teleprotección, de manera de señalar y dar alarma ante una falta de suministro.

2.2.5 Protección de Generadores.

La protección de generadores, frente a la posibilidad de daños significativos, es más importante que la protección a la continuidad del servicio del SEP al que están conectados. Se acostumbra aumentar el empleo de control centralizado, lo que hace necesario más equipos automáticos, y menos supervisión manual, para proporcionar normas de servicio superiores con una eficiencia mayor; por lo que se precisa de una mayor protección por relevadores (Ramírez, 2005).

Conforme a lo establecido por el Instituto Argentino de la Energía (IAE, 2016), las protecciones de generadores se dividen en, protecciones de estator y protecciones de rotor, desarrolladas a continuación.

2.2.5.1 Protección de Estator

El estator de un generador puede verse expuesto a las siguientes clases de cortocircuitos y condiciones anormales de operación (IAE, 2016):

- C. Cortocircuito entre fases
- D. Cortocircuito entre fase y tierra

- E. Cortocircuito entre espiras de una misma fase
- F. Fase abierta
- G. Sobrecalentamiento
- H. Sobretensión

A. Contra Cortocircuito Entre Fases

Este tipo de cortocircuitos genera la circulación de elevadas corrientes. En caso de no ser despejado rápidamente puede originar la destrucción de las láminas del estator en el área del cortocircuito.

Para detectar el cortocircuito entre fases se utiliza el principio de comparar, en las tres fases, la corriente que circula por el extremo del neutro con la que circula por el extremo de los bornes. Bajo condiciones normales, estas corrientes son idénticas. Por el contrario, cuando tiene lugar un cortocircuito surge una diferencia que es medida por un relé. La protección que se fundamenta en este principio de comparación recibe el nombre de protección diferencial. Es una protección unitaria o de zona, debido a que sólo se protege cada fase del generador. Como consecuencia de esto, es inherentemente selectiva. (IAE, 2016).

B. Contra Cortocircuito Entre Fase Y Tierra

Esta falla se produce por contacto entre los bobinados cuando se pierde el aislamiento o se produce algún daño físico del mismo. Como consecuencia de la falla se puede producir una propagación de la misma y hasta causar incendio en la máquina.

El núcleo del estator se ve forzosamente comprometido cuando tiene lugar un cortocircuito entre fase y tierra, debido a que, independientemente de la conexión del neutro del generador con respecto a tierra, la carcasa del generador se encuentra conectada a esta última. El daño que se originará en las láminas del estator estará sujeto a la intensidad de la corriente de cortocircuito y al tiempo que circule dicha corriente. Ahora bien, esta intensidad de corriente si está condicionada por el tipo de conexión que tiene el neutro del generador, ya que será máxima en el

caso de que el neutro esté sólidamente conectado a tierra y será mínima si el neutro se encuentra desconectado físicamente de tierra y se opera con un sistema de tipo bloque. (IAE, 2016).

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

De inmediato, surgen dos corrientes de opinión: los partidarios a dejar el neutro desconectado de tierra, con lo que se acataría la norma, y los que mantienen la idea de emplear un limitador de corriente entre neutro y tierra. (IAE, 2016).

B.1 Protección de Generador con Neutro Desconectado de Tierra

Se trata de una de las alternativas con mayor difusión, particularmente con esquema en bloque, es decir generador conectado sin interruptor en el lado de AT. Con este método la corriente de cortocircuito se minimiza al máximo. Debido a que el arrollado de BT 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 AT del transformador.

Otro método para detectarlo radica en la medición del desplazamiento que experimenta el neutro con respecto a tierra. Usualmente se mide esta tensión de desplazamiento por medio de la conexión entre neutro y tierra de un TP y la instalación 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 arrollado próximo al neutro. Las corrientes que circulan para un cortocircuito en esta zona de insensibilidad son pequeñas debido a que la fuerza electromotriz (fem) que las hace circular es solo el 5% de la normal. Como consecuencia de esto, en muchos países se considera admisible un porcentaje de 95% de protección.

B.2 Protección de Generador con Neutro Conectado a Tierra a Través de una Resistencia o Reactancia

Las normas de fabricación de generadores establecen la necesidad de conectar a tierra el neutro de los generadores mediante una resistencia o una reactancia, con el propósito de limitar la corriente de cortocircuito de una fase a tierra en sus bornes a un valor similar al de la corriente para un circuito trifásico en sus bornes. (IAE, 2016).

No obstante, en la práctica, se intenta limitar el valor de la corriente de cortocircuito de una fase a tierra a sólo un porcentaje de la del trifásico, debido a que de tener lugar el cortocircuito en el interior del generador los daños se reducen. Algunos mantienen la idea de reducir sólo al 50% del valor del cortocircuito trifásico y otros son partidarios de limitar la corriente a sólo unos cientos de amperes. Puede establecerse que, si la corriente que circula es considerable, la protección diferencial detecta y protege esta forma de cortocircuito. No obstante, es conveniente adicionar un relé de sobrecorriente residual con un ajuste de tiempo largo que respalde a la diferencial para casos de cortocircuitos muy próximos al neutro. (IAE, 2016).

Si la corriente del cortocircuito de una fase a tierra se limite a valores muy bajos se diferencian dos sistemas de protección, según si la central se encuentra dispuesta en bloque o con barra a la tensión de generación. (IAE, 2016).

En el primer caso (central dispuesta en bloque), es suficiente detectar la corriente residual por medio de la instalación de un TC en el neutro y el empleo de un relé de sobrecorriente. Si la central tiene una disposición con barra a la tensión de generación, se emplea un sistema de protección similar al de la diferencial; pero limitada sólo a las corrientes residuales. Deben conectarse TC en los bornes del generador de modo que sus secundarios estén en paralelo y suministren así la corriente residual. Esta corriente es comparada con la corriente medida en el neutro y la diferencia se hace circular por un relé diferencial. La protección se complementa con un relé de sobrecorriente de tiempo inverso que sirve para proteger los cortocircuitos en la zona de barras. (IAE, 2016).

B.3 Protección de Generador con Neutro Conectado a Tierra a Través de un Transformador de Distribución

En las centrales con equipos dispuestos en bloque se tiende a conectar el neutro del generador a tierra mediante el arrollado de alta tensión de un transformador monofásico de distribución. Una resistencia y un relé de sobretensión se conectan al arrollado de baja tensión del transformador. A través de la elección del valor de la resistencia secundaria es posible regular la intensidad de la corriente que circulará en el punto del cortocircuito y como consecuencia, el daño en el núcleo. El valor máximo de la resistencia se encontrará determinado por las sobretensiones transitorias que surgen por el fenómeno de ferresonancia. Para lograr limitar estas sobretensiones a valores no peligrosos, la resistencia no debe tener un valor superior que (IAE, 2016).:

$$R = \frac{X_C}{3N^2} \quad (2.3)$$

X_C : Reactancia capacitiva total a tierra por fase de los arrollados del generador, condensadores de protección, cables o barras de conexión y arrollado de baja tensión del transformador elevador.

N: razón de transformación del transformador de distribución.

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

C. Contra Cortocircuito Entre Espiras de Una Misma Fase Y Fases Abiertas

Un cortocircuito entre espiras de una misma fase debe ser localizado y el generador desconectado del sistema, debido a que puede convertirse con facilidad en un cortocircuito de fase a tierra comprometiendo el núcleo del estator. Por ser una perturbación serie no existe

diferencia entre la corriente que circula por el principio de la fase y la que circula por el final, por lo que no puede ser detectada por una protección diferencial. (IAE, 2016).

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

En el primero de los casos el cortocircuito entre espiras puede localizarse cotejando las corrientes de los dos arrollados que constituyen la fase. La protección que emplea este principio de comparación paralela recibe el nombre de protección diferencial transversal. Una solución posible radica en emplear un TC de dos primarios y un secundario que alimente el relé seleccionado.

Si se trata de un generador con un solo arrollado por fase, puede localizarse el cortocircuito entre espiras y también la fase abierta a través del método de medir la tensión al neutro de cada fase del generador. Es necesario conectar en los bornes del generador un TP con su primario conectado en estrella y une su neutro con el del generador, el secundario del transformador se conecta en delta con un vértice abierto del cual se alimenta un relé de sobretensión que mide la tensión residual. El relé puede ser ajustado de manera que diferencia entre la tensión residual producida por un cortocircuito entre espiras (reacciona directamente en el arrollado del TP que se encuentra conectado en paralelo con el arrollado de cada fase de la máquina) y un cortocircuito a tierra externo al generador (abarca la impedancia de neutro).

D. Contra Sobrecalentamiento del Estator

Es usual la protección contra sobrecalentamientos del estator mediante relés térmicos diseñados de manera tal que puedan reproducir las condiciones de calentamiento que originan las corrientes estatóricas y que al llegar a una cierta temperatura de ajuste cierre sus contactos. En la actualidad, se protege contra sobrecalentamiento del estator a través de detectores de temperatura integrados en varios puntos del arrollado. 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. Las principales

causas del sobrecalentamiento del estator de un generador radican en, desperfectos en el sistema de refrigeración, sobrecarga, cortocircuito de varias laminas del estator. (IAE, 2016).

E. Contra Sobretensiones

El exceso de velocidad originada por pérdidas de carga o desperfectos en el regulador de tensión producen sobretensiones. Toda sobretensión asociada con un exceso de velocidad será controlada por el regulador automático de tensión. En el caso de que la excitatriz se encuentre acoplada directamente a la máquina, la tensión tiende a crecer casi con el cuadrado de la velocidad. Como consecuencia, se emplean relés de sobretensión que dan orden de apertura al interruptor del generador y al del campo.

2.2.5.2 Protección del Rotor

El rotor de un generador puede verse afectado por los siguientes tipos de cortocircuitos y condiciones anormales de operación:

- Cortocircuito a tierra del campo.
- Sobrecalentamiento del rotor debido a corrientes asimétricas en el estator.
- Pérdida de excitación.

A. Contra Cortocircuito a Tierra del Campo

Debido a que los circuitos de campo operan desconectados de tierra, un cortocircuito o contacto a tierra no ocasionará ningún daño ni afectará la operación del generador. No obstante, la existencia de un cortocircuito a tierra incrementa la tensión a tierra en otros puntos del arrollado de campo cuando se inducen en éste tensiones debido a fenómenos transitorios en el estator. Como consecuencia, aumenta la probabilidad de que ocurra un segundo cortocircuito a tierra. De cumplirse lo anterior, parte del arrollado de campo estará cortocircuitado y la corriente en el resto se incrementará. Al cortocircuitarse dicho arrollado, debido a los dos cortocircuitos a tierra, se producirá un desequilibrio del flujo en el entrehierro y esto originará un desequilibrio en las fuerzas magnéticas en ambos lados del rotor. Este desequilibrio puede ser lo suficientemente grande como para torcer el eje del rotor y hacerlo excéntrico. Debido a esta excentricidad surgen vibraciones causantes de la rotura de pedestal de descanso, lo que origina

que el rotor roce contra el estator. Esta clase de falla origina daños muy extensos y costosos de reparar. (IAE, 2016).

Usualmente, se emplean sistemas de protección que detectan el primer cortocircuito a tierra que se produzca. Los tres métodos disponibles para localizarlo, potenciométrico, inyección de corriente alterna e inyección de corriente continua, tienen en común el hecho de que utilizan el punto donde ocurrió el cortocircuito a tierra para cerrar un circuito eléctrico en el cual el relé de protección forma parte de dicho circuito. (IAE, 2016).

B. Contra Sobrecalentamiento del Rotor

La circulación de corrientes de secuencia negativa en el estator de un generador, producidas por cortocircuitos asimétricos internos o externos al generador y cargas desequilibradas, originan un campo rotatorio que gira con una velocidad igual al doble de la síncrona con respecto al rotor e inducen en el fierro de éste corrientes de una frecuencia doble de la fundamental. Dichas corrientes originan un sobrecalentamiento del rotor y pueden producir importantes daños si el generador continúa operando en esas condiciones. Esta situación tiene lugar particularmente en los generadores accionados por turbinas a vapor con sus rotores del tipo cilíndrico. (IAE, 2016).

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

$$I_2^2 T = K \quad (2.4)$$

Donde:

K: es una constante que depende del tipo de generador y su forma de refrigeración.

I_2 : es el promedio de corriente de secuencia negativa en el período T

T: periodo de tiempo en segundos.

Es usual instalar una protección en base a un relé de sobrecorriente de secuencia negativa con una característica que siga en la mejor forma posible la curva generada por (4) permitida para la máquina. Generalmente, esta protección desconecta el generador del servicio.

C. Contra Pérdida de Excitación

La pérdida de excitación en un generador puede ocurrir por diferentes factores, la apertura del interruptor de excitación, fallo en el sistema de regulación o pérdida de alimentación de excitación. Si el generador no es desconectado inmediatamente, tal pérdida suscitará fenómenos dañinos para el sistema, el generador absorberá potencia reactiva de la red, en una cantidad que puede ser 2 a 4 veces su potencia nominal, para mantener su excitación, puede llegar a girar a una velocidad mayor a la síncrona ocasionando embalamiento de la máquina, asincronismo en la operación, sobrecalentamiento del rotor y corrientes inducidas muy altas. (IAE, 2016).

La protección más selectiva contra la pérdida de excitación es la de un relé de distancia direccional, del tipo circular (mho o de impedancia).

2.2.6 Protección de Transformadores

La IAE (2016) asegura que, la confiabilidad de los transformadores de potencia depende de un diseño adecuado, de un cuidadoso montaje, de un mantenimiento oportuno y de la provisión de ciertos equipos de protección. Las fallas o condiciones anormales a las que pueden estar sometidos son: fallas internas, sobrecalentamientos o cortocircuitos externos.

2.2.6.1 Protección contra Fallas Internas

Las fallas internas a la zona de protección del transformador pueden ser en los terminales mismos o en los arrollados. La mayoría de las fallas internas que tienen lugar dentro de los arrollados son fallas a tierra o fallas entre espiras. (IAE, 2016).

Existen cierto tipo de fallas internas que se denominan incipientes y que no representan un peligro inmediato. No obstante, en caso de dejarlas detectadas pueden convertirse en una falla mayor. Las principales fallas dentro de este grupo son fallas en el núcleo, como consecuencia de desperfectos en el aislamiento entre sus láminas, y también fallas en el aceite debido a pérdidas u obstrucciones en su circulación.

Para detectar las fallas internas de un transformador se emplean algunas de las siguientes protecciones o una combinación de ellas:

- Protección diferencial
- Protección Buchholz
- Protección restringida contra fallas a tierra
- Protección a masa o de estanque

A. Protección Diferencial

El principio de comparación serie de ésta es similar al que se emplea en los arrollados del estator de un generador. En este caso, la comparación tiene que efectuarse entre todos los arrollados que posee el transformador. Al operar la protección diferencial se debe desenergizar completamente el transformador, lo que exige contar con interruptores en cada uno de sus arrollados. La orden de apertura de los interruptores se da a través de un relé auxiliar de reposición manual que asegura que no se reconectará el transformador al servicio de manera inadvertida, sino luego de haberse constatado la causa de la operación de la protección. (IAE, 2016).

B. Protección Buchholz

Las fallas en el aislamiento del núcleo y conexiones eléctricas deficientes originan calentamiento local, el cual, a 350 °C, causa la descomposición del aceite en gases que se elevan a través del mismo, y se acumulan en la parte superior del transformador. Si se trata de un cortocircuito en el cual circulan corrientes elevadas, la temperatura del aceite aumenta rápidamente hasta el punto de producir una vaporización que origina un flujo de aceite a través de las tuberías de conexión hacia el conservador, como consecuencia del incremento de la presión en el estanque del transformador. Las fallas pueden detectarse sólo mediante la medida de la liberación de gas, ya que otras clases de protecciones no son lo suficientemente sensibles. (IAE, 2016).

El dispositivo empleado para proteger contra la acumulación de gas y el flujo de aceite se denomina relé Buchholz. Dicho relé se aplica solamente a los transformadores del tipo conservador en el cual el estanque del transformador se encuentra completamente lleno con aceite, y una tubería conecta el estanque del transformador a un estanque auxiliar, o conservador. En la tubería entre el estanque principal y el conservador se instala el relé que lleva dos elementos. Cada elemento contiene un sistema de clavetas que activan un respectivo contacto de mercurio, la sensibilidad de dichos contactos se encuentra limitada por las posibles falsas operaciones como consecuencia de vibraciones originadas por golpes mecánicos a la tubería, operación de los cambiadores de derivación, fallas externas próximas al transformador y temblores. (IAE, 2016).

En aquellos transformadores que operan con el principio de colchón de gas en vez del conservador, y no puede emplearse el relé Buchholz se utiliza un relé de presión. Dicho relé trabaja en respuesta a la velocidad de aumento de presión en el colchón de gas. (IAE, 2016).

C. Protección Restringida Contra Fallas A Tierra

Una falla a tierra en los arrollados constituye una de las fallas más comunes de un transformador y es detectada mediante una protección restringida contra fallas a tierra. De esta manera, los ajustes de la corriente y tiempo de operación son independientes de los restantes sistemas de protecciones, lográndose ajustes muy sensibles y tiempos de operación muy cortos. Este esquema de protección se combina con la protección Buchholz. (IAE, 2016).

El esquema restringido es un sistema de protección que se aplica particularmente a transformadores de conexión delta – estrella con neutro a tierra y puede instalarse en el arrollado conectado en estrella o en el conectado en delta. Actualmente, se utiliza un relé de alta impedancia, o sea, que el relé se ajusta para operar con una tensión mínima en sus terminales.

D. PROTECCIÓN A MASA O DE ESTANQUE

Al ocurrir una falla entre un arrollado del transformador y la masa (núcleo o estanque), la cual a su vez se encuentra conectada a la malla de tierra de la subestación, se produce un cortocircuito de una fase a tierra. Para este tipo de falla se ha desarrollado una protección denominada de masa o estanque. Al producirse una falla de este tipo, la corriente de cortocircuito al pasar a tierra lo

hace a través del estanque del transformador, desde donde surgen dos vías, la conexión del estanque a la malla de tierra o a través de todas las piezas metálicas que se encuentran unidas tanto al estanque como a la tierra. (IAE, 2016).

Deben tomarse algunas precauciones con el fin de asegurar la mayor sensibilidad a este tipo de protección. En efecto, la conexión del estanque a tierra debe realizarse cuidando que entre el punto de conexión con el estanque y el punto de conexión con tierra no existan otros contactos con el estanque o con otro elemento metálico puesto a tierra, debido a que de suceder podría cortocircuitarse el primario del TC dejando inoperativa la protección. Además, el neutro debe estar aislado eléctricamente del estanque en todo su trayecto antes de su conexión a tierra. (IAE, 2016).

2.2.6.2 Protección contra Sobrecalentamiento

El sobrecalentamiento del arrollado de un transformador, como consecuencia de una sobrecarga prolongada o a un desperfecto del sistema de refrigeración, normalmente no posee un peligro inmediato; pero constituye una condición que puede afectar la vida útil del transformador. El factor más relevante que limita la carga que puede llevar un transformador sin peligro de daño es la temperatura del punto más caliente del arrollado. (IAE, 2016).

La temperatura del punto más caliente del arrollado es igual a la máxima temperatura del aceite más la diferencia del arrollado. La temperatura del aceite sigue lentamente las variaciones de carga y depende de las pérdidas totales en el transformador y del sistema de enfriamiento del aceite. La diferencia del arrollado sigue rápidamente las variaciones de carga y depende de las pérdidas en el cobre y del enfriamiento del arrollado en el aceite. (IAE, 2016).

La protección de imagen térmica consiste en reemplazar la medida directa de la temperatura del punto más caliente del arrollado por un dispositivo que mide la máxima temperatura del aceite más la diferencia del arrollado. El dispositivo más usual es un bulbo detector o sonda de medida que se instala en un receptáculo lleno con aceite, en la zona del aceite caliente en la parte superior del estanque del transformador. También, se dispone de una resistencia de calefacción por la cual circula una corriente proporcional a la del arrollado que se mide y que posibilita tener en cuenta la diferencia del arrollado, debido a que la resistencia posee una constante de tiempo térmica lo más cercana a la del arrollado. (IAE, 2016).

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

2.2.6.3 Protección de Respaldo - Fallas Externas

La protección de respaldo se basa en relés de sobrecorriente, los cuales conviene energizar de TC's diferentes de los utilizados para la protección diferencial o para otro tipo de protección contra fallas internas. Generalmente, se emplean relés separados para fallas a tierra. Además, es recomendable ubicarlos en el lado de baja tensión en el caso que la fuente de alimentación a la falla esté del lado de alta tensión, de esta manera no estarán afectos a las corrientes de energización en vacío y, por lo tanto, estas corrientes no influirán en la elección de los ajustes de la corriente mínima de operación ni en los tiempos de operación. (IAE, 2016).

En caso de que el transformador se encuentre conectado a más de una fuente de alimentación a fallas, es preciso instalar una protección de respaldo en cada uno de sus interruptores, y en la mayoría de los casos, para lograr una protección selectiva es necesario que algunos de los relés sean de sobrecorriente direccional. Si el transformador está provisto de protección de sobrecorriente en lugar de diferencial, la misma protección de sobrecorriente puede utilizarse de respaldo. (IAE, 2016).

Capítulo III

Marco Metodológico

3.1. Nivel y Diseño de La Investigación

El nivel de la investigación corresponde al Descriptivo, ya que se realiza un análisis a todos los componentes principales involucrados al funcionamiento de la Unidad Generadora III de la Planta Termoeléctrica del Centro, con el fin de establecer cuáles son los elementos asociados al sistema de protecciones eléctricas y describir sus características, propiedades y modo en que se relaciona al SEP que protege.

En lo que se refiere a la estrategia de la investigación, corresponde a un diseño de campo y documental, ya que fueron consultados manuales, libros y papers, para el análisis del Sistema de Potencia de la Unidad de Generación III, el Sistema de Protección Electrónico GSX5a BBC y el Sistema de Protección Numérico REG216 ABB, además de las visitas guiadas dentro de las instalaciones de Planta Centro, con el personal que labora en el Departamento de Mediciones y Protecciones, quienes aportaron información técnica importante, acerca de los sistemas de protección involucrados.

3.2. Técnicas de Recolección y Análisis de Datos

3.2.1. Técnica de Recolección

Como parte de los medios aplicados a la investigación y determinar las variables a manejar en desarrollo del proyecto, se utilizó la técnica de Observación Estructurada, mediante el análisis documental de los sistemas de protección y del sistema de potencia, utilizando como instrumentos una guía de observación, para desglosar las acciones a realizar y debates como parte de las técnicas de grupos de discusión seleccionada.

Otro de los medios fue el uso de la encuesta en su modalidad de entrevista técnica no estructurada, con el personal calificado que labora en la Unidad de Mediciones y Protecciones,

quienes aportaron información trascendente en las decisiones tomadas durante desarrollo del proyecto.

3.2.1. Técnica de Análisis

Una vez culminado el proceso de recopilación de información, se utilizó como técnica el análisis de todos los datos, a fin de conocer cuáles son los elementos que constituyen al sistema de protección y desglosarlo en sus partes constitutivas, ya que algunos de estos permaneciendo sin alteraciones dentro del contexto, permiten la instalación del nuevo de sistema de protección en función de sus características propias, otra de las técnicas utilizadas es el uso de tablas para codificar las señales eléctricas de entrada y salida anteriormente identificadas, que son parte del sistema de protección y no del equipo de sistema electrónico GSX5a BBC y que son las que deben conectarse adecuadamente al nuevo sistema de protección numérico REG216 ABB para que cumpla adecuadamente su función.

3.3 Diseño de las Fases Metodológicas de la Investigación

Para el desarrollo y cumplimiento de los objetivos planteados en el primer capítulo, se establecieron las siguientes fases:

3.2.1 Fase 1

Diagnosticar las variables que establecen, la situación actual y la situación deseada de las protecciones eléctricas, de la Unidad Generadora III de Planta Centro.

3.2.1.1 Recopilación de información base del sistema de protecciones.

3.2.1.2 Identificación de las protecciones actuales y sus nuevas funciones.

3.2.1.3 Marco deseado para el funcionamiento de las protecciones en la unidad.

3.2.2 Fase 2

Diseñar un nuevo esquema de protecciones, con el sistema numérico REG216 ABB, que realice las funciones establecidas, bajo la simulación de su comportamiento a través de un protocolo de pruebas.

3.2.2.1 Adecuación del nuevo sistema de protecciones REGE216 ABB a los parámetros del sistema.

3.2.2.2 Determinación de la coordinación de protecciones a través de la aplicación del programa del equipo.

3.2.2.3 Determinación de la seguridad alcanzada de acuerdo al nuevo protocolo de pruebas.

3.2.2.4 Listado de acciones requeridas para la sustitución

3.2.3 Fase 3

3.2.3.1 Establecer, el plan de sustitución del sistema GSX5a BBC al sistema REG216 ABB.

3.3 Descripción General de La Unidad Generadora III

La unidad de generación III, de manera similar a las otras unidades construidas en Planta Centro, consta de una edificación que contiene en su interior al generador principal y ubicado en la zona exterior se encuentra el transformador 3AT01 tal como se muestra en la figura 3.1, siendo estos los equipos más importantes que conforman el sistema de potencia.

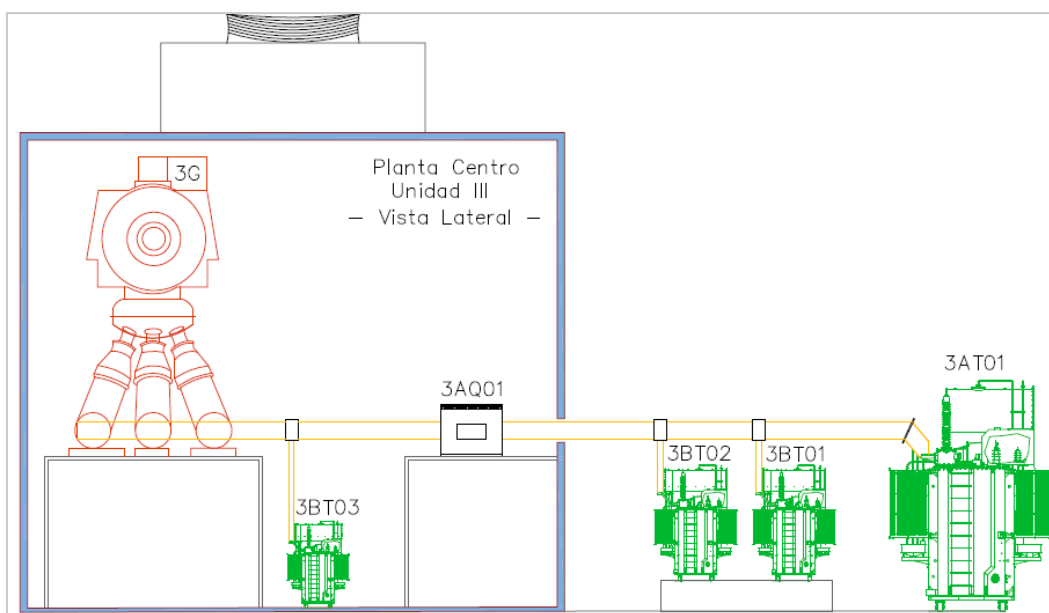


Figura 3.1 Vista Lateral, Unidad Generadora III.
Fuente: Elaboración Propia.

En el mismo orden de ideas, se observa un transformador auxiliar 3BT03 que se utiliza en el proceso de autoexcitación del generador y dos transformadores secundarios 3BT01 y 3BT02, que sirven para energizar equipos complementarios como bombas y extractores, utilizados en diversos procesos operativos y por ultimo tenemos el disyuntor 3AQ01, que forma parte del sistema de protecciones.

Asimismo, el código que se utiliza para identificar a los equipos, forma parte de la norma interna adoptada por la empresa y se mantiene igual en todas las unidades, diferenciándose únicamente con el número de la unidad a la que se requiere especificar, es decir, en este caso como la unidad III es la referente, todos los equipos asociados a su funcionamiento deben ser identificados con el número (3), entonces de manera inequívoca se entiende que pertenecen solamente a esa unidad, si tomamos a manera de ejemplo el código 3AT01, vemos que se utiliza para identificar al transformador principal (T) de la unidad (3) y la letra (A) indica la barra que está energizando, adicionalmente se tiene una numeración, que sirve para diferenciar (si existe), todos los dispositivos pertenecientes a esa misma área (01,02,...,NN).



Figura 3.2 Generador Principal 3G, Unidad III.
Fuente: Presentación de Ciclo Térmico Planta Centro.

En cuanto a las características técnicas de los equipos, tenemos que el generador principal mostrado en la figura 3.2, el cual es un modelo **WT21S-11AF3X** fabricado por la compañía B.B.C (hoy día ABB), el cual es un generador trifásico de dos (2) polos, con un peso total de 375

Toneladas y una longitud máxima del rotor de 15m, el cual es capaz de generar una potencia activa de 400 MW, con un voltaje en los terminales del estator de 24000 (V), teniendo una corriente nominal de 11320 (A) a una frecuencia de trabajo de sesenta ciclos por segundos (60Hz) cuando el rotor gira a 3600 revoluciones por minuto (rpm), resultando ser este el equipo más importante en la unidad, ya que el objetivo de todos los procesos operativos desarrollados en la planta, convergen en su funcionamiento, que implica la generación de la energía eléctrica

Por otro lado, el transformador principal 3AT01 mostrado en la figura 3.3, es modelo **RPK25877** el cual fue fabricado en el año 1979 por FUJI ELECTRIC, dispone una potencia nominal de 500 MVA en servicio continuo, con un grupo vectorial Ynd5 y relación de transformación 432/24 kV, con tres posibles ajustes en el cambiador de tomas. Asumiendo un nivel de importancia de orden jerárquico, este sería el segundo equipo más importante de la unidad, ya que, mediante su uso, se transmite la energía generada en la planta hacia el SIN.



Figura 3.3 Transformador Principal, 3AT01.
Fuente: Elaboración Propia.

Utilizando el diagrama el unifilar simplificado mostrado en la figura 3.4, se describe el modo normal de operación, que fue descompuesto esencialmente en dos fases:

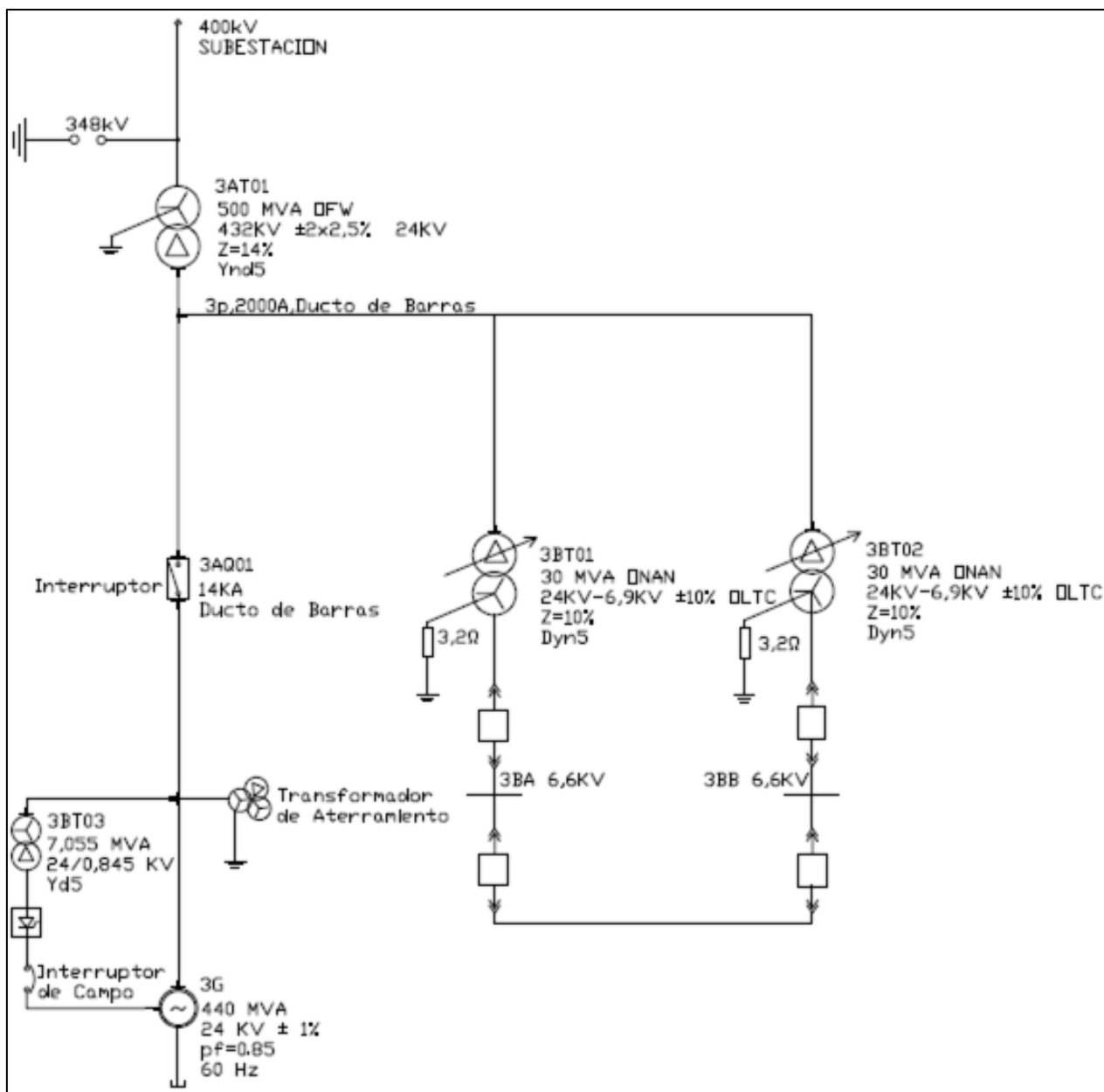


Figura 3.4 Diagrama Unifilar Simplificado, Unidad III.
Fuente: Elaboración Propia.

1. Arranque de la Unidad:

Se utiliza la energía disponible en la S/E Planta Centro para iniciar el proceso de puesta en marcha, entendiéndose que en esta etapa el 3AT01 funciona como un transformador reductor, disminuyendo el nivel de voltaje de 432kV a 24 kV, para energizar las barras donde están acoplados los transformadores auxiliares 3BT01 – 3BT02, que reducen nuevamente el voltaje a 6,6 kV y alimentan a las barras 3BA, 3BB (respectivamente), que funcionan como fuente a los equipos involucrados en el arranque de la unidad y también sirven de enlace con el resto de las unidades.

En esta etapa, el estator del generador se alimenta desde el circuito 3CM de la barra 440V y una vez que circule la corriente DC que induce un campo magnético en el devanado del rotor y la turbina gire a su velocidad nominal, se consiguen las condiciones necesarias para cerrar el interruptor de campo, luego a través del transformador 3BT03, el generador pasa a operar en modo derivación, convirtiendo la corriente alterna en continua, mediante un proceso de rectificación.

2. Generador en Operación:

La segunda fase consiste, en que una vez el generador ha alcanzado su condición de operación nominal y sean ajustados los parámetros para realizar el sincronismo, se da la orden de cierre al interruptor 3AQ01, invirtiéndose el flujo de energía y el transformador 3AT01 pasa a elevar el voltaje de 24kV a 432kV, transmitiendo así la potencia generada en la unidad, hacia el SIN a través de las líneas de transmisión.

De los anteriores planteamientos se deduce, que el generador principal y el transformador 3AT01, son los que actualmente disponen del sistema de protección GSX5a BBC que se observa en la figura 3.5, resultando importante señalar que, si bien su característica principal son los relés de protección que le componen, en principio resulta necesario conocer cuáles son las condiciones de operación normales en que opera la planta, las cuales ya hemos descrito, quedando implícitas las condiciones relacionadas al funcionamiento anormal del sistema, bien sean perturbaciones, operaciones anormales o fallas.



Figura 3.5 Sistema de Protección Electronico GSX5 BBC.
Fuente: Elaboración Propia

Antes de proceder a describir propiamente el sistema GSX5a, se desglosa el ámbito de operación, en cuatro partes principales tal como se aprecia en la figura 3.6, para así entender mejor la función que cumple dentro de la unidad:

- Sistema de Potencia
- Transformadores de medida
- GSX5a
- Interruptor



Figura 3.6 Descomposición de la Unidad Generadora III
Fuente: Elaboración Propia.

El objetivo de representar a la unidad III de esta manera, es que ahora se puede apreciar, que el GSX5a BBC conforma solo una de las partes constitutivas del sistema y justifica el porqué es posible reemplazarlo con un nuevo dispositivo de protección, sin realizar cambios en los transformadores de medida, interruptores y el sistema de potencia, siendo aquí donde se manifiesta la necesidad de hacer una adecuación, a la nueva unidad de protección REG216 ABB, adaptándola a esa estructura.

3.3.1 Descripción del Sistema De Protección Gsx5a BBC

El dispositivo GSX5a BBC que se observa en la figura 3.7, es un bloque de protecciones electrónicas diseñado por la compañía Suiza llamada Brown, Boveri & Cie BBC, ubicado en un panel denominado HH01 que se encuentra en la sala DECONTIC, dentro de la edificación que conforma a la unidad III y tiene como función proteger contra fallas al generador GM 206 836 BBC y transformador principal AT01RPK25877 FUJI ELECTRIC.



Figura 3.7 Unidad de protección GSX5 BBC en Armario HH01.
Fuente: Elaboración Propia.

El equipo utiliza un conjunto de señales que llegan a sus regletas, provenientes de un grupo de transformadores de medidas (TC-TP) y de los armarios HH02-HH03-HH04 ubicados en el DECONTIC, con ellas se comprueba el funcionamiento normal o no de las condiciones de

operación y en caso de ocurrir una falla, según esté programada la matriz de disparo, se activan los interruptores e indicadores correspondientes.

Esta unidad de protección electrónica, consta de dos grupos de protecciones, cada uno con 12 barras dobles para el disparo y señalización horizontales, y 13 barras dobles verticales para la introducción de órdenes de disparo, también incluye un bloque de pruebas, contando con 26 relés de protección, 13 relés del lado del transformador (Red) (ver figura 3.8 lado superior) y 13 relés del lado del generador (ver figura 3.8 lado inferior), los cuales son independientes y se configuran según las características que dispone cada uno.



Figura 3.8 Unidad de protección GSX5 BBC Red-Generador.
Fuente: Elaboración Propia.

Para ser energizado, el panel HH01 dispone de tres fuentes de alimentación independientes en 220 V (DC), y los relés son alimentados internamente con 24 V (DC), desde la barra a donde estén asociados, a través de diodos puente.

Es importante aclarar que el equipo está constituido por dos bloques de protecciones duplicadas en funciones, pero no en equipos, por ejemplo, para cubrir una falla de cortocircuito se puede utilizar una protección diferencial (si la falla es en su zona) y además es posible implementar un relé de sobrecorriente adicional, como respaldo. La configuración encontrada en

el dispositivo cuando se realizó la visita en campo, se muestra en las tablas 3.1 y 3.2, en las que se puede observar que existen dispositivos presentes en el bloque, adicionales a los relés y resultan necesarios para el funcionamiento de la unidad, tal como lo son las fuentes NWX S11-3 y los otros elementos, son las unidades integradoras de tiempo, utilizadas para añadir un retardo en el tiempo en las protecciones de acción instantáneas.

Tabla 3.1

Fuentes y protecciones eléctricas Lado Red

NWX S11-3 220V FUENTE DE ALIMENTACION	GUARDA MOTOR 1	GUARDA MOTOR 2	NWX S11-3 220V FUENTE DE ALIMENTACION
DIX 111/5N DIFERENCIAL GENERADOR	UFX 132 SOBRE FLUJO	PPX 105b POTENCIA INVERSA	SGX 116 INTEGRADO DE TIEMPO
USX 115 SOBRETENSION GENERADOR	UBX 117 FALLA A TIERRA ESTATOR 80%	UBX 117 FALLA A TIERRA RED	IWX 161 FALLA A TIERRA ROTOR
TGX 105-1 SOBRECARGA ROTOR	FCX 103/1 FRECUENCIA RED	RUT 414 FUENTE	

Fuente: Elaboración Propia

Tabla 3.2

Fuentes y protecciones eléctricas Lado Generador

DIX 110/5N DIFERENCIAL TRANSFORMADOR	ISX 147 SOBRECORRIENTE GENERADOR	PPX 105b POTENCIA INVERSA	SGX 116 INTEGRADOR DE TIEMPO
IUX 159n MAXIMA CORRIENTE MINIMA TENSION	ZPX 103/5 MINIMA REACTANCIA BAJA EXCITACIÓN	SGX 115 INTEGRADOR DE TIEMPO	ZSX 102 MINIMA IMPEDANCIA GENERADOR
IPX 132bn SECUENCIA NEGATIVA	TGX 105 SOBRECARGA ESTATOR	FCX 103/3 FRECUENCIA GENERADOR	MDA 460 FALLA A TIERRA ESTATOR 100%
RUT 414 FUENTE	RUT 421 FUENTE	AAT 463 AMPLIFICADOR	

Fuente: Elaboración Propia

La coordinación de protecciones, se realiza mediante ajustes individuales a cada relé, y la configuración de la matriz de disparo mostrada en la figura 3.9 representa su disposición actual,

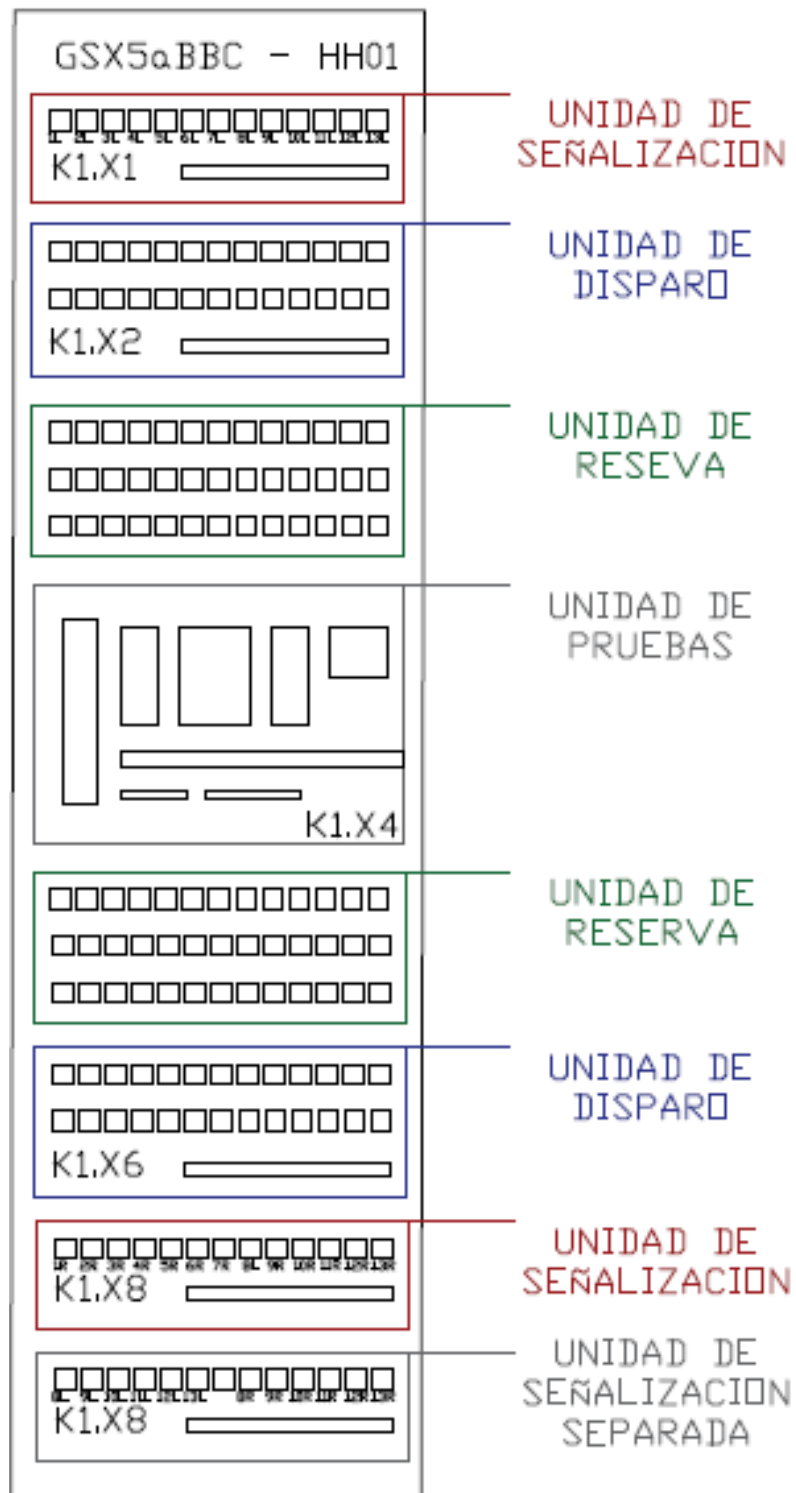


Figura 3.10 Módulos del GSX5 BBC.
 Fuente: Elaboración Propia, basado en los Manuales del Equipo.

- **Unidad de Señalización (módulos 1 y 7):** indican estados de la máquina mediante señales visuales/ópticas (led) o sonoras/acústicas (alarma), del disparo de alguna de las protecciones ubicadas en la matriz.
- **Unidad de Disparo (módulos 2 y 6):** de esta unidad, se envían las señales que energizan las bobinas de los interruptores.
- **Unidad de Prueba (módulo 4):** se utiliza exclusivamente para realizar pruebas a cada relé de protección.

3.3.2 Descripción de los Transformadores de Medida

Todas las señales eléctricas que representan las condiciones de operación del sistema de potencia en la unidad III, van hacia a los relés del equipo de protección GSX5a BBC a través de los transformadores de medida (TC/TP), que dependiendo de la función o de las limitaciones de espacio presentes en la edificación, se ubican o no, en armarios distribuidos en distintas áreas de la planta, y se identifican en los planos utilizando una simbología definida por la empresa según:

- **AP W1, W2, W3 –TXX:**
 - **AP:** Armario Principal
 - **W:** Número del armario
 - **1,2,3:** Se refieren a las fases (R, S, T), leyéndose en ese orden de izquierda a derecha, cuando se está ubicado de frente al armario donde está ubicado el transformador.
 - **TXX:** La T indica que es un transformador y **XX** indica el número del transformador.

Es importante señalar que los transformadores de medidas usualmente tienen varios núcleos y en el diagrama unifilar solo se muestra la relación de transformación de los TC, identificándose primero la corriente que circula por el devanado primario (I_p) y luego las subsecuentes se separan con una barra diagonal (/) y representan la corriente que circula por el devanado secundario de los distintos núcleos (I_{sn}), a modo de ejemplo quedaría $I_p/I_{s1}/I_{s2}.../I_{sn}$ y en los planos multifilares se pueden observar todos los núcleos identificados como 1l -1k, 2l-2k,3l-3k... con sus respectivos puntos de conexión.

Otro de los datos a tomar en cuenta, es si el transformador es de medición (M) o de protección (P), encontrándose regida la nomenclatura utilizada dentro de la empresa por la norma alemana VDE.

En cuanto a la conexión de los transformadores, el trayecto desde el punto donde realiza la medición hasta la unidad de protección GSX5a BBC, describe varias etapas, primero va desde la bornera del secundario del transformador, hacia un armario identificado como AP20, donde convergen todas las señales, en unas borneras ubicadas en su interior e identificadas como **X NNN**, donde la **X** identifica la bornera y las **NNN** su ubicación en el panel, luego desde dichas borneras, algunas conexiones pasan a través de un interruptor (guarda-motor), identificados como **Q NN** donde la **Q** representa que es un interruptor y la **NN** su ubicación dentro del panel y junto con las demás señales que van directamente desde las regletas, tienen como trayecto final ir hasta el panel HH01 donde está el sistema de protección GSX5a, ubicado en la sala DECONTIC; a manera de clarificar toda esta simbología se da un ejemplo mostrado en la figura 3.11 de la vista frontal de del AP20.

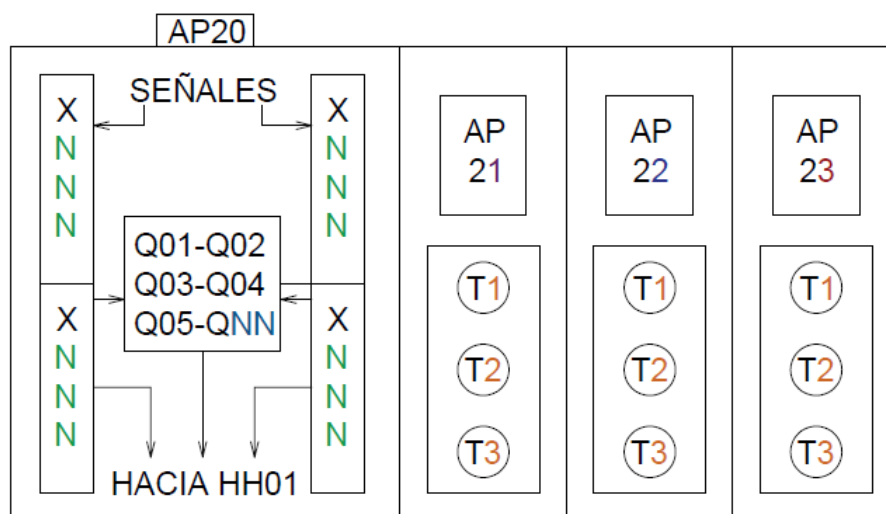


Figura 3.11 Detalle frontal del Armario AP20/21, 22, 23. Fuente Elaboración Propia.

Capítulo IV

Análisis y Presentación de los Resultados

4.1 Marco Referencial para el Sistema de Protecciones

La recolección y análisis de la información expuesta en el capítulo anterior, sirve para establecer el marco deseado, para el funcionamiento de las protecciones en la Unidad Generadora III de Planta Centro, razón que implica sustituir, únicamente al equipo de protección GSX5a ABB y seguir utilizando los mismos dispositivos de medición, señalización y disparo, empleados actualmente en la unidad.

En ese mismo sentido, la configuración de la matriz de disparo del GSX5a, sirve como modelo de referencial, para implementar un nuevo esquema de protecciones, el cual debe seguir empleándose, con dos bloques de protección, uno para el lado de red y el otro para el lado del generador, manteniendo como mínimo, la misma cantidad y tipos de relés implementados para la protección del generador y transformador principal, en función de mantener la filosofía de protecciones, aplicada por la empresa.

Cabe agregar, que las señales de entrada y salidas, serán de tipo analógica y todos los ajustes y coordinación de protecciones, pueden realizarse en base a los registros de las pruebas realizadas por el personal de Planta Centro, y que en caso de incurrir en un ajuste o cambio adicional, se debe tomar en cuenta la interactividad con otras protecciones asociadas a los demás dispositivos que pertenecen a la unidad III, como lo son, las señales que llegan desde los armarios HH02, HH03 y HH04 ubicados en la sala del DECONTIC.

4.2 Diseño del Esquema de Protecciones del Sistema REG216 ABB

En vista de que el equipo, debe adecuarse a las condiciones preestablecidas en la unidad, este proceso se inicia verificando los puntos de conexión que van al armario HH01 en la sala DECONTIC, es decir, las entradas provenientes de los transformadores de medidas, incluyendo

la revisión de su polaridad y relación de transformación, también resulta importante comprobar las salidas de señalización y disparo de los interruptores.

Luego, en base a esa información, se establecen los puntos referenciales, que servirán para la desconexión física del GSX5 BBC y para el posterior montaje del REG216 ABB, finalmente se diseña un nuevo esquema de protecciones, utilizando el software cap2/316, en la selección y ajustes de los relés y asimismo para la coordinación de las protecciones; el procedimiento para llevar a cabo estas actividades se desarrolla en los siguientes apartados:

4.2.1 Verificación De Los Parámetros de Señalización

Es importante aclarar, que a menos que se especifique lo contrario, los transformadores de medida y protección no serán reemplazados, resultando solamente necesario verificar, que la polaridad, relación de transformación y cableado, coincidan con los datos registrados en los planos. Después, de igual manera, deben verificarse las conexiones que van desde el armario AP20 hacia el panel HH01, todas estas operaciones, serán registradas mediante el uso de tablas y figuras según hagan falta.

Adicionalmente se tiene que, para realizar eficientemente este proceso, es necesario registrar la identificación de los cables, las cuales no fueron encontradas en los documentos originales del equipo y se sugiere utilizar como método de identificación, una funda transparente como la que se muestra en la figura 4.1:

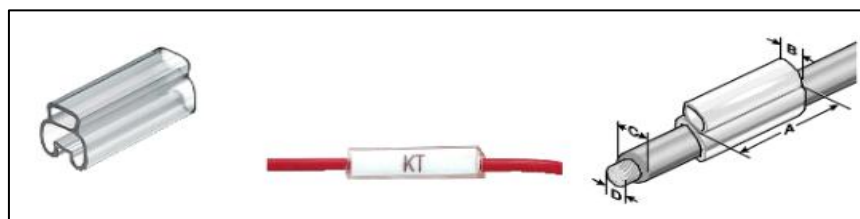


Figura 4.1 Funda para Identificar Cableado. Fuente: Identificación de conductores unifilares, cables y manguera, catálogo Nakase.

Y para la codificación, utilizar la siguiente nomenclatura en función parámetros como el color, calibre y bornera:

- Unidad a que pertenece en números arábigos (01,02,03...,06).

- Color del cable (V, A, R, ...).
- Calibre (#AWG).
- Regleta (X1, X2...Xn)
- Bornera (10,20...mn)

Esta nueva información debe indicarse en la casilla “IDEM”, que se encuentra en los diagramas de conexión y tablas, mostrados en los siguientes apartados.

4.2.1.1 Parámetros de Entradas

En las tres primeras tablas mostradas, se presentan unos transformadores de medición (TC), que tienen la característica especial de no estar en un armario propiamente y que se relacionan con otras protecciones eléctricas de los transformadores 3BT01 y 3BT02, estas conexiones deben verificarse, ya que están asociados a la protección diferencial del transformador del relé DIX110/5n del sistema GSX5a. De la tabla 4.1, como información referencial podemos acotar, que el TC realiza la medición en la salida de alta tensión (432Kv) del transformador principal 3AT01.

Tabla 4.1

Transformador de medida (TC) en la salida en lado de alta del 3AT01

#	IDEM.	TIPO	R TRASNf.	DATA	CONEXIÓN
1	-	TC	700/5 (A)	50VA, cl 5p20	Y-Y
	TRAYECTO - BORNERAS				
		DESDE	HASTA	IDEM.	CHECK
NUCELO		TC	HH02	CABLEADO	
2SR2		3	31		
2SS2		2	30		
2ST2		1	29		
2SR4					
2SS4	(33,32,31)-10		34		
2ST4					

Fuente: Elaboración Propia

En las tablas 4.2 y 4.3, se identifican dos transformadores que realizan la medición del lado de baja del 3AT01 y además se encuentran asociados a las protecciones eléctricas de los transformadores auxiliares 3BT01 y 3BT02.

Tabla 4.2

Transformador de medida (TC) en la salida en lado de baja del 3AT01- (2)

#	IDEM.	TIPO	R TRASN.	DATA	CONEXIÓN
2	-	TC	1000/5 (A)	50VA, cl 5p20	Y-Y
	TRAYECTO - BORNERAS				
		DESDE	HASTA	IDEM.	CHECK
NUCELO		TC	JT02	CABLEADO	
-	-		3SR2		
-	-		3SS2		
-	-		3ST2		
-	-				
-	-		3ST1		
-	-				

Fuente: Elaboración Propia

Tabla 4.3

Transformador de medida (TC) en la salida en lado de baja del 3AT01- (3)

#	IDEM.	TIPO	R TRASN.	DATA	CONEXIÓN
3	-	TC	1000/5 (A)	50VA, cl 5p20	Y-Y
	TRAYECTO - BORNERAS				
		DESDE	HASTA	IDEM.	CHECK
NUCELO		TC	JT02	CABLEADO	
-	-		3SR2		
-	-		3SS2		
-	-		3ST2		
-	-				
-	-		3ST1		
-	-				

Fuente: Elaboración Propia

El resto del proceso de verificación, resulta más sencillo, ya que los dispositivos de medición, se encuentran ubicados en armarios que tienen una identificación preestablecida y todas las

conexiones convergen hacia el armario AP20, donde luego el cableado se enruta hacia el armario HH01 en la sala del DECONTIC.

La mayoría de las conexiones indicadas van directamente desde los transformadores de medida, hasta las regletas del equipo GSX5 BBC, sin embargo, hay que aclarar que existen unas pocas conexiones que tienen un paso intermedio por otro armario y se indica como información adicional, mostradas en el grupo de figuras 4.2 al 4.4 además se añade la información de si el transformador es de corriente TC o voltaje TP, junto con la relación de transformación y el núcleo utilizado, en caso que disponga de varios.

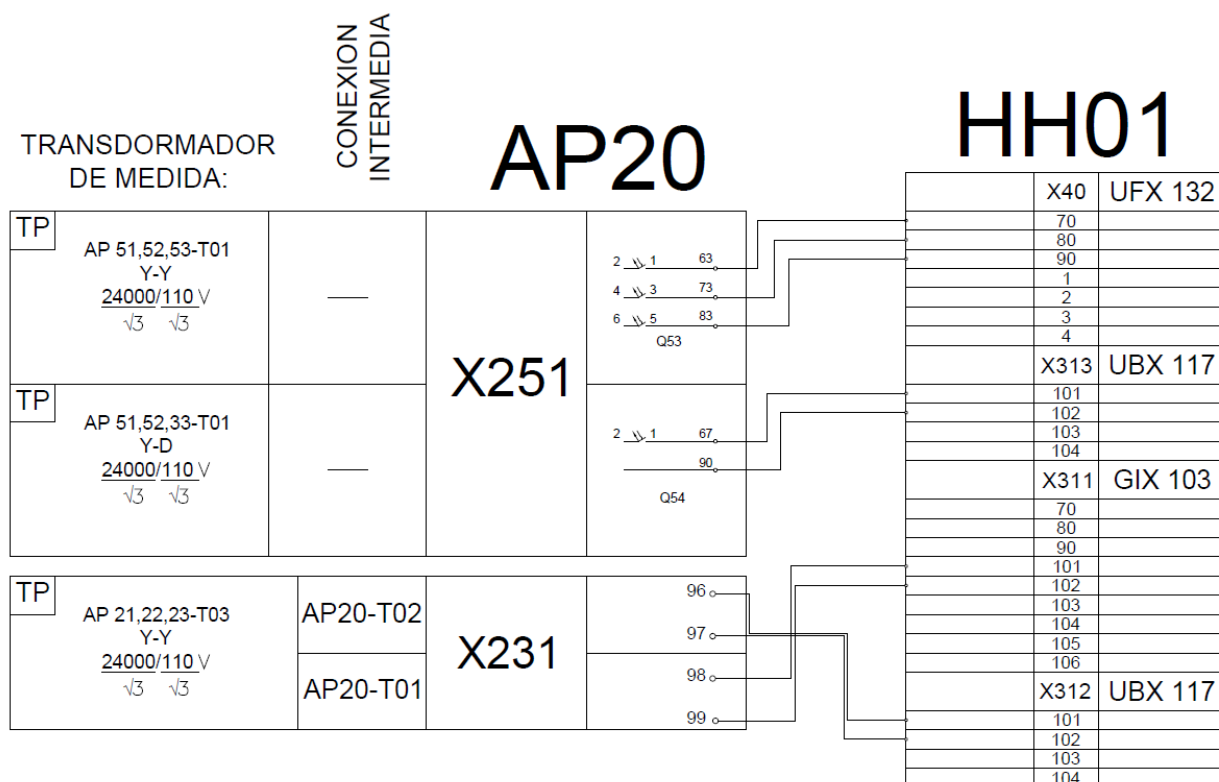


Figura 4.2 Diagramas de conexión GSX5 1-3. Fuente: Elaboración propia.

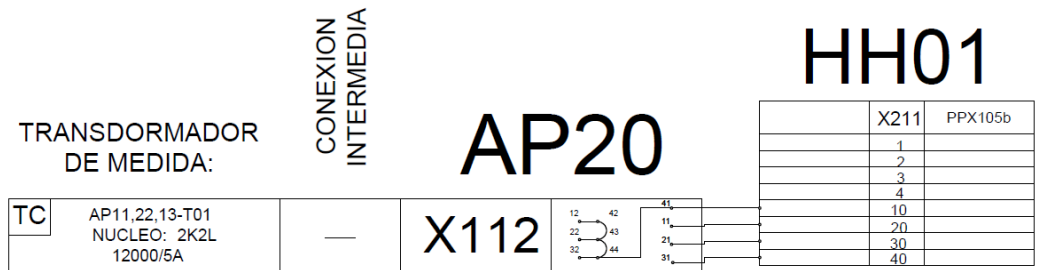


Figura 4.3 Diagramas de conexión GSX5 2-3. Fuente: Elaboración propia.

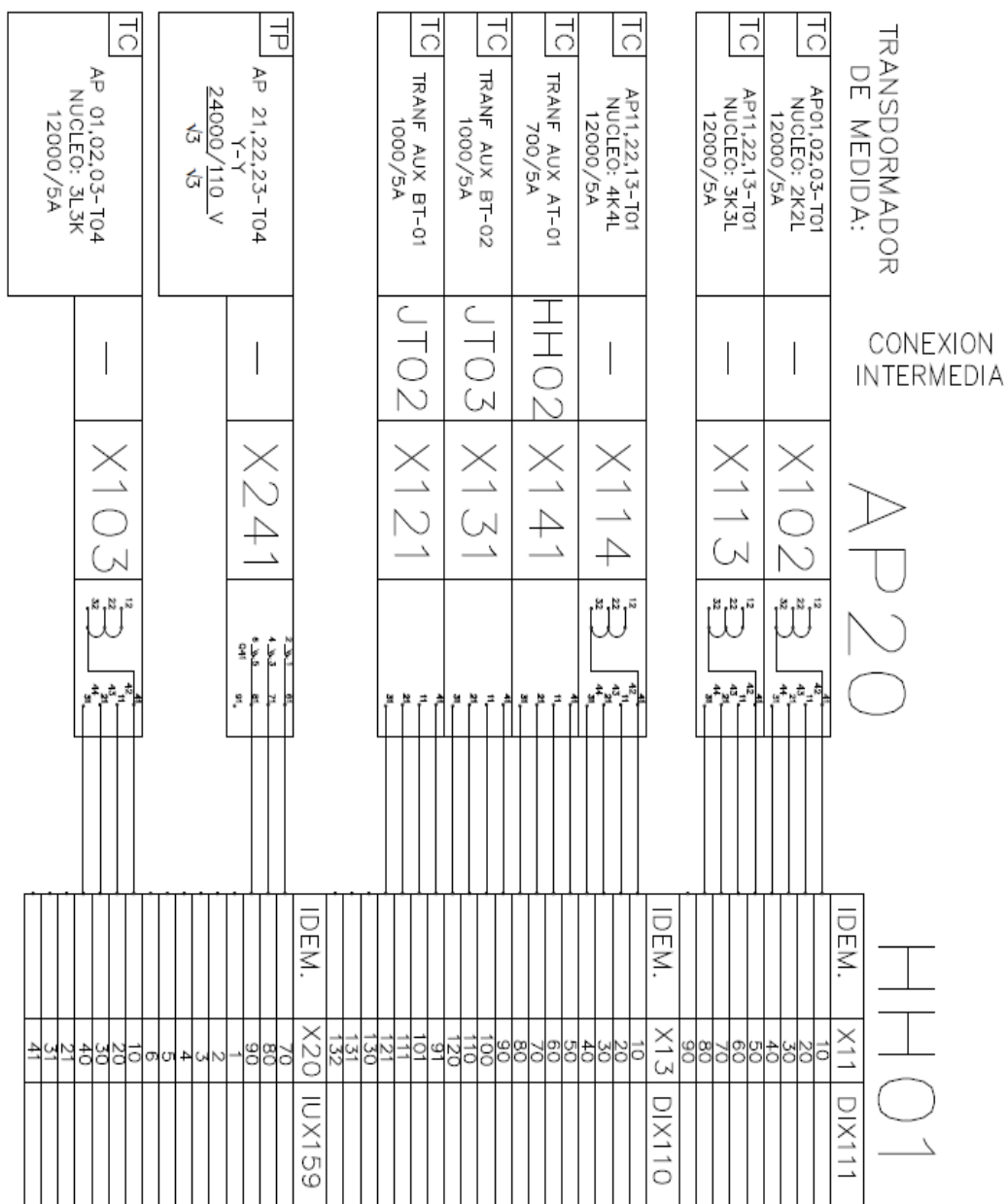


Figura 4.4 Diagramas de conexión GSX5 3-3. Fuente: Elaboración propia.

Finalmente es necesaria la aclaratoria, de que las conexiones de las regletas del GSX5 que aparecen sin conexión, son internas al equipo y no es necesario revisarlas ya que el nuevo equipo REG216 presenta otra configuración interna para sus conexiones.

4.2.1.2 Parámetros de Salidas

En las siguientes figuras mostradas, se esquematizan las salidas de señalización y disparo del equipo de protección GSX5, una para el lado red (ver figura 4.5) y otra para el lado generador (ver figura 4.6), mostrándose solo las señales de relevancia, para la desconexión.

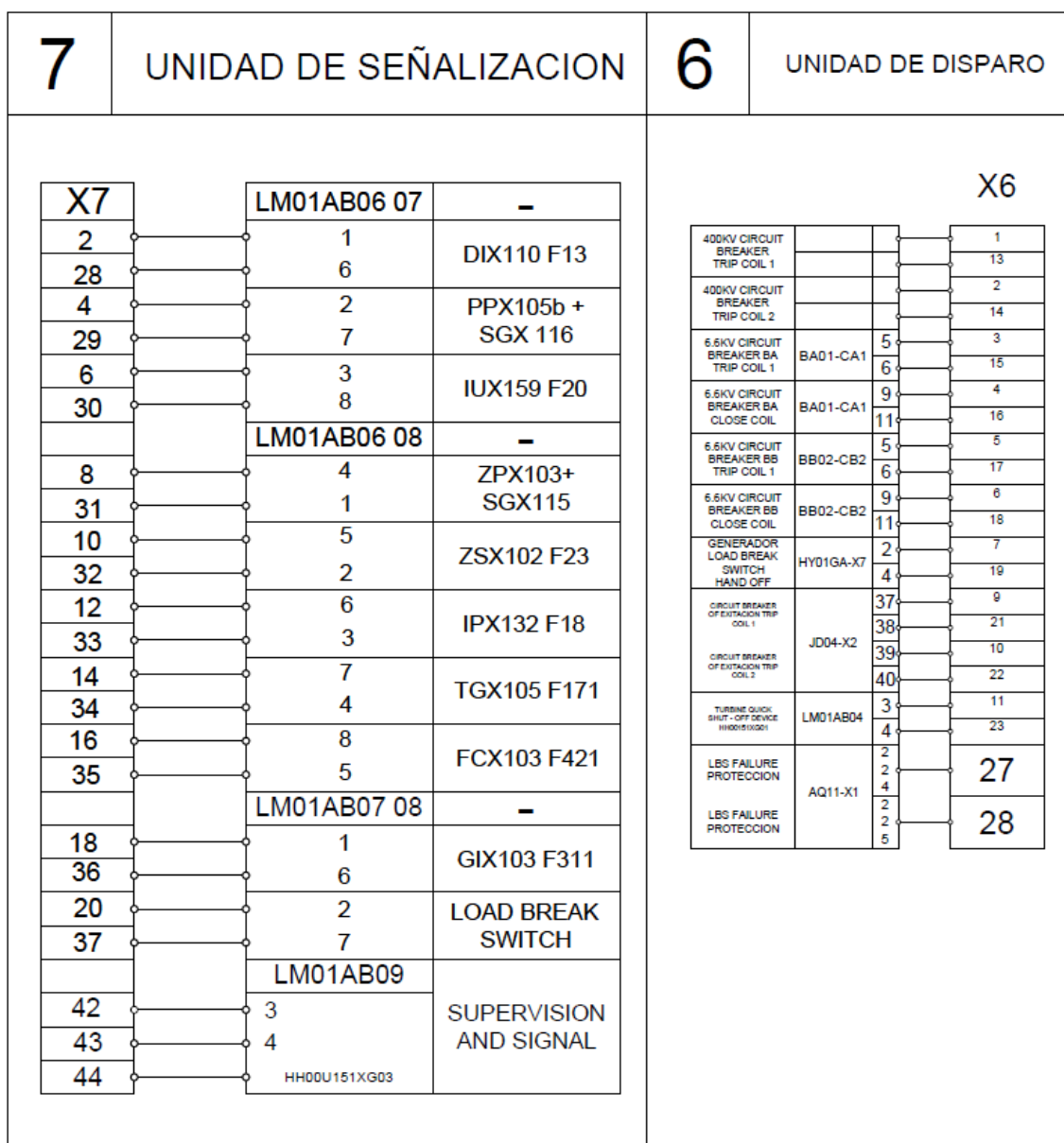


Figura 4.5 Salidas GSX5 Lado Red. Fuente: Elaboración propia.

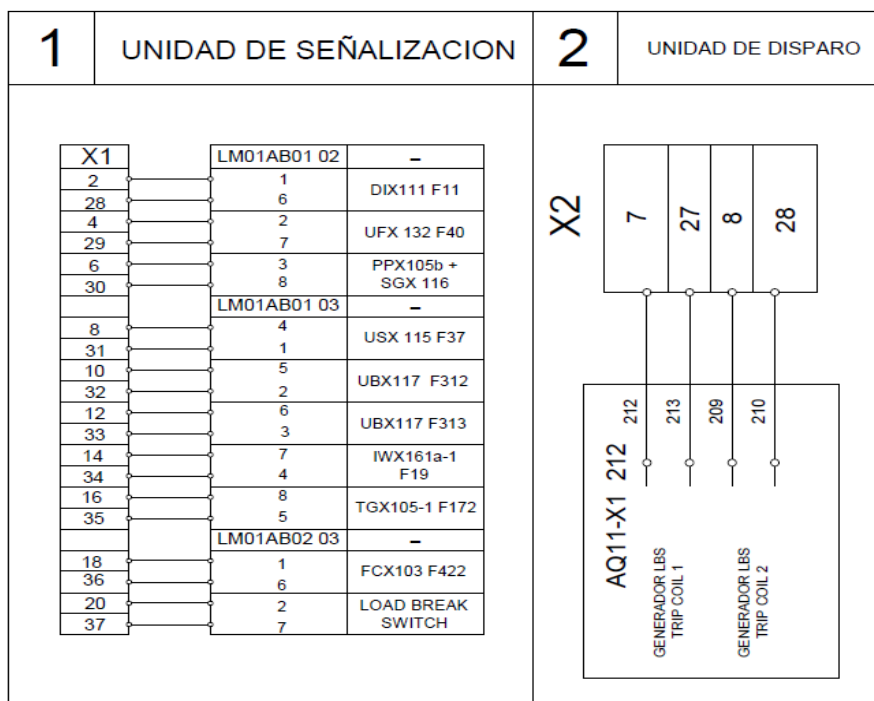


Figura 4.6 Salidas GSX5 Lado Generador. Fuente: Elaboración propia.

4.2.1.3 Fuentes De Energia

Es importante determinar, si el sistema de alimentación del que se dispone actualmente en el armario HH01, es compatible con el circuito de entrada del REG216 y bajo esta observación se muestran los datos de placa:

Tabla 4.4

Datos técnicos del Sistema de Protección REG216 BBC

CORRIENTE NOMINAL I_n	1A,2A O 5A
TENSION NOMINAL U_n	100 V O 200V
FRECUENCIA NOMINAL F_n	50/60HZ
CARGA MAXIMA DEL CIRCUITO DE TENSION:	
CONTINUA	2,25x U_n
DURANTE 10S	4x U_n
CONSUMO DE LAS ENTRADS DE CORRIENTE	<0,2 VA / I_n
CONSUMO DE LAS ENTRADAS DE TENSION	<0,4 VA/ U_n
SEÑALES DE ENTRADA:	
REG216	24v a220V Ca o 24v a 250V CC

Fuente: Elaboración Propia

Como se mencionó antes, el armario tiene tres fuentes de alimentación independientes con un voltaje de 220 V DC, HH01 en la sala del DECONTIC, si comparamos estos valores con los mostrados en la tabla 4.4, podemos concluir que el sistema de alimentación, es compatible con el REG216 ABB.

4.2.1.4 Compatibilidad De Las Entradas y Parámetros de los Relés

Partiendo de los relés de protección utilizados en el sistema GSX5a, se debe verificar que los relés de protección del REG216 se encuentren en la biblioteca de funciones y que las características de ajustes sean compatibles y para ello se muestra la información técnica de la función que realiza, junto con la codificación de la norma ANSI para las protecciones; mediante el uso de tablas se realiza un análisis comparativo:

Tabla 4.5

Datos técnicos de los relés de frecuencia del GSX5a – REG216

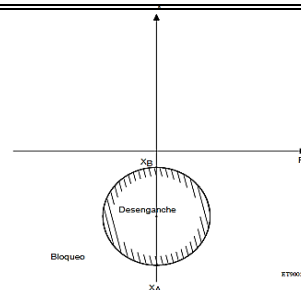
1	RELE DE FRECUENCIA (81)	
	GSX5a	REG216
RANGO	39,1-65 Hz (0,1 Hz)	40-65Hz (0,01Hz)
Top	0,15-5s (0,15s)	0,1-60s (0,01Hz)
ERROR	±0,3 Hz	±0,03 Hz
Observación: Las características del REG216, son compatibles y permiten un mayor rango de ajustes		

Fuente: Elaboración Propia

Tabla 4.6

Datos técnicos de los relés de reactancia del GSX5a – REG216

2	RELE DE REACTANCIA MINIMA (40)	
	GSX5a	REG216
Xa(U_n/I_n)	-	-5 a 0 (0,01)
Xb(U_n/I_n)	-	(-2,5 a 2,5) (0,01)
ÁNGULO	-	-180° a 180° (5°)
Observación: Las características del GSX5a requieren hacer cálculos manuales y el REG216 se ajustan los parámetros utilizando el software		



Fuente: Elaboración Propia

Tabla 4.7

Datos técnicos de los reles de máxima intensidad y mínima tensión del GSX5a – REG216

3	RELE DE REACTANCIA MAXIMA INTENSIDAD Y MINIMA TENSION (50)	
	GSX5a	REG216
CORRIEN		
TE	1 a 5xIn (Temp) 4 a 20xIn (Inst)	0,1 a 20 In (0,1 In)
TEMP	1-10s	0-60s (0,01s)
ERROR	-	±5% o ±0,02In

Observación: Las características del REG216 permiten mayor cantidad de ajustes.

Fuente: Elaboración Propia

Tabla 4.8

Datos técnicos del rele diferencial de generador del GSX5a – REG216

4	DIFERENCIAL DE GENERADOR (87G)	
	GSX5a	REG216
AJUSTE G	0,2 a 0,5 In	0,1 a 0,5In (0,05In)
AJUSTE V	0,1 a 0,5In	0,25; 0,5
ERROR	-	±0,5% In (fn)
Top	50 a 20ms	Idif>2In (≤ 30 ms) Idif≤2In (≤50ms)

Observación: Las características del REG216, son compatibles y permiten un mayor rango de ajustes

Fuente: Elaboración Propia

Tabla 4.9

Datos técnicos del rele diferencial de transformador del GSX5a – REG216

5	DIFERENCIAL DE TRANSFORMADOR (87T)	
	GSX5a	REG216
AJUSTE G	0,1 0,25In	0,1 a 0,5In (0,05In)
AJUSTE V	0,05 0,25In	0,25; 0,5
AJUSTE B	-	1,25 a 5 (0,25)
Top	50 a 20ms	Idif>2In (≤ 30 ms) Idif≤2In (≤50ms)

Observación: Las características del REG216, son compatibles y permiten un mayor rango de ajustes

Fuente: Elaboración Propia

Tabla 4.10

Datos técnicos del rele diferencial de tiempo definido del GSX5a – REG216

6	PROTECCION DIRECCIONAL DE SOBRECORRIENTE DE TIEMPO DEFINIDO (67)	
	GSX5a	REG216
CORRIEN		
TE	0,5 a 2,5 In	0,02 a 20In (0,01In)
TEMP	0,1 a 5 (0,1 a 1)	0-60s (0,01s)
ERROR	-	±5% o ±0,02In
Observación: Las características el REG216 permiten mayor cantidad de ajustes.		

Fuente: Elaboración Propia

El resto la información técnica de los relés, como el de secuencia negativa, potencia inversa, entre otros, no se encuentran disponibles en los archivos y como método alternativo de verificación, se revisaron los ajustes registrados en la guía de pruebas de mediciones y protecciones, además de las visitas de campo y las entrevistas con el personal técnico, por lo que se muestra solamente la comprobación de su compatibilidad en la tabla resumen 4.11.

Tabla 4.11

Comparativa de los Relés GSX5a – REG216

#	FUNCION DE PROTECCION	ANSI	GSX5	REG 216
1	MINIMA FRECUENCIA	81	FCX103	COMPAT IBLE
2	MINIMA REACTANCIA	40	ZPX103	COMPAT IBLE
3	MAXIMA INTENSIDAD Y MINIMA TEN SION	51/27	IUX159	COMPAT IBLE
4	DIFERENCIAL DEL GENERADOR	87G	DIX111	COMPAT IBLE
5	DIFERENCIAL DEL TRANSFORMADOR	87T	DIX110	COMPAT IBLE
6	SC TIEMPO DEFINIDO	67	ISX-149	COMPAT IBLE
7	FALLA A TIERRA ESTATOR 100%	64S	MDA460	COMPAT IBLE
8	MINIMA IMPEDANCIA	21	ZSX-102	COMPAT IBLE
9	SOBRE CORRIENTE	50	IUX-159	COMPAT IBLE
10	CONTRA SOBRECARGA DEL ESTATOR	49	TGX-105	COMPAT IBLE
11	FALLA A TIERRA DEL ESTATOR	64S	IWX-161A-1	COMPAT IBLE
12	SOBREVOLTAJE	59	USX-115	COMPAT IBLE
13	SOBREFLUJO	24	UFX-132	COMPAT IBLE
14	POTENCIA INVERSA	32	PPX-105+SGX-116	COMPAT IBLE
15	FALLA A TIERRA DEL ROTOR	64R	IWX-161a + YWX 111-11	COMPAT IBLE

16	SECUENCIA NEGATIVA	46	IPX-132	COMPAT IBLE
17	POTENCIA INVERSA	32	PPX-1056	COMPAT IBLE

Fuente: Elaboración Propia

Podemos concluir que, todos los relés disponibles en la biblioteca de funciones del REG2146, son compatibles y se adecuan a las características del sistema de potencia de la unidad III, además permiten una mayor cantidad de ajustes, con un menor error, por lo tanto, el equipo se considera adecuado como sistema de protección.

4.2.1.5 Comparación de las Dimensiones Físicas de los Equipos

Tal como se había mencionado, el sistema de protección GSX5a, se encuentra protegido por un armario, identificado como HH01 en la sala del DECONTIC de la unidad III y en la figura 4.7 se puede observar, que las dimensiones de la cabina protectora del REG216 se acoplan al espacio existente, de largo (800mm) y de ancho (800mm), sin tener que realizar ajustes adicionales.



Figura 4.7 Armarios en la sala DECONTIC (Vista de Planta).

Fuente: Elaboración propia.

En ese mismo sentido, se debe verificar la altura de ambas cabinas protectoras y esta comparación se muestra en la figura 4.8, donde se observa que las alturas son coincidentes, por lo tanto, se ajusta al espacio disponible den la unidad.

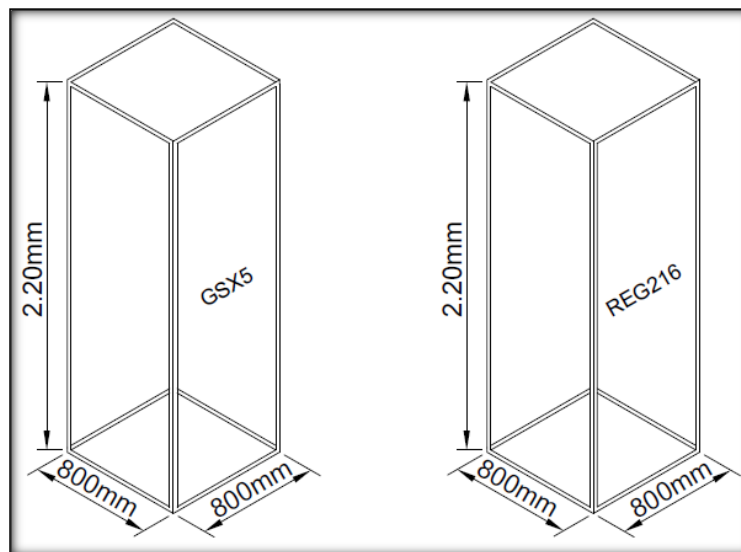


Figura 4.8 Cabina protectora GSX5-REG216.

Fuente: Elaboración propia.

4.2.2 Diseño Del Esquema De Protecciones

Para completar esta parte del proceso, se deben definir los ajustes a realizar en los relés que conforman al nuevo sistema de protecciones, los cuales deben ser programados mediante el software suministrado por la empresa fabricante del equipo (ABB), realizándose la coordinación de protecciones del mismo.

De la cantidad de entradas, salidas y biblioteca de funciones, que dispone el REG216 ABB, se derivan por defecto tres modos de operación (ver figura 4.9), el primero es la versión de protección simple, el segundo modo implica un comportamiento de protecciones duplicadas actuando como dos sistemas simples y el tercero se estructura como un bloque, es decir un único sistema de protecciones doble.

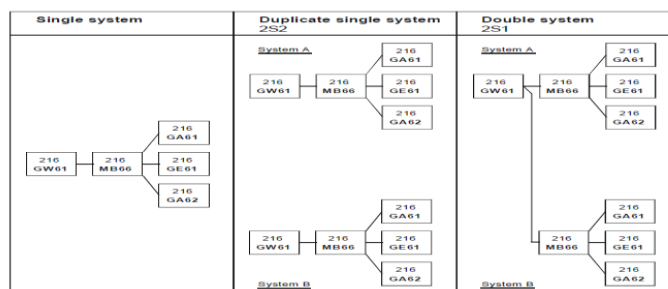


Figura 4.9 Modos de proteccion del REG216 ABB.

Fuente: ABB Switzerlad Ltd.

Para efectos del diseño, se utilizó el modo doble, ya que, con este esquema se disponen de 24 entradas analógicas, 16 salidas analógicas para el sistema de disparo y 32 salidas de indicación para los leds, para cada sistema (A y B), con lo cual, el esquema se adapta a los equipos de medición, señalización y disparo actualmente instalados.

En cuanto a la selección de las funciones de protección, se seleccionarán de la biblioteca del software los siguientes grupos de relés:

Tabla 4.12

Selección de las funciones de protección – Generador - REG216 ABB

GENERADOR		SYSTEM	SYSTEM
		A	B
87G	PROTECCION DIFERENCIAL DE GENERADOR	X	X
59.1	SOBREVOLTAJE - 1	X	X
59.2	SOBREVOLTAJE - 2	X	X
46.1	SECUENCIA NEGATIVA -1		X
46.2	SECUENCIA NEGATIVA -2	X	X
51V	LIMITADOR DE VOLTAJE O/C		X
59GN	95% FALLA A TIERRA ESTATOR	X	
32.1	POTENCIA INVERSA	X	X
40G.1	PERDIDA DE EXITACION TIEMPO INST.	X	X
40G.2	PERDIDA DE EXITACION TIEMPO DEF.	X	X
21	IMPEDANCIA MINIMA	X	
BG	FALLA DE BREAKER	X	X
81.1	SUBFRECUENCIA 1	X	
81.2	SUBFRECUENCIA 2	X	
81.3	SUBFRECUENCIA 3		X
64S	100% FALLA A TIERRA ESTATOR		X
64R	100% FALLA A TIERRA ROTOR	X	
49S	PROTECCION DE SOBRECARGA ESTATOR		X
49R	PROTECCION SOBRECARGA ROTOR	X	
60	DESBALANCE DE VOLTAJE	X	
59N.1	24kV ALARMA DE FALLA DE BARRA	X	
59NB.2	24kV ALARMA DE FALLA DE DISPARO	X	X

Fuente: Elaboración Propia

Tabla 4.13

Selección de las funciones de protección – Transformador – REG216 ABB

TRANSFORMADO R		SYSTE	
		M A	M B
87T	PROTECCION DIFERENCIAL DE TRANSFORMADOR		X
24T	SATURACION VOLTAJE FRECUENCIA	X	X

Fuente: Elaboración Propia

4.2.2.1 Ajustes y Coordinación de las Protecciones Utilizando El Software Cap2/316

El sistema de protección se ajusta y controla utilizando el software CAP2/316 que podemos observar en la figura 4.10, el cual debe ser instalado previamente a un ordenador, y luego seleccionando el modo off line, se establecerán los parámetros de protección, ya que no se precisa de conexión al equipo para esta fase.

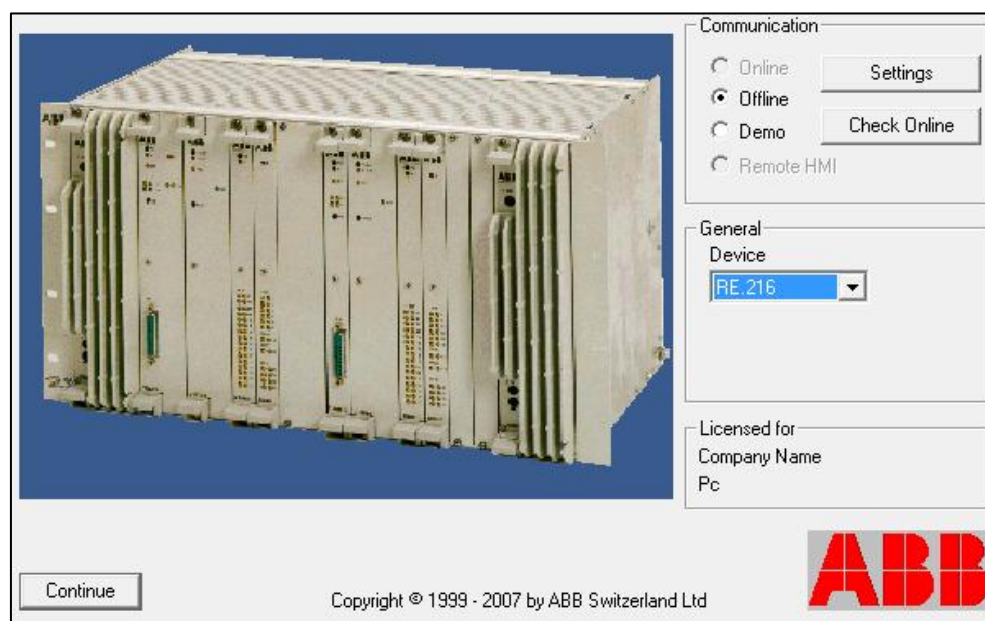


Figura 4.10 Software CAP2/316.

Fuente: Elaboración Propia.

El primer paso será crear un proyecto, para ello seleccionamos la pestaña File> Save>Location, llamando al archivo nombrándolo como “Esquema REG216”, el resultado de

hacer estas operaciones es que se generó un registro, en formato (. SET), en el cual se pueden guardar todos los ajustes realizados y servirá para cargar los datos al equipo, utilizando el modo online.

4.2.2.1.1 Configuración de las Entradas

Las señales de entrada de los transformadores de medidas, son asignadas utilizando la opción “Configuración de Relés” de la barra de herramientas, la cual despliega un panel mostrado en la figura 4.11.

216MB61 Configuration	
Nominal Frequency	60 Hz
SW Vers SX	REG
SW Vers S.000	999 (1...999)
Slot Nr. 4	216EA61/62 Edit
Slot Nr. 5	Not Used Edit
Slot Nr. 6	216EA61/62 Edit
Slot Nr. 7	Not Used Edit
Slot Nr. 8	Not Used Edit
Slot Nr. 9	Not Used Edit
Slot Nr. 10	Not Used Edit
Slot Nr. 11	Not Used Edit
Slot Nr. 12	Not Used Edit
Slot Nr. 13	Not Used Edit
Slot Nr. 14	Not Used Edit
Slot Nr. 15	Not Used Edit
Slot Nr. 16	Not Used Edit
Slot Nr. 17	Not Used Edit
Slot Nr. 18	Not Used Edit
Slot Nr. 19	Not Used Edit
Slot Nr. 20	Not Used Edit
Slot Nr. 21	Not Used Edit

Figura 4.11 Configuración de relés.

Fuente: Elaboración Propia.

En esta ventana, debemos escoger como frecuencia nominal 60Hz, en opción “SW Vers SX”, elegimos la versión **REG** y luego seleccionaremos dos de las casillas disponibles “Slot Nr.4” y “Slot Nr.6”, eligiendo en ambas la opción 216EA64/62, el cual es el identificador utilizado para las entradas analógicas del equipo.

La opción “Edit”, permite seleccionar los canales a los cuales ingresaran las señales de los transformadores de medición y protección, se elige primero si es de voltaje o corriente y luego escogemos la relación de transformación, además asignamos el identificador del transformador que se está asignado a ese canal. En base a los datos registrados, en apartados anteriores, la configuración final de estos parámetros, se muestra en las figuras del 4.12 al 4.14.

Chan.	Channel type	Ref. value	Sec.nom.val.	Prim/Sec ratio	Comment
1	CT 3ph	1	5 A	140	HH02-AT01
2		1	5 A	140	HH02-AT01
3		1	5 A	140	HH02-AT01
4	CT 3ph	1	5 A	2400	AP11,12,13 -T01- 4K4L
5		1	5 A	2400	AP11,12,13 -T01- 4K4L
6		1	5 A	2400	AP11,12,13 -T01- 4K4L
7	CT 3ph	1	1 A	200	JT02-BT01
8		1	1 A	200	JT02-BT01
9		1	1 A	200	JT02-BT01
10	VTD 3ph 1.0C	1	100 V	200	JT02-BT02
11		1	100 V	200	JT02-BT02
12		1	100 V	200	JT02-BT02

Figura 4.12 Señales de Entradas - Slot Nr.4 - 1-12.

Fuente: Elaboración Propia.

Chan.	Channel type	Ref. value	Sec.nom.val.	Prim/Sec ratio	Comment
13	CTM 3ph	1	5 A	2400	AP11,12,13-T01-2K2L
14		1	5 A	2400	AP11,12,13-T01-2K2L
15		1	5 A	2400	AP11,12,13-T01-2K2L
16	VTD 3ph 1.0C	1	100 V	21	AP21,22,23-T03
17		1	100 V	21	AP21,22,23-T03
18		1	100 V	21	AP21,22,23-T03
19	CT 3ph	1	5 A	2400	AP01,02,03-T01-3K3L
20		1	5 A	2400	AP01,02,03-T01-3K3L
21		1	5 A	2400	AP01,02,03-T01-3K3L
22	CT 3ph	1	1 A	5000	BT03-T01
23		1	1 A	5000	BT03-T01
24		1	1 A	5000	BT03-T01

Figura 4.13 Señales de Entradas - Slot Nr.4 - 13-24.
Fuente: Elaboración Propia.

Chan.	Channel type	Ref. value	Sec.nom.val.	Prim/Sec ratio	Comment
1	CT 3ph	1	5 A	2400	AP01,02,03-T01-2K2L
2		1	5 A	2400	AP01,02,03-T01-2K2L
3		1	5 A	2400	AP01,02,03-T01-2K2L
4	CT 3ph	1	5 A	2400	AP11,12,13-T01-3K3L
5		1	5 A	2400	AP11,12,13-T01-3K3L
6		1	5 A	2400	AP11,12,13-T01-3K3L
7	VT 1ph 1.00	1	100 V	21	AP51,52,53-T01-Y
8	Not Used	0		0	
9	Not Used	0		0	
10	Not Used	0		0	
11	Not Used	0		0	
12	Not Used	0		0	

Figura 4.14 Señales de Entradas - Slot Nr.6 - 1-12.
Fuente: Elaboración Propia.

4.2.2.1.2 Selección y Ajustes de Relés

En esta etapa, son seleccionadas de la biblioteca de funciones, todos los relés previamente establecidas para el sistema de protecciones, y para ello se eligen los relés de la lista mostrada en el lado izquierdo de la figura 4.15 y arrastramos el icono hacia la ventana de ajustes del lado derecho en la misma figura, una vez allí se procede a ingresar los ajustes según la función de protección.

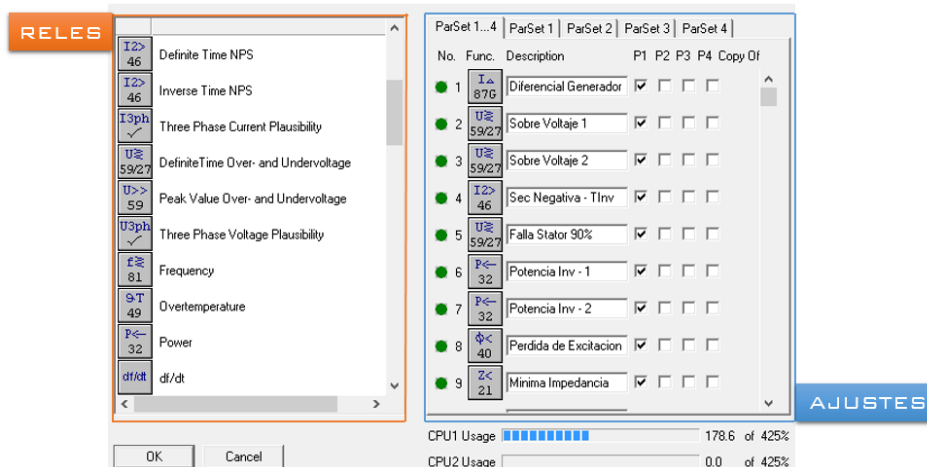


Figura 4.15 Selección y Ajustes de Relés.

Fuente: Elaboración Propia.

A continuación, se muestran los relés seleccionados de la biblioteca funciones, con sus respectivos ajustes y la curva resultante:

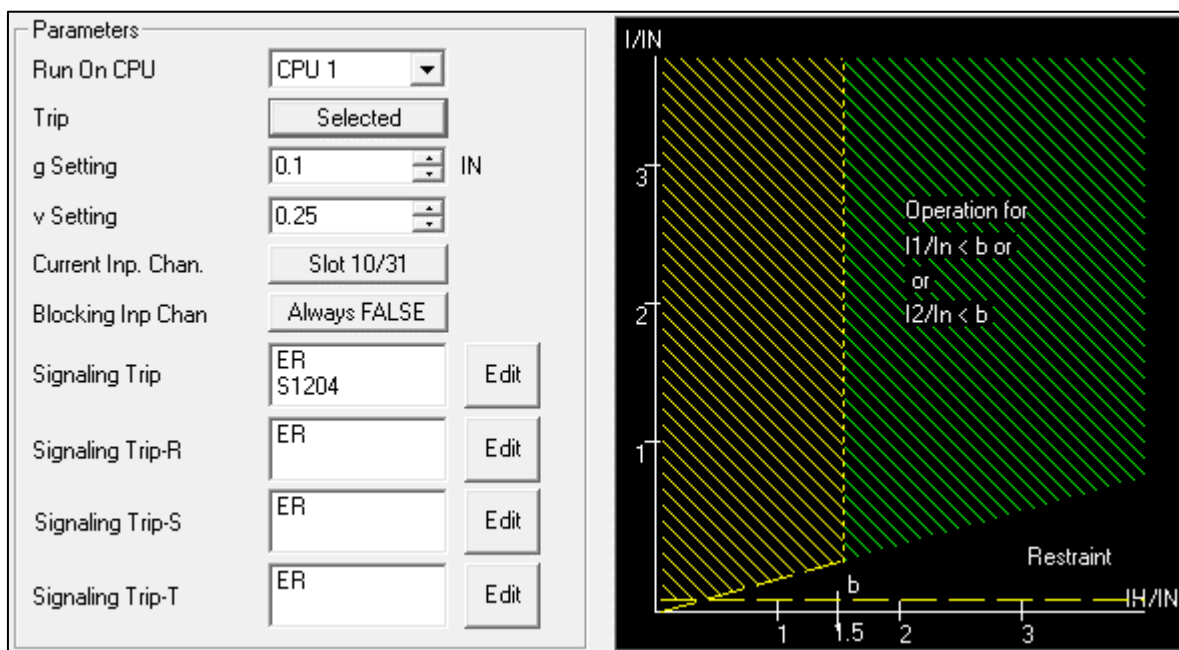


Figura 4.16 Relé Diferencial de Generador 87G.

Fuente: Elaboración Propia.

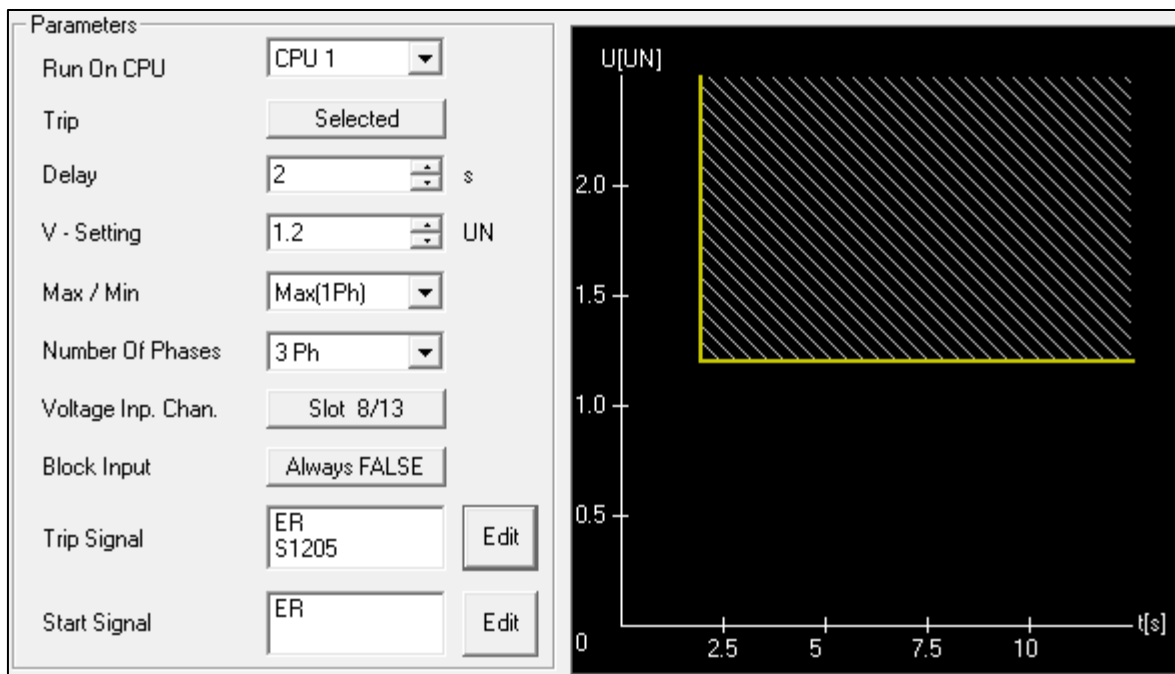


Figura 4.17 Relé de Sobrevoltaje "1" 59-27.
Fuente: Elaboración Propia.

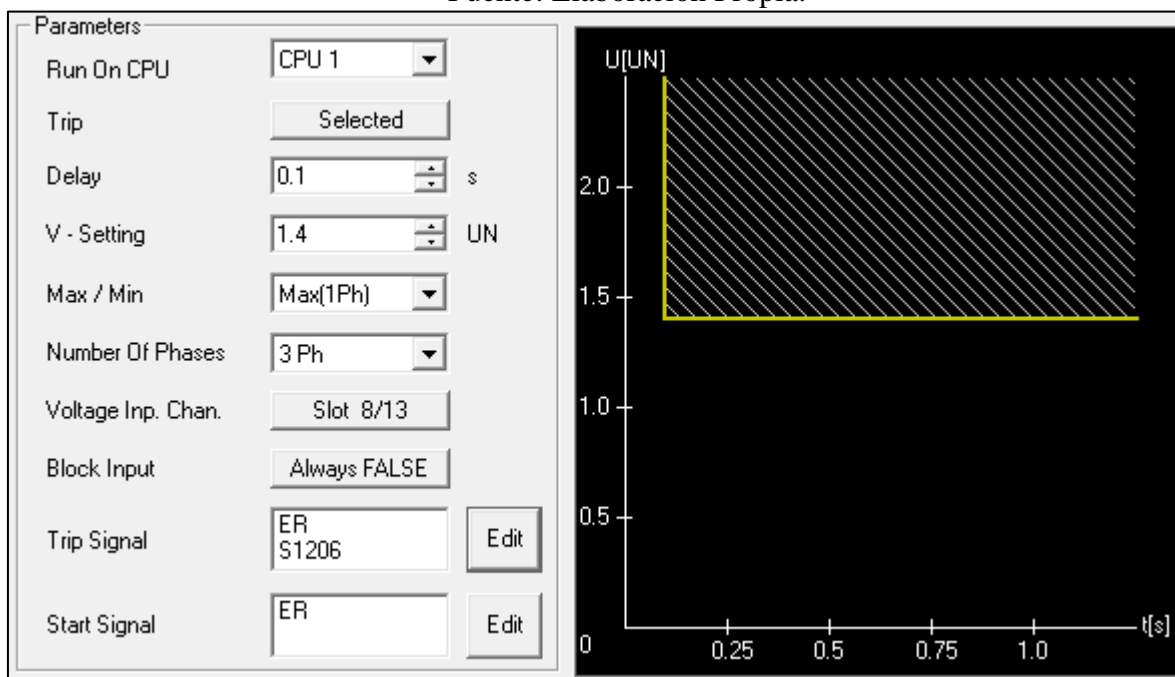


Figura 4.18 Relé de Sobrevoltaje "2" 59-27.
Fuente: Elaboración Propia.

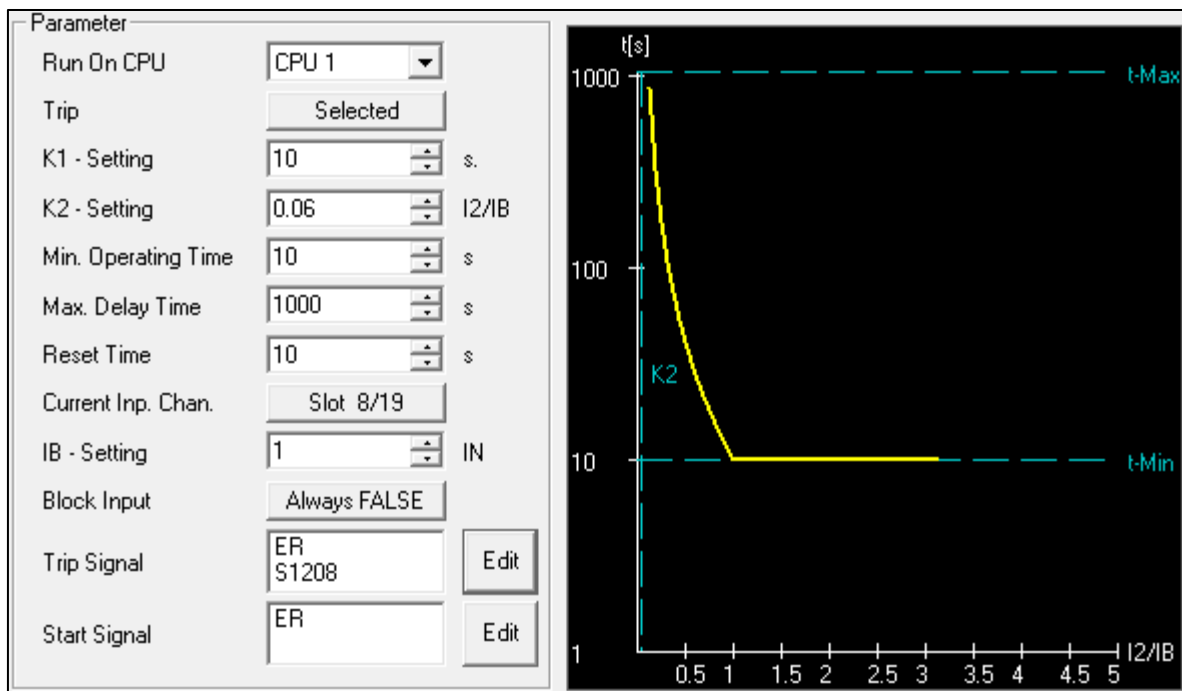


Figura 4.19 Relé de Secuencia Negativa Tiempo Inv 46.
Fuente: Elaboración Propia.

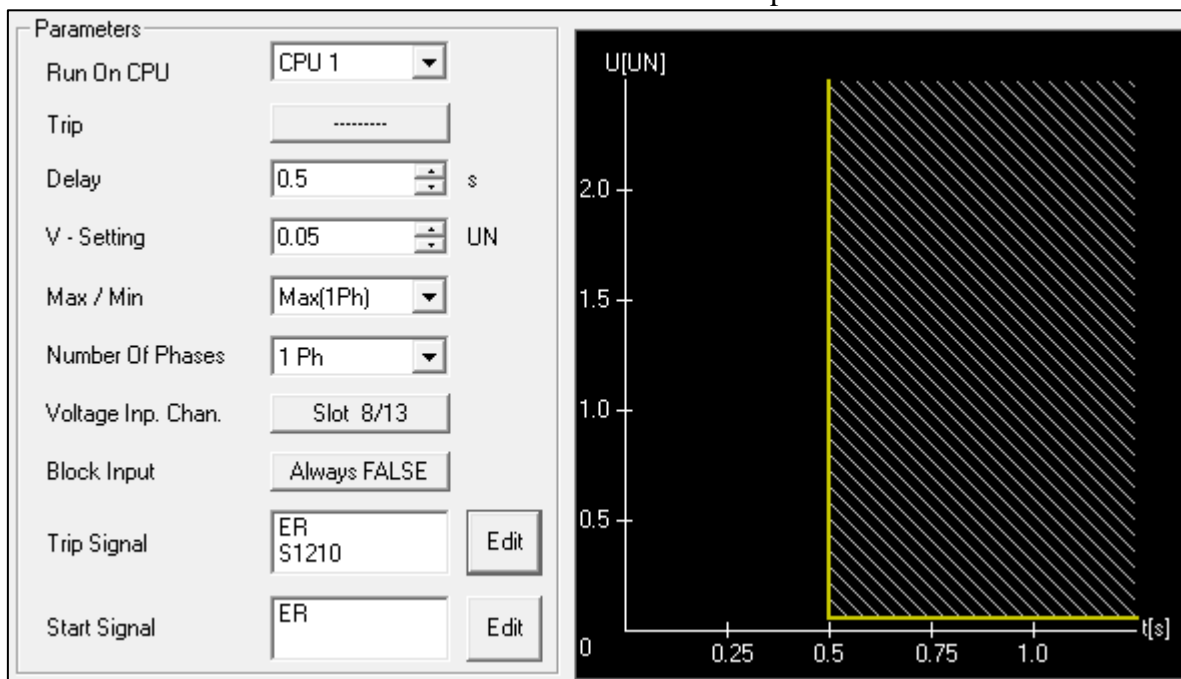


Figura 4.20 Relé de Falla Estator 90% 59-27 .
Fuente: Elaboración Propia.

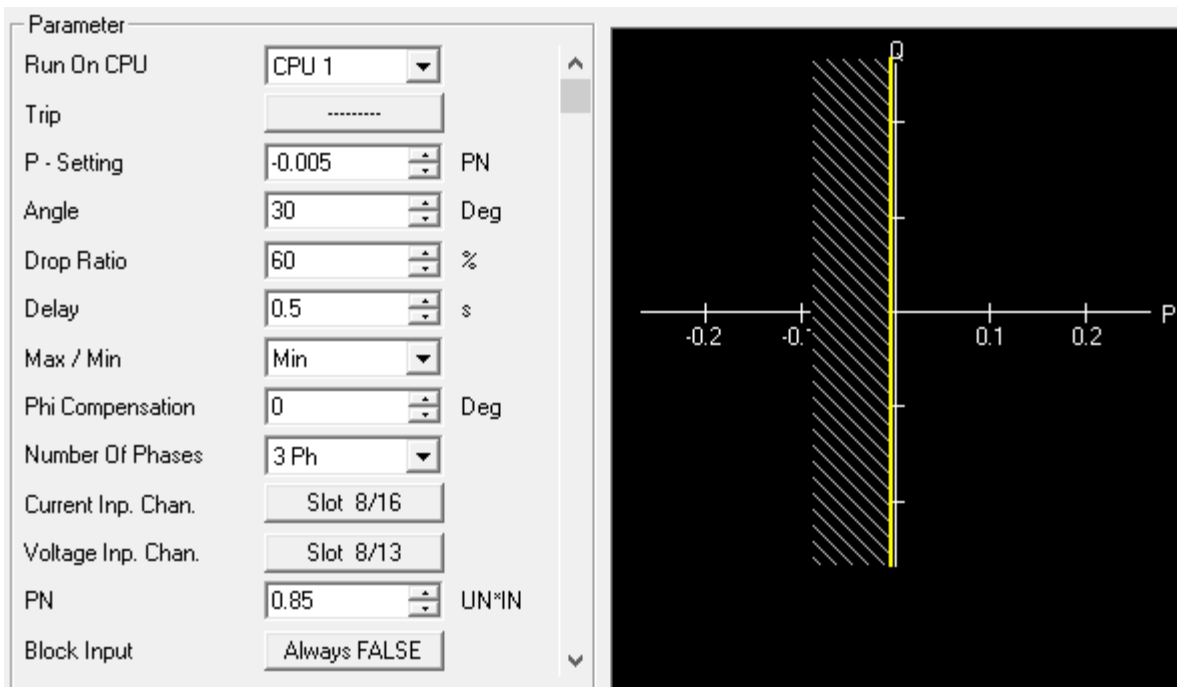


Figura 4.21 Relé de Potencia Inversa "1" 27 .
Fuente: Elaboración Propia.

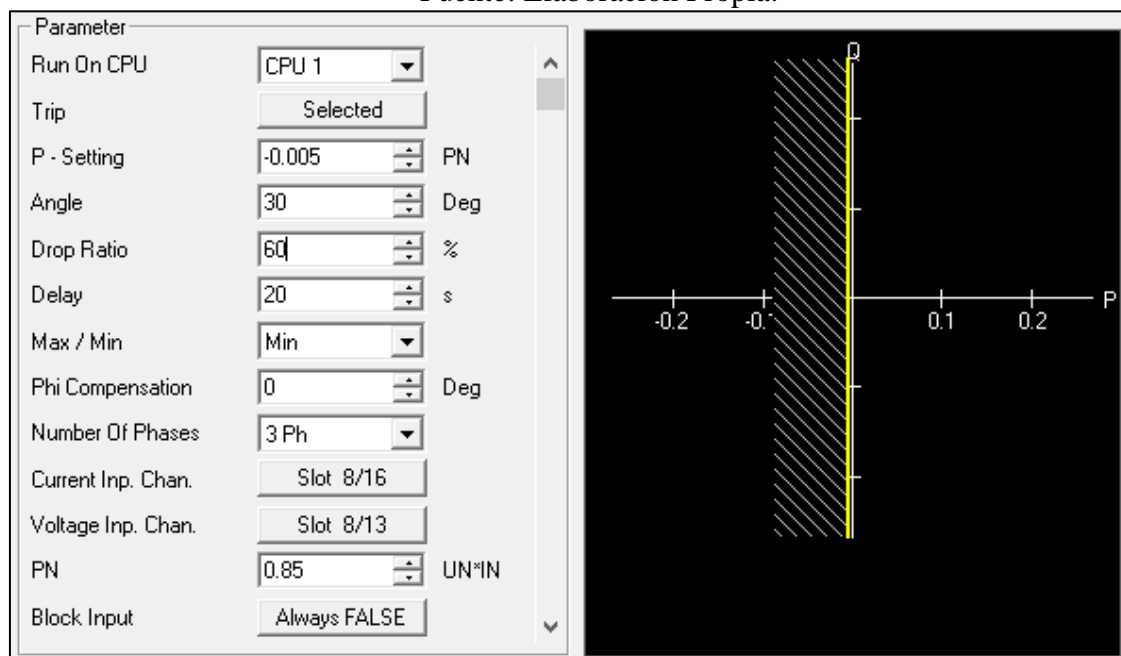


Figura 4.22 Relé de Potencia Inversa "2" 27.
Fuente: Elaboración Propia.

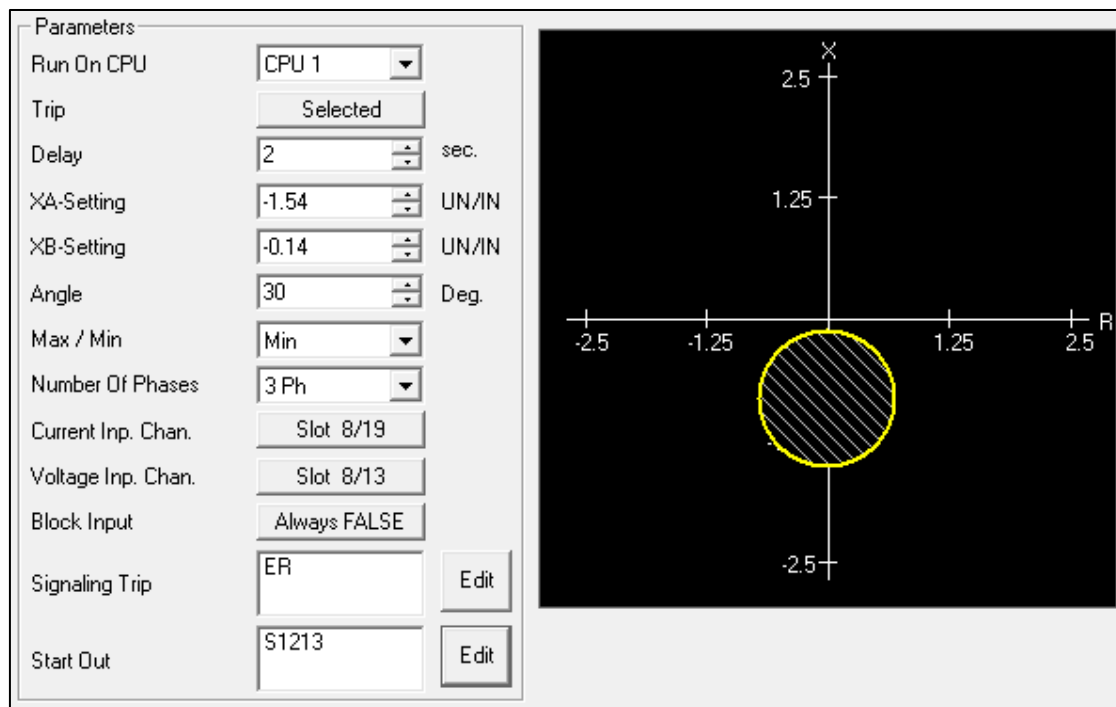


Figura 4.23 Relé de Pérdida de Excitación 40.
Fuente: Elaboración Propia

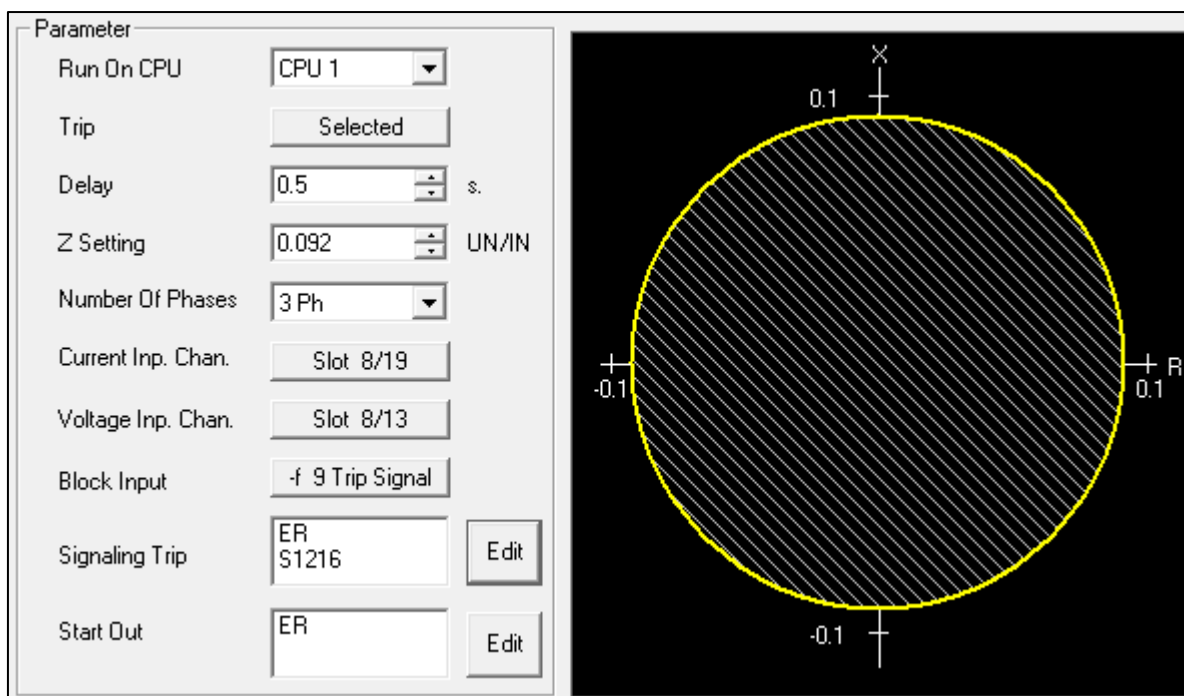


Figura 4.24 Relé de Mínima Imdedancia 21.
Fuente: Elaboración Propia

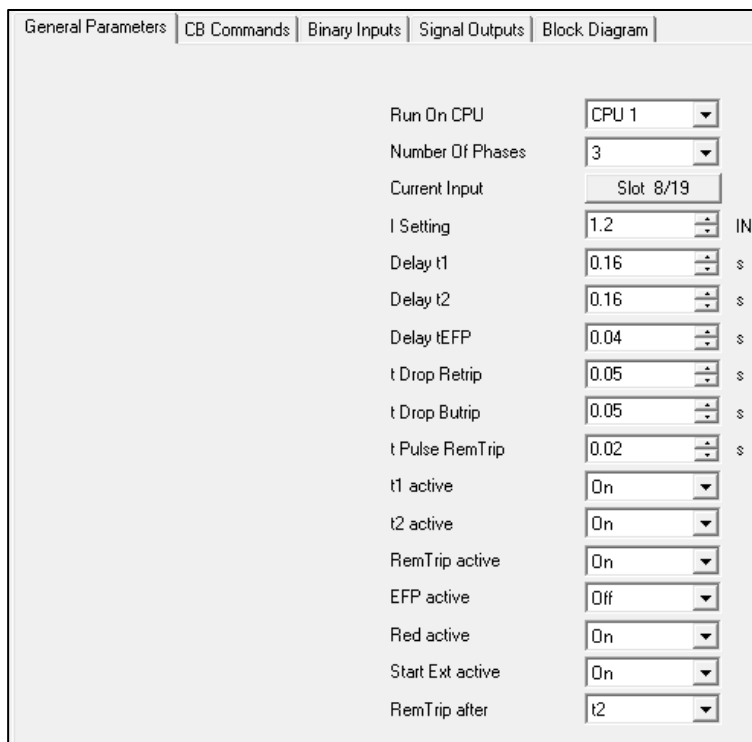


Figura 4.25 Falla de Breaker BFP.
Fuente: Elaboración Propia

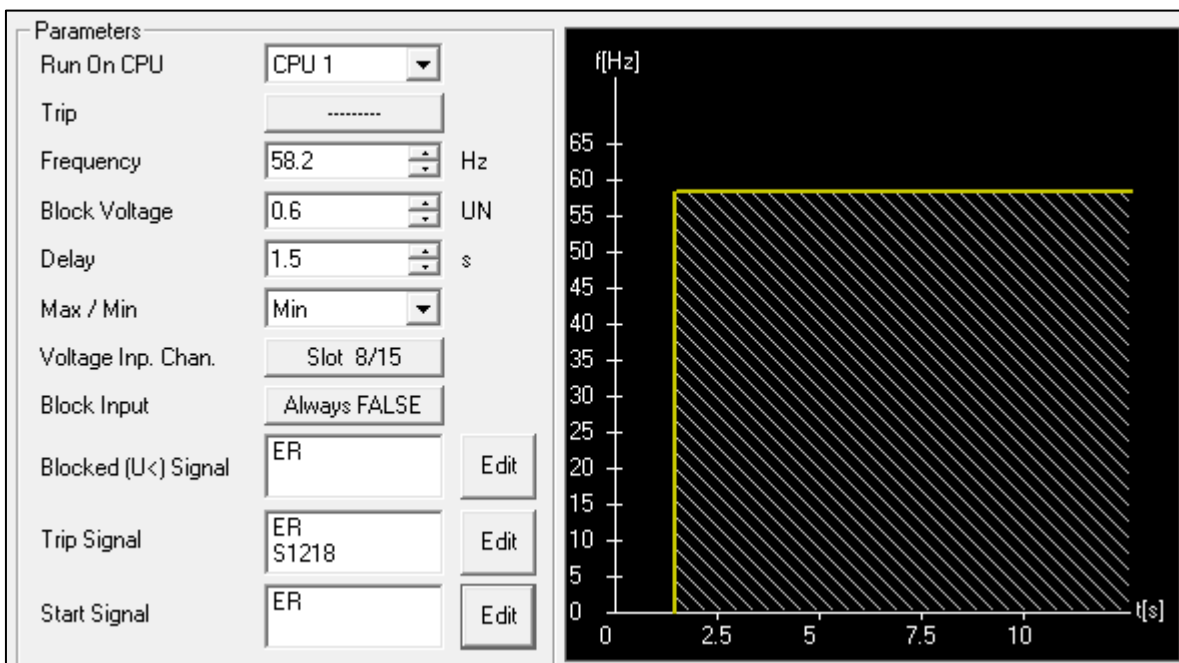


Figura 4.26 Relé de Baja Frecuencia “1” 81.

Fuente: Elaboración Propia

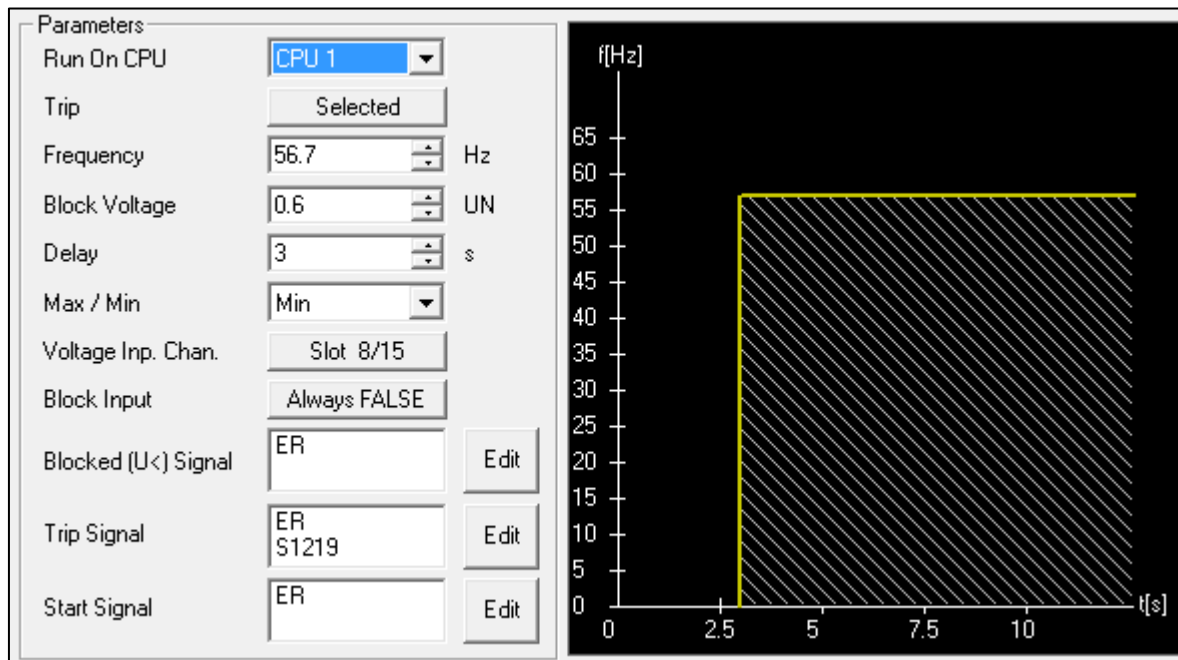


Figura 4.27 Relé de Baja Frecuencia “2” 81.

Fuente: Elaboración Propia

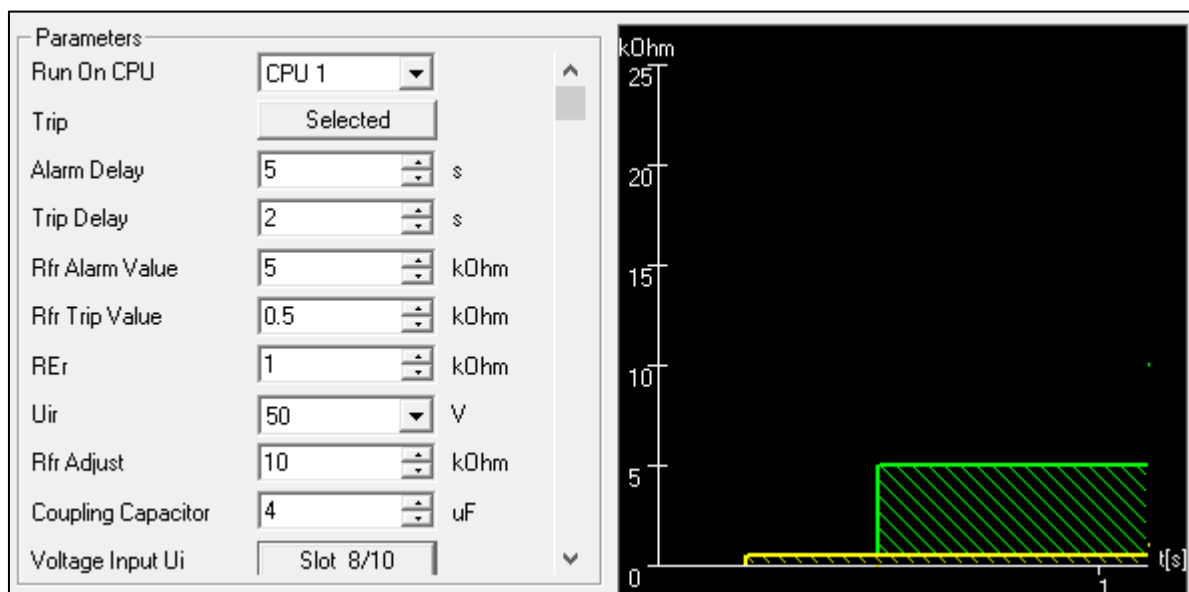


Figura 4.28 Relé de Falla Estator 100% 64R.

Fuente: Elaboración Propia

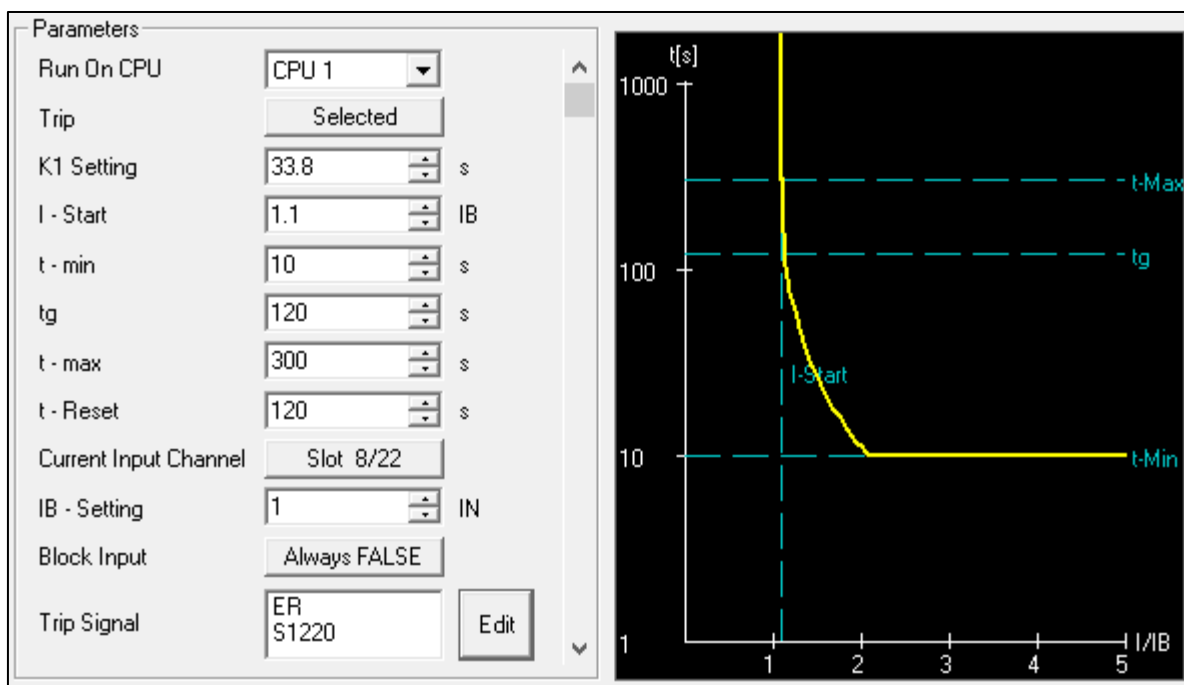


Figura 4.29 Relé de Sobrecarga Rotor 49R.

Fuente: Elaboración Propia

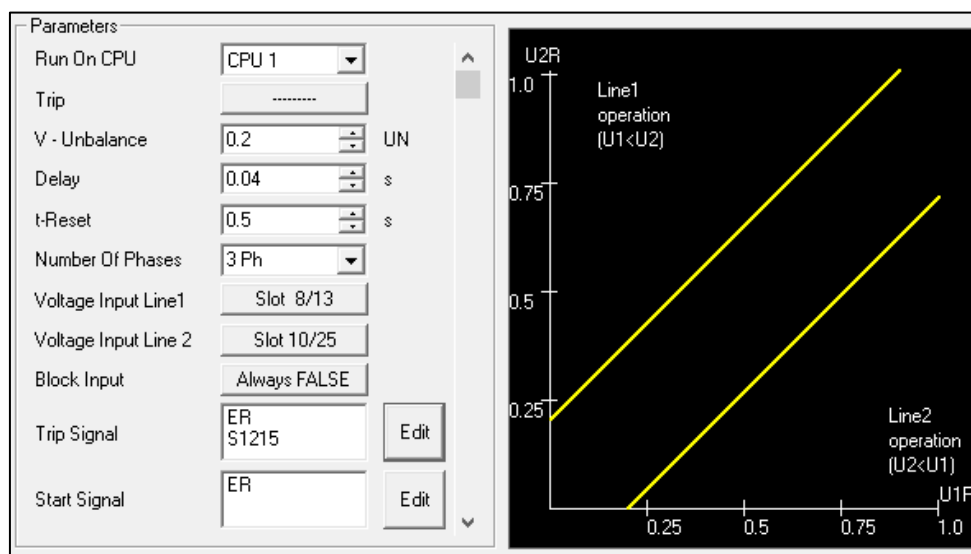


Figura 4.30 Relé de Desbalance de Voltaje 49R.

Fuente: Elaboración Propia

Finalmente se agrega una función de registro en la memoria del REG216 ABB, para realizar un posterior análisis en caso de una falla:

Figura 4.31 Registrador de Eventos.
Fuente: Elaboración Propia

4.2.2.1.2 Configuración de Las Salidas

En cuanto a los parámetros de salidas, tenemos la señal de disparo al interruptor y la señal de los indicadores, para ello es utilizado el slot Nr8 en configuración 216AC61 que son las salidas de señales analógicas para los interruptores y el slot Nr9 en su configuración 216AB61 que utilizaremos para las señales de indicación.

Ajustes de salida de disparo:

Channel	Comment	Channel	Comment
1	<input checked="" type="checkbox"/> 400Kv Disparo de Bobina 1	9	<input checked="" type="checkbox"/> Disparo Rapido Turb
2	<input checked="" type="checkbox"/> 400Kv Disparo de Bobina 2	10	<input type="checkbox"/>
3	<input checked="" type="checkbox"/> Int. 6.6kV - BA01- DISP1	11	<input type="checkbox"/>
4	<input checked="" type="checkbox"/> Int. 6.6kV - BA01-Cierre	12	<input type="checkbox"/>
5	<input checked="" type="checkbox"/> Int Carga Gen.- Dsp1	13	<input type="checkbox"/>
6	<input checked="" type="checkbox"/> Int Carga Gen.- Dsp2	14	<input type="checkbox"/>
7	<input checked="" type="checkbox"/> Int Carga Ext- Dsp1	15	<input type="checkbox"/>
8	<input checked="" type="checkbox"/> Int Carga Ext- Dsp2	16	<input type="checkbox"/>

Figura 4.32 Configuración de Disparos.
Fuente: Elaboración Propia

Ajustes de salida indicaciones:

Signal Outputs Latched & Comments		
Channel 1	<input checked="" type="checkbox"/>	LM01AB01 02 - S1
Channel 2	<input checked="" type="checkbox"/>	LM01AB01 02 - S2
Channel 3	<input checked="" type="checkbox"/>	LM01AB01 02 - S3
Channel 4	<input checked="" type="checkbox"/>	LM01AB01 03 - S1
Channel 5	<input checked="" type="checkbox"/>	LM01AB01 03 - S2
Channel 6	<input checked="" type="checkbox"/>	LM01AB01 03 - S3
Channel 7	<input checked="" type="checkbox"/>	LM01AB01 03 - S4
Channel 8	<input checked="" type="checkbox"/>	LM01AB01 03 - S5
Channel 9	<input checked="" type="checkbox"/>	LM01AB02 03 - S1
Channel 10	<input checked="" type="checkbox"/>	LM01AB02 03 - S2
Channel 11	<input checked="" type="checkbox"/>	LM01AB01 02 - S1
Channel 12	<input checked="" type="checkbox"/>	LM01AB06 07 -S1
Channel 13	<input checked="" type="checkbox"/>	LM01AB06 07 -S2
Channel 14	<input checked="" type="checkbox"/>	LM01AB06 07 -S3
Channel 15	<input checked="" type="checkbox"/>	LM01AB06 08 -S1
Channel 16	<input checked="" type="checkbox"/>	LM01AB06 08 -S2
Channel 17	<input checked="" type="checkbox"/>	LM01AB06 08 -S3
Channel 18	<input checked="" type="checkbox"/>	LM01AB06 08 -S4
Channel 19	<input checked="" type="checkbox"/>	LM01AB06 08 -S5
Channel 20	<input checked="" type="checkbox"/>	LM01AB07 08 -S1
Channel 21	<input checked="" type="checkbox"/>	LM01AB07 08 -S2
Channel 22	<input checked="" type="checkbox"/>	LM01AB09-S1
Channel 23	<input type="checkbox"/>	
Channel 24	<input type="checkbox"/>	
Channel 25	<input type="checkbox"/>	
Channel 26	<input type="checkbox"/>	
Channel 27	<input type="checkbox"/>	
Channel 28	<input type="checkbox"/>	
Channel 29	<input type="checkbox"/>	
Channel 30	<input type="checkbox"/>	
Channel 31	<input type="checkbox"/>	
Channel 32	<input type="checkbox"/>	

Figura 4.33 Configuración de Señales de Indicación.

Fuente: Elaboración Propia

4.2.3 Representación del Esquema De Protecciones

Con el propósito de mostrar, la configuración final de las protecciones y de cómo se interconecta al sistema de potencia de la unidad III, nos valdremos del diagrama unifilar mostrado en la figura 4.34, donde podemos observar al generador y transformador principal, junto con los transformadores, interruptores y los relés utilizados.

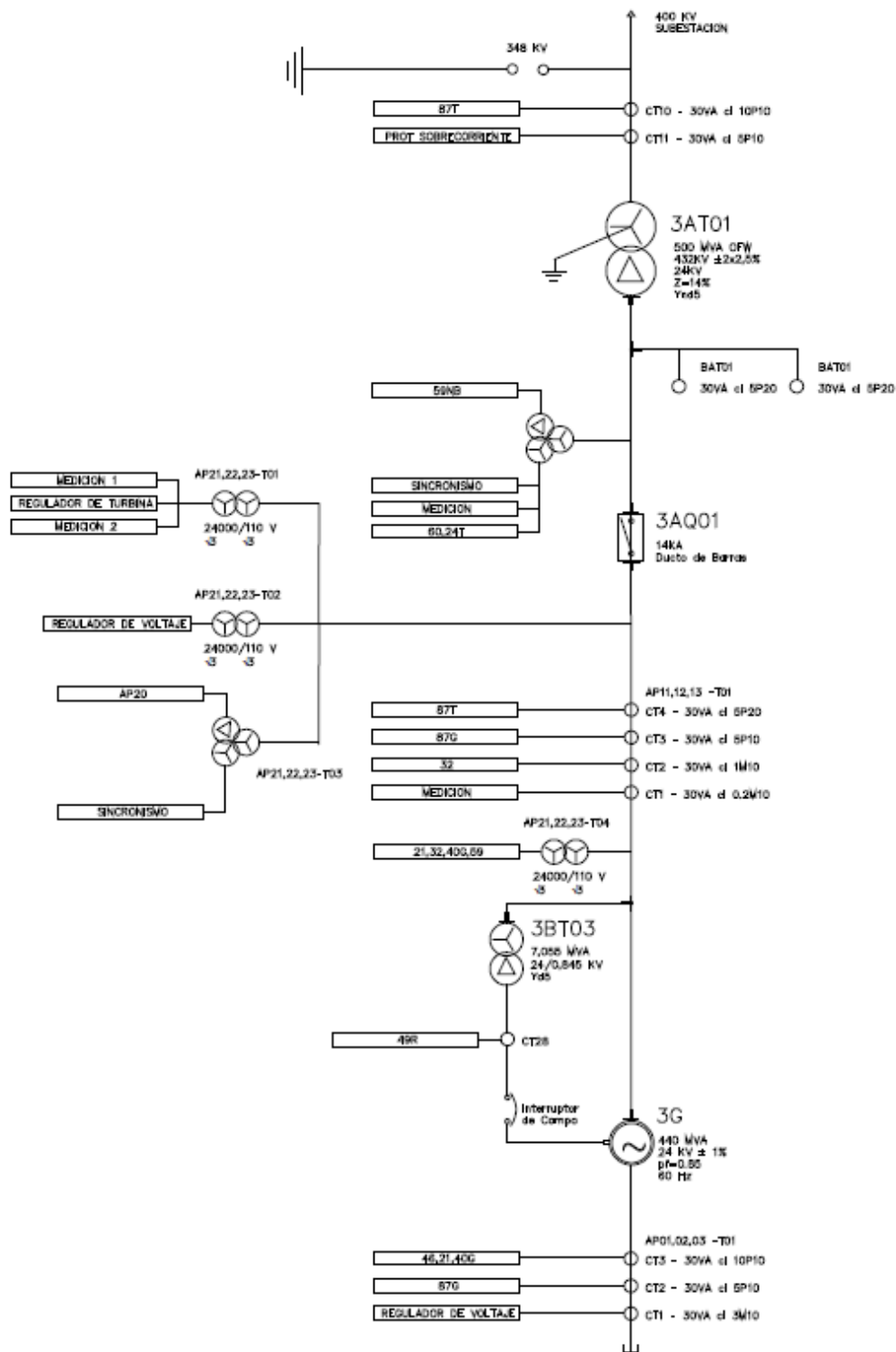


Figura 4.34 Esquema de Protecciones REG216 ABB.
Fuente: Elaboración Propia

4.3 Reemplazo del Sistema Gsx5a BBC por el Sistema REG 216 ABB

En este apartado, se describen de manera ordenada, los pasos que se deben ejecutar para la desinstalación y retiro de servicio del sistema de protección GSX5 BBC y el posterior montaje del REG216 ABB, siendo importante señalar que tales acciones, deben ser ejecutadas por personal técnico con experiencia en instalación y puesta en servicio de sistemas de protección, además de poseer conocimientos acerca del funcionamiento y operación de la unidad, y de las normas y protocolos de seguridad, establecidos por la empresa Planta Centro.

Tabla 4.14
Plan de Trabajo Propuesto

ACTIVIDAD	SEMANA 1					SEMANA 2					SEMANA 3				
	L	M	MI	J	V	L	M	MI	J	V	L	M	MI	J	V
Verificación de la polaridad de los transformadores de medida TC-TP	X	X													
Verificación del Cableado Asociados a las Transformadores de Medidas			X	X											
Adecuación e Identificación de Cableado Asociado al GSX5 BBC en el Panel HH01					X										
Desinstalación del Sistema Electrónico GSX5 BBC						X	X								
Montaje del Sistema Numérico REG216 ABB								X	X						
Conexión de las Entradas (Tc-Tp) y las Salidas (Disparo y Señalización)										X					
Verificación de las Conexiones											X				
Pruebas De los ajustes de los Relés y Salidas Utilizando el Software del Equipo												X	X		
Pruebas De Inyección de Señales con Equipo Portátil														X	X

Fuente: Elaboración Propia

En base a que ya ha sido comprobada la compatibilidad de ajustes en los relés y comparadas las dimensiones de los equipos, se indica en la tabla 4.14 el cronograma a seguir, iniciando esta fase verificando que el cableado, concuerde con la información registrada en los planos propuestos, para todas las conexiones de los elementos de medición y fuentes de alimentación. Luego, una vez efectuado el reemplazo y antes de poner al equipo en servicio, deben realizarse pruebas para verificar el funcionamiento adecuado del sistema de protecciones.

4.3.1 Desinstalación del Sistema de Protecciones Electrónico Gsx5a BBC

Como ya ha sido mencionado, este equipo se encuentra protegido dentro de un armario que tiene un diseño compacto, por lo tanto, puede ser visto como una única unidad que debe ser removida, siguiendo los siguientes pasos:

1. Desenergizar el Módulo HH01:

Abriendo los interruptores que alimentan el lado red y el lado generador, existiendo uno por cada lado indicados en la figura 4.35.



Figura 4.35 Interruptores de alimentación del GSX5.
Fuente: Elaboración Propia

2. Desconectar las Entradas y Salidas del Equipo:

En el mismo orden expuesto en los registros de cableado, se remueven uno a uno, los tornillos que sujetan el cable. Podemos observar en la figura 4.36, un modelo referencial

de las regletas, donde se identifica en el recuadro naranja el módulo al que pertenece la regleta y los recuadros pequeños identifican la bornera.

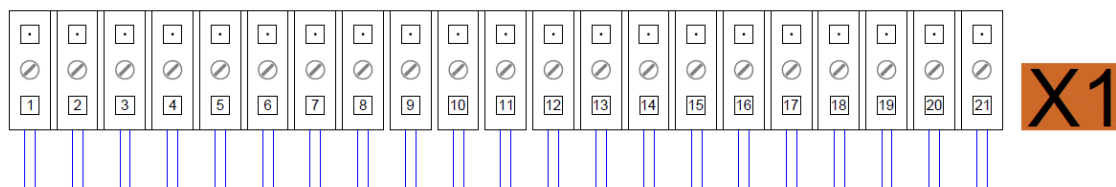


Figura 4.36 Modelo Referencial de las Regletas del GSX5a.
Fuente: Elaboración Propia

3. Desarmar la Base del Chasis:

Se deben remover las pletinas de sujeción, que fijan al armario en su posición vertical.
(ver figura 4.37)

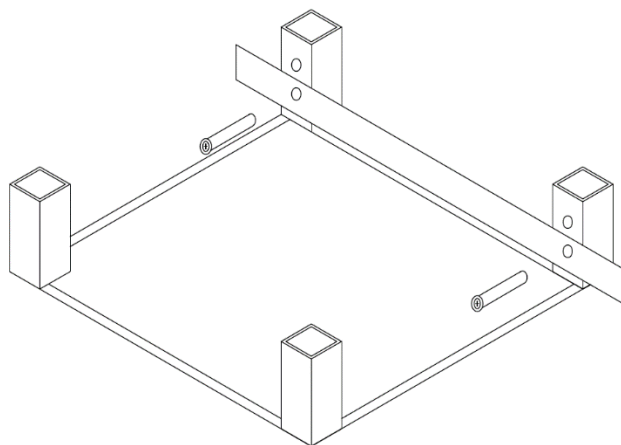


Figura 4.37 Elementos de Sujeción, del Armario HH01.
Fuente: Elaboración propia.

4. Levantamiento y Traslado:

Para remover el equipo, que tiene un peso de 489kg, se recomienda utilizar un vehículo de transporte manual, tal como las transpaletas y también el uso de gatos hidráulicos o palancas, según sea necesario.

4.3.2 Montaje del Sistema de Protecciones Numérico REG216 ABB

Al remover de su sitio el GSX5a, queda en consecuencia un espacio donde colocar la cabina (ver figura 4.38) que protege al nuevo sistema de protecciones numérico y es importante señalar, que la misma posee un diseño compacto, donde además de estar instalado el equipo REG216 ABB, se encuentran acopladas las regletas, borneras, relés y el resto de los dispositivos asociados a su funcionamiento.

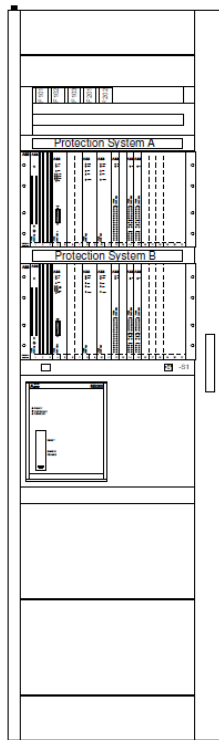


Figura 4.38 Cabina del Reg216 ABB.

Fuente: ABB Switzerland Ltd.

El proceso de instalación del REG216 ABB, inicia con el traslado del equipo, siempre en posición vertical, hasta a la posición donde estaba el antiguo armario, luego con el uso del mismo aparataje empleado en la remoción del equipo anterior. Una vez que el equipo se encuentre en el sitio de emplazamiento, se deben seguir los pasos descritos en los siguientes apartados:

4.3.2.1 FIJAR LA POSICION DE LA CABINA

Antes de colocar al equipo, en su posición final, se deben fijar las bases de sujeción de la nueva cabina (ver figura 4.39), en la cual se asentará sobre esta estructura.

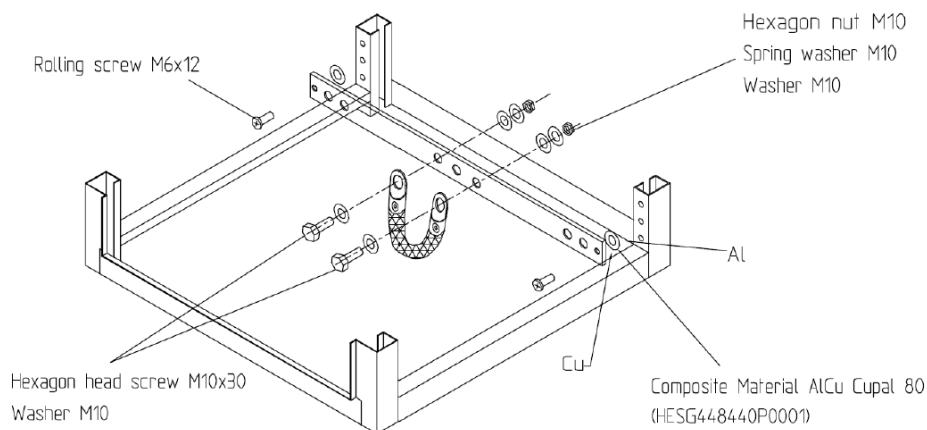


Figura 4.39 Elementos de Sujeción, de la cabina REG216.
Fuente: ABB Switzerland Ltd.

4.3.2.2 Conexión del Sistema

Esta etapa se deben realizar todas las conexiones, para el funcionamiento del equipo, es decir conectar los relés con los dispositivos tales como, los TC, TP, fuentes de alimentación, disparos, alarmas, etc., entonces para ello se utilizarán los registros de las antiguas conexiones y se procederá a cablear las regletas del REG216 ABB, tal como se indica:

- Fuentes de Energía de Corriente Continua:

Los dos módulos del REG216 ABB, es decir el lado generador (A) y lado red (B), deben ser energizados con una fuente 220V DC, en este caso se tomarán los puntos existentes en la sala DECONTIC (ver figura 4.40).

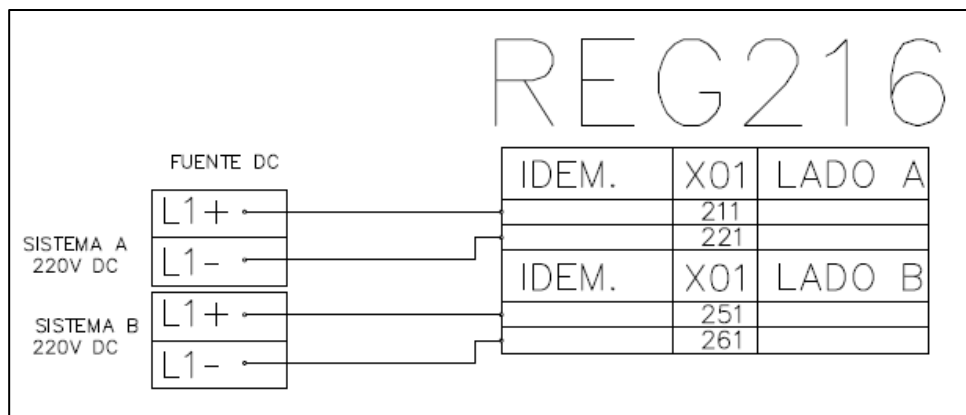


Figura 4.40 Energización del REG216 ABB.
Fuente: Elaboración Propia.

- Señales de Entrada:

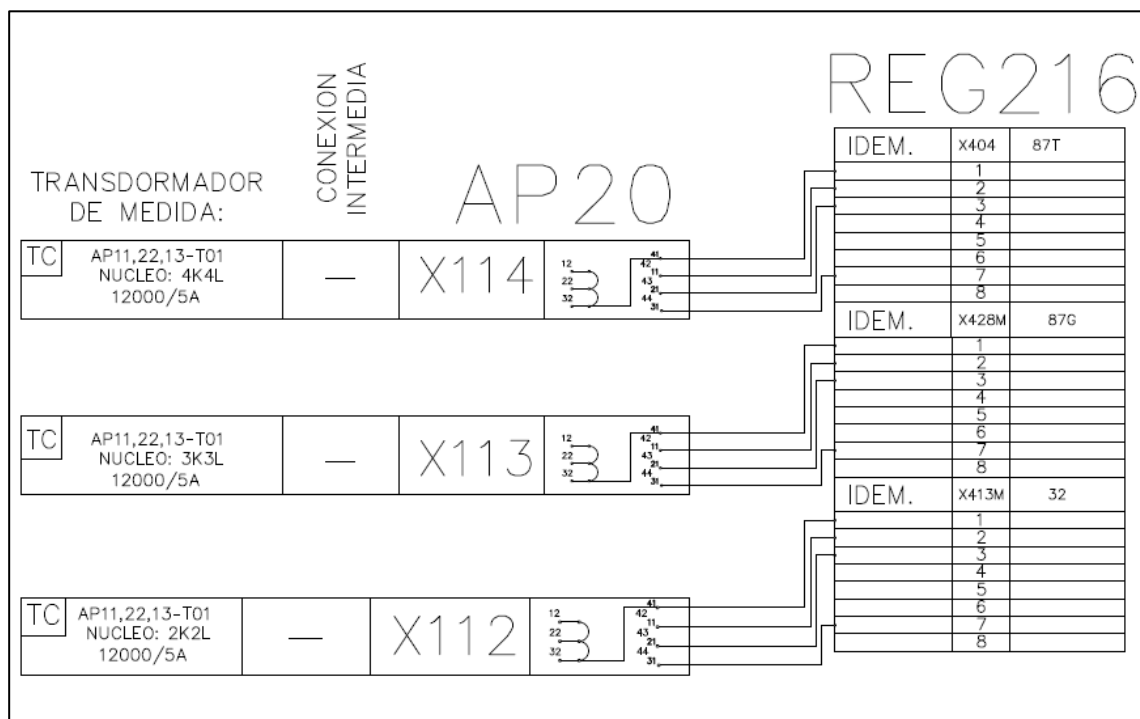


Figura 4.41 Señales de entrada del REG216 ABB 1-2.
Fuente: Elaboración Propia.

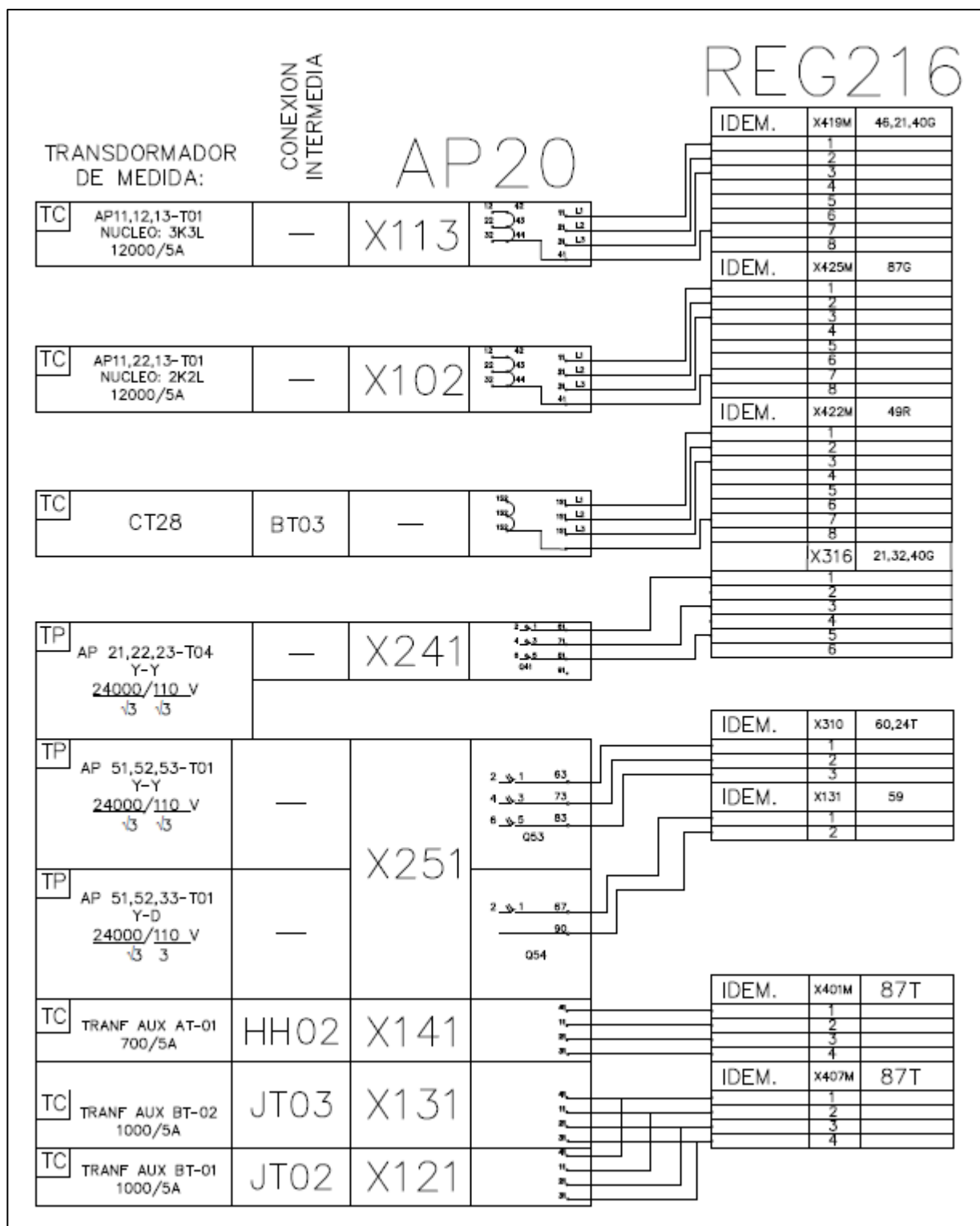


Figura 4.42 Señales de entrada del REG216 ABB 2-2.
Fuente: Elaboración Propia.

- Señales de Salida:

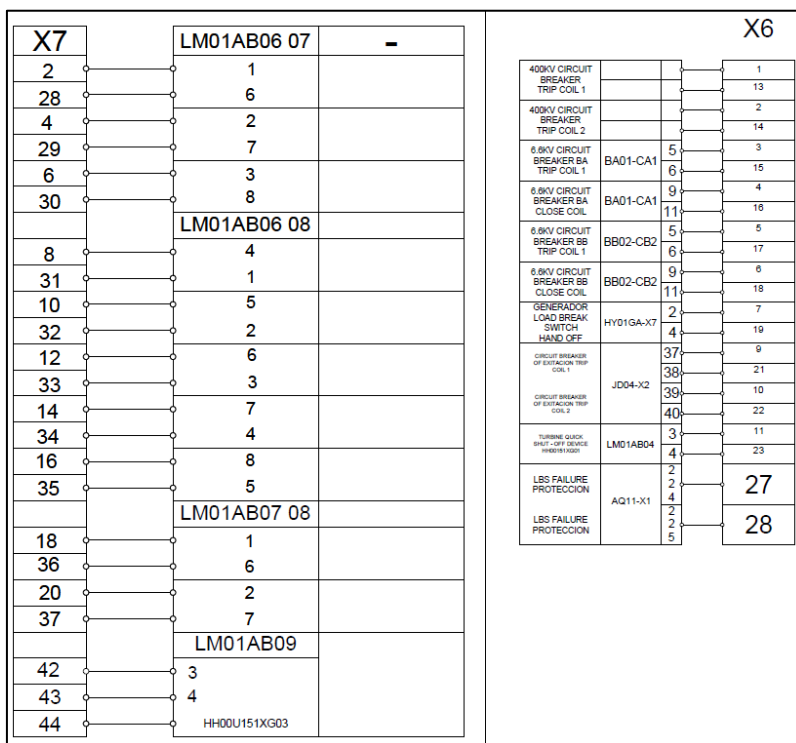


Figura 4.43. Señales de salida del REG216 ABB 1-2.
Fuente: Elaboración Propia.

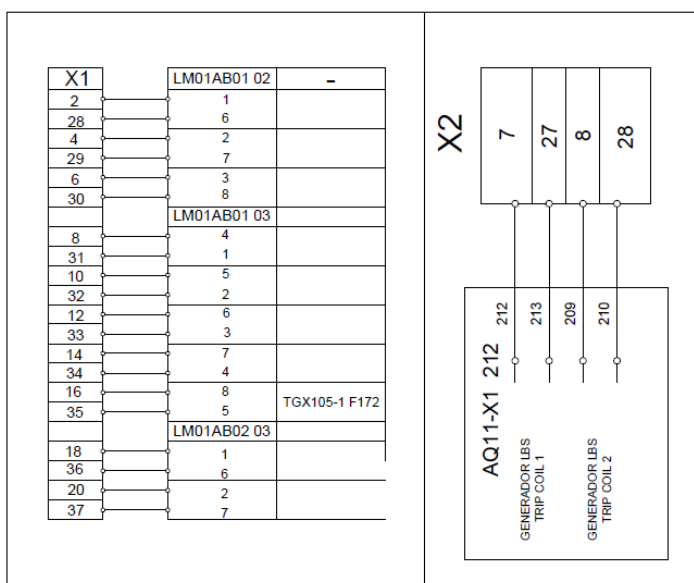


Figura 4.44 Señales de salida del REG216 ABB 2-2.
Fuente: Elaboración Propia.

4.3.3 Protocolo de Pruebas

Antes de encender el sistema por primera vez, se recomienda, realizar una inspección completa del montaje del equipo, a fin de evitar accidentes o daños a los equipos. El personal para ejecutar estas pruebas, debe tener conocimientos en el área de instalación de equipos de protección y las normas de seguridad establecidas por la empresa.

4.3.3.1 Inspección Visual

En base a la información registrada, el personal técnico debe verificar, que todo el cableado se encuentre identificado y que correspondan con su punto de conexión, así como también, que estén debidamente fijos en su borneras correspondientes, a fin de que no se suelten o hagan un falso contacto.

4.3.3.2 Verificación de las Señales de los Relés

Con el uso del software CAP2/316, se pueden accionar directamente las entradas, de los relés y leds del equipo REG216 ABB en forma individual. Siendo importante señalar que estas pruebas, no deberán realizarse en condiciones de operación del sistema, ya que implica el accionamiento real de los dispositivos asociados. Para realizar las pruebas de hardware con el CAP2/316, debemos activar el modo online, de la manera siguiente:

1. Abrir el archivo **“Esquema REG216”**, seleccionar el modo de comunicación **Online**.
2. En la barra de herramientas, seleccionar la pestaña **“Monitor”** y seleccionar la opción **“Test Functions”**.
3. En este punto, se despliega una ventana, donde se debe introducir el código de seguridad **“SYSMAN”** (por defecto).
4. Luego escogemos la opción **“Protection Fuctions”**, de donde se despliega la lista de relés que hemos asignado.

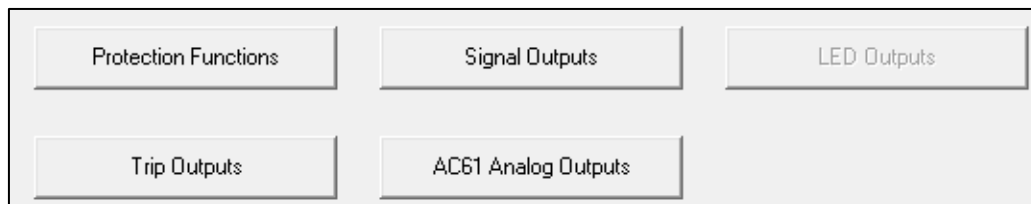


Figura 4.45 Ventana de Pruebas CAP2/316.

Fuente: Elaboración Propia.

5. Seleccionamos la función que queremos probar y elegimos “Open Function”.

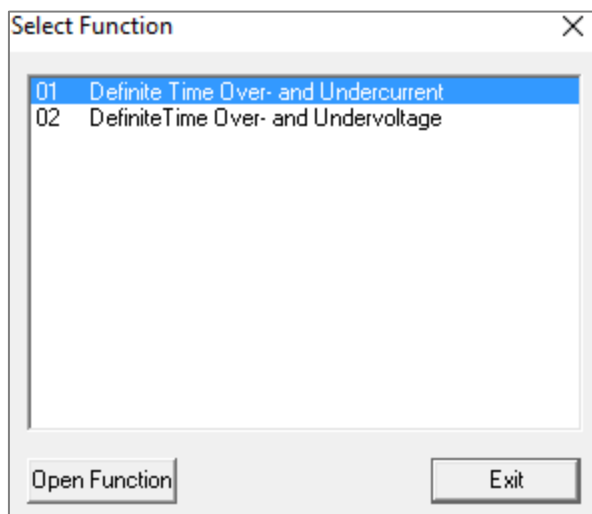


Figura 4.46 Lista de Funciones Implementadas CAP2/316.

Fuente: Elaboración Propia.

6. Finalmente se muestran los parámetros, asociados a ese relé y mediante la opción “Test Values”. En función de los ajustes mostrados, se introducen manualmente las magnitudes que activen al relé y se selecciona “**Perform Test**” el resultado debe reflejarse en la columna de leds del equipo.

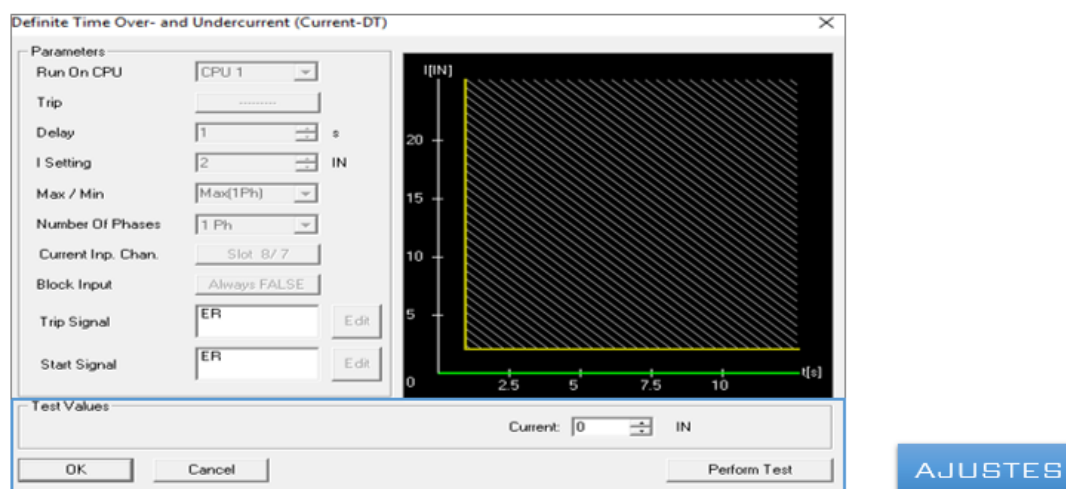


Figura 4.47 Ajustes de Pruebas CAP2/316.

Fuente: Elaboración Propia

4.3.3.3 Verificación de Las Señales de Salidas

El proceso, se realiza seleccionando la opción “**Signal Outputs**” de la ventana “**Test Functions**”, luego seleccionando las salidas correspondientes, estas deben cambiar a color azul, para indicar que serán puestas a prueba y finalmente mediante la opción “**Perform Test**”, de iluminarse en color amarillo los canales, se verifica que se han configurado adecuadamente las señales de salida.

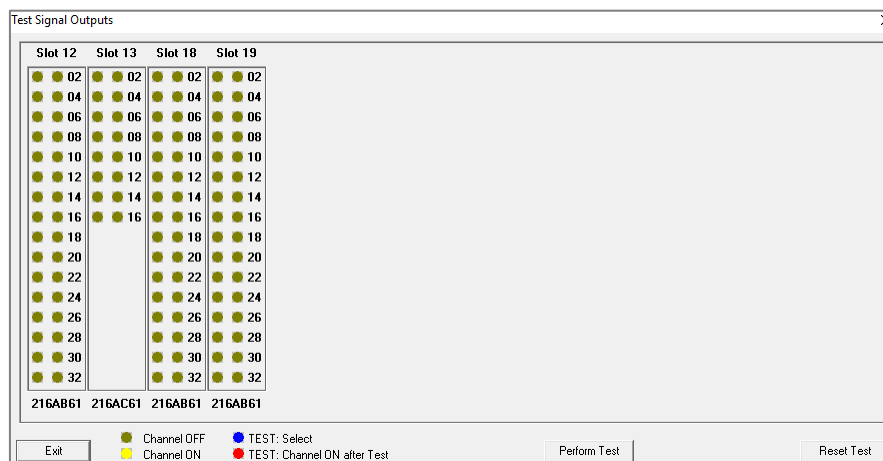


Figura 4.48 Pruebas en las Salidas CAP2/316.

Fuente: Elaboración Propia

4.3.3.4 Prueba de Inyección de Las Señales con Equipo Portátil

Esta es la prueba más importante que se le puede realizar a los relés, la cual consiste en utilizar un equipo electrónico portátil (diseñado para pruebas a relés), en este caso el personal de Mediciones y Protecciones, dispone un dispositivo pruebas de relés ONMICROM, el cual se conecta a las entradas de corrientes y voltajes de los relés, con la finalidad de simular el funcionamiento de la unidad generadora III y tiene como objetivo, observar el comportamiento del relevador y verificar que se comporte, según las funciones de protección programadas, en diferentes condiciones de operación.

En este caso, mediante la inyección de señales de corriente y/o voltaje, debe comprobarse el funcionamiento de todas las funciones de protección, a continuación, se muestran algunas de las protecciones que se deben comprobar y se sugiere el uso de las siguientes tablas para registrar, los resultados:

Tabla 4.15

Prueba – Funcion de Secuencia Negativa – REG216 ABB

I (A)	ANGULO(°)	TIEMPO (s)
-------	-----------	------------

Fuente: Elaboración Propia

Tabla 4.16

Prueba – Funcion de Sobrecorriente (Tiempo definido) – REG216 ABB

VOLTAJE (V)	ANGULO (°)	R - I (A)	S - I (A)	T - I (A)	TIEMPO (S)
-------------	------------	-----------	-----------	-----------	------------

Fuente: Elaboración Propia

Tabla 4.17

Prueba – Funcion de Sobrecorriente (Instantáneo) – REG216 ABB

FASE	CORRIENTE	Top
R		
S		
T		

Fuente: Elaboración Propia

Tabla 4.18

Prueba – Funcion de Sobrecarga – REG216 ABB

FASE	CORRIENTE (A)	TIEMPO (S)
R		
S		
T		

Fuente: Elaboración Propia

Tabla 4.19

Prueba – Función Estator a Tierra – REG216 ABB

VOLTAJE (V)	TIEMPO (S)
-------------	------------

Fuente: Elaboración Propia

Tabla 4.20
Prueba – Función Estator a Tierra – REG216 ABB

FASE R		FASE S		FASE T	
I(A)	T(S)	I(A)	T(S)	I(A)	T(S)

Fuente: Elaboración Propia

En función de los resultados arrojados por esta prueba, se comprueba la adecuada operación de los relés utilizados por el sistema de protección REG216ABB.

4.3.3.5 Prueba del Interruptor De Potencia

Con esta prueba, se verifica que los interruptores se disparen, cuando reciben la señal de los relés, según su función de protección, en este caso, seleccionaremos la opción “**Trip Output**” (ver figura 4.49), de la ventana “**Test Functions**”, luego elegimos de la casilla “**SLOT**” la conexión que verificar, para finalmente seleccionar la opción “**Perform Test**”. En forma similar, a las pruebas realizadas a las señales de indicación, si la acción se ejecutó correctamente, el led azul cambiará a color amarillo y el interruptor conmutará sus contactos.



Figura 4.49 Pruebas de Apertura de los Interruptores CAP2/316.
 Fuente: Elaboración Propia

Conclusiones

Una vez finalizado el desarrollo la investigación, se puede concluir de los resultados obtenidos lo siguiente:

1. Mediante el diseño de un esquema de protecciones, se verificó que el Sistema de Protección Numérico REG 216 ABB, puede ser instalado como nuevo sistema de protección en la unidad generadora III, ya que es posible adaptarlo a los dispositivos de medición, señalización y disparo, existentes.
2. El sistema de protección numérico REG216 ABB, además de adaptarse a las condiciones impuestas a la unidad, deja implícita la posibilidad adecuarlo a posteriores cambios, que incurran en la implementación de nuevos dispositivos con señales digitales.
3. Con la aplicación de la tecnología numérica al sistema de potencia de la unidad III, se consigue restituir el grado de protección requerido, por el generador y transformador principal.
4. En función de que el sistema de protección numérico, está diseñado para ser implementado en sistemas de generación, proporciona un grado de protección mayor que la anterior tecnología, en base a que permite un mayor número de funciones de protección.
5. Debido a la mayor cantidad de ajustes en los parámetros, que permiten los relés numéricos, el sistema REG216 se adapta mejor a las condiciones de operación de la unidad, consiguiendo una mayor selectividad y una mejor configuración en el sistema.
6. Esta investigación expone consideraciones, características y aplicaciones, en la implementación de los relés numéricos, que sirve de referencia al personal encargado de la operación del sistema de protecciones y a otros proyectos que contemplen un perfil similar.

Recomendaciones

En función de los resultados y conclusiones, que se obtuvieron en la investigación, se pueden hacer las siguientes recomendaciones:

1. Basados en las normas ANSI/IEEE, se pueden realizar ajustes más finos en los relés del REG 216 ABB, que se adapten mejor al sistema de potencia.
2. La tecnología de software de OMICRON, permite crear plantillas de prueba, las cuales se adaptan a las configuraciones reales de los relés, facilitando enormemente las pruebas en los sistemas numéricos de protección, por lo que se recomienda verificar la adaptación, de la plantilla del REG 316 ABB, disponible en la lista de relés admitidos, en el soporte técnico.
3. Algunas de funciones de protección, encontradas en la biblioteca del REG216 ABB, no fueron empleadas y se recomienda, evaluar la posibilidad de su utilización.
4. Los Sistemas de Protección Numéricos, no deben ser expuestos a altas temperaturas, ya que existe el riesgo de que se dañen sus componentes electrónicos, por lo que se recomienda mejorar el sistema de aire acondicionado, en la sala DECONTIC.
5. Utilizar esta investigación como modelo, para evaluar la posibilidad, de la modernización del sistema de protecciones del resto de las unidades generadoras construidas en Planta Centro.

Referencias

1. BARRANTES PINELA, L. S. (2011). Diseño del sistema de protección y control de subestaciones eléctricas (Trabajo de Grado). Universidad Carlos III de Madrid, Madrid, España.
2. BARRIOS ROSALES, R. (2008). Implementación de un sistema de protecciones para las cinco unidades generadoras en la Hidroeléctrica Chixoy, utilizando relevadores multifunción SIEMENS 7UM62 (Trabajo de Grado). Universidad de San Carlos de Guatemala, Guatemala.
3. CARDENAS, E. Z. & GOMEZ, C. R. (2006). Reingeniería del sistema de control numérico en 115 KV para la subestación La Arenosa, CADAFE (Trabajo de Grado). Universidad de Carabobo, Bárbula, Venezuela.
4. CARRILLO, G. (2007). Protecciones eléctricas, Universidad Industrial de Santander, Bucaramanga, Colombia.
5. COMITÉ DE OPERACIÓN ECONÓMICA DEL SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL. (2008). Requisitos Mínimos Para Los Sistemas De Protección Del Sein. Lima, Perú.
6. CADAFE (2010), Compañía Anónima De Administración Y Fomento Eléctrico. Archivos de Planta Centro CORPOELEC. Morón, Venezuela.
7. GAMEZ, Y. L. & GOMEZ, M. A. (2009). Análisis del sistema de protecciones por sobrecorriente en los niveles de tensión 115 KV, 34.5 KV y 13.8 KV. Caso de estudio Electricidad de Valencia (Trabajo de Grado). Universidad de Carabobo, Valencia, Venezuela.
8. GARCIA AGUILAR, Y. A. (2010). Implementación de relés numéricos en la subestación Convento 230 KV de la Electricidad de Caracas (Informe de Pasantías). Coordinación de Ingeniería Eléctrica. Decanato de estudios profesionales. Universidad Simón Bolívar, Caracas, Venezuela.
9. Grupo de Pruebas – CADAFE. (2015, Diciembre). Documento perteneciente al Departamento de Mediciones y Protecciones, CORPOELEC. Morón, Venezuela.

10. INSTITUTO ARGENTINO DE LA ENERGÍA. (2016, Abril). Protección de sistemas eléctricos. [Online]. Recuperado de <http://www.iae.org.ar/archivos/educ7.pdf>.
11. INSTITUTO NACIONAL TECNOLÓGICO. (INATEC, 2013). Manual para el participante. Instalaciones eléctricas en edificios de oficinas, comercios e industrias. Nicaragua.
12. LUKASTCHUK, A. (2008). Fallas En Sistemas de Potencia. Material de apoyo de la materia Sistema de Potencia I. Publicaciones Universidad de Carabobo, Valencia, Venezuela.
13. MANUAL DE RELES DE DISPARO DEL GENERADOR, Sistema GSX5a BBC. Documento perteneciente al Departamento de Mediciones y Protecciones, CORPOELEC. Morón, Venezuela.
14. MONTANO DE PAZ, H. S. (2011). Transformadores de corriente TC. Universidad Don Bosco, Soyapango, El Salvador.
15. MOZINA C. (1995). Mejoramiento De La Protección De Generadores Usando Tecnología Digital. Canadian Electrical Association, Vancouver B.C
16. PALACIO, A. (2004). Protección De Sistemas De Potencia. Publicaciones Universidad de Carabobo, Valencia, Venezuela.
17. RAMÍREZ ALANIS, M. S. (2005). Protección de sistemas eléctricos de potencia, Universidad autónoma de Nueva León, Nueva León, México.
18. SORRENTINO, E., & RODRÍGUEZ, J. M. (2004). Introducción a los sistemas de protección. Curso de Protecciones Eléctricas - CORPOELEC, Morón, Venezuela.
19. TAMASCO, R. (2007, Agosto). Protecciones eléctricas. [Online]. Disponible: <http://www.actiweb.es/servipasatiempoestrada/archivo3.pdf>
20. YUNUS, A. Ç. & MICHAEL A. B. (2011). Termodinámica. (7^{ma} ed.). México: Distrito Federal.