

ESCUELA SUPERIOR POLITECNICA DEL LITORAL



ESTUDIOS DE COORDINACIÓN DE LAS PROTECCIONES POR METODOS COMPUTARIZADOS APLICADOS A LA

CENTRAL DE GENERACION GONZALO ZEVALLOS

Roberto Stalin Figueroa Alvarado ⁽¹⁾, Bismark Efraín Estrada Sosoranga ⁽²⁾, Vicente Javier Vera Pérez ⁽³⁾,
Juan Saavedra ⁽⁴⁾

Facultad de Ingeniería en Electricidad y Computación-FIEC,
Escuela Superior Politécnica del Litoral (ESPOL)
Campus Gustavo Galindo, Km 30.5 vía Perimetral
Apartado 09-01-5863. Guayaquil-Ecuador

⁽¹⁾ rfigueroa@gmail.com, ⁽²⁾ chente_3213@hotmail.com, ⁽³⁾ bismark216@hotmail.com,
⁽⁴⁾ juan.saavedra@celec.gob.ec

Resumen

Con el proyecto se pretende realizar los ajustes de los equipos de protección para la coordinación de la Central Gonzalo Zevallos, es decir, definir los límites o umbrales de operación para detectar las fallas, las condiciones anormales del sistema y las condiciones indeseadas de los equipos. Además definir los tiempos de operación de la protección para permitir la actuación debidamente priorizada de los relés de protección, minimizando los tiempos de actuación y garantizando una apropiada operación de todas las protecciones, tanto las principales como las de respaldo.

Para poder realizar esta coordinación primero hay que conocer el funcionamiento del sistema en condiciones normales de operación y por supuesto en condiciones de falla o cortocircuito. Estos estudios se realizarán utilizando la herramienta "POWER WORLD". Una vez obtenido los resultados, en "MICROSOFT EXCEL" se procederá a realizar la coordinación de los equipos de protección y se mostrarán los resultados de forma gráfica y cuantitativa.

Palabras Claves: Coordinación, Ajuste, Protección

Abstract

This project aims to make adjustments of protective equipment for the coordination of the Central Gonzalo Zevallos, namely, that is to say the operating limits or thresholds to detect faults, abnormal system conditions and equipment unwanted conditions. Also define the operating times of protection to allow properly prioritized performance of protective relays, minimizing the time for action and ensuring proper operation of all protection, both the main and backup.

In order to perform this coordination must first know how the system works in normal operating conditions and of course failure or short circuit conditions. These studies were made using the "POWER WORLD". After obtaining the results, with "MICROSOFT EXCEL" will proceed with the coordination of protective equipment and the results are displayed graphically and quantitatively.

Key Words: Coordination, Setting, Protection

1. DESCRIPCIÓN DE LAS INSTALACIONES

1.1 Introducción

En este capítulo detallaremos cada uno de los elementos y características de la Central de Generación Gonzalo Zevallos así como su ubicación exacta en la ciudad de Guayaquil.

1.2 Descripción Física Generalizada de las Instalaciones.



Figura 1.- Central Térmica Ing. Gonzalo

La central de generación termo eléctrica Ing. Gonzalo Zevallos de ELECTROGUAYAS S.A. está ubicada en el cantón Guayaquil, provincia del Guayas, en la parroquia Tarqui sector El Salitral, kilómetro Siete y Medio (Km. 7 1/2) vía a la Costa. La central térmica Ing. Gonzalo Zevallos está autorizada para ejecutar la actividad de generación eléctrica, generación termo eléctrica, que cuenta con una capacidad instalada de 146 MW, conectada a la subestación Salitral.

El sistema eléctrico de la central Ing. Gonzalo Zevallos se caracteriza por lo siguiente:

- ✓ La Central Ing. Gonzalo Zevallos está comprendida por dos unidades de generación Mitsubishi, cuatro transformadores de poder Mitsubishi continuos a la planta y dos transformadores de poder Mitsubishi en la subestación.
- ✓ La instalación posee su propia subestación en la cual dos transformadores de potencia, con una capacidad de 52/70/86 MVA, alimentado en su lado primario por la Subestación Eléctrica Salitral a un nivel de tensión de

69 KV conexión en Estrella y Delta en el secundario a 13.8 KV.

- ✓ Como se puede apreciar en la figura 1.2, existen distintos transformadores por cada unidad de generación que reducen el nivel de voltaje de 13800 Voltios a niveles de voltaje más bajos.

Vemos instalado un transformador como auxiliar con capacidad de 5 MVA, 13200/2400 Voltios, conexión estrella-delta indispensable ya que a estos se conectan los diferentes motores usados en la generación.

Además posee un transformador de 1 MVA, 2400/480 Voltios. Con esta transformación se obtiene el nivel de voltaje que se utilizara para el cuarto de control, iluminación, oficinas y demás.

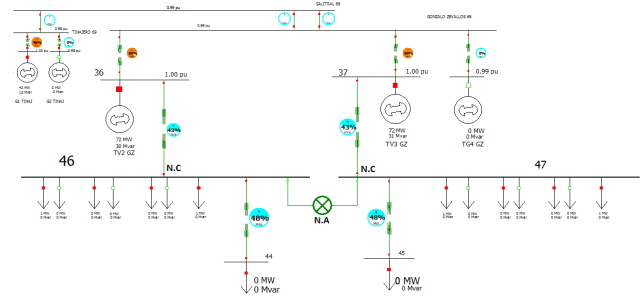


Figura 2.- Diagrama Unifilar

1.3 Unidades de Generación

1.1.1 Unidades 2 y 3

Se trata de dos turbinas a vapor, marca Mitsubishi, tipo "MB-H" para generación base, 73 MW de potencia, 60 Hz, con enfriamiento Hidrogeno, eje sencillo entre la turbina (velocidad nominal 3.600 rpm) y el generador eléctrico (velocidad nominal 3.600 rpm).



Figura 3.- Unidades 2 y 3



Figura 4.- Acoplamiento Turbina-Generador

Marca	Mitsubishi
Capacidad	85.883 [kVA}
Factor de potencia	0,85
Velocidad	3.600 [rpm]
Frecuencia	60 [Hz]
Voltaje	13.800 [V]

Tabla 1.- Datos técnicos del Generador sincrónico

Transformadores de Poder

1.1.2 Transformador de Poder U-2



Figura 5.- Transformador de Poder

Los generadores eléctricos a 13.8 kV de la turbina U-2 y U-3 se conectan a la subestación a través de 2 transformadores de poder Mitsubishi con capacidad de 52/ 70/ 86 MVA cada uno.

Fases	3
Niveles de Voltaje	69.000/ 13.200 [V]
Capacidad	52.000/ 70.000/ 86.000 [kVA]
Enfriamiento	OA/ FA/ FOA
Impedancia U-2	11,83 % AT 86.000 [kV]
Impedancia U-3	11,79 % AT 86.000 [kV]
Frecuencia	60 [Hz]
Conexión	D – Y

Tabla 2.- Datos técnicos de los transformadores

1.1.3 Transformadores de Poder Auxiliares U-2 y U-3



Figura 6.- Transformador de poder auxiliares

Los generadores eléctricos a 13.8 kV de la turbina U-2 y U-3 se conectan a la casa de máquinas a través de 2 transformadores de poder Mitsubishi con capacidad de 5 y 7,5 MVA respectivamente.

Fases	3
Niveles de Voltaje	13.200/ 2.4000 [V]
Capacidad U-2	5.000 [kVA]
Capacidad U-3	7.500 [kVA]
Enfriamiento	OA
Impedancia U-2	6,78 %
Impedancia U-3	9,73 %
Frecuencia	60 [Hz]
Conexión	D – Y

Tabla 3.- Datos técnicos de los transformadores

Subestación de elevación

La subestación eléctrica de elevación 13.8 kV a 69 kV tiene capacidad para 146 MW. Su configuración en doble barra le brinda confiabilidad y capacidad de transferencia de energía.



Figura 7.- Patio de maniobras de Subestación

Sistema de Protección

1.1.4 Protección de generadores

Las unidades de generación se encuentran protegidas con los relés multifunción GE SR-489 proporcionando funciones de protección, medida y monitorización. Usado como protección principal, o también de respaldo en centrales.



Figura 8.- Relé multifunción del Generador

1.1.5 Protección de Transformadores

Las unidades de transformación se encuentran protegidas con los relés multifunción GE T60 es un relé basado en microprocesadores, diseñado para

proteger transformadores de potencia trifásico de pequeño, mediano y gran tamaño.



Figura 9.- Relé multifunción del Transformador

2. ESTUDIO DE FLUJO DE CARGA

El Estudio de Flujo de Carga nos proporciona información sobre:

- ❖ Corriente del Sistema (I)
- ❖ Voltaje en las barras (V)
- ❖ Potencia Activa (P)
- ❖ Potencia Reactiva (Q)
- ❖ Factor de potencia (Fp)

Estos parámetros necesitan estar dentro de los rangos establecidos en los estándares y normas del sistema de distribución.

2.1 Introducción.

Como parte fundamental, se tiene los estudios de Flujo de Carga presentados en este capítulo.

En el presente proyecto se hace uso de la herramienta computacional POWERWORLD SIMULATOR. Este simulador permite realizar algunos análisis con resultados óptimos para un sistema eléctrico de potencia entre ellos flujos de carga.

Debido a que se utilizó una plataforma educativa de Power World, tiene un limitante, pues solo se puede simular hasta un número de 42 barras, siendo éstas suficientes para el modelo que se requiere en esta estructura eléctrica.

2.2 Criterios adoptados para el estudio

- ❖ Flexibilidad Operacional. El sistema podrá funcionar generando su propia energía eléctrica pudiendo abastecer parte de la carga máxima conectada a la subestación Salitral.

- ❖ Niveles de Confiabilidad. El sistema de protecciones tiene como prioridad la protección de los elementos del sistema eléctrico, además proveer la continuidad y confiabilidad del servicio.

- ❖ Niveles de sobrecarga. No se aceptan sobrecarga en los cables del Sistema mayores a la cargabilidad establecida en las especificaciones técnicas.

Para el caso de los Transformadores de Poder, la carga no debe exceder su capacidad FOA.

En los Generadores, la carga no debe exceder su capacidad instalada.

- ❖ Regulación de Voltaje. Las unidades de generación estarán disponibles ante los requerimientos del CENACE para la regulación de los voltajes de barra en el sistema.

El porcentaje de regulación será fijado de acuerdo a los requerimientos del sistema, a $\pm 2,5\%$ de tensión nominal.

El TAP de los transformadores de poder se mantiene fijo.

2.3 Análisis de casos.

2.3.1 Caso base Máxima Demanda

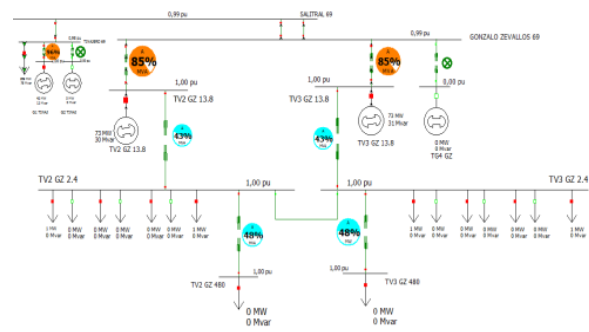


Figura 10.- Flujo de Carga – Máxima Demanda con 2 unidades generando

2.3.1 Voltajes en Barras

Barra No	Nombre	Nominal (kV)	Voltaje (pu)	Angulo (deg)	Voltaje (kV)	Reg.Vol +/-2,5%
35	Gonzalo Zevallos 69	69	0,9867	4,18	68,08	Si
36	TV2 GZ 13.8	13,8	1,00	9,98	13,80	Si
37	TV3 GZ 13.8	13,8	1	9,88	13,80	Si
46	TV2 GZ 2.4	2,4	1,00	9,95	2,40	Si
47	TV3 GZ 2.4	2,4	1,00	9,85	2,40	Si

Tabla 4.- Voltajes en barras - Carga Máxima con las 2 unidades generando

2.3.2 Consumo

Barra No.	Nombre	MW	Mvar	MVA
44	TV2 GZ 480	0,477	0,004	0,477
45	TV3 GZ 480	0,477	0,004	0,477
46	TV2 GZ 2.4	2,755	0	2,755
47	TV3 GZ 2.4	2,755	0	2,755

Tabla 5.- Datos de Consumo

2.3.3 Demanda Maxima con la Unidad 3 Fuera de Servicio

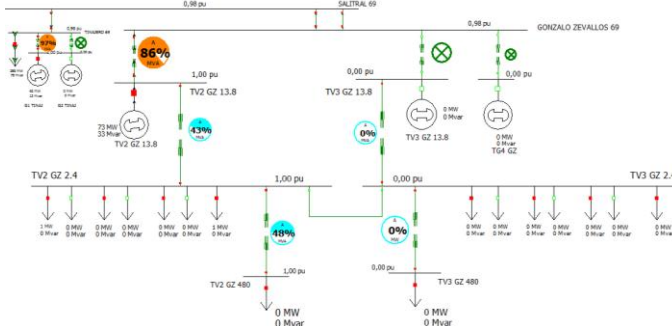


Figura 11.- Unidad 3 Fuera de Servicio

Barra No.	Nombre Barra	Nominal (kV)	Voltaje (pu)	Angulo (deg)	Voltaje (kV)	Reg. Vol. +/- 2,5%
35	Gonzalo Zevallos 69	69	0,9824	2,05	67,78	Si
36	TV2 GZ 13.8	13,8	1	7,88	13,80	Si
46	TV2 GZ 2.4	2,4	1,00	7,65	2,40	Si

Tabla 2. 1.- Voltajes de Barra Carga Máxima con la Unidad 3 Fuera de Servicio

Consumo

Barra No.	Nombre	MW	Mvar	MVA
44	TV2 GZ 480	0,477	0,004	0,477
46	TV2 GZ 2.4	2,755	0	2,755

Tabla 6.- Datos de Consumo

Demanda Maxima con la Unidad 2 Fuera de Servicio

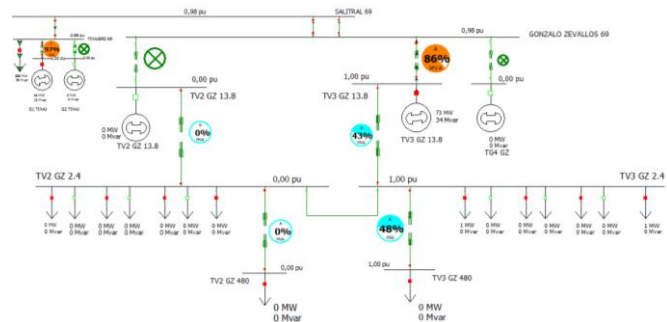


Figura 12.- Carga máxima con la Unidad 2 Fuera de Servicio

Barra No.	Nombre Barra	Nominal (kV)	Voltaje (pu)	Angulo (deg)	Voltaje (kV)	Reg. Vol. +/- 2,5%
5	Gonzalo Zevallos 69	69	0,9825	2,52	7,97	si
7	TV3 GZ 13.8	13,8	1,00	7,78	3,8	si
7	TV3 GZ 2.4	2,4	1,00	7,75	0,40	si

Tabla 7.- Voltajes de Barra Carga Máxima con la Unidad 2 Fuera de Servicio

Consumo

Barra No.	Nombre	MW	Mvar	MVA
45	TV3 GZ 480	0,477	0,004	0,477
47	TV3 GZ 2.4	2,755	0	2,755

Tabla 8.- Consumo

Potencia Activa y Reactiva entregada al sistema

Potencia activa [MW]	Potencia reactiva [MVAR]
146	61,13

Ajustes de los TAP'S

Transformador	Tap en alta tensión
Principal	1,025%
Auxiliares	1,00%
Servicios	1,00%

Tabla 9.- TAP'S Ajustados

Carga de los Transformadores

Desde Barra No.	Desde	Hacia Barra No.	Hacia	Circuito	Tipo	MW	Mvar	MVA	Límite de MVA	% del límite de MVA (Max)	Pérdidas en MW	Pérdidas en MVAR
35	Gonzalo Zevallos 69	36	TV2 GZ 13.8	1	Trans.	-69,8	-22,3	73,2	86	88,47	0,00	8,1
35	Gonzalo Zevallos 69	37	TV3 GZ 13.8	1	Trans.	-69,8	-22,8	73,4	86	88,66	0,00	8,0
36	TV2 GZ 13.8	46	TV2 GZ 2.4	1	Trans.	3,2	0,0	3,2	7,5	43,09	0,00	0,0
37	TV3 GZ 13.8	47	TV3 GZ 2.4	1	Trans.	3,2	0,0	3,2	7,5	43,09	0,00	0,0
46	TV2 GZ 2.4	44	TV2 GZ 480	1	Trans.	0,5	0,0	0,5	1,0	47,70	0,00	0,0
47	TV3 GZ 2.4	45	TV3 GZ 480	1	Trans.	0,5	0,0	0,16	1,0	47,70	0,00	0,0

Tabla 10.- Cargabilidad de los Transformadores

3. ESTUDIO DE CORTO CIRCUITO.

3.1 Introducción.

En el análisis de corto circuito, las fallas del sistema se manifiestan como condiciones anormales de operación que nos podrían conducir a uno de los siguientes fenómenos:

- ❖ Indeseables flujos de Corrientes.
- ❖ Presencia de Corrientes de magnitudes exageradas que podrían dañar los equipos.
- ❖ Caída de Voltaje en la vecindad de la falla que puede afectar adversamente la operación de las maquinas rotatorias.
- ❖ Creación de condiciones peligrosas para la seguridad del personal.

3.2 Datos del Sistema

3.2.1 Impedancias Equivalentes en el Punto de Interconexión (Pascuales 230) con el SIN.

La Unidad Eléctrica de Guayaquil nos ha entregado los MVA de Corto Circuito y las Impedancias de Thévenin en la barra de Interconexión de la Subestación Salitral de Transelectric con la Central Ing. Gonzalo Zevallos, la información fue entregada en la base de 100MVA y 230kV, es decir, la misma base que se asumió inicialmente para el estudio de flujos de potencia.

3.2.2 Impedancias Equivalentes

Secuencia	R (pu)	X (pu)	X/R
Positiva	0.0051615	0.0292605	5.669
Negativa	0.0051615	0.0292605	5.669
Cero	0.0118866	0.0499398	4.2014

Tabla 11.- Impedancia Equivalente.

3.2.3 Datos de conductores.

Los conductores son elementos pasivos en el análisis de cortocircuito, por lo que sus características técnicas son similares a las aplicadas en los estudios de flujo de carga.

3.2.4 Datos del transformador.

Igual que en el caso de los conductores los transformadores son elementos pasivos en el análisis de cortocircuito, sus características técnicas son análogas a las utilizadas en los estudios de flujo de carga.

3.3 Resultados del Estudio de Corto Circuito.

3.3.1 Corrientes de falla en cada una de las barras.

Se muestra en la tabla las corrientes de falla trifásica para cada Barra en por unidad y en amperio.

Barra	Nombre	Voltaje (KV)	Falla 3L	
			p.u.	Amperios
35	Gonzalo Zevallos 69	69	35,246	29,491,800
36	TV2 GZ 13.8 KV	13.8	10,016	41,905,400
37	TV3 GZ 13.8 KV	13.8	10,104	42,270,500
44	TV2 GZ 480 V	0.48	7,744	931,482,000
45	TV3 GZ 480 V	0.48	7,796	937,677,000
46	TV2 GZ 2,4 KV	2.4	8,707	209,468,000
47	TV3 GZ 2,4 KV	2.4	8,773	211,043,000

Tabla 12.- Corriente de Falla Trifásica para cada Barra

En la tabla a continuación se muestra la corrientes de falla línea a tierra en por unidad y en amperios

Barra	Nombre	Voltaje (KV)	Falla 1L-T	
			p.u.	Amperios
35	Gonzalo Zevallos 69	69	36,064	30,176,200
36	TV2 GZ 13.8 KV	13.8	10,010	41,878,000
37	TV3 GZ 13.8 KV	13.8	10,096	42,238,300
44	TV2 GZ 480 V	0.48	7,766	934,126,000
45	TV3 GZ 480 V	0.48	7,817	940,213,000
46	TV2 GZ 2,4 KV	2.4	8,721	209,794,000
47	TV3 GZ 2,4 KV	2.4	8,785	211,346,000

Tabla 13.- Corriente de Falla Línea a Tierra por cada Barra

4. COORDINACIÓN DE LAS PROTECCIONES

4.1 INTRODUCCION

Los estudios de flujo de carga y Corto Circuito del Proyecto de Cogeneración de la Central Térmica Ing. Gonzalo Zevallos, es la base para el ajuste y coordinación de las Protecciones del Sistema. Los estudios se realizaron con los siguientes objetivos:

- ✓ Determinar del ajuste de los equipos de protección, los cuales son determinados considerando el sistema bajo condiciones de falla.
- ✓ Determinar la coordinación de las Protecciones del sistema de la Central Térmica Ing. Gonzalo Zevallos propiamente y respaldo al Sistema Nacional Interconectado.

- ✓ La aplicación del Estudio permitirá el despeje oportuno y selectivo de las fallas del sistema.
- ✓ En la siguiente sección se incluyen los esquemas de protección a aplicarse. De acuerdo con la información dada los equipos de Protección de la marca General Electric.

4.2 CONFIGURACIÓN ACTUAL DEL PUNTO DE CONEXIÓN.

La configuración actual del punto de conexión entre la Central Gonzalo Zevallos y el sistema nacional interconectado (SNI). En esta figura se observa que las barras de 69 Kv de la central se conectan directamente en el patio de maniobra al sistema interconectado por medio de una conexión tipo Doble Barra la cual brinda una mayor confiabilidad y seguridad al sistema.

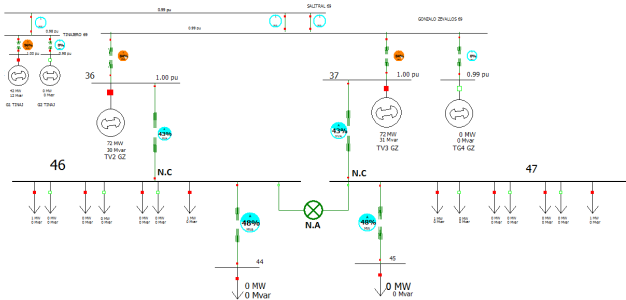


Figura 13.- Configuración actual del punto de conexión entre la Central Gonzalo Zevallos y el SNI

EQUIPOS DE PROTECCIÓN

4.3 PROTECCIÓN DE GENERADOR 489 GE

El relé multifunción de generador sr-489 proporciona funciones de protección, medida y monitorización. Este relé incorpora funciones para la completa protección del generador. Estas funciones incluyen protección diferencial, 100 % tierra estator, sobreintensidad direccional de tierra, sobreintensidad de secuencia negativa, sobreintensidad instantánea nivel alto, sobreintensidad con frenado por tensión, máxima y mínima tensión, máxima y mínima frecuencia, distancia y potencia inversa.

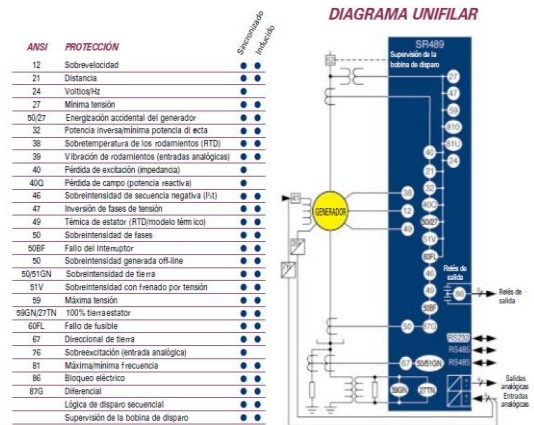


Figura 14.- Esquema del Relé GE 489

4.4 PROTECCIÓN DE TRANSFORMADOR T60

El T60 relé para protección de transformador es un relé basado en microprocesadores, diseñado para proteger transformadores de potencia trifásico de pequeño, mediano y gran tamaño. El relé puede ser configurado con un máximo de cuatro entradas trifásicas de corriente y cuatro entradas de corriente de tierra, y puede satisfacer las aplicaciones con transformadores con devanados conectados entre dos interruptores, como en las configuraciones de barra en anillo o de interruptor y medio. El T60 ejecuta compensación de desfase de ángulos y magnitud internamente, eliminando la conexión de transformadores de corriente de compensación externa o de transformadores auxiliares.

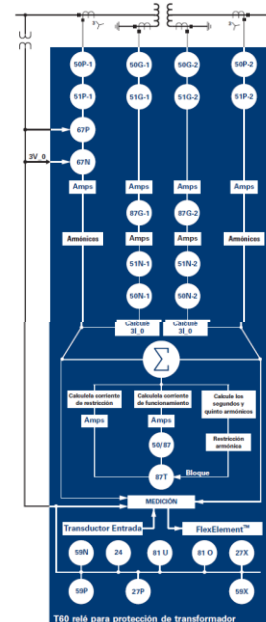


Figura 15.- Esquema del Relé GE T60

4.6 PROTECCIÓN 7SJ80

El equipo digital de protección de sobreintensidad SIPROTEC 4 7SJ80 se aplica como equipo de protección, control y mando para las salidas de las barras colectoras. Como protección de línea se pueden instalar los equipos en redes con conexión de punto estrella puesta a tierra por directo o por baja impedancia, aislada o compensada. Es apropiada para redes radiales alimentadas por un lado, redes en anillos de configuración abierta o cerrada, como también para líneas de doble alimentación.

El equipo contiene las funciones necesarias usuales para la protección, la vigilancia de la posición del interruptor y para el control de las unidades de mando en barras colectoras simples y dobles, por lo cual el equipo puede ser aplicado en forma universal. El equipo tiene también aplicación como protección de reserva con escalonamiento de tiempo para las funciones de protección por comparación para todo tipo de líneas, transformadores y barras de cualquier nivel de tensión.

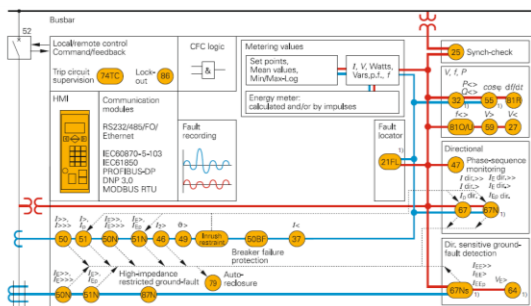


Figura 16.- Esquema del Protección 7SJ80

4.7 PROTECCIÓN 7SK80

El equipo digital de protección del motor SIPROTEC 4 7SK80 es apropiado como dispositivo de protección y supervisión para máquinas asíncronas de cualquier capacidad. Este equipo también es aplicable en las salidas de barras colectoras, como protección de líneas en redes con conexión de punto estrella con puesta a tierra directa o por baja impedancia, aislada o compensada. Es apropiado para redes radiales con alimentación unilateral, redes en anillos de configuración abierta o cerrada, como también para líneas de doble alimentación.

El equipo contiene las funciones necesarias usuales para la protección, la vigilancia de la posición del interruptor y para el control de las unidades de mando, por lo cual el equipo puede ser aplicado de forma universal. El equipo tiene también aplicación como protección de reserva con escalonamiento de tiempo para las funciones de protección por comparación para todo tipo de líneas, transformadores, generadores, motores y barras de cualquier nivel de tensión.

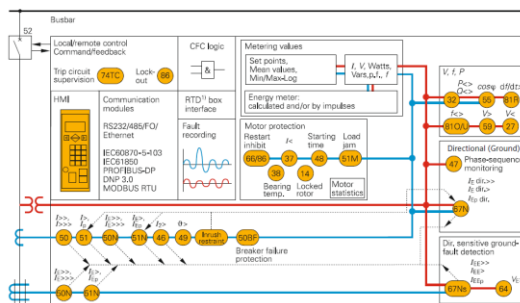


Figura 17.- Esquema del Protección 7SK80

4.8 PROTECCIÓN 7UT612

El equipo 7UT612 dispone de una serie de funciones de protección y funciones adicionales. La capacidad del hardware y del firmware está acondicionada para estas funciones. Aparte de esto, las funciones de mando se pueden adaptar a las condiciones de la instalación. Además, mediante la configuración se pueden activar o desactivar funciones individuales o modificar la cooperación de las funciones. De este modo, se pueden suprimir las funciones que no se necesitan en el 7UT612.

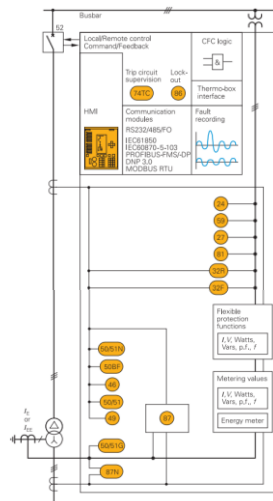


Figura 18.- Esquema del Protección 7UT612

4.9 Coordinación de las Protecciones

Alcance de los Ajustes y de la Coordinación de las Protecciones

Los ajustes y coordinación de las Protecciones corresponden al desarrollo del proyecto de cogeneración de energía, que se caracteriza por lo siguiente:

La Central Gonzalo Zevallos se conecta con el Sistema Nacional Interconectado (SNI), directamente en el patio de maniobra al sistema interconectado por medio de una conexión tipo Doble Barra.

La central térmica cuenta con dos unidades de vapor TV2 y TV3 de 73Mw cada una y una unidad a Gas TG4 de 20Mw. Los turbogeneradores a vapor TV2 y TV3 son de la marca Mitsubishi, consumen combustible bunker C y el sistema de control era la marca Bailey, totalmente neumático con el estándar de señal de control de 3 a 15psi, 3psi para el valor mínimo y 15 psi para el valor máximo de las variables a controlar.

4.10 Coordinación de los Generadores

El Relé 489 Generator Management Relay es un relé orientado para la protección de generadores. Las características del relé que afectan la operación de los elementos diferenciales se resumen a continuación:

PROTECCIÓN DEL GENERADOR DE 73 MW

En esta sección se detallarán los cálculos y ajustes para la protección de los generadores, el generador de 73 MW al tener el relé digital GE-489, se tiene las siguientes funciones:

- 24 Protección por Sobreexcitación o Volts/Hertz
- 27 Protección por Bajo voltaje.
- 32 Protección de Potencia Inversa.
- 40 Protección por Pérdida de Campo.

- 46 Protección de Secuencia Negativa.
- 51V Protección por Sobrecorriente con restricción de voltaje.
- 59 Protección por Sobrevoltaje.
- 81 Protección de Frecuencia.
- 87G Protección Diferencial Porcentual

PROTECCIÓN DIFERENCIALPORCENTUAL (87G)

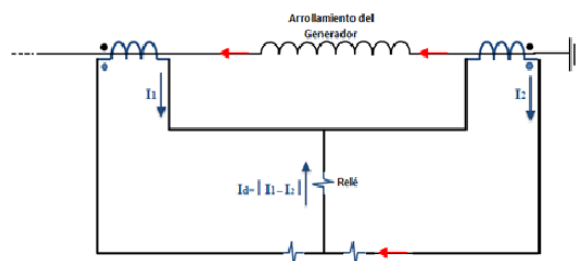


Figura 19.- Esquema del Protección Diferencial Porcentual (87G)

$$I_{OPERATE} \geq K * I_{RESTRAINT}$$

Dónde:

$$I_{OPERATE} = \vec{I}_1 - \vec{I}_2$$

$$I_R = I_{RESTRAINT} = \frac{(|\vec{I}_1| + |\vec{I}_2|)}{2}$$

K=pendiente característica del elemento diferencial de porcentaje

K = Pendiente 1, si $I_R < 2CT$; Pendiente 2, si $I_R \geq 2CT$

CÁLCULO DE AJUSTE

Los siguientes son los valores típicos de ajustes para el Relé diferencial:

Puesta en trabajo: 20 % de la corriente nominal de la unidad de protección.

- Pendiente 1: 10%
- Pendiente 2: 20%
- Retardo de tiempo: 0 ciclos

Cada unidad diferencial está prevista de una doble pendiente de restricción de porcentaje con punto de quiebre reajutable y sensibilidad diferencial programable, como se muestra en la siguiente figura:

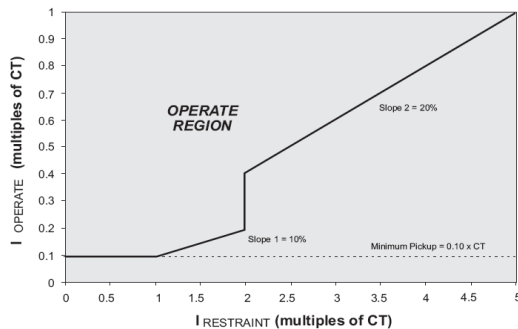


Figura 20.- Curva de Diferenciación del Equipo

AJUSTES	PARAMETROS
FASE DIFERENCIAL	
Differential Trip Min. Pickup	0.10 x CT
Differential Trip Slope 1	10%
Differential Trip Slope 2	20%
Differential Trip Delay	0 Ciclos
I Restricción	2xCT

Tabla 14.- Ajuste para la función 87G

PROTECCIÓN POR SOBREVOLTAJE (59)

Ahora esta protección consta de 2 etapas, la primera que se ajusta no en 2.5% sino en 3%, debido a que el relé sólo permite cambios en pasos de 0.01 y no en 0.001 que sería el requerido para el ajuste de 2.5%.

$$(1+0.03)(120)=123.6 \text{ V}$$

Según la restricción y daremos un tiempo de 3 segundos hasta que el regulador de voltaje actué de lo contrario se activará la alarma, alertando así al operador.

Para la segunda etapa, trabajaremos con un 4% más del voltaje nominal, lo cual es:

$$(1+0.04)(120)=124.8 \text{ V}$$

Para ese valor de voltaje dará paso al disparo de la unidad y la haremos que actué en 1 segundo.

AJUSTES	PARAMETROS
ALARMA	
Under voltaje Alarm Pickup	1.03xRated
Under voltaje Alarm Delay	3.0 s
TRIP	
Under voltaje Trip Pickup	1.04xRated
Under voltaje Trip Delay	1.0 s

Tabla 15.- Ajuste para la función 59

PROTECCIÓN POR BAJOVOLTAJE (27)

La función de bajo voltaje, protege principalmente a los equipos (sistemas auxiliares) conectados al generador, contra reducciones de voltaje que pueden derivar en condiciones inapropiadas de operación, sobre todo de motores y bombas. Las principales razones para la presencia de bajos voltajes son:

- Proximidad de fallas
- Pérdida de un generador en el sistema
- Incremento en la demanda del sistema
- Fallas en el regulador automático de voltaje (AVR)

CÁLCULO DE AJUSTES

Para el ajuste de la función 27 se hará uso de la restricción para la regulación de voltaje antes mencionada en el Capítulo 2.

Al igual que la función 59, existen dos etapas, la primera, de alarma que será ajustada a un 3%, por debajo del valor nominal del PT que es 120V (Rated), la justificación fue explicada en el ajuste de sobrevoltaje:

$$(1 - 0.03)(120) = 116.4 \text{ V}$$

A este nivel de tensión se encenderá la alarma en un tiempo ajustado de 3 segundos, si en ese tiempo el regulador de voltaje no compensa el bajo voltaje. En la segunda etapa, la de disparo se ajusta en 4% por debajo del voltaje nominal del PT:

$$(1 - 0.04)(120) = 115.2 \text{ V}$$

El tiempo de disparo será de 1 segundo.

AJUSTES

AJUSTES	PARAMETROS
ALARMA	
Under voltaje Alarm Pickup	0.97xRated
Under voltaje Alarm Delay	3.0 s
TRIP	
Under voltaje Trip Pickup	0.98xRated
Under voltaje Trip Delay	1.0 s

Tabla 16.- Ajuste para la función 27

PROTECCIÓN POR PÉRDIDA DE CAMPO (40)

La pérdida de campo puede ser ocasionada por:

- Circuito abierto del campo
- Cortocircuito en el campo
- Disparo accidental del interruptor de campo
- Falla en el sistema de control del regulador de voltaje
- Pérdida de campo del excitador principal

Los principales problemas que se presentan cuando se pierde parcial o totalmente la excitación, son los siguientes:

- Sobrecalentamiento de los devanados por la excesiva corriente capacitiva circulando a través de ellos.
- Inestabilidad del sistema
- Pérdida de sincronismo
- Colapso de voltaje si el sistema no es lo suficientemente fuerte para entregar la potencia reactiva necesaria para mantener la excitación del generador.
- Daño en el rotor por corrientes inducidas.

CÁLCULO DE AJUSTES

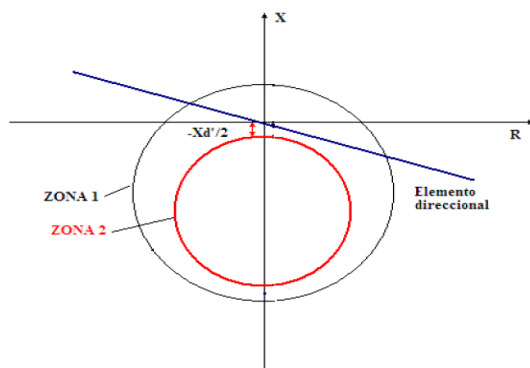


Figura 21.- Diagrama R-X para la protección de pérdida de campo

Las recomendaciones del manual indican que el diámetro de la zona 1 debe ser calibrado con el valor de la reactancia sincrónica del generador X_d y el círculo de compensación (offset) ser $X'd/2$. Por tanto:

Diámetro de la primera zona:

$$X_d = 4.567(0.2462) = 1.1243 \text{ Ohmios}$$

Offset:

$$X'd/2 = 0.669(0.2462)/2 = 0.082 \text{ Ohmios}$$

Luego para determinar el diámetro para la segunda zona, el fabricante recomienda ajustarlo a un $70\%X_d$ y el círculo de compensación (offset) igual a $X'd/2$.

Diámetro de la segunda zona:

$$0.7X_d = 0.7 (1.1243) = 0.78701 \text{ Ohmios}$$

Offset:

$$X'd/2 = 0.669(0.2462)/2 = 0.082 \text{ Ohmios}$$

Los valores hallados son con respecto al primario, éstos tenemos que llevarlo al lado del secundario, eso se lo realiza multiplicando por la relación de CT (5000/5) y dividiendo para la relación de PT (13800/120).

AJUSTES

AJUSTES	PARAMETROS
Diámetro Circulo 1	1.1243 Ω_{sec}
Offset Circulo 1	0.082 Ω_{sec}
Retardo de disparo Circulo 1	4.0 s
Diámetro Circulo 2	0.78701 Ω_{sec}
Offset Circulo 2	0.082 Ω_{sec}
Retardo de disparo Circulo 2	0.1s

Tabla 17.- Ajuste para la función 40

PROTECCIÓN DE SECUENCIA NEGATIVA (46)

Existen numerosas condiciones del sistema que pueden causar corrientes trifásicas desbalanceadas en un generador. Estas condiciones del sistema producen componentes de corriente de secuencia de fase negativa la cual induce una corriente de doble frecuencia en la

superficie del rotor. Estas corrientes en el rotor pueden causar altas y dañinas temperaturas en muy corto tiempo. Es práctica común proporcionar al generador protección para condiciones de desbalance externo que podrían dañar el equipo.

CÁLCULO DE AJUSTE

Para el ajuste de esta protección haremos uso de la siguiente fórmula:

$$I_{\text{alarma}} = \%I_{2\text{permisible}} \left(\frac{I_{\text{Nsec}}}{I_{\text{sec}}} \right)$$

Dónde:

I_{alarma} : Corriente de alarma (pu)

I_{Nsec} : Corriente nominal en el secundario

I_{sec} : Corriente en el secundario del CT

$\%I_{2\text{permisible}}$: Porcentaje de corriente negativa permisible

La ecuación nos permitirá determinar la corriente (pu) para el ajuste de alarma del relé. El valor de $I_{2\text{permisible}}$ nos lo da norma IEEE Std. C37.102-2006, que depende del tipo de generador.

Tipo de generador	$I_{2\text{permisible}}$ (%)
Polos Salientes (PS)	
PS con devanado amortiguador	10
PS sin devanado amortiguador	5
Rotor Cilíndrico (RC)	
RC enfriado indirectamente	10
RC directamente enfriado	
<350MVA	8
351MVA-1250MVA	$8 - ((MVA - 350)/300)$
1251MVA-1600MVA	5

Tabla 18.- Ajuste para la función 46

Ahora determinamos la corriente nominal en el secundario del CT:

$$I_N = \frac{MVA}{\sqrt{3} * KV_{L-L}}$$

$$I_N = \frac{85.883}{\sqrt{3} * 13.8} = 3593.08 \text{ A}$$

$$I_{\text{Nsec}} = 3593.08 * \frac{5}{5000} = 3.593 \text{ A}$$

Determinamos la corriente de alarma, para nuestro caso la corriente permisible de secuencia negativa es 10%, según la tabla 4.5:

$$I_{\text{alarma}} = \%I_{2\text{permisible}} \left(\frac{I_{\text{Nsec}}}{I_{\text{sec}}} \right)$$

$$I_{\text{alarma}} = 0.08 \left(\frac{3.593}{5} \right) = 0.057 \text{ pu}$$

Una vez que hemos hallado el ajuste de la I_{alarma} , y se regula un retardo de tiempo en el que el generador puede soportar la corriente de secuencia negativa, este valor lo regulamos en 5 segundos.

Luego procederemos al cálculo de otro de los parámetros que requiere el relé para su ajuste, que es el tiempo máximo que circula la corriente negativa, una de las ecuaciones que ayudará es la siguiente:

$$K = I_2^2 t$$

Dónde:

K: Constante de capacidad de secuencia negativa de la máquina IEEE Std. C37.102-2006

I_2 : Corriente de secuencia negativa, que es igual a la corriente de secuencia positiva nominal.

t : Tiempo que circula la corriente negativa

El valor de K, nos lo da la norma IEEE Std. C37.102-2006, en la siguiente tabla:

Tipo de generador	$I_2^2 t$ (s)
Polos Salientes	40
Condensador Sincrónico	30
Rotor Cilíndrico (RC)	
RC enfriado indirectamente	30
RC directamente enfriado	
0 - 800 MVA	10
801 - 1600 MVA	$10 - (0.00625)(MVA - 800)$

Tabla 19.- Valores permisibles de K según la IEEE

Según la tabla 18 nuestro valor de K es 40s por ser la máquina un generador de polos salientes, cabe recalcar que I_2 se halla en el lado del secundario del CT y también que el valor de K visto por el relé es diferente y viene dado por:

$$K_{\text{relé}} = K \left(\frac{I_{\text{Nsec}}}{I_{\text{sec}}} \right)^2 = 10 \left(\frac{3.593}{5} \right)^2 = 5.164 \text{ s}$$

Por lo tanto calibramos a $K_{\text{relé}}$ en 5 s.

El tiempo máximo es calibrado para una falla de corriente de arranque que es calculada con la siguiente fórmula:

$$I_{\text{arranque}} = I_{2\text{min}} \left(\frac{I_{\text{Nsec}}}{I_{\text{sec}}} \right)$$

Donde $I_{2\text{min}}$ es la corriente de secuencia negativa mínima que ocurre cuando se tiene una falla de fase abierta, en nuestro caso, esta corriente toma el valor de 0.2 pu.

$$I_{\text{arranque}} = 0.2 \left(\frac{3.593}{5} \right) = 0.1437 \text{ pu}$$

Ahora con esto procedemos a sustituir este valor de I_{arranque} en I_2 :

$$t_{\text{max}} = \frac{K}{I_2^2} = \frac{5.164}{(0.1437)^2} = 250.07 \text{ s}$$

Por tanto calibramos este tiempo en 250 s.

AJUSTES

AJUSTES	PARAMETROS
ALARMA	
Neg. Sequence Alarm Pickup	0.057 I_N
Neg. Sequence Alarm Delay	2 s
TRIP	
Neg. Sequence O/C Trip Pickup	0.1437 I_N
Neg. Sequence O/C Constant K	5.164
Neg. Sequence O/C Max. Time	250 s
Neg. Sequence O/C Reset Rate	10 s

Tabla 20.- Ajuste de la función 46

PROTECCIÓN DE POTENCIA INVERSA (32)

La protección de la potencia inversa sirve como protección de una unidad turbogeneradora cuando en caso de fallo de la energía de accionamiento, el generador síncrono actúa como motor y pone en marcha la turbina recibiendo de la red la potencia de arrastre necesaria. Este estado supone un riesgo para los álabes de la turbina y debe subsanarse en un breve período de tiempo abriendo el interruptor de la red.

Para el generador existe además el peligro de que en caso de que fluya fluido residual, al desconectar el interruptor de potencia la unidad de generador-turbina se acelere y alcance un número de revoluciones excesivas. Por ello, la separación de la red debe tener lugar una vez detectado el consumo de potencia activa.

CÁLCULO DE AJUSTES

Para esto se debe calibrar el relé para que actúe ante un determinado porcentaje de la potencia de motorización del generador, este valor nos la da la norma IEEE Std. C37.102-2006.

Tipo de Generador	% Pn
Turbina de gas	50
Con motor a diesel	25
Turbina a vapor	0.5 – 3
Hidro-turbina	0.2 – 2

Tabla 21.- Porcentajes de motorización según la IEEE

En nuestro caso tenemos una turbina de vapor para la cual utilizaremos un 3% y elegiremos en primera instancia un tiempo de retardo de 5 s para la alarma y un tiempo de disparo de 20 s.

AJUSTES

AJUSTES	PARAMETROS
ALARMA	
Reverse Power Alarm	0.03 P_N
Reverse Power Alarm Delay	0.2 s
TRIP	
Reverse Power Trip Level	0.03 P_N
Reverse Power Trip Delay	5 s

Tabla 22.- Ajuste de la función 32

PROTECCIÓN POR FRECUENCIA (81)

La protección de frecuencia tiene como misión detectar sobre frecuencias o baja frecuencias del generador. Si la frecuencia se encuentra fuera del campo permitido se efectúan las operaciones de desconexión correspondientes, como por ejemplo: la separación del generador de la red.

La disminución de la frecuencia se produce debido a una mayor necesidad de potencia activa de la red o a un funcionamiento defectuoso de la regulación de la frecuencia o de las revoluciones.

El aumento de la frecuencia se produce, por ejemplo, por desconexión de cargas o por un comportamiento defectuoso de la regulación de frecuencia.

CÁLCULO DE AJUSTES

Respecto al ajuste de máxima y mínima frecuencia, se ajustarán dos niveles, uno de alarma y otro de disparo.

Para el nivel de alarma se establece ± 0.25 Hz, con un tiempo de actuación para alarma de 5s tanto para baja frecuencia y sobre frecuencia.

Por lo tanto tenemos para baja frecuencia:

$$f_{\text{alarm}} = 60 - 0.25 = 59.75 \text{ Hz}$$

Y sobre frecuencia:

$$f_{\text{alarm}} = 60 + 0.25 = 60.25 \text{ Hz}$$

AJUSTES

AJUSTES	PARAMETROS
Baja frecuencia	
ALARMA	
Under frequency Alarm Level	59.75 Hz
Under frequency Alarm Delay	5 s
Sobre frecuencia	
ALARMA	
Over frequency Alarm Level	60.25 Hz
Over frequency Alarm Delay	5 s

Tabla 23.- Ajustes de máxima y mínima frecuencia

PROTECCIÓN POR SOBREENCENDIMIENTO O VOLTS/HERTZ (24)

Esta protección es aplicada tanto para generadores como para transformadores, en un mismo dispositivo.

El flujo magnético necesario para producir inducción de voltaje en el devanado de armadura en un generador sincrónico, es provisto por el

hierro del estator del generador. Este elemento está diseñado para entregar el suficiente flujo magnético para que la máquina trabaje sin complicaciones en condiciones nominales. La sobreexcitación del generador, se produce cuando su operación demanda un flujo magnético que excede los límites de diseño.

CÁLCULO DE AJUSTE

Según la norma IEEE Std. C37.102-2006, los generadores deben trabajar bien en un 105% de la relación V/Hz nominal, por tanto para la ajuste de alarma ajustaremos en un 110% de la relación V/Hz en la cual se puede usar un rango de tiempo de 40 a 60 segundos. Para el estado de alarma ajustamos a un 118% de la V/Hz con un retardo de 2 segundos.

AJUSTES

AJUSTES	PARAMETROS
ALARMA	
Volts/Hertz Alarm Level	1.10 V/Hz
Volts/Hertz Alarm Delay	40 s
DISPARO	
Volts/Hertz Trip Level 1	1.18V/Hz
Volts/Hertz Trip Delay1	2 s

Tabla 24.- Ajuste de la función 24

PROTECCIÓN DE SOBRECORRIENTE CON RESTRICCIÓN DE VOLTAJE (51V)

Esta protección sirve de respaldo ante fallas de fase a fase y fase tierra en el generador, en caso de que la protección diferencial del generador no actúe. Además que el sistema de la Central Gonzalo Zevallos es una planta de Generación Térmica, el relé 51V es la mejor opción como protección de respaldo, principalmente para la coordinación entre las protecciones del sistema y las del generador.

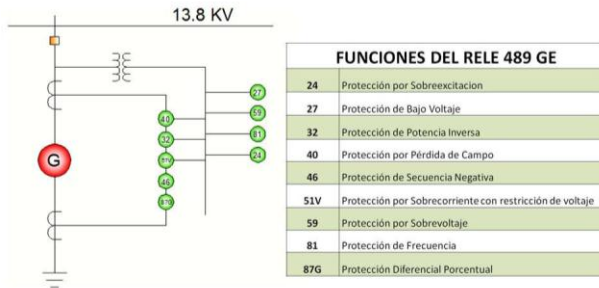
CÁLCULO DE AJUSTE

Este ajuste se realiza con la restricción de voltaje, que se la ajustará a un 80% del voltaje nominal.

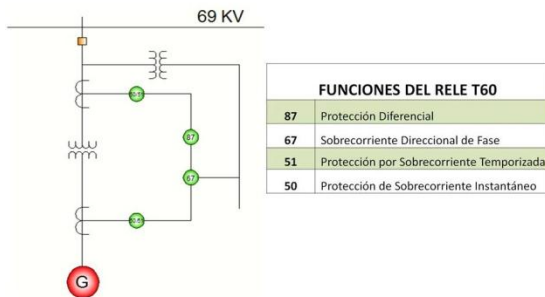
51V	% Voltage	80%
	Tap	1354
	TD	3.75
	Curve	E.I.

Tabla 25.- Ajuste de la restricción de voltaje del 51V

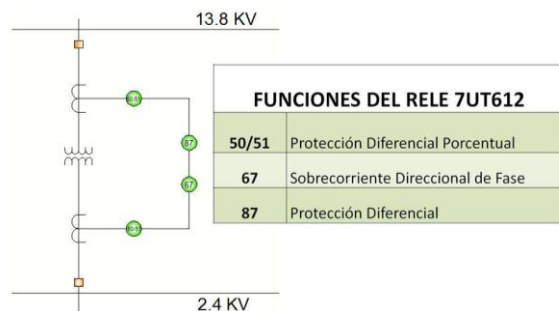
Esquema de protección del Relé SR- 489.



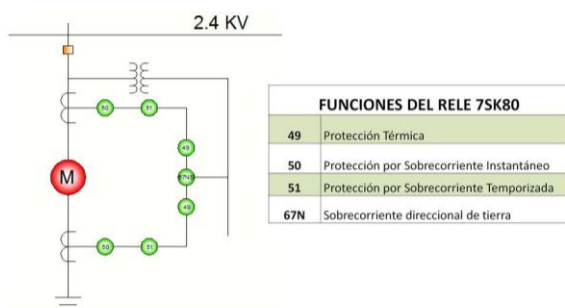
Esquema de protección del Relé T-60.



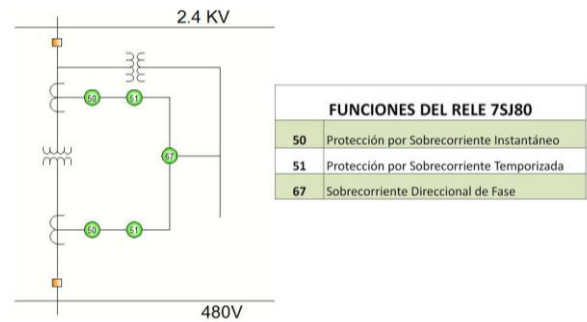
Esquema de protección del Relé 7UT612.



Esquema de protección del Relé 7SK80.



Esquema de protección del Relé 7SJ80.



PROTECCIÓN DE TRANSFORMADORES DE FUERZA

Para realizar la debida protección del transformador de 52/70/86 MVA localizado entre las barras 13.8/69 kV en el patio de maniobras y la del SIN, se utiliza un relé numérico T60 GE

Las funciones a utilizar para la protección son las siguientes:

- 87 Protección Diferencial
- 67 Sobrecorriente Direccional de Fase
- 51 Protección por Sobrecorriente Temporizada
- 50 Protección de Sobrecorriente instantáneo

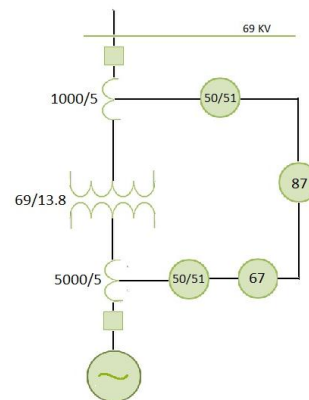


Figura 22.- Esquema de Protección del Transformador de Fuerza

En el Diagrama mostramos las principales funciones para fallas internas del Transformador, las cuales poseen un ajuste típico o recomendado por el fabricante.

PROTECCION DIFERENCIAL 87

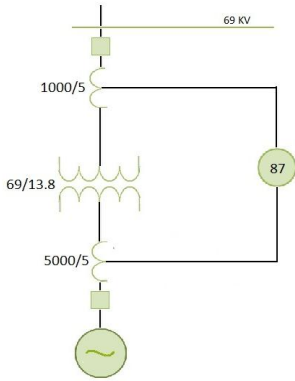


Figura 23.- Esquema de Protección del Transformador con relé 87

El cálculo de la corriente diferencial (I_d) y de restricción (I_r) para el uso del elemento diferencial porcentual se describe a través del diagrama de bloque, donde « Σ » tiene como salida la suma vectorial de las entradas, y «max» tiene como salida la entrada de la magnitud máxima; Estos cálculos son ejecutados para cada fase.

$$I_d = I1 \text{ comp} + - - + I6 \text{ comp}$$

La corriente de restricción se calcula como el máximo de las mismas corrientes compensadas internamente.

$$I_r = \max (I1 \text{ comp}, - - -, I6 \text{ comp})$$

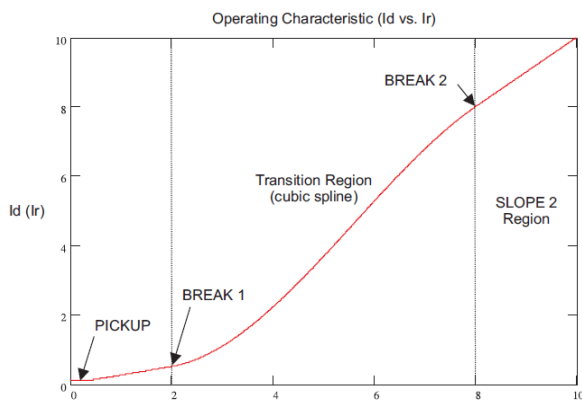


Figura 24.- Curva Característica del 87

El elemento diferencial porcentual del T60 está basado en una característica de punto de quiebre dual configurable / restricción diferencial de pendiente dual. El propósito de esta característica

pre ajustada es el de definir la velocidad de la corriente diferencial de restricción para las corrientes de los devanados del transformador durante las diferentes condiciones de carga y que pueda distinguir entre fallas dentro y fuera de la zona de protección. Las variaciones de la diferencial de restricción ocurren debido al desbalance de corriente entre el devanado primario y secundario y pueden tener las siguientes causas:

1. Imprecisiones inherentes al TC.
2. Cambio del tap bajo carga lo cual ajusta la relación del transformador y consecuentemente las corrientes de los devanados
3. Saturación del TC.

SOBRECORRIENTE DIRECCIONAL DE FASE (ANSI 67P)

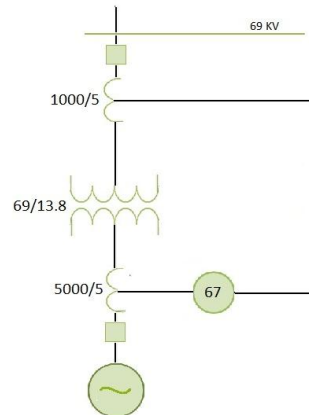


Figura 25.- Esquema de Protección del Transformador con relé 67P

Los elementos del direccional de fase (una para cada fase A, B, y C) determinan la dirección del flujo de corriente de fase para condiciones normales de operación y de falla y pueden ser utilizados para controlar la operación de los elementos de sobrecorriente de fase a través de entradas de bloque (BLOCK) de estos elementos.

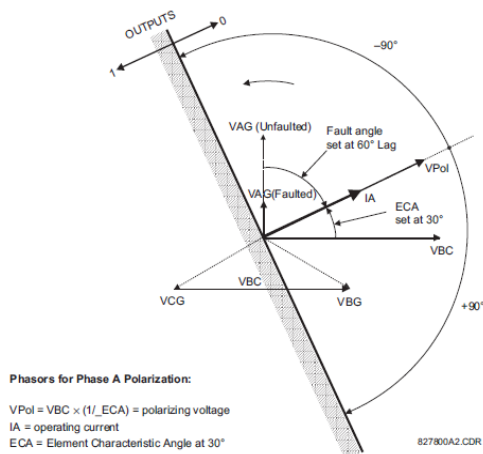


Figura 26.- Diagrama de funcionamiento del Relé Direccional

El componente principal del elemento direccional de fase es el comparador de ángulo de fase con dos entradas: La señal de operación (corriente de fase) y la señal de polarización (el voltaje de línea, desfasada en dirección adelantada por el ángulo de la característica, ECA).

La siguiente tabla muestra las señales de operación y polarización utilizadas para control direccional de fase:

FASE	SEÑAL DE OPERACIÓN	SEÑAL DE POLARIZACIÓN Vpol	
		SECUENCIA DE FASE ABC	SECUENCIA DE FASE ACB
A	ángulo de IA	ángulo de VBC × (1∠ACE)	ángulo de VCB × (1∠ACE)
B	ángulo de IB	ángulo de VCA × (1∠ACE)	ángulo de VAC × (1∠ACE)
C	ángulo de IC	ángulo de VAB × (1∠ACE)	ángulo de VBA × (1∠ACE)

Tabla 26.- Funcionamiento del Relé Direccional

PROTECCION DE SOBRECORRIENTE (ANSI 50/51)

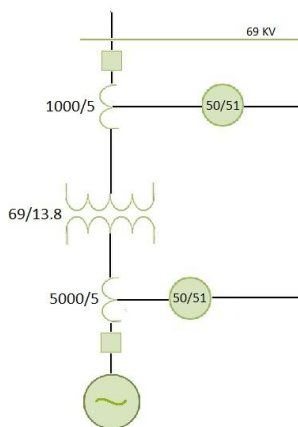


Figura 27.- Esquema de Protección del Transformador con relé 50/51

Para la coordinación del elemento de protección usamos la característica de la curva inversa de temporizado de sobrecorriente. Las curvas inversas de temporizado de sobrecorriente utilizadas por los elementos de sobrecorriente temporizado son las curvas estándar IEEE, IEC, GE tipo IAC, y I2t. Esto permite simplificar la coordinación con dispositivos aguas abajo. Si a pesar de ello ninguna de las curvas es adecuada, se puede utilizar una FlexCurve™ para personalizar la característica de tiempo inverso. También se cuenta con la opción de Tiempo Definido que puede ser apropiada si solo se requiere una protección sencilla.

TIPOS DE CURVA DE SOBRE CORRIENTE

IEEE	IEC	GE TIPO IAC	OTRAS
IEEE Extremadamente Inversa	IEC Curva A (BS142)	IAC Extremadamente Inversa	I ² t
IEEE Muy Inversa	IEC Curva B (BS142)	IAC Muy Inversa	FlexCurves™ A, B, C y D
IEEE Moderadamente Inversa	IEC Curva C (BS142)	IAC Inversa	Curvas de reconector
	IEC Corta Inversa	IAC Corta Inversa	Tiempo definido

Tabla 27.- Tipos de curva de sobrecorriente

Para la coordinación de nuestra protección nos decidimos por la curva del fabricante, o sea, la curva estándar GE tipo IAC.

CURVAS IAC:

Las curvas para la familia de relés GE tipo IAC son derivadas de las siguientes formulas:

$$T = TDM \times \left(A + \frac{B}{(I/I_{arr}) - C} + \frac{D}{((I/I_{arr}) - C)^2} + \frac{E}{((I/I_{arr}) - C)^3} \right) \cdot T_{REINICIO}$$

$$= TDM \times \left[\frac{t_r}{(I/I_{arr})^2 - 1} \right]$$

IAC FORMA DE CURVA	A	B	C	D	E	TREINICIO
IAC Extremadamente Inversa	0.004	0.6379	0.62	1.7872	0.2461	6.008
IAC Muy Inversa	0.09	0.7955	0.1	-1.2885	7.9586	4.678
IAC Inversa	0.2078	0.863	0.8	-0.4180	0.1947	0.99
IAC Corta Inversa	0.0428	0.0609	0.62	-0.0010	0.0221	0.222

Tabla 28.- Constantes de la curva IAC

IAC MUY INVERSA

La curva IAC Muy Inversa es la que se ha escogido para realizar la coordinación de nuestros relés 50 (protección de sobrecorriente instantánea) y 51 (protección de sobrecorriente temporizada), en la cual tenemos el multiplicador TDM y relación de corrientes I/I_{arr}

MULTIPLICADOR (TDM)	CORRIENTE (I / I_{arr})									
	1.5	2	3	4	5	6	7	8	9	10
0.5	0.578	0.375	0.266	0.221	0.196	0.18	0.168	0.16	0.154	0.148
1	1.155	0.749	0.532	0.443	0.392	0.36	0.337	0.32	0.307	0.297
2	2.31	1.499	1.064	0.885	0.784	0.719	0.674	0.64	0.614	0.594
4	4.621	2.997	2.128	1.77	1.569	1.439	1.348	1.28	1.229	1.188
6	6.931	4.496	3.192	2.656	2.353	2.158	2.022	1.921	1.843	1.781
8	9.242	5.995	4.256	3.541	3.138	2.878	2.695	2.561	2.457	2.375
10	11.552	7.494	5.32	4.426	3.922	3.597	3.369	3.201	3.072	2.969

Tabla 29.- T vs. (I / I_{arr})

SOBRECORRIENTE INSTANTÁNEO DE FASE (ANSI 50P)

El elemento de protección de sobrecorriente instantáneo de fase puede ser usado como elemento instantáneo sin retardo intencional o como elemento de tiempo definido. La corriente de entrada es la magnitud del fasor fundamental.

En las curvas tiempo vs corriente, podemos observar la coordinación de nuestro relé con un TDM=4, donde la línea celeste es la curva de coordinación y la línea punteada paralela al eje del tiempo sale de la corriente de falla $I_{falla}=11525$ A, la misma que se ajusta a nuestra coordinación.

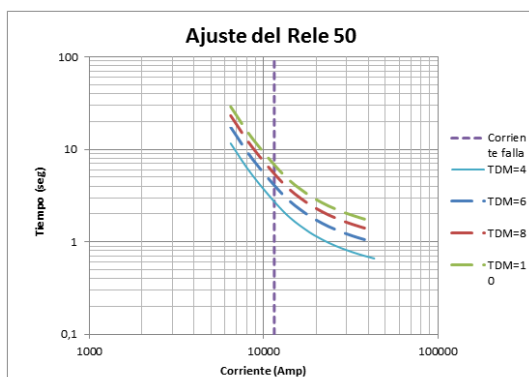


Figura 28.- Curvas t vs I del relé 50

SOBRECORRIENTE TEMPORIZADO DE FASE (ANSI 51P)

El elemento de protección de sobrecorriente temporizado puede proporcionar la característica de operación deseada de temporización versus la corriente aplicada o ser utilizado como un elemento simple de tiempo definido.

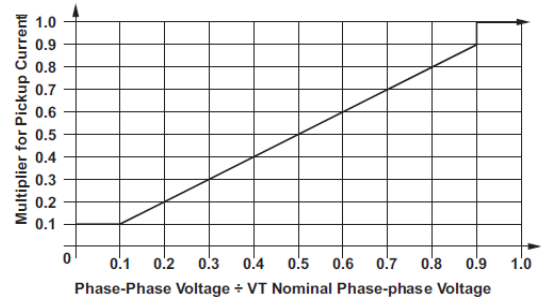


Figura 29.- Curva de ajuste de relé 51 Método de Restricción de Voltaje

A continuación mostramos las curvas Tiempo vs Corriente, en las cuales podemos observar el ajuste del relé 51 (protección de sobrecorriente temporizado).

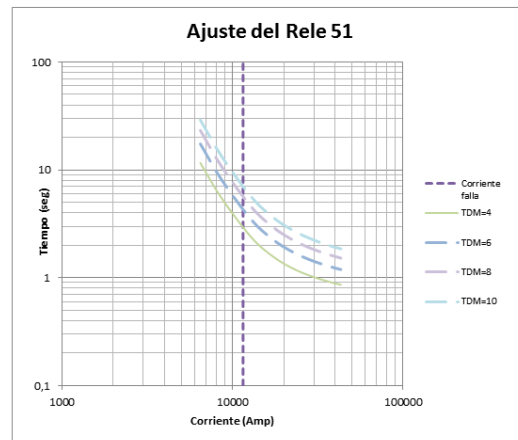


Figura 30.- Curvas t vs I del Relé 51

En las curvas tiempo vs corriente, podemos observar la coordinación de nuestro relé con un TDM=4, donde la línea verde es la curva de coordinación y la línea punteada paralela al eje del tiempo sale de la corriente de falla $I_{falla}=11525$ A, la misma que se ajusta a nuestra coordinación.

CÁLCULO DE AJUSTES

Para el ajuste de los relés 50 (Protección de Sobrecorriente instantáneo) y 51 (Protección de Sobrecorriente Temporizado), realizamos los siguientes cálculos para analizar su coordinación:

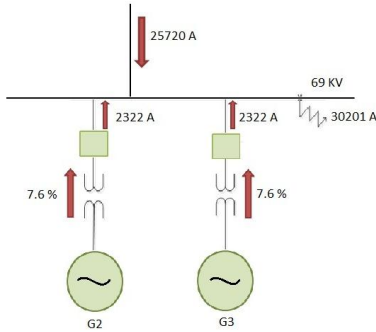


Figura 31.- Diagrama de flujo de corriente

$$I_N = \frac{MVA}{\sqrt{3} * KV_{L-L}}$$

$$I_N = \frac{85.883}{\sqrt{3} * 13.8} = 3593.08 \text{ A}$$

$$I_{Nsec} = 3593.08 * \frac{5}{5000} = 3.593 \text{ A}$$

CURVA DE COORDINACIÓN

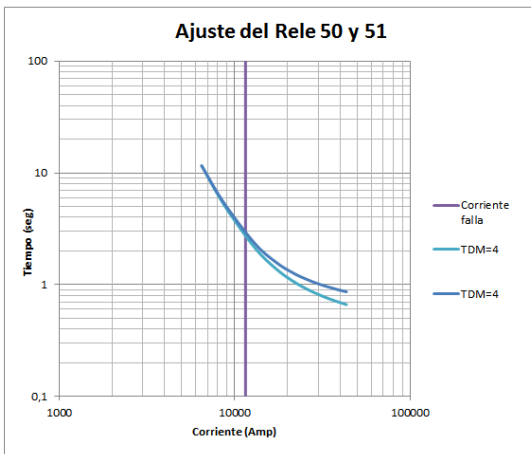


Figura 32.- Curva t vs I de ajuste de relés 50 y 51

En las curvas de Tiempo vs Corriente, podemos observar la coordinación de nuestro relé con un TDM=4, la línea azul es la curva de coordinación del relé 51 y la línea celeste es la curva de coordinación del relé 50, la línea punteada paralela al eje del tiempo sale de la corriente de falla $I_{falla}=11525 \text{ A}$, la misma que se ajusta a nuestra coordinación.

Para esto analizaremos las corrientes en los secundarios de los CT's en los transformadores de 52/70/86 MVA.

TRANSFORMADOR 52/70/86 MVA	
Conexión en alta	Y aterrizado
Corriente Nominal en alta	719.60
Relación de CT	1000/5
Corriente en secundario CT	3.60
Corriente en el relé	3.6
Conexión en baja	Delta
Corriente Nominal en baja	3597.98
Relación de CT	5000/5
Corriente en secundario CT	3.60
Corriente en el relé	3.60
Corriente diferencial (Id)	0.2
%Id con respecto a CT	5.56%

Figura 33.- Cálculos para el transformador de 52/70/86 MVA

4.54 COORDINACIÓN DE LAS PROTECCIONES A NIVEL DE 2.4 KV

Para la coordinación de las protecciones se han adoptado los siguientes criterios, utilizando unidades de sobrecorriente que cumplen las siguientes características de protecciones eléctricas:

- Selectividad: cada relé o elemento de protección deberá operar en su zona protegida.
- Respaldo: los relés dan protección primaria en la zona protegida y protección de respaldo a la zona adyacente.
- Tiempo de operación: el tiempo de operación se ha ajustado para cumplir los criterios de selectividad y respaldo.
- Simplicidad: la protección cumple este criterio, evitando la redundancia de la protección en las zonas protegidas.
- Considerando el estándar de IEEE para la coordinación de sobrecorriente de relés digitales, se ha considerado un intervalo de coordinación entre 0.2 a 0.25 segundos en el punto de coordinación correspondiente a la contribución a la corriente de falla en la ubicación del relé.

La unidad instantánea se la ha ajustado para la corriente máxima de falla en la barra más cercana al relé o para la mayor corriente de contribución en la localidad del relé.

4.55 COORDINACIÓN DE LAS BARRAS

Como se ha mencionado antes la coordinación de las protecciones se la realizará con un intervalo de 0.2 a 0.25 segundos, de esta manera se asegura selectividad y velocidad en la coordinación.

Se han seleccionado curvas que obedecen a las normas ANSI e IEC para la coordinación, las fórmulas de las curvas se las encuentra en el manual del fabricante de cada uno de los equipos.

En los esquemas de protección vistos previamente se puede observar la ubicación de cada una de las unidades de sobrecorriente del sistema.

CURVAS DE COORDINACION, BARRA DE 2.4KV INTERRUPTORES PRINCIPALES VS CARGAS PRINCIPALES DE ARRANQUE PESADO

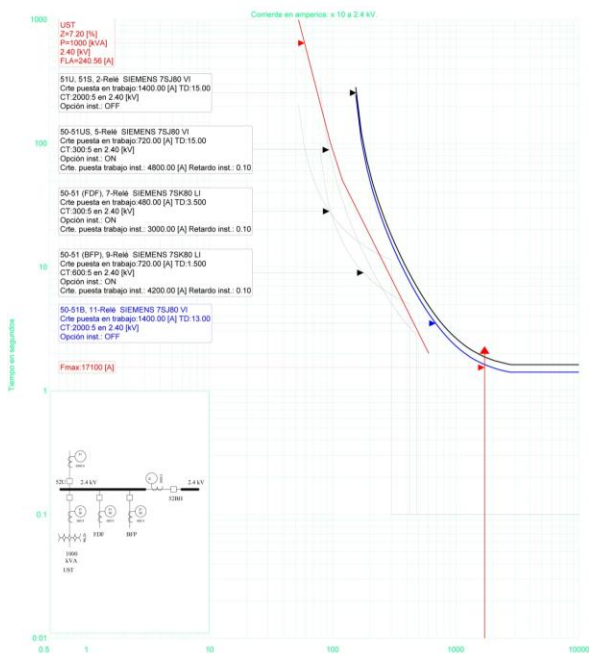


Figura 34.- Curva de ajuste de las barras 2.4 KV

CURVAS DE COORDINACION, BARRA DE 2.4KV INTERRUPTORES PRINCIPALES VS TODAS LAS CARGAS DE LA BARRA

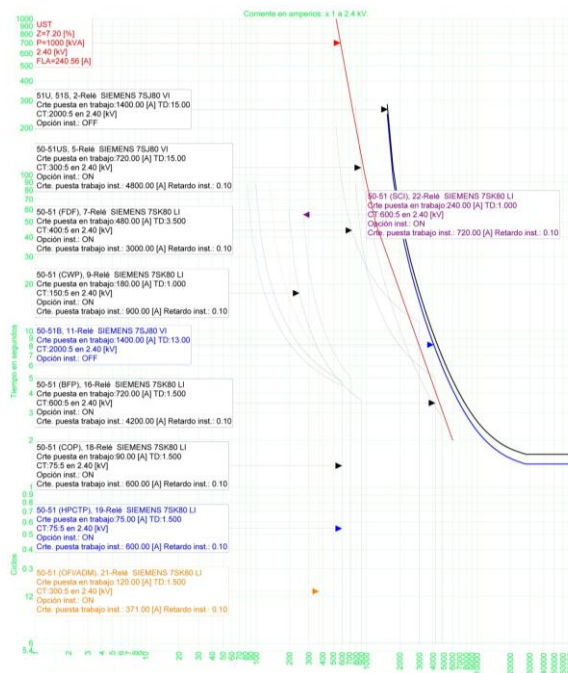


Figura 35.- Curva de ajuste de las barras 2.4 KV

CURVAS DE COORDINACION, MIGRACION DE AJUSTES CON CALIBRACION ENCONTRADA EN RELES ELECTROMAGNETICOS

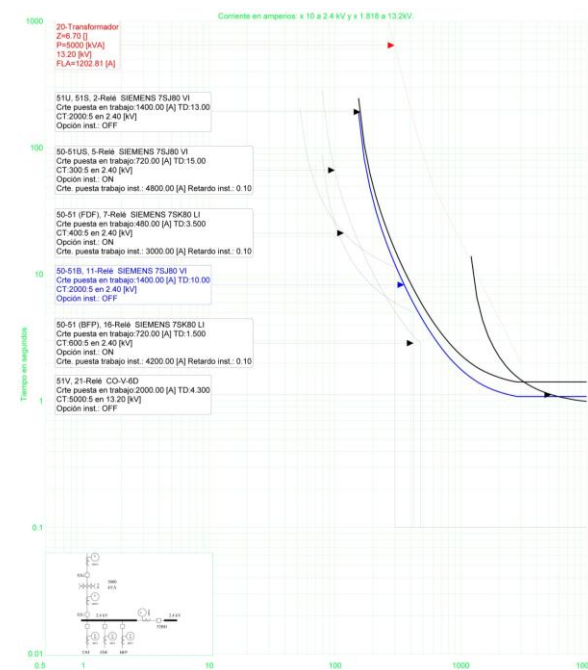


Figura 36.- Curva de ajuste de las barras 2.4 KV

CURVAS DE COORDINACION, MIGRACION DE AJUSTES CON CALIBRACION EN BASE A LA FILOSOFIA ORIGINAL

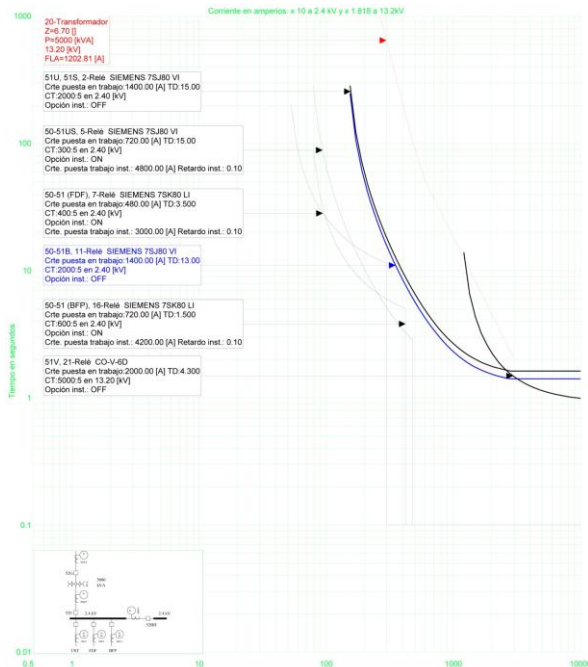


Figura 37.- Curva de ajuste de las barras 2.4 KV

CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

1. El estudio de coordinación de protecciones es importante en nuestro campo de acción, ya que de esto depende cuan confiable es el sistema en caso de haber una falla, garantizando de esta forma el menor daño posible en las unidades y así su vida útil no es afectada por los grandes sobre esfuerzos a los cuales se verían sometidos debido a corrientes de corto circuito.
2. Con el estudio de coordinación se asegura que al darse una falla en una determinada zona, ésta es despejada rápidamente por el equipo más cercano a la falla, aislando de esta manera el sector donde se originó la falla, sin afectar la continuidad del servicio en las zonas aledañas.
3. Se debe contar con toda la información del sistema, tanto de los equipos de generación, como los transformadores, motores, cargas y conductores, ya que de esto depende que los resultados sean lo más fidedignos posibles.
4. El avance de la tecnología ha ayudado al sector eléctrico con la invención de los relés

digitales, ya que estos en comparación con los analógicos son más versátiles, actúan de manera más rápida aún, lo que los analógicos hacen en milisegundos los digitales lo hacen en microsegundos, además que los ajustes de los digitales es por mucho más flexible, dándonos así mayor seguridad a la hora de proteger nuestros equipos.

5. El tener un buen sistema de coordinación nos ahorra costos por reparación y remplazo de unidades al haber una falla, por no acotar también el hecho de que en las industrias el proceso de producción se puede ver afectado y como sabemos eso no puede suceder porque se generarían enormes pérdidas que verían afectada la economía de la industria

5. BIBLIOGRAFÍA

- [1] GE Multilin, Instruction Manual, 489 Generator Management Relay.
- [2] GE Multilin, Instruction Manual, T60 relé para protección de transformador.
- [3] Siemens SIPROTEC, Instruction Manual, Protección de Sobreintensidad 7SJ80.
- [4] Siemens SIPROTEC, Instruction Manual, Protección de Sobreintensidad 7SK80.
- [5] Siemens SIPROTEC, Instruction Manual, Differential Protection 7UT612.
- [6] IEEE, IEEE Std 141 Recommended Practice for Electric Power Distribution for Industrial Plants, 1993
- [7] IEEE, IEEE Std C37.5 Guide for Calculation of Fault Currents for Application of AC High-Voltage Circuit Breakers Rated on a Total Current Basis, 1979.
- [8] ANSI, ANSI C50.13 Requirements for Cylindrical Rotor Synchronous Generators, 1989.
- [9] IEEE/ANSI, ANSI/IEEE C37.102 Guide for AC Generator Protection, 1995.
- [10] IEEE/ANSI, ANSI/IEEE C37.91 Guide for Protective Relay Applications to Power Transformers, 1985.

[11] IEEE, Tutorial IEEE de Protección de Generadores Síncronos.

[12] Mason, C. Russel, The Art & Science of Protective Relaying, Mexico D.F, Continental S.A, 1982

[13] Blackburn, J. Lewis, Protective Relaying Principles and Applications, 2006. CRC Press Inc; Edición: 3rd Revised edition (21 de diciembre de 2006)