



UNIVERSIDAD TÉCNICA DE COTOPAXI

DIRECCIÓN DE POSGRADO

MAESTRÍA EN ELECTRICIDAD

MODALIDAD: INFORME DE INVESTIGACIÓN

Título:

ANÁLISIS DE LOS AJUSTES DE PROTECCIONES A NIVEL DE 4,16 Y 13,8 kV DE LA PLANTA DE GENERACIÓN HYUNDAI OSO B DE LA EMPRESA EP PETROECUADOR BLOQUE 7.

Trabajo de titulación previo a la obtención del título de Magister en Electricidad
mención Sistemas Eléctricos de Potencia.

Autor:

Ing. Diego Xavier Chasiloa Chiluisa

Tutor:

Ing. Xavier Alfonso Proaño Maldonado MSc.

LATACUNGA –ECUADOR

2023


AVAL DEL TUTOR

En mi calidad de Tutor del Trabajo de Titulación, “Análisis de los ajustes de protecciones a nivel de 4,16 y 13,8 kV de la planta de generación Hyundai Oso B de la empresa EP Petroecuador Bloque 7” presentado por, Chasiloa Chiluisa Diego Xavier, para optar por el título de Magíster en Electricidad mención Sistemas Eléctricos de Potencia.

CERTIFICO

Que dicho trabajo de investigación ha sido revisado en todas sus partes y se considera que reúne los requisitos y méritos suficientes para ser sometido a la presentación para la valoración por parte del Tribunal de Lectores que se designe y su exposición y defensa pública.

Latacunga, mayo 24 del 2023

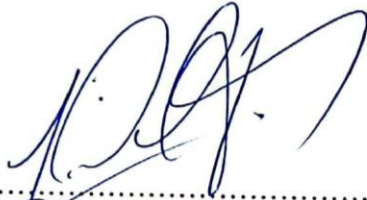


.....
Ing. Xavier Alfonso Proaño Maldonado MSc.
CI. 050265642-4

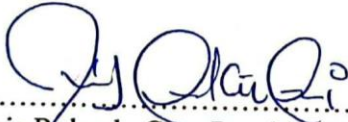
AVAL DEL TRIBUNAL

El trabajo de Titulación “Análisis de los ajustes de protecciones a nivel de 4,16 y 13,8 kV de la planta de generación Hyundai Oso B de la empresa EP Petroecuador Bloque 7” ha sido revisado, aprobado y autorizado su impresión y empastado, previo a la obtención del título de Magíster en Electricidad mención Sistemas Eléctricos de Potencia; el presente trabajo reúne los requisitos de fondo y forma para que el estudiante pueda presentarse a la exposición y defensa.

Latacunga, mayo 24 del 2023



.....
Ing. Jefferson Alberto Porras Reyes MSc.
CI. 070440044-9
Presidente del tribunal



.....
Ing. Luis Rolando Cruz Panchi MSc.
CI. 050259517-6
Lector 2



.....
Ing. Carlos Francisco Pacheco Mena MSc.
CI. 050307290-2
Lector 3

DEDICATORIA

Esta tesis está dedicada a mi esposa Cristina y hijas Amelia y Antonella quienes fueron mi inspiración durante la etapa de estudios, a ellas quienes estuvieron junto a mí en momentos difíciles y de no poder compartir fechas especiales.

Gracias a todas las personas importantes que forman parte de mi vida ya que estuvieron pendientes de mis estudios realizados los cuales hoy pueden ver alcanzada mi meta.

AGRADECIMIENTO

El presente trabajo de tesis, primeramente agradezco a Dios por su infinita bondad que me ha permitido llegar a este punto.

A la Universidad Técnica de Cotopaxi, por brindarnos la oportunidad de realizar mis estudios cuarto nivel. Igualmente, a la empresa EP Petroecuador, por permitirme efectuar el presente Trabajo de Investigación.

A mi director de tesis, Ing. Xavier Proaño, quien con sus conocimientos, experiencia y paciencia ha facilitado la culminación de este proyecto. También es oportuno agradecer a los docentes, pues todos han aportado con un granito de arena a mi formación como Magister.

RESPONSABILIDAD DE AUTORÍA

Quien suscribe, declara que asume la autoría de los contenidos y los resultados obtenidos en el presente trabajo de titulación.

Latacunga, mayo 24 del 2023



.....
Diego Xavier Chasiloa Chiluisa
CI. 050334728-8

RENUNCIA DE DERECHOS

Quien suscribe, cede los derechos de autoría intelectual total y/o parcial del presente trabajo de titulación a la Universidad Técnica de Cotopaxi.

Latacunga, mayo 24 del 2023

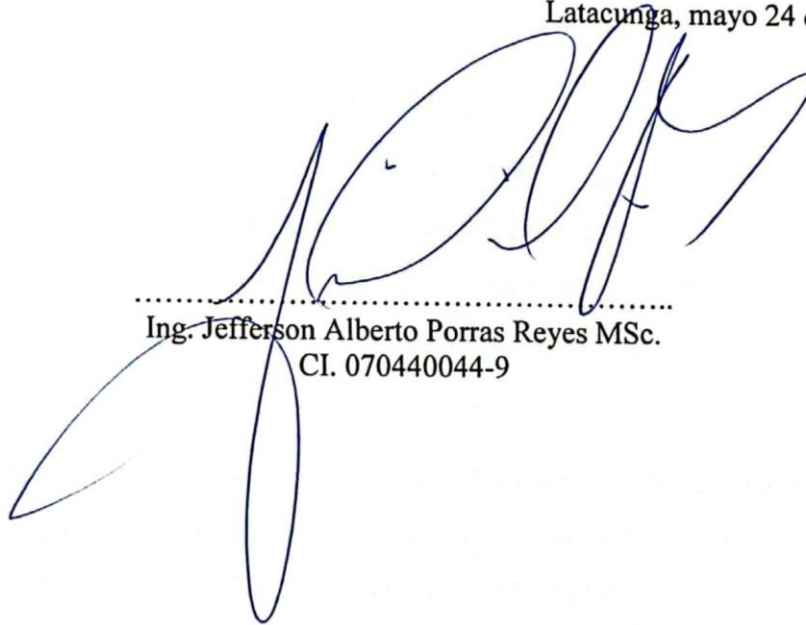


.....
Diego Xavier Chasiloa Chiluisa
CI. 050334728-8

AVAL DEL PRESIDENTE DEL TRIBUNAL

Quien suscribe, declara que el presente Trabajo de Titulación: “**Análisis de los ajustes de protecciones a nivel de 4,16 y 13,8 kV de la planta de generación Hyundai Oso B de la empresa EP Petroecuador Bloque 7**” contiene las correcciones a las observaciones realizadas por los lectores en sesión científica del tribunal.

Latacunga, mayo 24 del 2023

A large, stylized handwritten signature in blue ink, consisting of several loops and flourishes, is written over a horizontal dotted line. The signature is positioned above the printed name and identification number of the signatory.

Ing. Jefferson Alberto Porras Reyes MSc.
CI. 070440044-9

**UNIVERSIDAD TÉCNICA DE COTOPAXI
DIRECCIÓN DE POSGRADO**

**MAESTRÍA EN ELECTRICIDAD
MENCIÓN SISTEMAS ELÉCTRICOS DE POTENCIA**

Título: Análisis de los ajustes de protecciones a nivel de 4,16 y 13,8 kV de la planta de generación Hyundai Oso B de la empresa EP Petroecuador bloque 7.

Autor:

Ing. Diego Xavier Chasiloa Chiluisa

Tutor:

Ing. Xavier Alfonso Proaño Maldonado MSc.

RESUMEN

La empresa EP Petroecuador en el bloque 7 Oso B dispone de una planta de generación eléctrica de 13,6 MW desde el año 2015, encargada de generar energía para las locaciones Oso B y Oso I; y debido a fallas o desajustes en las protecciones eléctricas durante su funcionamiento, provocan pérdidas económicas para la empresa.

El presente trabajo tiene como propósito recopilar información y evaluar los ajustes de las protecciones eléctricas a nivel de 4,16 y 13,8 kV de la planta de generación, y mediante un modelado del sistema eléctrico en el software ETAP 20.0, se simuló: flujos de potencia, cortocircuitos y fallas en los equipos para obtener las diferentes curvas de coordinación de relés.

Finalmente se presentó cada una de las curvas coordinadas desde los alimentadores de carga hasta los generadores, y los tiempos de accionamiento adecuado a las protecciones que garantizan el funcionamiento y continuidad del servicio eléctrico para la producción ininterrumpida de petróleo.

PALABRAS CLAVES:

Generadores, protecciones, breaker, relés, potencias.

**UNIVERSIDAD TÉCNICA DE COTOPAXI
DIRECCIÓN DE POSGRADO**

**MAESTRÍA EN ELECTRICIDAD
MENCIÓN SISTEMAS ELÉCTRICOS DE POTENCIA**

Autor:

Ing. Diego Xavier Chasiloa Chiluisa

Tutor:

Ing. Xavier Alfonso Proaño Maldonado MSc.

ABSTRACT

The EP Petroecuador Company in block 7 Oso B has a 13,6 MW power generation plant since 2015, responsible for generating power for the Oso B and Oso I locations; due to failures or mismatches in the electrical protections during its operation, they cause economic losses for the company.

The purpose of this work is to collect information and evaluate the settings of the electrical protections at the 4,16 and 13,8 kV level of the generation plant, and by means of a modeling of the electrical system in the ETAP 20.0 software, it was simulated: power flows, short-circuits and equipment failures to obtain the different relay coordination curves.

Finally, each of the coordinate curves from load feeders to generators was presented, and the appropriate actuation timings, to the protections that guarantee the operation and continuity of the electrical service for uninterrupted oil production.

KEYWORDS:

Generators, protections, breakers, relays, powers.

Yo, Rosa Elena Cabrera Toapanta, con cédula de identidad número: 0500945316. Licenciada en: Ciencias de la Educación Profesora de Enseñanza Secundaria en la Especialización de Idiomas: Inglés y Francés, con número de registro de la SENESCYT: 1005-04-472259; **CERTIFICO** haber revisado y aprobado la traducción al idioma inglés del resumen del trabajo de investigación con el título: “**Análisis de los ajustes de protecciones a nivel de 4,16 y 13,8 kV de la planta de generación Hyundai Oso B de la empresa EP Petroecuador Bloque 7**” realizado por: Diego Xavier Chasiloa Chiluisa, aspirante a magister en Electricidad Mención Sistemas Eléctricos de Potencia.

Latacunga, Mayo 24 del 2023



Rosa Elena Cabrera Toapanta

CI. 050094531-6

Índice de contenidos

AVAL DEL TUTOR	ii
AVAL DEL TRIBUNAL	iii
DEDICATORIA	iv
AGRADECIMIENTO	v
RESPONSABILIDAD DE AUTORÍA	vi
RENUNCIA DE DERECHOS	vii
AVAL DEL PRESIDENTE DEL TRIBUNAL.....	viii
RESUMEN	ix
ABSTRACT.....	x
Índice de tablas	xvi
Índice de figuras.....	xvii
INTRODUCCIÓN	xx
Planteamiento del problema:.....	xxi
Formulación del problema:	xxi
Objetivos	xxi
General:.....	xxi
Específicos:	xxi
Alcance del proyecto.....	xxiii
Justificación	xxiii
Hipótesis	xxiii
CAPITULO I	1
FUNDAMENTACIÓN TEÓRICA-METODOLÓGICA.....	1
1.1. Antecedentes de la investigación o marco de referencia	1
1.2. Fundamentación Teórica.....	2

1.2.1. Flujos de potencia	2
1.2.2. Cálculo del flujo de potencia	3
1.3. Fallas en sistemas eléctricos de potencia	3
1.3.1. Falla lejana al generador	5
1.3.2. Falla cercana al generador.....	5
1.3.3. Cortocircuito Trifásico	5
1.3.4. Cortocircuito monofásico a tierra	6
1.3.5. Cortocircuito bifásico.....	6
1.3.6. Cortocircuito bifásico a tierra	7
1.4. Estadísticas de Fallas.....	8
1.5. Interruptores de Potencia	9
1.5.1 Funcionamiento.....	9
1.5.2. Tipos de disyuntores	10
1.5.3. Interruptores automáticos HVF1162D.....	10
1.5.4. Partes del interruptor HVF1162D	11
1.5.5. Principio de extinción del arco eléctrico.....	12
1.6. Dispositivos de protección	12
1.7. Transformadores de medida.....	14
1.7.1. Objetivos de los transformadores.....	15
1.7.2. Transformadores de corriente	15
1.7.3. Transformadores de potencial.....	18
1.8. Relés de protección	19
1.9. Relés auxiliares	22
1.10. Relés temporizados	22
1.11. Relés de protección	23

1.12. Funciones de protección	24
1.12.1. Protección 50	24
1.12.2. Protección (51).....	26
1.12.3. Criterio de coordinación de la protección 50&51	28
1.12.4. Protección diferencial 87T	29
1.13. Norma IEC	30
1.14. Norma ANSI	31
1.15. Aplicación Informática	31
CAPITULO II	33
PROPUESTA.....	33
2.1. Título del proyecto.	33
2.2. Objetivo del proyecto.....	33
2.3. Descripción de la propuesta.	33
2.4. Metodología o procedimientos empleados para el cumplimiento de los objetivos planteados.....	34
2.5. Enfoque	34
2.6. Modalidad de la investigación	34
2.6.1. Bibliográfica Documental	34
2.6.2. Investigación Aplicada.....	34
2.6.3. Investigación de Campo.....	35
2.6.4. Investigación experimental	35
2.7. Metodología	35
2.8. Nivel o tipo de investigación	36
2.8.1. Descriptiva	36
2.8.2. Población de estudio	36

2.9. Instrumentos de recolección de datos	36
2.10. Procedimiento de recolección de datos	36
2.11. Procesamiento de datos	38
2.12. Procedimiento para la elaboración del proyecto	38
2.13. Conclusiones del capítulo	39
Capitulo III.....	40
3.1. Descripción del sistema eléctrico.....	40
3.1.1. Central de Generación Hyundai	40
3.2. Descripción del sistema de distribución.....	43
3.3. Ingreso de datos para modelado.....	48
3.4. Análisis del flujo de potencia.....	51
3.4.1. Configuración de red eléctrica para el flujo de potencia	52
3.4.2. Validación de modelo	57
3.5. Análisis de cortocircuitos.....	58
3.5.1. Consideraciones de diseño.....	59
3.6. Escenario de funcionamiento de sistema eléctrico.	59
3.7. Condiciones iniciales de protecciones	62
3.8. Criterios para estudio	63
3.9. Estudio de coordinación de protecciones.....	64
3.10. Casos de estudios.	65
3.11. Protección por fase.....	66
3.11.1. Falla trifásica SWGR B5 480V (Fase).....	66
3.11.2. Falla SWGR B4 13,8 kV (Fase)	69
3.11.3. Falla en transformador T1 8,5 MVA (4,16/13,8 kV) (Fase).....	72
3.11.4. Falla de transformador T6, 10 MVA (13,8/4,16 kV) (Fase).....	74

3.11.5. Falla en el transformador T10 de 2,5 MVA.....	77
3.12. Protección de tierra	79
3.12.1. Falla SWGR B5 480V (Tierra).....	79
3.12.2. Falla de alimentadores (Tierra).....	80
3.13. Resumen de secuencia de operación de protecciones	81
3.14. Análisis técnico económico sin realizar la calibración de protecciones eléctricas	81
3.15. Validación técnico-económica de los resultados	82
3.16. Conclusiones	82
3.17. Recomendaciones	83
Referencias bibliográficas.....	84
ANEXOS	89

Índice de tablas

Tabla 1.- Tareas a realizar en función de los objetivos.....	xxii
Tabla 2.- Porcentaje de fallas mayormente comunes.....	8
Tabla 3.- Constantes de forma para ecuación exponencial.....	28
Tabla 4.- Parámetros eléctricos de unidades.....	40
Tabla 5.- Características de Unidades de generación Hyundai.....	41
Tabla 6.- Parámetros eléctricos de SWGR B1 generación.....	43
Tabla 7.- Parámetros eléctricos de transformador.....	44
Tabla 8.- Parámetros eléctricos de SWGR B2 generación.....	44
Tabla 9.- Parámetros eléctricos de transformador.....	44
Tabla 10.- Parámetros eléctricos de SWGR B3 y TIE.....	46
Tabla 11.- Parámetros eléctricos de SWGR B4.....	47
Tabla 12.- Parámetros eléctricos de unidades de generación.....	48
Tabla 13.- Parámetros eléctricos de barras.....	48
Tabla 14.- Parámetros eléctricos de transformadores.....	49
Tabla 15.- Características de los Circuit breaker.....	50
Tabla 16.- Parámetros eléctricos de conductores.....	51
Tabla 17.- Demanda generación.....	52
Tabla 18.- Despacho de potencia.....	53
Tabla 19.- Perfil de potencias.....	53
Tabla 20.- Perfil de voltajes.....	54
Tabla 21.- Nivel de cargabilidad en transformadores principales.....	56
Tabla 22.- Validación de modelo vs Scada (Generadores).....	57
Tabla 23.- Validación de modelo vs Scada (Barras).....	58
Tabla 24.- Validación de modelo vs Scada (Cargas).....	58

Tabla 25.- Resultados de cortocircuitos en barras IEC.	60
Tabla 26.- Resultados de cortocircuitos en barras ANSI	61
Tabla 27.- Lista de dispositivos de protección.	64
Tabla 28.- Lista de dispositivos de protección.	66
Tabla 29.- Nuevo set de calibración.	71
Tabla 30.- Secuencia de operación de protecciones en alimentadores.	81
Tabla 31.- Análisis económico sin estudios	82

Índice de figuras

Figura 1.- Partes del interruptor	11
Figura 2.- Ubicación de la protección de la interconexión de la fuente de GD en una conexión directa	13
Figura 3.- Ubicación de la protección de la interconexión de la fuente de GD en una conexión directa	13
Figura 4.- Curva de Saturación	18
Figura 5.- Estructura básica de un relé.....	20
Figura 6.- Zonas de protección instantánea.	25
Figura 7.- Protección primaria	25
Figura 8.- Disposición de relé de sobrecorriente con CT, incluyendo 50/51N...	26
Figura 9.- Zonas de protección temporizada.....	27
Figura 10.- Diagrama de relé diferencial.	29
Figura 11.- Pendiente de operación del relé.....	30
Figura 12.- ETAP Versión 20.0.0	32
Figura 13.- Procedimiento de recolección de datos.	37
Figura 14.- Procesamiento de datos.	38

Figura 15.- Diagrama de bloques de planta de generación.	42
Figura 16.- SWGR B1.....	43
Figura 17.- SWGR B2.....	44
Figura 18.- Transformadores de 8,5 MVA.	45
Figura 19.- SWGR B3.....	46
Figura 20.- SWGR B4.....	47
Figura 21.- Simulación flujo de potencia en generadores.....	52
Figura 22.- Perfil de potencia activa.	54
Figura 23.- Perfil de voltaje en barras principales.	55
Figura 24.- Nivel de cargabilidad en transformadores principales.	57
Figura 25.- Tipos de fallas	59
Figura 26.- Diagrama unifilar de funcionamiento.	60
Figura 27.- Resultado cortocircuito en barras de generación IEC.	61
Figura 28.- Resultado cortocircuito en barras ANSI.	62
Figura 29.- Falla en SWGR B5 480 V.....	67
Figura 30.- Tiempos de operación CB-LV2.	67
Figura 31.- Curvas de protección barra B5 de servicios auxiliares (FASE).....	68
Figura 32.- Falla en SWGR B4 de 13,8 kV.	69
Figura 33.- Relés por protección direccional.	70
Figura 34.- Tiempos de operación de CB-B7504-01.....	70
Figura 35.- Curvas de protección barra B4.	71
Figura 36.- Falla en transformador T1 de 8,5 MVA.....	73
Figura 37.- Tiempo de operación CB-B7501-05.	73
Figura 38.- Curva de protección de transformador T1.....	74
Figura 39.- Falla en transformador T6 de 10 MVA.....	75

Figura 40.- Tiempo de operación CB-B7503-02.	76
Figura 41.- Curva de protección de transformador T6.....	76
Figura 42.- Falla en transformador T10 de 2,5 MVA.....	77
Figura 43.- Tiempo de operación CB-B7504-11.	78
Figura 44.- Curva de protección de transformador T10.....	78
Figura 45.- Tiempo de operación CB-LV2.....	79
Figura 46.- Curva de protección SWGR B5.	79
Figura 47.- Tiempo de accionamiento de protecciones en alimentadores.	80
Figura 48.- Curva de protección para alimentadores de B4.....	80

Glosario

KW	Kilovatio
KWH	Kilovatio hora
KVAR	Kilovoltamperio reactivo
MVA	Megavoltamperio
kV	Kilo voltio
PAD	Área de producción
SWGR	Celdas de medio voltaje
CB	Circuit breaker
A	Amperio
T	Transformador
B	Barra
LV	Bajo Voltaje
CT	Transformador de corriente
TP	Transformador de potencial

INTRODUCCIÓN

A lo largo de la historia el ser humano ha empleado la energía eléctrica para su sustento; es decir, la misma se ha permitido convertirse en una necesidad en la vida diaria. El sistema de energía eléctrica debe estar disponible en cada oportunidad que sea requerido; tales condiciones involucran el voltaje, frecuencia y calidad de la energía requerida. Por lo tanto, planificar y diseñar y mantener un sistema de suministro de energía con base en la eficiencia y/o correcto funcionamiento implica una serie de acciones y componentes; tales como: generadores, transformadores, líneas de transmisión y distribución y sobre todo protecciones.

Es acertado afirmar que, aunque el sistema está sujeto a perturbaciones frecuentes debido a cambios de carga aleatorios, fallas debidas a la naturaleza y ocasionalmente fallas del equipo o del personal, el sistema tiene que sobre toda idea permanecer estable ante las problemáticas que pudiesen suscitarse. Al simplificar y erradicar las perturbaciones es necesario centrarse en los elementos que puedan proporcionar y estabilizar el sistema para mantenerlo en funcionamiento la mayor cantidad de tiempo. De ahí es donde se establecen y connotan los dispositivos de protección.

Los dispositivos de protección detectan condiciones anormales de la red eléctrica e inician acciones correctivas para devolver la red eléctrica a su estado normal. Es importante resaltar el hecho que la velocidad de respuesta es un elemento esencial al momento de tratar con un sistema que pueda regularse y mantener su funcionalidad puesto que, los tiempos de respuesta son de milisegundos. Por tanto, no es posible la intervención humana en el funcionamiento del sistema de seguridad; bajo ningún motivo el hombre puede inmiscuirse en tales sistemas. La respuesta debe ser automática, rápida y provocar la mínima desconexión en el sistema eléctrico.

Abordar esta temática requiere un diagnóstico adecuado al problema evidenciado, una respuesta rápida y una interrupción mínima del sistema eléctrico. Para conseguirlo, es fundamental verificar e identificar las condiciones que pueden ser

la causa de la raíz del problema para de esa manera efectuar un abordaje apropiado de la problemática.

Planteamiento del problema:

La empresa EP Petroecuador en el bloque 7 Oso B dispone de una planta de generación eléctrica térmica, de 8 unidades Hyundai de 1,7 MW de potencia que viene operando desde el año 2015 y es la responsable de generar una gran parte de la energía de todo el sector. Pero en reiteradas ocasiones se han presentado una serie de fallas o desajustes en las protecciones eléctricas originadas al momento de energizar transformadores, encender bombas y motores eléctricos. Una vez que se evidencian estos aspectos se origina lo que se conoce como una apertura de breakers los mismos que dejan sin energía al sistema, ocasionando fallas y pérdidas para la empresa. Es acertado mencionar que las protecciones deben ser ajustadas y así evitar este tipo de inconvenientes.

Formulación del problema:

¿Qué se debe realizar para evitar la apertura de alimentadores por las protecciones eléctricas de sobrecorriente, al momento de energizar o arrancar equipos en los PAD de producción de petróleo, lo que ocasiona los cortes de energía?

Objetivos

General:

- Evaluar los ajustes de las protecciones a nivel de 4,16 kV y 13,8 kV de la planta de generación Hyundai Oso B de la empresa EP Petroecuador bloque 7, para determinar su coordinación y selectividad.

Específicos:

- Revisar de fuentes bibliográficas para investigar los principios de funcionamiento y parámetros de calibración de las protecciones eléctricas.
- Recopilar las características de los equipos y topología de la red que forman parte del sistema de generación y consumo de energía, para simular el sistema eléctrico en el software ETAP 20.0.

- Determinar los nuevos ajustes de las protecciones de acuerdo a criterios normados del sistema eléctrico para que brinde una coordinación ante fallas eléctricas.

Tabla 1.- Tareas a realizar en función de los objetivos.

Objetivos específicos	Actividad (tareas)	Resultado de la actividad	Descripción de la actividad (técnicas e instrumentos)
Revisar de fuentes bibliográficas para investigar los principios de funcionamiento y parámetros de calibración de las protecciones eléctricas.	<p>Información en diferentes fuentes bibliográficas.</p> <p>Parámetros de calibración en protecciones eléctricas.</p>	<p>Documento de información de la información.</p> <p>Principales protecciones.</p> <p>Funcionamiento de protecciones.</p> <p>Criterios de coordinación.</p>	<p>Consultar fuentes bibliográficas.</p> <p>Analizar la información de trabajos anteriores relacionados con el tema.</p>
Recopilar las características de los equipos y topología de la red que forman parte del sistema de generación y consumo de energía, para simular el sistema eléctrico en el software ETAP 20.0.	<p>Levantamiento de información de equipos y topología de la red.</p> <p>Identificación de características y componentes puntuales.</p> <p>Simulación en paquete computacional.</p>	<p>Características del sistema.</p> <p>Protecciones asociadas al sistema.</p> <p>Simulación del sistema eléctrico.</p> <p>Flujos de potencia.</p> <p>Corrientes de cortocircuito.</p> <p>Tiempos de operación y coordinación.</p>	<p>Observación directa de los equipos dentro de la planta de generación.</p> <p>Software computacional ETAP 20.0.</p>
Determinar los nuevos ajustes de las protecciones de acuerdo a criterios normados del sistema eléctrico para que brinde una coordinación ante fallas eléctricas.	<p>Evaluación de falencias.</p> <p>Análisis de características de los componentes.</p> <p>Ajuste de protecciones.</p>	<p>Parámetros de ajustes.</p> <p>Calibración para los elementos de protecciones eléctricas.</p>	<p>Técnica Investigativa.</p> <p>Herramientas tecnológicas.</p> <p>Materiales.</p>

Fuente: Autor

Alcance del proyecto

El presente trabajo de investigación tiene por objeto determinar los nuevos ajustes de protecciones ante las fallas eléctricas que se presentan en la planta de generación Hyundai de la empresa EP Petroecuador bloque 7 Oso B.

Justificación

El estudio de coordinación de protecciones tiene un alto impacto sobre la seguridad en los equipos y en la producción continua en el campo petrolero ya que el mismo es un campo estratégico del país. El propósito del presente trabajo es proponer nuevos ajustes de las protecciones eléctricas en base a los estudios de flujo de potencia, consecuentemente mejorar la confiabilidad del sistema manteniendo la producción continua de petróleo; y así evitar el accionamiento de protecciones al momento de realizar maniobras como: arranques de bombas, motores eléctricos y energizar transformadores.

Al momento el campo se encuentra operando normalmente siempre y cuando al energizar los equipos de mayor potencia, las protecciones se activan ocasionando una paralización innecesaria de la producción petrolera y a su vez esto se ve reflejado en el factor económico.

Hipótesis

La reconfiguración de la calibración de las protecciones de sobrecorriente evitara disparos erróneos a nivel de 4,16 y 13,8 kV en la planta de generación Hyundai Oso B de la empresa EP Petroecuador bloque 7 por la cual es la principal causa de la interrupción del servicio de energía.

CAPITULO I

FUNDAMENTACIÓN TEÓRICA-METODOLÓGICA

1.1. Antecedentes de la investigación o marco de referencia

Con el propósito de completar la información es necesario citar y enunciar a varios autores que se permitieron abordar una problemática similar, para de esa manera tener en consideración una serie de aspectos que nos permitan guiar el tema de una manera concisa y efectiva. Es por tal motivo que a continuación se enlistan una serie trabajos:

Se parte mencionando el trabajo del autor Rodas, en el cual se siente en la libertad de aseverar que el análisis de los elementos de seguridad es una parte muy importante de la subestación Chicacao, ya que en conjunto forman un sistema que contribuye al desarrollo del país al brindar energía eléctrica confiable, ininterrumpida y de bajo costo. El indagador denota que todo el proceso efectuado dentro de la empresa se lo realiza a través de herramientas automatizadas como relés y reconfiguradores, cuyos criterios y definiciones nos dan una idea general de su funcionamiento [1].

Para estimar tales parámetros fue necesario realizar comprobaciones y pruebas funcionales de los equipos del sistema de protección. En este punto fue necesario evaluar e identificar una serie de parámetros, tales como; tiempos de medida, arranque y operación y simulando la apertura de interruptores automáticos y seccionadores.

Con base en estas estimaciones fue fácil detectar y dar solución a las fallas externas e internas, que provocan el apagado de las unidades. Ante una perturbación todo el sistema se apaga poniendo en stop cada uno de los procedimientos efectuados en la empresa. Es menester acotar que los sistemas de apertura, cierre y bloqueo de interruptores automáticos y/o los sistemas de recierre automático de una subestación están íntimamente relacionados con los sistemas de protección. Cuando se detecta una falla se inicia un proceso que da como resultado la protección del sistema (componentes y elementos) para un continuo dominio del sistema.

Además, con la ayuda del análisis de flujo de potencia, se propone la idea de examinar los perfiles de voltaje del bus, el uso del equipo, las líneas eléctricas y los cables de alimentación. Esto quiere decir que al autor se propuso la idea de una evaluación integral del desempeño del sistema con toda la red disponible en cada escenario, lo que permite identificar voltajes que están fuera de rango y al mismo tiempo esto causa un impacto en el sistema de suministro de energía. De manera similar, el cálculo de la corriente de cortocircuito se basó en el estándar ANSI/IEEE C37.010 - 1999. En conclusión, se puede decir que, para analizar la protección eléctrica de todo el sistema eléctrico, el autor necesitó simular el bus de la red equivalente Thevenin 9510QH138 en buses de 138 kV. Esto permitió detallar todas las razones que llevaron a las fallas del sistema, sin mencionar que se podría encontrar una solución efectiva para cada una de las fallas mencionadas [2].

1.2.Fundamentación Teórica

1.2.1. Flujos de potencia

Los estudios de flujos de potencia son una herramienta de gran relevancia en la planeación y en el diseño de la expansión futura de los sistemas eléctricos, así como también en la determinación de las mejores condiciones de operación de los sistemas existentes. La información que se obtiene de un estudio de flujos de potencia es la magnitud y el ángulo de fase del voltaje en cada nodo, las potencias reales y reactivas que fluyen en cada elemento del sistema, así como las pérdidas por elemento o las pérdidas totales [3].

La corriente eléctrica analiza el comportamiento del sistema eléctrico. La simulación de flujo de potencia nos permite observar el comportamiento del sistema de potencia en régimen permanente, lo que se utiliza para determinar los niveles de tensión en la barra y el flujo de potencia activa y reactiva. Además, nos permite conocer la capacidad de transmisión entre equipos del sistema y así podemos ver que estos no operan en condiciones de sobrecarga y/o niveles de tensión fuera de los límites establecidos por la norma técnica de calidad de servicios [4].

Para evaluar las consecuencias del flujo de potencia en un sistema eléctrico de estado (estable), se deben considerar los criterios de calidad y confiabilidad que debe cumplir el sistema. Estos puntos se enlistan a continuación y deben ser considerados de una manera imperativa.

- Niveles de tensiones admisibles en barras.
- Operación Normal: $\pm 5\%$ VN.
- Operación en Contingencia: $\pm 5\%$ VN, -10% VN.
- Líneas y Transformadores sin Sobrecarga.
- Operación Normal: 100% VN.
- Operación en Contingencia: 120% VN.

1.2.2. Cálculo del flujo de potencia

El cálculo puede obtenerse por medio de las siguientes expresiones, y es necesario suponer un nodo k que posee n barras conectadas:

$$I_k = V_k Y_{kk} + \sum_{\substack{j=1 \\ j \neq k}}^n Y_{kj} V_j \quad \text{Ec. (1)}$$

El voltaje de la barra k puede ser identificado como:

$$V_k = \frac{1}{I_{kk}} \left[\frac{p_k - jQ_k}{V_k} + \sum_{\substack{j=1 \\ j \neq k}}^n Y_{kj} V_j \right] \quad \text{Ec. (2)}$$

1.3. Fallas en sistemas eléctricos de potencia

Los sistemas eléctricos son los encargados de transportar la energía eléctrica desde las estaciones generadoras hasta los usuarios finales. Cuando se interrumpe el flujo normal de energía a este transmisor, ocurre una falla, generalmente en las líneas de transmisión. Los actuales sistemas de monitoreo y control, que son responsables de identificar fallas en la red, están desactualizados debido a las crecientes demandas en la operación continua de la red eléctrica. Los avances recientes en tecnología permiten un monitoreo más eficiente, lo que permite una respuesta más rápida a los eventos de la red [5].

Una avería en el sistema eléctrico suele ser un problema inevitable que supone una gran amenaza para la continuidad del suministro eléctrico. La falla en un sistema eléctrico ciertamente conducirá a una condición conocida como cortocircuito. Si se produce un error de forma inesperada, hará que fluya una gran cantidad de corriente a través del dispositivo y, casi con certeza, dañará el dispositivo y provocará una pérdida de energía [6]. En las plantas de energía, una interrupción generalmente puede ser causada por una serie de factores, dentro de los más comunes tenemos; sobrecargas, rayos, daño a equipo, árboles, animales, una calamidad natural o un ser humano [7]. Sin embargo, cada una de ellas puede ser clasificada con base en dos tipos de fallas, fallas simétricas y asimétricas.

Una falla asimétrica se define mejor como una falla desbalanceada en la cual la falla y la corriente de fase no tienen el mismo valor. Ejemplos de fallas asimétricas que ocurren en una central eléctrica son fallas a tierra, fallas de línea y fallas a tierra dobles. Si las líneas se conectan entre sí al mismo tiempo, se produce lo que se conoce como falla trifásica o, más comúnmente, falla simétrica. Este es un ejemplo de un cortocircuito donde la corriente de falla y la corriente de fase son iguales [8]. La corriente es la misma en cada línea, con un desplazamiento de 120° entre ellas. Este tipo de falla es el tipo más común y preferido que ocurre en un sistema de planta de energía. Alrededor del 5% de los errores que ocurren en una línea de transmisión son simétricos [9].

La Comisión Internacional de Electrotecnia (IEC) que en su norma IEC 60909 muestra un procedimiento para el cálculo de corrientes de cortocircuito o corrientes de falla en sistemas trifásicos de corriente alterna de bajo y alto voltaje hasta 230 kV en alto voltaje y operados a una frecuencia nominal de 50Hz o 60Hz. Esta norma considera la distancia eléctrica desde la localización de la falla hasta los generadores, por lo que diferencia el cálculo de la corriente de cortocircuito para fallas lejanas y cercanas al generador.

Las corrientes de cortocircuito que se utilizan para la calibración de los equipos de protección en el sistema son:

- Máximas corrientes de cortocircuito: sirven para determinar las capacidades de los equipos de protección brindando selectividad entre los mismos.
- Mínimas corrientes de cortocircuito: sirven para determinar los ajustes y coordinación de las protecciones brindando sensibilidad entre los mismos.

1.3.1. Falla lejana al generador

Es el cortocircuito durante el cual la magnitud de la componente simétrica (componente AC) permanece constante, es decir son sistemas con corriente de cortocircuito sin decaimiento de la componente AC [10].

1.3.2. Falla cercana al generador

La norma IEC 60909 considera que un cortocircuito está cerca del generador si al menos una máquina síncrona contribuye con una corriente que excede el doble de su corriente nominal, o que el aporte al cortocircuito de los motores síncronos y asíncronos contribuyan más del 5% de la corriente de cortocircuito inicial calculada sin considerar motores [10].

1.3.3. Cortocircuito Trifásico

Corresponde a un cortocircuito entre las fases en forma simultánea.

$$Ik_1'' = \frac{V0_k}{Z_k} \quad \text{Ec. (3)}$$

$$Ik_2'' = 0 \quad \text{Ec. (4)}$$

$$Ik_0'' = 0 \quad \text{Ec. (5)}$$

Donde:

$V0_k$ Voltaje de operación o voltaje de pre falla en el nodo bajo falla k.

Ik_1'' Corriente de secuencia positiva

Ik_2'' Corriente de secuencia negativa

I_{k_0}'' Corriente de secuencia cero

Z_k Impedancia de red en el nodo bajo falla

En el conjunto de ecuaciones, indican las fórmulas para el cálculo de las corrientes de secuencia positiva, negativa y cero ante una falla trifásica.

1.3.4. Cortocircuito monofásico a tierra

Corresponde a un cortocircuito entre una fase y una tierra.

$$I_{k_1}'' = \frac{V_{0k}}{Z_{k_1} + Z_{k_2} + Z_{k_0}} \quad \text{Ec. (6)}$$

$$I_{k_2}'' = I_{k_1}'' \quad \text{Ec. (7)}$$

$$I_{k_0}'' = I_{k_1}'' \quad \text{Ec. (8)}$$

Donde:

V_{0k} Voltaje de operación o voltaje de pre falla en el nodo bajo falla k.

I_{k_1}'' Corriente de secuencia positiva

I_{k_2}'' Corriente de secuencia negativa

I_{k_0}'' Corriente de secuencia cero

Z_k Impedancia de red en el nodo bajo falla

En el conjunto de ecuaciones, indican las fórmulas para el cálculo de las corrientes de secuencia positiva, negativa y cero ante una falla monofásica a tierra.

1.3.5. Cortocircuito bifásico

Corresponden a un cortocircuito entre dos fases sin contacto con tierra.

$$Ik_1'' = \frac{V0_k}{Zk_1 + Zk_2} \quad \text{Ec. (9)}$$

$$Ik_2'' = -Ik_1'' \quad \text{Ec. (10)}$$

$$Ik_0'' = 0 \quad \text{Ec. (11)}$$

Donde:

$V0_k$ Voltaje de operación o voltaje de pre falla en el nodo bajo falla k.

Ik_1'' Corriente de secuencia positiva.

Ik_2'' Corriente de secuencia negativa.

Ik_0'' Corriente de secuencia cero.

Zk Impedancia de red en el nodo bajo falla.

En el conjunto de ecuaciones, indican las fórmulas para el cálculo de las corrientes de secuencia positiva, negativa y cero ante una falla bifásica.

1.3.6. Cortocircuito bifásico a tierra

Corresponden a un cortocircuito entre dos fases en contacto con tierra.

$$Ik_1'' = \frac{V0_k * (Zk_2 + Zk_0)}{Zk_1 * (Zk_2 + Zk_0) + Zk_2 * Zk_0} \quad \text{Ec. (12)}$$

$$Ik_2'' = -Ik_1'' * \frac{Zk_0}{Zk_2 + Zk_0} \quad \text{Ec. (13)}$$

$$Ik_0'' = -Ik_1'' * \frac{Zk_2}{Zk_2 + Zk_0} \quad \text{Ec. (14)}$$

Donde:

$V0_k$ Voltaje de operación o voltaje de pre falla en el nodo bajo falla k.

Z_{kk_j} Impedancia de la red en el nodo bajo falla de secuencia positiva ($i=1$), negativa ($i=2$) y cero ($i=0$).

Las ecuaciones, muestran las fórmulas utilizadas para determinar las corrientes de cortocircuito de secuencia positiva, negativa y cero ante un cortocircuito bifásico a tierra.

1.4. Estadísticas de Fallas

Al momento de resolver los problemas de diseño e instalación de equipos de protección, es importante tener una idea de la frecuencia de fallas en los diversos equipos que forman parte de un sistema eléctrico de potencia pueden sufrir al momento de una sobrecarga. En la tabla mostrada a continuación se deja en manifiesto la frecuencia de fallas que los distintos equipos pueden sufrir a la par de las fallas mayormente comunes.

Tabla 2.- Porcentaje de fallas mayormente comunes.

Equipo, tipo de falla de los elementos de un sistema de energía	
Equipo	% de falla
Líneas de energía	50
Interruptores	15
Transformadores	12
Cables	10
Equipos de control	3
Transformadores de instrumento	2
Línea de tierra	85

Dos líneas a tierra	5
Trifásica	2

Fuente: [11].

1.5. Interruptores de Potencia

Según Renuncio un disyuntor es un interruptor eléctrico de accionamiento automático diseñado para proteger un circuito eléctrico de los daños causados por una sobrecarga o un cortocircuito. A diferencia de un fusible, que funciona una vez y luego tiene que ser sustituido, un disyuntor puede ser restablecido (manual o automáticamente) para reanudar su funcionamiento normal. Los disyuntores se fabrican en distintos tamaños, desde pequeños dispositivos que protegen un aparato doméstico individual hasta grandes equipos de conmutación diseñados para proteger circuitos de alta tensión que alimentan a toda una ciudad [12].

1.5.1 Funcionamiento

Los disyuntores magnéticos se implementan utilizando un solenoide (electroimán) cuya fuerza de tracción aumenta con la corriente. Los contactos del disyuntor se mantienen cerrados por un pestillo y, a medida que la corriente en el solenoide aumenta por encima de la capacidad del disyuntor, la fuerza de tracción del solenoide libera el pestillo, lo que permite que los contactos se abran por acción del muelle. Los disyuntores térmicos utilizan una tira bimetálica, que se calienta y se dobla con el aumento de la corriente, y está dispuesta de manera similar para liberar el pestillo. Este tipo se utiliza habitualmente en los circuitos de control de motores. Los disyuntores térmicos suelen tener un elemento de compensación para reducir el efecto de la temperatura ambiente en la clasificación del dispositivo [13].

Los disyuntores termomagnéticos, que son el tipo que se encuentra en la mayoría de los tableros de distribución, incorporan ambas técnicas, con el electroimán respondiendo instantáneamente a grandes picos de corriente (cortocircuitos) y la banda bimetálica respondiendo a condiciones de sobrecorriente menos extremas, pero de más larga duración.

1.5.2. Tipos de disyuntores

La tipología comprende tres clasificaciones:

Según su medio de extinción: Se subdividen e interruptores de potencia de aceite, que pueden ser simples o con cámara de extinción. También están los de soplo de aire, extinción de vacío y hexafluoruro de azufre [14].

Según el tipo de mecanismo: De acuerdo a su mecanismo, los más comunes son de resorte, neumáticos, hidráulicos y hay algunos que son una combinación de dos de las tipologías mencionadas [14].

Según la ubicación de cámaras: Se clasifican en interruptor de potencia tanque vivo y tanque muerto. El interruptor de potencia de tanque vivo Es un equipo para interrumpir y restablecer la continuidad en un circuito eléctrico. Su activación puede ser de manera Tripolar, que consiste en tres fases con un solo mecanismo o de forma Uni-tripolar, donde cada fase cuenta con un mecanismo de accionamiento, permitiendo iniciar solo una fase sin derrochar la sincronización. Por su parte el interruptor de tanque muerto, es un dispositivo tipo trifásico donde la entrada y salida de energía se realiza mediante aisladores tipo bushing de porcelana o polímero [14].

1.5.3. Interruptores automáticos HVF1162D

Los interruptores automáticos HVF tienen mecanismos de almacenamiento de energía de resorte a través de motor de estructura rígida. Se compone de el resorte de cierre, el resorte de disparo, el motor, solenoides, interruptores auxiliares, cargados por resorte y los indicadores de encendido/apagado. Dependiendo de las funciones de protección previstas, el mecanismo de operación se puede complementar con una segunda derivación, liberación de bajo voltaje, relé de bloqueo, corte interruptor, interruptor de límite, cierre local eléctrico, etc. El resorte de cierre liberado se recarga automáticamente por el motor de carga, y capaz de operar secuencias "abrir-cerrar-abrir" que se requiere cuando se intenta una operación de reenganche automático sin éxito.

1.5.4. Partes del interruptor HVF1162D

Las partes de un breaker y/o interruptor se enlistan a continuación:

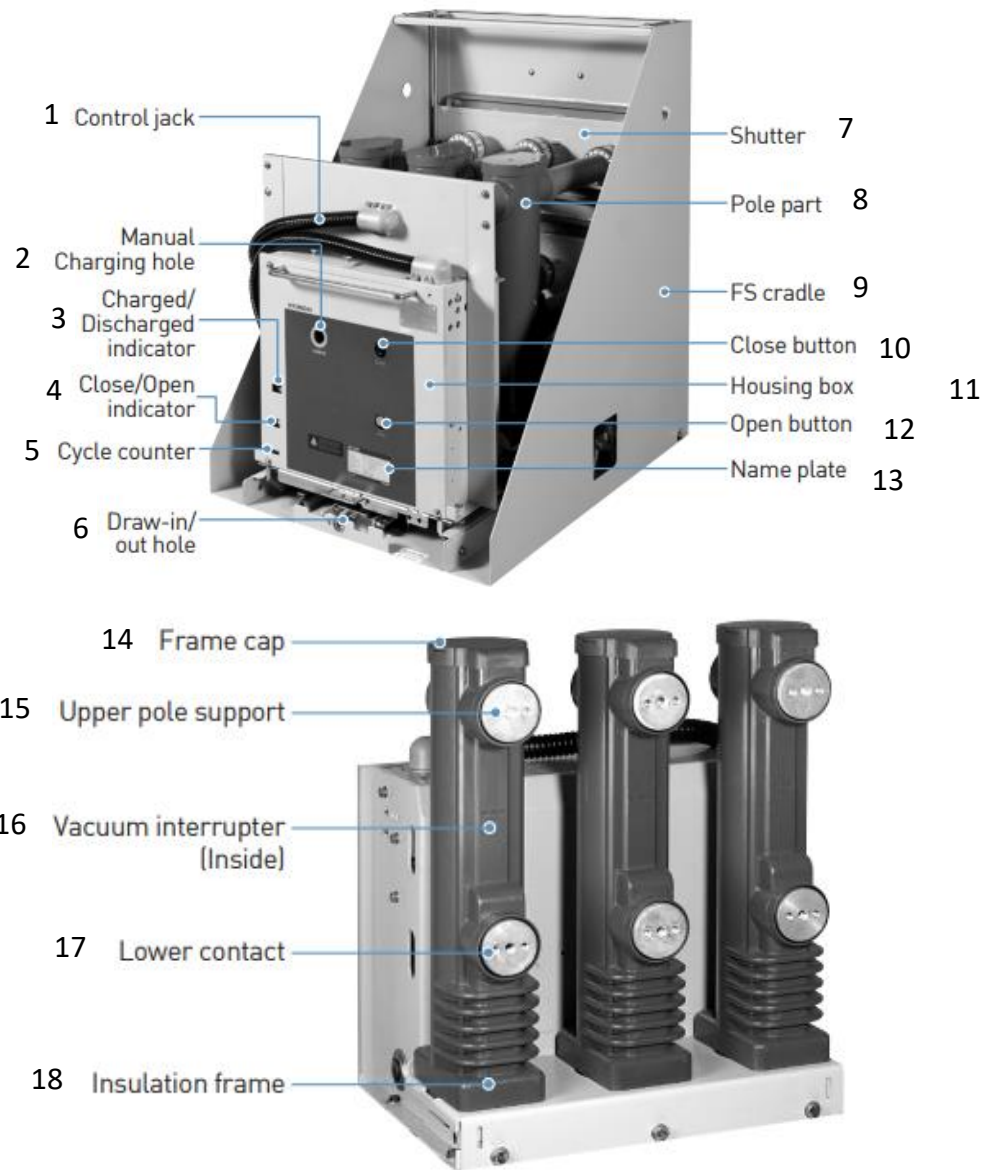


Figura 1.- Partes del interruptor

Fuente: [15]

1. Conector de control
2. Orificio de carga manual
3. Indicador de carga/descarga
4. Indicador abierto/cerrado
5. Contador de ciclos

6. Orificio de entrada y salida de breaker
7. Obturador
8. Parte de polos
9. Cuna FS
10. Botón de cerrar
11. Caja
12. Botón de abrir
13. Placa de nombre
14. Tapa de marco
15. Soporte de poste superior
16. Botella de vacío
17. Contacto inferior
18. Marco de aislamiento

1.5.5. Principio de extinción del arco eléctrico.

Ocurre cuando los contactos portadores de corriente del circuito los interruptores se separan, en ese sentido se forma un arco que insiste durante un breve período después de la separación de los contactos. Este arco es peligroso debido a la energía generada en él en forma de calor que puede resultar en una fuerza explosiva [16].

La función del disyuntor se determina por su capacidad de extinguir el arco sin causar ninguna perturbación al equipo ni peligro para el personal. El arco juega un papel vital en el comportamiento del interruptor.

1.6. Dispositivos de protección

El propósito de los dispositivos de protección es evitar daños a los equipos y circuitos, prevenir accidentes para los usuarios y el personal, y sobre todo aspectos reducir las interrupciones en el sistema. Cuando este tipo de elementos se introducen en la red de distribución, se espera que estas fuentes operen en paralelo con la red, lo que significa un cambio en los esquemas de seguridad tradicionales. La protección de conexión se establece en el punto de conexión común (PAC) entre la red de distribución y la fuente del generador. Este punto puede estar aguas abajo

del interruptor automático de la fuente principal cuando se conecta directamente, y en el caso de una conexión a través de un transformador, el punto puede estar en el lado secundario o en el lado primario del transformador; dependiendo de la utilidad y requerimientos de conexión del propietario/inversor [17].

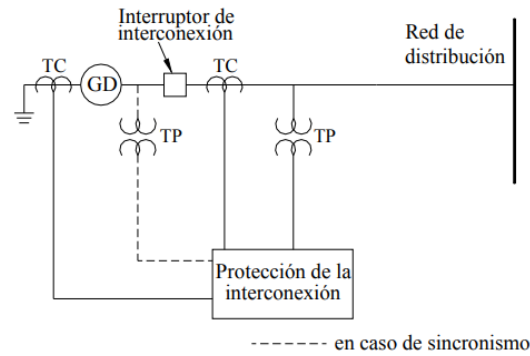


Figura 2.- Ubicación de la protección de la interconexión de la fuente de GD en una conexión directa

Fuente: [18]

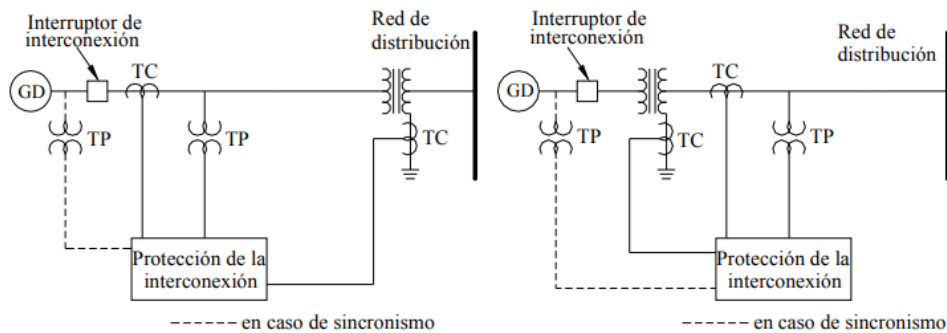


Figura 3.- Ubicación de la protección de la interconexión de la fuente de GD en una conexión directa

Fuente: [18]

Al igual que con las tecnologías convencionales, es necesario disponer de varios relés multifuncionales para realizar todas las funciones de protección y control necesarias. Por otro lado, conectarlos requiere una gran cantidad de cables. El relé multifuncional digital combina múltiples funciones de protección en un solo dispositivo. Esta integración reduce la cantidad de dispositivos necesarios para cada

aplicación, así como la cantidad de cables conectados a ellos. Una sola plataforma de hardware con el software apropiado; puede proporcionar la interrelación de seguridad y confiabilidad. Muchas funciones de protección le permiten conectar componentes dentro del software en lugar de externamente al relé. Cuando se utiliza este tipo de relé, se elimina por completo la construcción de placas y la conexión separada de todos los componentes. Esto significa menos cableado externo que con los equipos convencionales, lo que se traduce en un importante ahorro de costes. La nueva tecnología de relés multifunción mejora la seguridad al combinar funciones adicionales como medición, control y comunicación en un solo dispositivo [19]. El potencial de las características de protección aumenta a medida que la plataforma permite manipular el voltaje y la corriente de entrada, que son mostrados por varios algoritmos para formar fasores a partir de los cuales se pueden obtener componentes de fase, componentes simétricos y frecuencia, entre otros. La presencia de estos valores permite tomar decisiones más rápidas y precisas sobre la operación o no operación del relé en condiciones anormales de la red.

Dispositivos más comunes de protección

Los sistemas de protección mayormente comunes son los enlistados a continuación:

- Relés de protección
- Transformadores de medida
- Disyuntores de poder
- Circuitos de control

1.7. Transformadores de medida

Los transformadores de medida son elementos destinados a alimentar instrumentos como, por ejemplo; contadores, relés y otros instrumentos similares. Hay dos tipos de transformadores de medida:

- Transformadores de corriente en los que la corriente secundaria, en condiciones normales de uso, para el sentido de conexión adecuado, sea

prácticamente proporcional a la corriente primaria y con respecto a ésta formando un ángulo próximo a cero.

- Transformadores de tensión en los que la tensión secundaria, en condiciones normales de uso, sea prácticamente proporcional a la tensión primaria y esté desfasada con respecto a la tensión primaria en un ángulo próximo a cero, para el sentido de conexión adecuado [20].

1.7.1. Objetivos de los transformadores

Los objetivos de los transformadores se enlistan a continuación:

- Reducir las características de tensión e intensidad de la red eléctrica a valores estandarizados y no peligrosos.
- Evitar la conexión directa entre equipos y circuitos de alta tensión, que sería peligrosa para los operadores y requeriría paneles de instrumentos con un aislamiento especial.
- Cuando se desea medir corrientes rápidas, también se evita el uso de equipos especializados y costosos [20].

1.7.2. Transformadores de corriente

Es un equipo diseñado para proveer la corriente adecuada a los aparatos de medición y/o protección, en el cual la corriente secundaria es proporcional a la corriente primaria y desfasada respecto a ella un ángulo cercano a cero, en las condiciones normales de uso [21].

Tipos

Los tipos de transformador de corriente en base a la aplicación que este tendrá son:

Tipo primario devanado: Se utiliza en todo tipo de instalación y en tensiones hasta 765 kV.

Tipo barra: Se utiliza en todo tipo de instalación y en tensiones hasta 765 kV.

Tipo Boquilla: Estos transformadores son integrados a equipos de potencia como son los transformadores o interruptores, se utilizan principalmente para alimentar los equipos de protección. Se utilizan generalmente en altas tensiones.

Tipo Ventana: Normalmente se utilizan en las salidas de circuitos o líneas, es decir en barras de tableros y de subestaciones con tensiones no mayores a 13.8 kV.

Clase de Precisión

La clase de precisión en los transformadores de corriente dependerá de la aplicación, ya sea medición o protección.

Para Medición: Un TC para medición será seleccionada de acuerdo a los instrumentos a los que dará servicio, es decir, el valor de precisión del TC.

Deberá ser similar al de los instrumentos conectados. La precisión para un transformador de corriente utilizado para medición debe ser especificada para cada valor de burden.

Para Protección: Son utilizados para aplicaciones en circuitos de protección y relevadores, se designan de acuerdo a la IEEE C57.13 con las letras C, T o X las cuales describen las características de relevadores.

La letra C indica que es para protección, y por lo general del tipo ventana.

La letra T significa que la relación se puede determinar por pruebas y generalmente es aplicable al tipo devanado.

La clase X es cuando el TC es especificado por el usuario para que la excitación en el secundario cumpla con requerimientos especiales.

Saturación en transformadores de corriente

El devanado primario del transformador de corriente está conectado en serie con el circuito de alta tensión porque teniendo en cuenta la carga conectada al secundario,

la impedancia del devanado es despreciable en comparación con la impedancia del sistema de potencia en el que está instalado el transformador de corriente. Los transformadores de corriente utilizados para la medición difieren de los transformadores de corriente que se utilizan para la protección tanto en su clase de precisión como en la carga del lado secundario. El transductor debe ser lo más preciso posible en condiciones normales de funcionamiento. Los convertidores de protección deben operar correctamente en una amplia gama de cargas, desde corrientes mínimas hasta valores que son varias veces la corriente nominal [22].

Los transformadores de corriente pueden saturarse con altas corrientes debido a fallas cercanas. Para evitar esto es necesario garantizar que los transformadores de corriente operen en la parte lineal de la curva de magnetización en condiciones críticas de falla. En todos estos casos, el transformador de corriente debe ser capaz de suministrar suficiente corriente para que el relé funcione satisfactoriamente [23].

Saturación AC

De acuerdo con Ramírez, los errores del transformador de corriente resultan de la corriente de excitación con el propósito de verificar que un transformador de corriente esté funcionando correctamente y es necesario medir o calcular la curva de excitación. La corriente de magnetización de un transformador de corriente depende de la sección transversal y la longitud del circuito magnético, el número de vueltas en el devanado y las propiedades magnéticas del material. Entonces, para un transformador de corriente dado y refiriéndose al diagrama del circuito equivalente, se puede ver que el voltaje a través de la impedancia magnética es directamente proporcional a la corriente secundaria. Se puede concluir que a medida que aumentan las corrientes primaria y secundaria, estas corrientes llegan a un punto donde el núcleo comienza a saturarse y la corriente de magnetización se vuelve tan alta que se produce un error desproporcionado [24].

Al examinar el comportamiento del transformador de corriente, la corriente de excitación debe medirse en varios valores de voltaje; esto se llama la prueba de inyección secundaria. Por lo general, es más conveniente aplicar un voltaje variable

al devanado secundario mientras se deja corto el devanado primario. La siguiente figura muestra la relación típica entre la tensión secundaria y la corriente de excitación determinada de esta manera. En las normas europeas, el punto de inflexión K_p se denomina punto de saturación y se define como el punto en el que un aumento del 10 % en la tensión de excitación provoca un aumento del 50 % en la corriente de excitación.

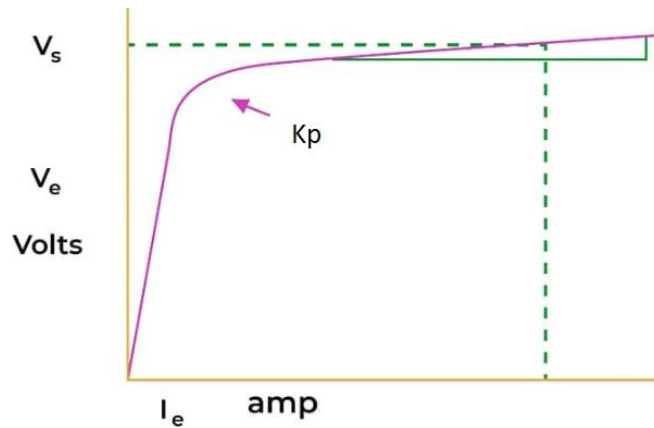


Figura 4.- Curva de Saturación

Fuente: [24]

I_e corriente excitación

V_e voltaje de excitación

K_p punto de saturación

1.7.3. Transformadores de potencial

Un transformador de potencial se define como un transformador de instrumento usado para la transformación de voltaje, de un valor mayor a uno menor. Este reduce el voltaje a un límite seguro, el cual puede ser fácilmente medido por un dispositivo ordinario de bajo voltaje, como un voltímetro.

Tipos

Esencialmente, existen tres tipos de acuerdo a su función: electromagnético, capacitor y de protección:

Electromagnético: Es similar al transformador principal, donde los devanados primarios y secundarios están enrolladas en un centro magnético. Opera basado en un valor superior o inferior a 130 kV. La sección primaria se determina basándose en la fase, mientras que la secundaria está conectada a tierra. Se emplean en relevadores, mediciones y redes de alto voltaje [25].

Capacitor: Las series de capacitores están conectadas al devanado principal o secundario. Mide el voltaje de salida que sale por el devanado secundario. Se utiliza para propósitos de comunicaciones que portan línea eléctrica. Es el más costoso [25].

De protección (transformador de voltaje): Puede ser monofásico o trifásico, y trabaja con la mayor precisión. Se utiliza para realizar y monitorear tareas de medición de instrumentos, relevadores y otros dispositivos [25].

1.8. Relés de protección

Los relés son dispositivos que responden a algunas o más de las características de un sistema eléctrico, como voltaje, corriente, frecuencia, factor de potencia, etc., las cuales entran en acción cuando falla el sistema. Los relés permanecen inactivos hasta que cambian las características del sistema, y cuando ocurre una falla, el relé detecta y selecciona la característica por la cual debe funcionar, con el interruptor apropiado para aislar esa parte, enviando una señal de disparo al lugar donde ocurrió la falla [11].

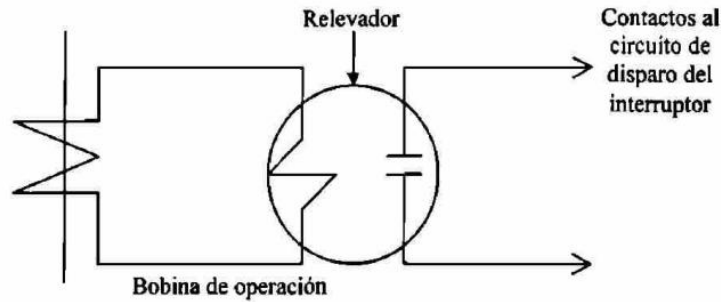


Figura 5.- Estructura básica de un relé

Fuente: [11]

En sentido general, un relé es un dispositivo que, cuando se incluye en un circuito eléctrico, provoca cambios en otros circuitos o en el propio circuito. Un tipo simple de relé consta de una bobina y un contacto.

Cualidades esenciales de la protección

Todo sistema que se jacte de serlo debe contemplar que, en funciones de la falla, el mismo entorno donde se desarrolla debe tener en cuenta los siguientes aspectos:

Confiabilidad

La confiabilidad puede connotarse como la probabilidad de falla. Esta puede ser causada no solo por el sistema de protección, sino también por la falla del interruptor automático. Por lo tanto, todos los componentes y circuitos involucrados en la solución de problemas deben tratarse como una fuente potencial de fallas. El riesgo de falla puede reducirse a que mediante un diseño con base en particularidades bien definidas todo el sistema puede mantenerse a flote [26].

Selectividad

Esta propiedad, en la que solo se aísla el elemento defectuoso del sistema, y las secciones defectuosas restantes permanecen intactas. La selectividad es absoluta si la protección responde solo a las fallas que ocurren en su región, y relativa si se logra graduando los ajustes de protección de las diferentes regiones que pueden responder a una falla dada. Los sistemas de seguridad que en principio son

completamente selectivos se conocen como sistemas unitarios. Los sistemas en los que la selectividad es relativa son sistemas no unitarios. Un ejemplo del primero es la protección diferencial y el segundo es la protección a distancia [26].

Rapidez de operación

El relé de protección debe actuar rápido debido a las siguientes razones:

- No se debe exceder el tiempo crítico de limpieza.
- La exposición a la corriente de cortocircuito durante mucho tiempo puede dañar el equipo eléctrico.
- Una falla permanente reduce el voltaje, lo que provoca la fluencia y, en consecuencia, la sobrecarga de los variadores industriales.
- Cuanto menos tiempo persista la falla, más carga se puede transferir entre puntos dados del sistema de potencia sin pérdida síncrona [26].

Discriminación

La protección debe ser lo suficientemente sensible para operar de manera confiable en caso de daño mínimo, si el daño ocurre dentro de su propia área, y debe permanecer estable bajo carga máxima o daño permanente. El relé debe ser capaz de diferenciar entre falla y sobrecarga. En el caso de los transformadores, la aparición repentina de corriente magnetizante se puede comparar con una corriente de falla, 5 a 7 veces la corriente a plena carga, y el relé no debe operar con tales corrientes.

En los sistemas interconectados, no hay fluctuación de potencia que el relé también deba ignorar. Esta discriminación entre fallas y desbordamientos puede ser inherente al relé o puede lograrse conectando dispositivos auxiliares como relés de bajo voltaje. Cabe señalar que el término discriminación se utiliza a veces para referirse a la selectividad [26].

1.9. Relés auxiliares

Su forma de actuación es eléctrica y su fin es la multiplicación de contactos. Elemento de excitación es una bobina que al ser recorrida por una corriente eléctrica, genera un campo magnético que produce la atracción de una armadura a la que están solidariamente unidos los contactos de actuación [27]. Se tiene dos tipos de contactos:

Contactos normalmente abiertos (NA): son aquellos que están en esta posición con la bobina del relé desenergizada.

Contactos normalmente cerrados (NC): Son los contactos cerrados con la bobina desenergizada.

En el momento en el que se energice la bobina los contactos NA se cerrarán y los contactos NC se abrirán [27].

1.10. Relés temporizados

Forman parte del tipo de relés auxiliares en los que la actuación de los contactos del relé se ve atrasada en un tiempo determinado que es ajustado en el propio relé. Pueden diferenciarse dos tipos de relés temporizados:

Relés Temporizados a la excitación: su principio de basa en que una vez que es excitada la bobina del relé temporizado los contactos esperan un tiempo ajustable a cambiar su estado. Los contactos normalmente abiertos se cerrarán un tiempo después de excitada la bobina (y los cerrados se abrirán) [27].

Relés temporizados a la desexcitación: Cuando la bobina del relé se ve excitada cambian instantáneamente de posición sus contactos, pero cuando la bobina deja de estar excitada, los contactos esperan un tiempo antes de volver a su posición “normal”. Este tipo de relés necesitan una alimentación auxiliar para su funcionamiento, necesaria para retener a los contactos en su posición “no normal” después que la bobina haya dejado de estar excitada [27].

1.11. Relés de protección

Son equipos encargados de vigilar los valores de las magnitudes eléctricas (tensión, intensidad, frecuencia) del sistema se mantienen en el rango de explotación adecuado. En la situación donde los valores se alteren, el relé actuará enviando una orden de disparo al interruptor y/o enviando una señal de alarma mediante una de sus salidas digitales y así sacar de servicio la parte de la instalación que tiene el defecto y solucionar el problema [27].

Estos relés vigilan las magnitudes primarias (las que circulan por el circuito de potencia) y para su funcionamiento se les introducen las tensiones y/o intensidades, bien directamente (lo menos habitual, sólo en baja tensión) o bien indirectamente a través de los transformadores de medida [27].

Los relés de protección tenían antiguamente un funcionamiento electromecánico y necesario un relé para cada función de protección). Hoy en día los relés son especialistas (era digitales, con unidad de alimentación, microprocesador, tarjetas de captación de entradas analógicas y digitales, tarjetas de salidas digitales y tarjetas de comunicaciones [27].

Características más comunes

- Todos los interruptores automáticos son capaces de un corte omnidireccional, la actuación de una sola unidad de disparo magnético es suficiente para abrir todos los polos simultáneamente. Cuando la corriente de cortocircuito no es muy elevada, los disyuntores funcionan a mayor velocidad que los fusibles.
- El valor máximo estimado de la corriente de cortocircuito que un interruptor automático puede interrumpir a un voltaje dado y bajo condiciones dadas. Se expresa en kiloamperios rms simétricos.
- La norma IEC 947-2 define dos valores para el poder de corte de los interruptores automáticos:
- Es el valor máximo de corriente RMS que permite realizar el frenado correcto y luego la operación de frenado. Este es prácticamente igual al

poder de corte I_{cn} ciclo P1 de la norma IEC 157-1; Circuitos integrados de capacidad de corte de servicio nominal

- Es el valor máximo de la corriente RMS que permite realizar correctamente un descanso después de dos descansos. Este estándar es aproximadamente equivalente al poder de ruptura I_{cn} ciclo P2 de IEC 157-1 [28].

Coordinación de protecciones eléctricas

La coordinación de las protecciones incluye establecer los tiempos de operación y las corrientes de los relés para permitir su adecuada prioridad de disparo, minimizando los tiempos de disparo y permitiendo la adecuada gradación de los tiempos de disparo y las corrientes de todas las protecciones, tanto principales como de respaldo. El objetivo básico de coordinar las medidas de protección es poner fuera de servicio el componente o circuito defectuoso lo antes posible y mantener el resto del sistema eléctrico en funcionamiento para minimizar las interrupciones del suministro y garantizar la estabilidad [29].

Coordinación Relé-relé

La coordinación de dos o más relés conectados en serie en un alimentador con el mismo nivel de tensión es satisfactoria si la diferencia entre el tiempo de operación del relé protegido y el relé de protección es igual o mayor que el tiempo mínimo de coordinación. El tiempo mínimo de coordinación de un relé, también llamado tiempo de paso, es la suma del tiempo de actuación del relé, del interruptor automático y de la señal que los conecta (margen o factor de protección adicional). Para una correcta coordinación, se deben utilizar relés de características similares y se debe asegurar que el relé aguas abajo de la fuente tenga una calibración más baja que el relé aguas arriba [29].

1.12. Funciones de protección

1.12.1. Protección 50

La protección de sobrecorriente 50 es un tipo de relevador que opera de manera instantánea, ya que no utiliza ningún tiempo de retraso en su operación, no es

direcciona por lo que su uso es en sistemas radiales, es decir, con una sola fuente de generación y en una sola dirección.

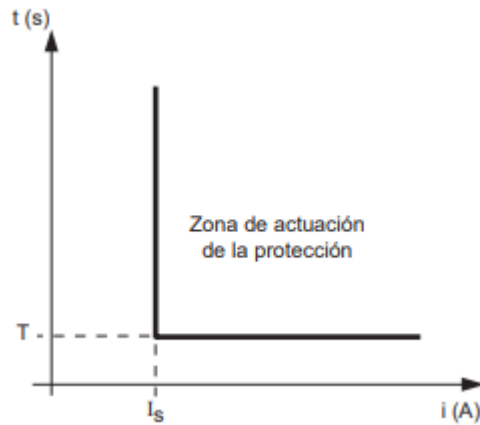


Figura 6.- Zonas de protección instantánea.

Fuente: [23]

Trabaja en un rango promedio de 2 a 3 ciclos cuando existe una corriente mayor a la configurada en los ajustes

- A pesar de que se trata de una función instantánea por definición (ANSI 50), es posible definir una temporización de su actuación [22, p. 39].
- Los relés instantáneos de sobrecorriente no tienen un retardo de tiempo inherente y se utilizan para una rápida protección contra cortocircuitos.
- Si el valor de sobrecorriente supera un umbral previamente calibrado, se activa inmediatamente la función 50 o se temporiza la función 51.

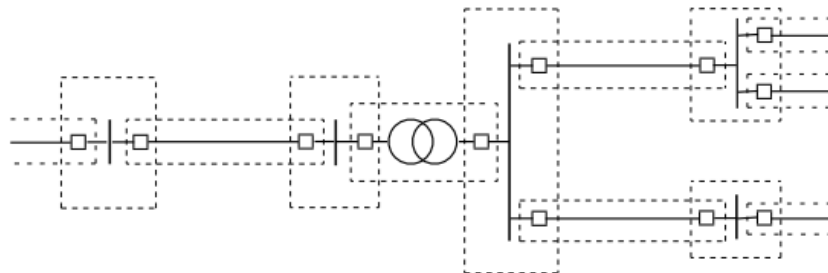


Figura 7.- Protección primaria

Fuente: [22]

Cuando se produce una falla en el interior de una zona las protecciones primarias correspondientes deben disparar los interruptores pertenecientes a la misma, pero solamente estos y ninguno más debe ser disparado para despejar la falla. Únicamente en el caso, poco probable pero posible, de que la falla se produzca en la zona continua, la actuación de las protecciones primarias pueden llevar a desconectar un área más amplia que la estrictamente necesaria para aislar la falla.

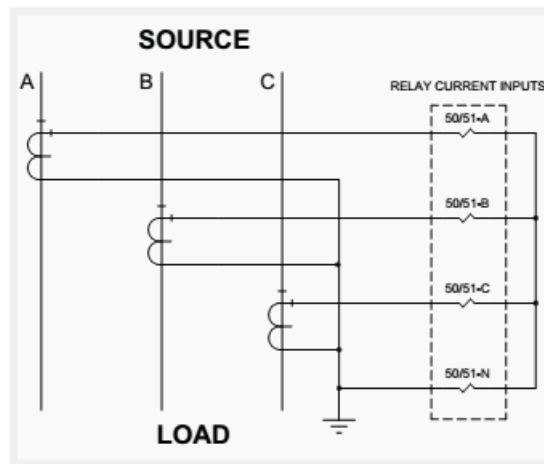


Figura 8.- Disposición de relé de sobrecorriente con CT, incluyendo 50/51N

Fuente: [23]

1.12.2. Protección (51)

La protección de sobrecorriente 51 es un tipo de relevador que opera con una sobrecorriente de tiempo inverso o retardo. Trabaja con características de tiempo-corriente; se puede modificar su corriente mínima de operación o corriente pick up. A mayor corriente en el tiempo de operación es menor por ello su nombre de relevador de tiempo inverso.

Las características de operación en las protecciones con retardo son: de tiempo definido, de tiempo inverso, de tiempo muy inverso y de tiempo extremadamente inverso. [30]

- La corriente de Arranque del Relé (I_s), viene a ser el umbral de la corriente de operación del relé.

- El dial o la constante de ajuste del Relé (TMS), viene a ser el parámetro que permite definir los tiempos de operación según su curva característica.
- Tiempo inverso cuando su funcionamiento depende del tiempo según una función exponencial dada por la siguiente expresión.

$$t_{op} = \left[\frac{A}{\left(\frac{I_{op}}{I_s}\right)^{B-C}} + D \right] * TMS \quad \text{Ec. (15)}$$

Donde:

t_{op} Tiempo de operación del Relé.

I_{op} Corriente medida por el relé.

I_s Corriente de arranque.

TMS Dial o constante de ajuste.

A, B, C y D, Parámetros de la curva característica de operación.

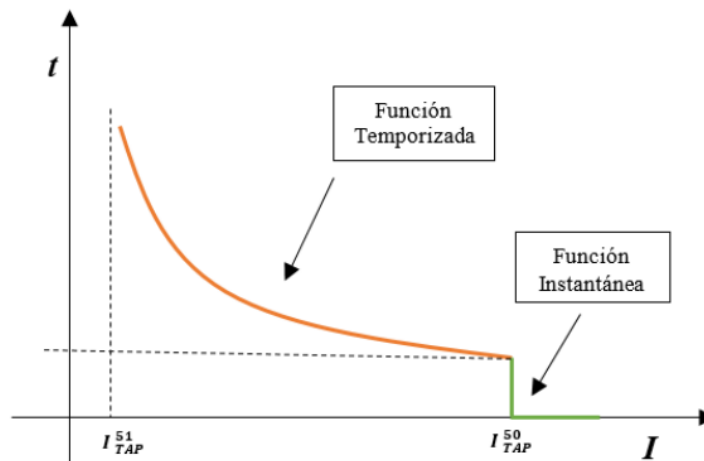


Figura 9.- Zonas de protección temporizada.

Fuente: [23]

Las protecciones de apoyo son aquellas que tienen la responsabilidad de despejar la falta en segunda instancia, es decir, solamente deben operar en el caso de que

hayan fallado las protecciones primarias correspondientes. Por esta razón es muy importante independizar entre sí las causas de fallo de la protección principal y de apoyo, de forma tal que nada que pueda producir el fallo de la protección principal sea capaz también de provocar el fallo de la protección de apoyo.

1.12.3. Criterio de coordinación de la protección 50&51

Para la coordinación de las dos protecciones se debe conocer la corriente del instantáneo 1 (I Inst 1) y la corriente del instantáneo 2 (I Inst 2); el tiempo de operación varía dependiendo del tipo de curva que se elige previamente y su dial, se grafica la curva en función de sus corrientes y tiempos, se calcula el tiempo de operación del instantáneo de los relevadores 1 (t1) a continuación se realiza el cálculo del tiempo (t 2) el cual es calculado con relación directa al instantáneo del relevador que se encuentra aguas abajo. Las restas entre los tiempos (t2 y t1) es el Delta T o el margen de actuación entre relevadores, se debe comprobar si el Delta T es mayor al tiempo de margen que se considere en el caso de realizar. Si no cumple debe sumar un paso adicional al dial del relevador superior, se vuelve a calcular el tiempo (t2) para que cumpla la condición del tiempo de margen, si cumple este requisito significa que las curvas se encuentran calibradas. [31]

$$t = \frac{(k*\beta)}{\left(\frac{I_{falla}}{I_{tap}}\right)^{\alpha} - 1} + L \quad \text{Ec. (16)}$$

Tabla 3.- Constantes de forma para ecuación exponencial

Curvas estandarizadas	α	β	L
IEC Normal Inversa	0,02	0,14	0
IEC Muy Inversa	1	13,5	0
IEC Inversa Extrema	2	80	0
IEC Inversa Larga	1	120	0
ANSI Inversa Normal	2,0938	8,9341	0,1796
ANSI Inversa Corta	1,2969	0,2663	0,0339
ANSI Inversa Larga	1	5,6414	2,1859

Fuente: IEE C13.11-2018 y IEC 60255-3

1.12.4. Protección diferencial 87T

La protección 87T, más conocida como protección diferencial del transformador, basa su funcionamiento principalmente en la comparación de señales de corriente, dicha protección funciona ante la presencia de fallas internas, y puede contar con características porcentuales variables. [32]

Su principio de operación se basa en la comparación de las corrientes que circulan en cada una de las fases en el extremo del neutro y en el extremo de los terminales de generación. La característica más importante de este tipo de protección es su rápida detección y actuación para despejar la falla.

Como se mencionó anteriormente el relé diferencial compara dos corrientes las cuales a su vez se las coteja con la corriente diferencial (I_D), cuando dicha corriente I_D , sea distinta de cero significa que el relé debe funcionar desconectando los circuitos y protegiendo los equipos, para lo cual se identifican primero las corrientes primarias y secundarias del transformador, como se observa en la Figura 10.

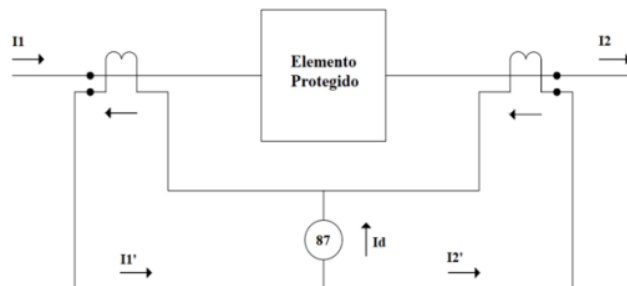


Figura 10.- Diagrama de relé diferencial.

Fuente: [32]

Se debe tomar en cuenta, que en un relé diferencial existen dos zonas de operación, las cuales se delimitan por la ubicación del transformador de corriente (TC), como se observa en la Figura 11.

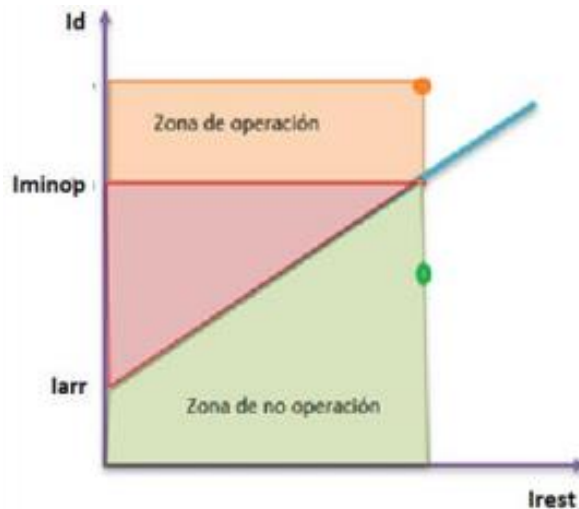


Figura 11.- Pendiente de operación del relé.

Fuente: [32]

1.13. Norma IEC

En las simulaciones de cortocircuito en las barras de los switchgears se presenta la corriente inicial simétrica de cortocircuito (I''_k), la cual es conocida como $3I_0$ cuando se tratan de falla monofásicas, esta es la corriente que en los equipos eléctricos pueden tolerar por un breve lapso de tiempo y también se presenta la I_p corriente pico, la cual está asociada con el pico máximo de corriente que los equipos eléctricos pueden soportar.

A fin de relacionar la corriente pico (I_p) calculada con la corriente de cresta admisible (I_p), tomando en cuenta que algunos equipos no disponen de este dato de placa, la I_p se calcula con base a las siguientes consideraciones:

- Para valores de voltaje mayores a 13,8 kV y para una frecuencia de 60 Hz, la I_p es 2.6 veces la corriente máxima admisible de corta duración hasta los 35 kV.
- En 480 V la I_p es el producto de los siguientes factores: 2.1 cuando la corriente de cortocircuito está entre 20 y 50 kA; y, 2.2 cuando la corriente de cortocircuito es mayor a 50 kA.

1.14. Norma ANSI

En los resultados de cortocircuitos ANSI, bajo la norma ANSI C37-10 1999 se presentarán las corrientes momentáneas simétricas de ½ ciclo para los equipos de bajo voltaje y la corriente asimétrica para los equipos de medio voltaje.

Para equipos ANSI de bajo voltaje se considera en la simulación de corriente simétrica, la cual se muestra en el dato de placa y para los equipos de medio voltaje se considera la simulación la corriente asimétrica rms, el cálculo para esta corriente se detalla a continuación.

- El ingreso de datos de las barras en ETAP se considera los parámetros como: corriente máxima de interrupción corriente pico y corriente asimétrica rms.
- Primero se realiza el cálculo de la corriente máxima de interrupción de acuerdo a la siguiente ecuación:

$$I_{max} = \frac{I_{cc} * V_{max}}{V_{nominal}} \quad \text{Ec. (17)}$$

- Por lo tanto, la corriente asimétrica rms se considera que es un valor equivalente a 1.6 veces la corriente máxima de interrupción.
- La corriente pico equivale a 2.7 veces la corriente máxima de interrupción.

1.15. Aplicación Informática

El software Etap es una herramienta que permite el modelamiento, análisis de flujo de carga, cortocircuito, coordinación de protecciones, transmisión, distribución, simulación y operación de la generación de sistemas eléctricos de potencia. Dentro de los estudios de mayor importancia para la planeación, operación y mantenimiento de los sistemas eléctricos.

El software dispone de varios módulos de simulación como, por ejemplo:

- Módulo de simulación
- Flujo de carga
- Cortocircuito

➤ Coordinación y selectividad del dispositivo

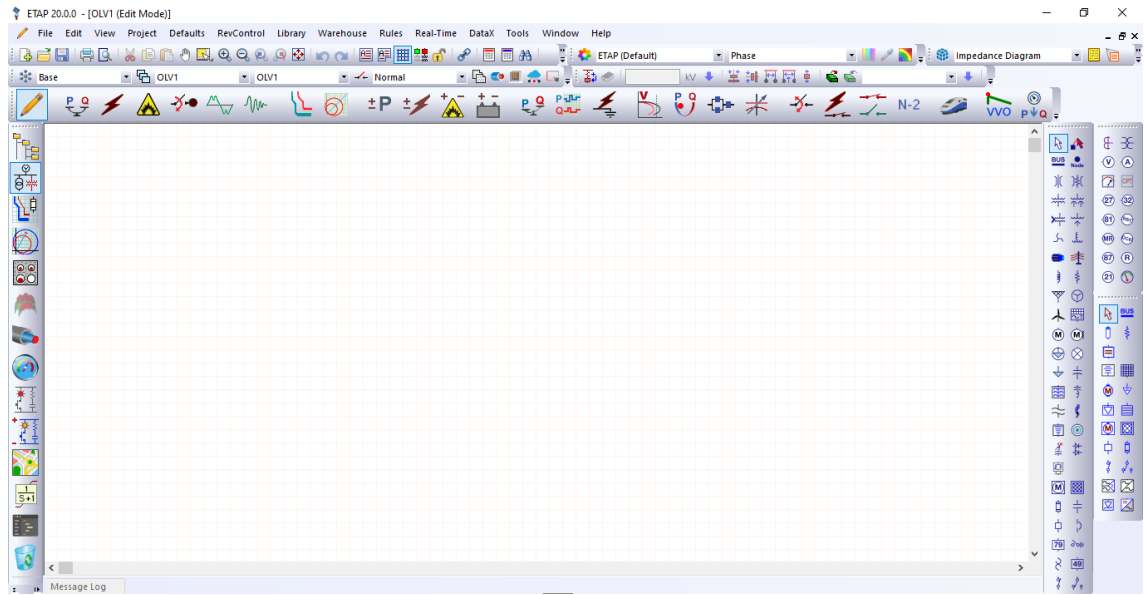


Figura 12.- ETAP Versión 20.0.0

Fuente: Autor

CAPITULO II

PROPUESTA

2.1. Título del proyecto.

Análisis de los ajustes de protecciones a nivel de 4,16 y 13,8 kV de la planta de generación Hyundai Oso B de la empresa EP Petroecuador bloque 7.

2.2. Objetivo del proyecto.

Evaluar los ajustes de las protecciones a nivel de 4,16 kV y 13,8 kV de la planta de generación Hyundai Oso B de la empresa EP Petroecuador bloque 7, para determinar su coordinación y selectividad.

2.3. Descripción de la propuesta.

Ante las continuas fallas o desajustes en las protecciones eléctricas originadas al momento de energizar los transformadores, encender bombas y motores eléctricos, la propuesta plantea dar nuevos sets de coordinación. Para este fin se realiza un levantamiento de información del sistema eléctrico la Planta de Generación mediante la cual se identifique las cargas de suministro a la planta de generación.

Adicionalmente en base a los instrumentos de medición y el sistema Scada se puede identificar los niveles de voltaje y potencias del sistema eléctrico. Con las actividades previas que consigue una base de datos de los reportes de generación diarios, esto permite analizar la curva de crecimiento de la demanda de energía a través del tiempo, para posteriormente con ayuda del software Etap 20.0, modelar el sistema de generación y distribución de la energía eléctrica. Este modelo permitirá verificar de forma real el estado del sistema de protección de las instalaciones y validar los parámetros a modificar para la eficiencia de esta.

2.4. Metodología o procedimientos empleados para el cumplimiento de los objetivos planteados

La metodología que se abordó el siguiente proyecto de investigación se denota a continuación. Es importante mencionar que cada aspecto acotado se permite hacer referencia a la consecución de los objetivos.

2.5. Enfoque

La presente investigación se permitió abordar un enfoque cuantitativo de corte longitudinal de tratamiento de información, puesto que fue necesario emplear un análisis netamente numérico para valorar de forma completa como las protecciones y/o dispositivos de protección pueden evitar cortes innecesarios a nivel de 4,16 y 13,8 kV de la planta de generación Hyundai Oso B de la empresa EP Petroecuador bloque 7. Las investigaciones de tipo cualitativas se denotan como una herramienta que permite valorar una problemática con base en sus características numéricas [33].

2.6. Modalidad de la investigación

2.6.1. Bibliográfica Documental

El trabajo se permitió abordar una investigación de tipo bibliográfico documental. Esta tipología de investigación se caracteriza por abordar las variables de estudio en base a una revisión de bibliografía que respalde cada uno de los puntos de análisis. Es decir, por medio de elementos como; artículos científicos, revistas, tesis o documentos indexados se puede sustentar totalmente los aspectos teóricos de la investigación y darles un realce apropiado.

2.6.2. Investigación Aplicada

Las investigaciones de tipo aplicada que permiten analizar una problemática y dar una respuesta a cada problema evidenciado. Puesto que, este tipo de investigación busca conocer, actuar, construir y modificar una problemática para identificar su raíz y así proporcionar un debido tratamiento [33].

2.6.3. Investigación de Campo

Este tipo de investigaciones se caracterizan por permitir al autor tratar directamente con los interesados, pero sin inmiscuirse en el proceso. Es decir, el investigador únicamente se limita a comprender las variables de estudio sin manipularlas o alterarlas [33]. Este punto fue crucial al momento de efectuar el levantamiento de información de todo el sistema eléctrico y estimar como evitar cortes innecesarios a nivel de 4,16 y 13,8 kV de la planta de generación Hyundai Oso B de la empresa EP Petroecuador bloque 7.

2.6.4. Investigación experimental

Las investigaciones de tipo experimental abordan las variables de modo que el investigador entra en contacto directo con la problemática y sobre todo aspecto proporciona una respuesta ante tal situación. En este caso la idea radicó en valorar la información de la empresa EP Petroecuador bloque 7 para delimitar la causa raíz al respecto de los cortes de energía.

2.7. Metodología

Una vez identificado cada una de las variables del sistema de la generación eléctrica de la planta, estas serán evaluadas y analizadas mediante la simulación del paquete computacional ETAP 20.0, por lo que se observara el cambio de parámetros en cada una de las simulaciones, dando como resultado una metodología de tipo experimental.

Esta investigación se realizará en una planta de generación, razón por la cual se tomará como población a las ocho unidades Hyundai que se encuentran trabajando en el campo Oso.

El método a utilizarse en esta investigación será el de simulación del sistema eléctrico de la Planta de Generación Hyundai Oso B, por medio del software Etap 20.0. Mediante un modelamiento del sistema eléctrico y realizando las respectivas corridas de flujo de carga, permite comparar con las medidas reales he históricas de los reportes de generación; y así poder identificar las posibles fallas y desajustes de

las protecciones eléctricas. Asimismo, se simulará las posibles soluciones de las mismas.

2.8. Nivel o tipo de investigación

2.8.1. Descriptiva

Este nivel de investigación tiene como propósito describir de una manera simple y precisa los resultados encontrados por medio de la valoración aplicada. Ya que, se encarga de puntualizar las características de la población de estudio (instrumentos, elemento o individuos) [34]. La exposición de los resultados se efectuó por medio de tablas y gráficos en los cuales se mostró los resultados del levamiento de información en la empresa EP Petroecuador bloque 7.

2.8.2. Población de estudio

La población de estudio la componen los elementos de la empresa EP Petroecuador bloque 7.

2.9. Instrumentos de recolección de datos

El instrumento de recolección de datos se compone de un análisis digital para estratificar los datos al respecto del consumo de energía.

Las variables a ser analizadas se enlistan a continuación:

Tratamiento Aplicado

Variable Independiente: Calibración de elementos de protección

Observación de variable Dependiente: Sistema de protección

2.10. Procedimiento de recolección de datos

El procedimiento llevado a cabo se muestra en la figura expuesta a continuación:

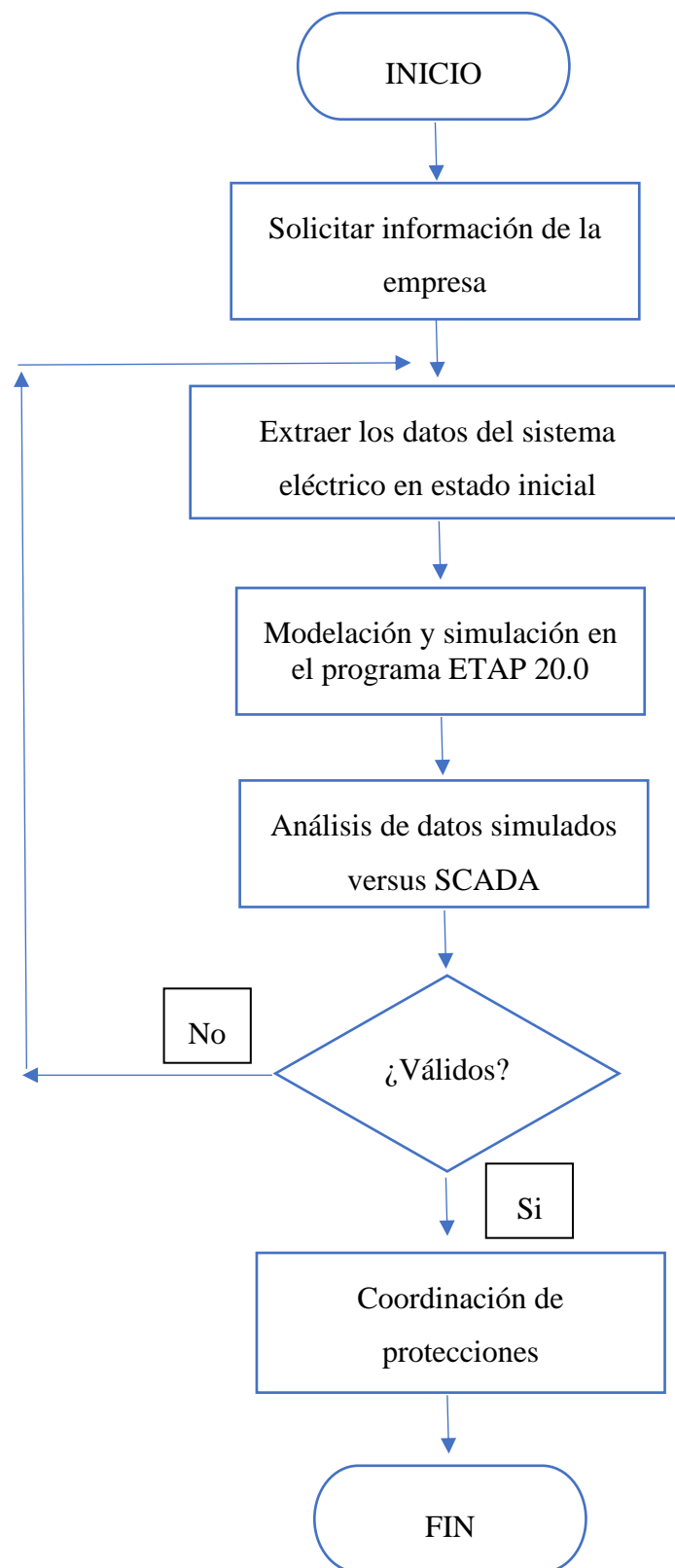


Figura 13.- Procedimiento de recolección de datos.

Fuente: Autor

2.11. Procesamiento de datos

El procesamiento de datos se abordó por medio de los siguientes pasos característicos:



Figura 14.- Procesamiento de datos.

Fuente: Autor

2.12. Procedimiento para la elaboración del proyecto

- Levantamiento de información del sistema eléctrico la Planta de Generación, grupos electrógenos, cuartos eléctricos (switchgear, nivel de voltajes), conductores (distancia, calibre y número de fases), transformadores (datos de placa), breakers (nivel de corriente soportada), diagramas unifilares de red eléctrica.
- Identificar las cargas (consumo de potencia activa) a las cuales suministra la planta de generación.
- Mediante los instrumentos de medición y el sistema Scada incorporado, identificar los niveles de voltaje del sistema eléctrico ya que la misma consta con diferentes tipos de transformadores tanto elevadores y reductores de voltaje.

- Realizar una base de datos basados en los reportes de generación diarios para analizar la curva de crecimiento de la demanda de energía a través del tiempo.
- Con la información del sistema eléctrico modelar en el software Etap 20.0 todo lo que concierne al sistema de generación y distribución de la energía eléctrica.
- Correr flujos de potencia y cortocircuito para verificar el estado actual del sistema de protecciones en la empresa
- Validar la propuesta de los nuevos parámetros de calibración a través de la corrida de flujos de potencia y cortocircuito en el sistema eléctrico de la empresa

2.13. Conclusiones del capítulo

- Las actividades preliminares descritas constituyen parte importante en el desarrollo de esta propuesta, es imprescindible su ejecución a cabalidad; pues el error en las mismas se traduce en errores en el resultado final, dependiendo como estén los nuevos parámetros de calibración.
- El empleo del software Etap 20.0, constituye una herramienta factible para la determinación específica de los fallos, esta opción tecnológica permite la optimización de los trabajos correctivos y de esa forma lograr trasladar la solución digital a la solución práctica.
- En definitiva, la selección de instrumentos de recolección, procesamiento y de datos, metodología y procesos sistemáticos; permiten llegar a una solución factible y adecuada.

Capítulo III

3.1. Descripción del sistema eléctrico

3.1.1. Central de Generación Hyundai

La Central de Generación de la empresa EP Petroecuador Bloque 7 Oso B, encuentra formada por 8 motogeneradores Hyundai de características similares, los motores y los generadores son de marca Hyundai, el motor es modelo 9H2132 con una potencia nominal de 1,8 MW (operación continua) a 900 RPM (8 polos, 60 Hz), mientras que los generadores tienen una potencia nominal de 1,7 MW ($fp = 0.8$) y el voltaje de operación es de 4160 V.

Tabla 4.- Parámetros eléctricos de unidades.

PARÁMETROS ELÉCTRICOS	
Voltaje	4160 V
Potencia Nominal	2127 kVA / 1701 kW
Rating	Continuo
Corriente	295,1 A
Velocidad	900 RPM
Frecuencia	60 Hz
Polos	8P
Factor de Potencia	0,8

Fuente: Autor

Cada unidad de generación dispone de una resistencia de puesta a tierra (NGR) independiente conectada al neutro (24Ω , 4160 kV, 100 A, 30 s) para limitar corrientes de falla monofásica.

Los ocho motogeneradores tienen reguladores de velocidad Woodward 2301D y reguladores de voltaje Hyundai HDEC 2000, estos reguladores son controlados por el easYgen 3500 para controlar los grupos electrógenos y para sincronización automática. Estos equipos se encuentran asociados en el Panel de Control Motor Generador EGCP ubicado en el panel container.

Las unidades de generación pueden operar en tres modos dependiendo del nivel de control Local/Remoto y/o Manual/Automático: Modo Droop, Modo Base (Fixed

Mode) y Modo de Compartición de Carga (Load Sharing Mode). En la Tabla 5 se presentan las características principales de las unidades de generación Hyundai.

Para una mejor identificación de los equipos se procedió a cambiar el TAG empresarial asignado por un nuevo TAG, como se indica en el Anexo 1.

Tabla 5.- Características de Unidades de generación Hyundai.

CENTRAL DE GENERACIÓN HYUNDAI 13.6 MW								
TAG	Descripción	Motor HIMSEM 9H21/32			Generador HSR7 637-8P			
		Marca	Combustible	Potencia Nominal [kW]	Marca	Voltaje [kV]	Potencia Nominal [kW]	Potencia Efectiva [kW]
G 1	M/G	Hyundai	Cro/Diesel	1800	Hyundai	4160	1700	1530
G 2	M/G	Hyundai	Cro/Diesel	1800	Hyundai	4160	1700	1530
G 3	M/G	Hyundai	Cro/Diesel	1800	Hyundai	4160	1700	1530
G 4	M/G	Hyundai	Cro/Diesel	1800	Hyundai	4160	1700	1530
G 5	M/G	Hyundai	Cro/Diesel	1800	Hyundai	4160	1700	1530
G 6	M/G	Hyundai	Cro/Diesel	1800	Hyundai	4160	1700	1530
G 7	M/G	Hyundai	Cro/Diesel	1800	Hyundai	4160	1700	1530
G 8	M/G	Hyundai	Cro/Diesel	1800	Hyundai	4160	1700	1530

Fuente: Autor

Los motogeneradores G-1/2/3/4 se conectan mediante un interruptor independiente al switchgear B1 de 4,16 kV y los motogeneradores G-5/6/7/8 se conectan mediante un interruptor independiente al switchgear B2 de 4,16 kV, los switchgear B1 y B2 se interconectan mediante un Tie de barra.

Desde los switchgear de generación B1 y B2 se conectan mediante dos transformadores T1 y T2 de 8,5 MVA con relación de transformación de 4,16/13,8 kV a los switchgear B3 y B4 de 13,8 kV de 1250 A, de estos switchgear parte los alimentadores de carga: servicios auxiliares, Oso B (SPF), Oso B producción, Bombas Works y Oso I, como se indica en la figura 15.

En la siguiente figura se puede apreciar la configuración del sistema eléctrico en forma de bloques, y modelado se encuentra en el Anexo 2.

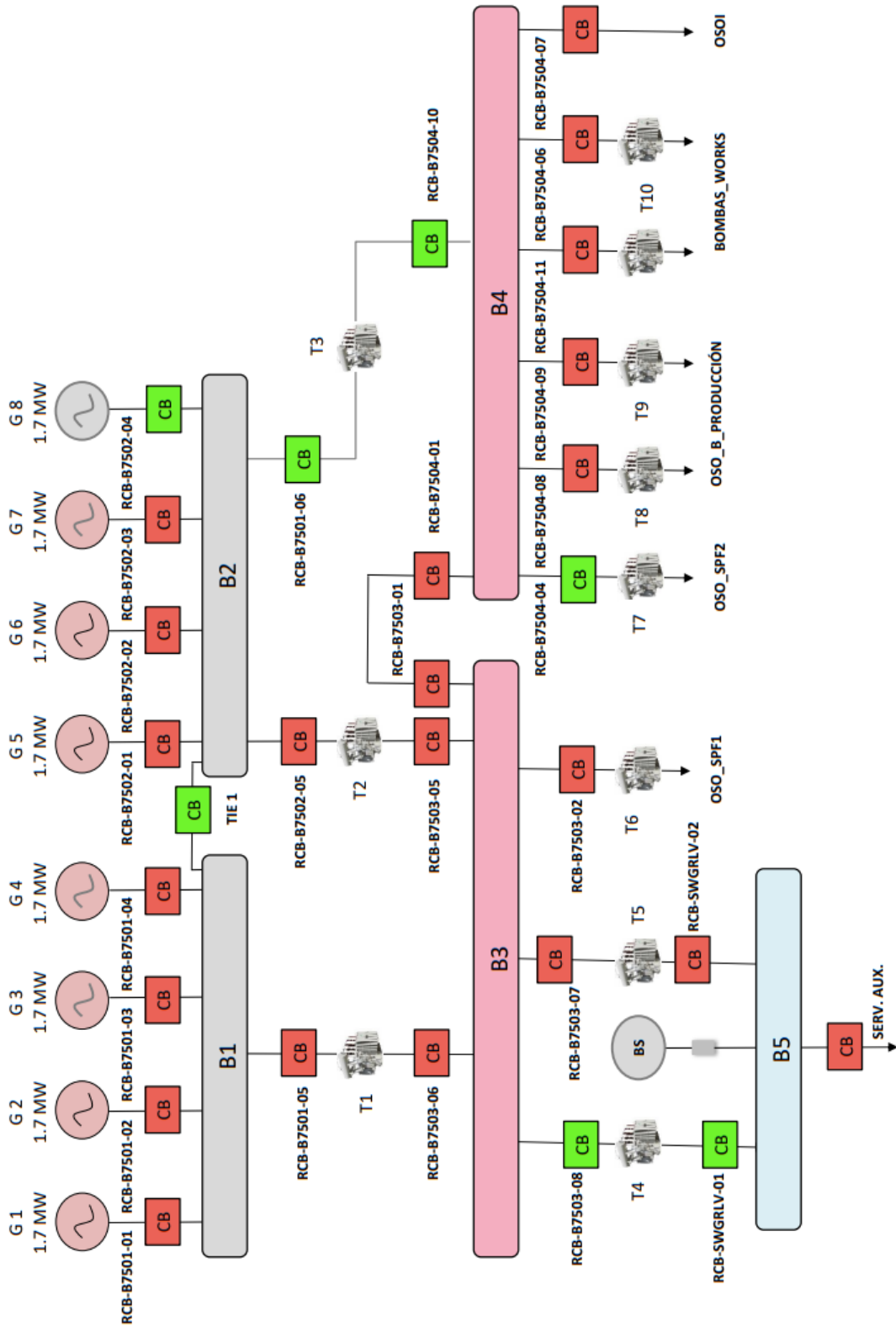


Figura 15.- Diagrama de bloques de planta de generación.

Fuente: Autor

3.2. Descripción del sistema de distribución

El sistema de distribución eléctrico está conformado por los siguientes equipos principales:

Barras de generación:

Conformado por celdas de media tensión (4,16 kV) en donde se conectan las unidades de generación (MPU); donde se realizará la sincronización de estas unidades.

SWGR B1 de 4,16 kVA: a esta barra de conecta las unidades Hyundai (G-1/2/3/4), y además se conecta un transformador elevador:



Figura 16.- SWGR B1

Fuente: Autor

Las características eléctricas del SGWR B1 en mención son:

Tabla 6.- Parámetros eléctricos de SWGR B1 generación.

CARACTERÍSTICAS ELÉCTRICAS DE LA BARRA	
Voltaje Nominal	4160 V
Corriente Nominal	2500 A
Bracing (sym)	35 kA / 1 seg
Frecuencia	60 Hz

Fuente: Autor

Tabla 7.- Parámetros eléctricos de transformador.

TAG	DESCRIPCIÓN DE EQUIPOS CONECTADOS
T1	TRANSFORMADOR 4,16 / 13,8 kV. 8,5 MVA

Fuente: Autor

SWGR B2 de 4,16kV, a esta barra se conectan las unidades Hyundai (G-5/6/7/8), y además se conecta dos transformadores elevadores:



Figura 17.- SWGR B2

Fuente: Autor

Las características eléctricas del SWGR B2 en mención son:

Tabla 8.- Parámetros eléctricos de SWGR B2 generación.

CARACTERÍSTICAS ELÉCTRICAS DE LA BARRA	
Voltaje Nominal	4160 V
Corriente Nominal	2500 A
Bracing (sym)	35 kA / 1 seg
Frecuencia	60 Hz

Fuente: Autor

Tabla 9.- Parámetros eléctricos de transformador

TAG	DESCRIPCIÓN DE EQUIPOS CONECTADOS
T2	TRANSFORMADOR 4,16 / 13,8 kV. 8,5 MVA
T3	TRANSFORMADOR 4,16 / 13,8 kV. 8,5 MVA

Fuente: Autor



HYUNDAI																															
TRANSFORMER																															
POS. NO.	PAMA-POS-E03		TYPE OF COOLING	KNAN																											
NUMBER OF PHASE	3		RATED FREQUENCY	60 Hz																											
RATED POWER	8.5 MVA		VECTOR GROUP	YNg1																											
RATED VOLTAGE	H.V.	13800 V	RATED CURRENT	H.V.	356 A																										
	L.V.	4160 V		L.V.	1180 A																										
IMPULSE WITHSTAND VOLTAGE		IMPEDANCE AT 85°C(BASE ON 8.5MVA)																													
H.V. WINDING	110 kV		TEMPERATURE RISE(OIL/WINDING)	65/65 °C																											
L.V. WINDING	75 kV		TYPE OF INSULATION OIL	FR3																											
TRANSPORTATION WEIGHT(WITH OIL)	12300 kg		CONDUCTOR MATERIAL	COPPER																											
WEIGHT OF INSULATION OIL	4000 LT		UNTANKING WEIGHT	7500 kg																											
YEAR OF MANUFACTURE	2013		TOTAL WEIGHT	15700 kg																											
SERIAL NO.																															
		<table border="1"> <thead> <tr> <th colspan="2">TAP VOLTAGE</th> <th colspan="2">CURRENT(A)</th> </tr> <tr> <th>TAP</th> <th>CON</th> <th>VOLTAGE(V)</th> <th>KNAN</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>1</td> <td>3-4</td> <td>F 14490</td> <td>338.7</td> </tr> <tr> <td>2</td> <td>2-4</td> <td>F 14145</td> <td>348.9</td> </tr> <tr> <td>3</td> <td>2-5</td> <td>R 13800</td> <td>355.6</td> </tr> <tr> <td>4</td> <td>1-5</td> <td>13455</td> <td>355.6</td> </tr> <tr> <td>5</td> <td>1-6</td> <td>13110</td> <td>355.6</td> </tr> </tbody> </table>		TAP VOLTAGE		CURRENT(A)		TAP	CON	VOLTAGE(V)	KNAN	1	3-4	F 14490	338.7	2	2-4	F 14145	348.9	3	2-5	R 13800	355.6	4	1-5	13455	355.6	5	1-6	13110	355.6
TAP VOLTAGE		CURRENT(A)																													
TAP	CON	VOLTAGE(V)	KNAN																												
1	3-4	F 14490	338.7																												
2	2-4	F 14145	348.9																												
3	2-5	R 13800	355.6																												
4	1-5	13455	355.6																												
5	1-6	13110	355.6																												
		<table border="1"> <thead> <tr> <th colspan="4">BUSHING CURRENT TRANSFORMER</th> </tr> <tr> <th>TYPE</th> <th>RATIO(A)</th> <th>BURDEN(VA)</th> <th>CLASS</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>BCT1</td> <td>500/5</td> <td>25VA</td> <td>5P20</td> </tr> <tr> <td>BCT2</td> <td>1200/2</td> <td>15VA</td> <td>3.0</td> </tr> <tr> <td>BCT3</td> <td>-</td> <td>-</td> <td>-</td> </tr> <tr> <td>BCT4</td> <td>-</td> <td>-</td> <td>-</td> </tr> <tr> <td>BCT5</td> <td>-</td> <td>-</td> <td>-</td> </tr> </tbody> </table>		BUSHING CURRENT TRANSFORMER				TYPE	RATIO(A)	BURDEN(VA)	CLASS	BCT1	500/5	25VA	5P20	BCT2	1200/2	15VA	3.0	BCT3	-	-	-	BCT4	-	-	-	BCT5	-	-	-
BUSHING CURRENT TRANSFORMER																															
TYPE	RATIO(A)	BURDEN(VA)	CLASS																												
BCT1	500/5	25VA	5P20																												
BCT2	1200/2	15VA	3.0																												
BCT3	-	-	-																												
BCT4	-	-	-																												
BCT5	-	-	-																												
HYUNDAI HEAVY INDUSTRIES CO., LTD. ULSAN KOREA																															

Figura 18.- Transformadores de 8,5 MVA.

Fuente: Autor

Barras de Distribución:

SWGR B3 13,8kV, a esta barra se conectan los transformadores de distribución energizados desde los SWGR B1 y SWGR B2.

De este switchgear se alimentarán los sistemas auxiliares de la Central de Generación, la estación SPF y el SWGR B4.



Figura 19.- SWGR B3

Fuente: Autor

Tabla 10.- Parámetros eléctricos de SWGR B3 y TIE

CARACTERÍSTICAS ELÉCTRICAS DE LA BARRA	
Voltaje Nominal	13800 V
Corriente Nominal	1250 A
Bracing (sym)	40 kA / 1 seg
Frecuencia	60 Hz

TAG	DESCRIPCIÓN DE EQUIPOS CONECTADOS
T4	TRANSFORMADOR 13,8/0,48 kV. 1,9 MVA
T5	TRANSFORMADOR 13,8/0,48 kV. 1,9 MVA
T6	TRANSFORMADOR 13,8/4,16 kV. 10 MVA
TIE-Panel	SWG-B7504 13,8 kV. 1250 A

Fuente: Autor

SWGR B4 13,8 kV, a esta barra se conectan los alimentadores Oso B producción, Bombas Works y Oso I mediante los transformadores de distribución.



Figura 20.- SWGR B4

Fuente: Autor

Tabla 11.- Parámetros eléctricos de SWGR B4

CARACTERÍSTICAS ELÉCTRICAS DE LA BARRA	
Voltaje Nominal	13,8 kV
Corriente Nominal	1250 A
Bracing (sym)	40 kA / 1 seg
Frecuencia	60 Hz

TAG	DESCRIPCIÓN DE EQUIPOS CONECTADOS
T8	TRANSFORMADOR 13,8 / 0,48 kV. 2,5 MVA
T9	TRANSFORMADOR 13,8 / 0,48 kV. 2,5 MVA
T10	TRANSFORMADOR 13,8 / 0,48 kV. 2,5 MVA
LINEA OSO B-I	LINEA DE 13,8 kV
LINEA OSO B-I2	LINEA DE 13,8 kV

Fuente: Autor

Resistencias de puesta a tierra:

Los paneles de resistencia de puesta a tierra cuentan con una resistencia interna de 24 ohmios para limitar la corriente a 100 Amperios, voltaje $4160/\sqrt{3}$ V.

3.3. Ingreso de datos para modelado.

A continuación, se detalla cada uno de los datos ingresados en el modelado del sistema eléctrico en el programa ETAP 20.0., los cuales se tomaron de información empresarial [35].

Generadores:

Tabla 12.- Parámetros eléctricos de unidades de generación.

CENTRAL DE PROCESO OSO B SPF								
Parámetros eléctricos	Unidades de generación							
	G1	G2	G3	G4	G5	G6	G7	G8
MW	1,7	1,7	1,7	1,7	1,7	1,7	1,7	1,7
V[kV]	4,16	4,16	4,16	4,16	4,16	4,16	4,16	4,16
FP	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8
X _d [%]	162	162	162	162	162	162	162	162
X' _d [%]	23,7	23,7	23,7	23,7	23,7	23,7	23,7	23,7
X'' _d [%]	13,7	13,7	13,7	13,7	13,7	13,7	13,7	13,7
X ₂ [%]	18	18	18	18	18	18	18	18
X ₀ [%]	7	7	7	7	7	7	7	7
X _q [%]	155	155	155	155	155	155	155	155
X'' _q [%]	19	19	19	19	19	19	19	19
T _{do} '[s]	0,115	0,115	0,115	0,115	0,115	0,115	0,115	0,115

Fuente: Autor

Barras de switchgear:

Tabla 13.- Parámetros eléctricos de barras.

Datos de equipo						
TAG	Equipo	Norma	V [kV]	I [A]	Isc [kA]	I _p [KA]
Central de generación						
B1	Switchgear	IEC	4,16	2500	13,251	32,229
B2	Switchgear	IEC	4,16	2500	11,649	28,464

B3	Switchgear	IEC	13,8	1250	3,428	8,427
B4	Switchgear	IEC	13,8	1250	3,421	8,395
B5	Switchgear	IEC	0,48	2500	28	65,925
Central de procesos Oso B						
B6	Switchgear	ANSI	4,16	2000	7,588	18,851
B8	Switchgear	ANSI	0,48	6000	50,477	113,532
B9	Switchgear	ANSI	0,48	4000	36,985	84,099
B10	Switchgear	ANSI	13,8	1200	3,139	7,087

Fuente: Autor

Transformadores:

Tabla 14.- Parámetros eléctricos de transformadores.

Nombre	Voltaje [kV]	Capacidad [MVA]	Impedancia		Conexión
			%Z	X/R	
T1	4,16/13,8	8,5	6,5	15,58	estrella - delta
T2	4,16/13,8	8,5	6,5	15,58	estrella - delta
T3	4,16/13,8	8,5	6,5	15,58	estrella - delta
T4	13,8/0,48	1,9	5,75	7,14	delta - estrella
T5	13,8/0,48	1,9	5,75	7,14	delta - estrella
T6	13,8/4,16	10	6,5	15,58	delta - estrella
T7	13,8/4,16	10	6,5	15,58	delta - estrella
T8	13,8/0,48	2,5	4,8	10,67	delta - estrella
T9	13,8/0,48	2,5	4,8	10,67	delta - estrella
T10	13,8/0,48	2,5	4,8	10,67	delta - estrella

Fuente: Autor

Circuit Breaker:

Tabla 15.- Características de los Circuit breaker.

Datos Circuit Breaker					
TAG	Norma	V [kV]	I [A]	Isc [kA]	Ip [KA]
SWG-B7501					
CB-B7501-01	ANSI	4,16	1250	40	104
CB-B7501-02	ANSI	4,16	1250	40	104
CB-B7501-03	ANSI	4,16	1250	40	104
CB-B7501-04	ANSI	4,16	1250	40	104
CB-B7501-05	ANSI	4,16	2000	40	104
SWG-B7502					
CB-B7502-01	ANSI	4,16	1250	40	104
CB-B7502-02	ANSI	4,16	1250	40	104
CB-B7502-03	ANSI	4,16	1250	40	104
CB-B7502-05	ANSI	4,16	2000	40	104
SWG-B7503					
CB-B7503-01	ANSI	13,8	1250	40	104
CB-B7503-02	ANSI	13,8	1250	40	104
CB-B7503-05	ANSI	13,8	1250	40	104
CB-B7503-06	ANSI	13,8	1250	40	104
CB-B7503-07	ANSI	13,8	1250	40	104
SWG-B7504					
CB-B7504-01	ANSI	13,8	1250	40	104
CB-B7504-06	ANSI	13,8	1250	40	104
CB-B7504-07	ANSI	13,8	1250	40	104
CB-B7504-08	ANSI	13,8	1250	40	104
CB-B7504-09	ANSI	13,8	1250	40	104
CB-B7504-11	ANSI	13,8	1250	40	104
Circuit breaker de carga					
CB_LV2	ANSI	0,48	2500	-	65
CB_03	ANSI	4,16	2000	40	108
52-G7	ANSI	0,48	3200	-	65
52-G2	ANSI	0,48	3200	-	65
CB-INC1-B75003	ANSI	0,48	2000	-	65
CB-INC2-B75003	ANSI	0,48	2000	-	65
CB-BAHIA 1	ANSI	13,8	630	40	104
CB-BAHIA 2	ANSI	13,8	630	40	104

Fuente: Autor

Cables de conexión:

Tabla 16.- Parámetros eléctricos de conductores

TAG	Especificación del cable	Distancia (m)	R1 (ohm/km)	X1 (ohm/km)
PH-ST01SV01	15[kV] F-CV 1c 500AWG x6L_2[L/Ph]	28	0,0902	0,1243
PH-ST02SV02	15[kV] F-CV 1c 500AWG x6L_2[L/Ph]	34	0,0902	0,1243
PH-AV01AT01	15[kV] F-CV 1c 500AWG x3L_1[L/Ph]	26	0,0902	0,1243
PH-AV02AT02	15[kV] F-CV 1c 500AWG x3L_1[L/Ph]	21	0,0902	0,1243
PM-OV01ST01	6/10[kV] F-CV 1c 1000AWG x9L_3[L/Ph]	13,5	0,0427	0,1033
PM-OV02ST02	6/10[kV] F-CV 1c 1000AWG x9L_3[L/Ph]	18	0,0427	0,1033
PM-OV03ST03	6/10[kV] F-CV 1c 1000AWG x9L_3[L/Ph]	21	0,0427	0,1033
PM-GE01-GB01	6/10[kV] F-CV 1c 350AWG x3L_1[L/Ph]	55	0,1276	0,1168
PM-GE02-GB02	6/10[kV] F-CV 1c 350AWG x3L_1[L/Ph]	51	0,1276	0,1168
PM-GE03-GB03	6/10[kV] F-CV 1c 350AWG x3L_1[L/Ph]	46	0,1276	0,1168
PM-GE04-GB04	6/10[kV] F-CV 1c 350AWG x3L_1[L/Ph]	41	0,1276	0,1168
PM-GE05-GB05	6/10[kV] F-CV 1c 350AWG x3L_1[L/Ph]	45	0,1276	0,1168
PM-GE06-GB06	6/10[kV] F-CV 1c 350AWG x3L_1[L/Ph]	51	0,1276	0,1168
PM-GE07-GB07	6/10[kV] F-CV 1c 350AWG x3L_1[L/Ph]	46	0,1276	0,1168
PM-GE08-GB08	6/10[kV] F-CV 1c 350AWG x3L_1[L/Ph]	62	0,1276	0,1168
PL-AV01LI11	0.6/1[kV] F-CV 1c 1000AWG x18L_6[L/Ph]	26	0,1706	0,374
PL-AV02LI21	0.6/1[kV] F-CV 1c 1000AWG x18L_6[L/Ph]	24	0,1706	0,374

Fuente: Autor

3.4. Análisis del flujo de potencia

El siguiente caso de estudio que se presenta a continuación contempla: siete generadores en funcionamiento y uno en Stand By, considerando la configuración del sistema descrito en los diagramas unifilares adjuntos se evalúa los niveles de cargabilidad de los generadores, capacidades nominales de MCCs, SWGRs, transformadores y cables eléctricos, para validar los datos de simulación y datos de

los equipos en funcionamiento se procedió a realizar una captura del SWGR-Main Overview en SCADA de la planta de generación la cual se indica en el Anexo 3.

La central de generación contara con la siguiente demanda:

Tabla 17.- Demanda generación.

ITEM	CARGA	P. PROMEDIO [kW]
1	Servicios Auxiliares PG	305,4
2	Oso B SPF (reinyección)	4945,8
3	Oso B (producción)	583,3
4	Bombas Works	144,3
5	Estación Oso I	2259
Demanda total		8237,8

Fuente: Autor

Para abastecer la demanda descrita en la anterior tabla los generadores del sistema trabajan en modo de carga compartida (ISO-LOAD SHARING).

3.4.1. Configuración de red eléctrica para el flujo de potencia

Para el escenario de estudio de potencia se considera 7 generadores funcionando a una potencia de 1197 kW, como se muestra en el Anexo 4.

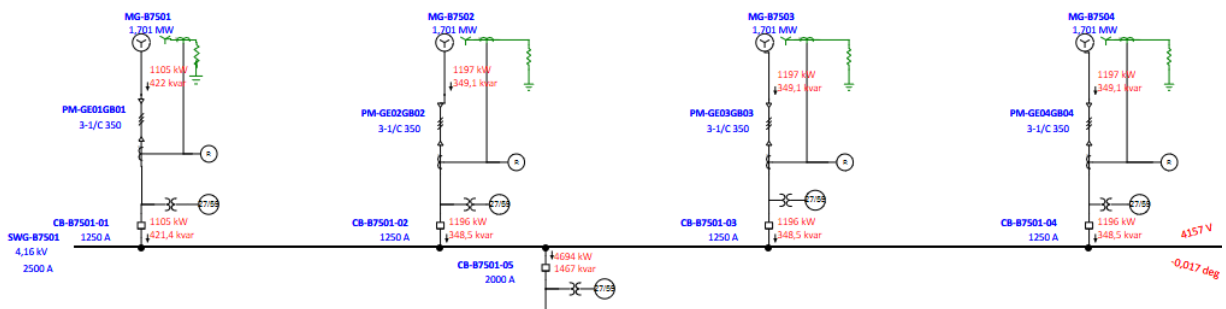


Figura 21.- Simulación flujo de potencia en generadores.

Fuente: Autor

Como se indicó anteriormente el funcionamiento del sistema eléctrico con siete unidades se procede a realizar la simulación de flujos de potencia, de lo cual se

obtuvieron los siguientes resultados, y el reporte de flujo de carga se encuentra en el Anexo 5.

Tabla 18.- Despacho de potencia

CENTRAL DE GENERACIÓN HYUNDAI 13,6 MW										
TAG	Voltaje [V]	Potencia nominal [MW]	Potencia efectiva [MW]	Entrega		Reserva	Servicio	Nivel de carga [%]	Factor de potencia [%]	Modo de operación
				[MW]	[MVar]	[MW]	ON / OFF			
G1	4160	1,7	1,53	1,105	0,422	0,425	ON	72,2	96	ISO-LOAD SHARING
G2	4160	1,7	1,53	1,197	0,349	0,333	ON	78,2	96	ISO-LOAD SHARING
G3	4160	1,7	1,53	1,197	0,349	0,333	ON	78,2	96	ISO-LOAD SHARING
G4	4160	1,7	1,53	1,197	0,349	0,333	ON	78,2	96	ISO-LOAD SHARING
G5	4160	1,7	1,53	1,197	0,393	0,333	ON	78,2	95	ISO-LOAD SHARING
G6	4160	1,7	1,53	1,197	0,434	0,333	ON	78,2	94	ISO-LOAD SHARING
G7	4160	1,7	1,53	1,197	0,349	0,333	ON	78,2	96	ISO-LOAD SHARING
G8	4160	1,7	1,53	0	0	0	OFF	0,0	0	STAND BY
TOTAL		13,6	12,24	8,287	2,645	2,423				

Fuente: Autor

El análisis de flujos de potencia muestra que, en el caso de estudio presentado, los niveles de carga en las unidades de generación se mantienen bajo el 80 %, por lo que el sistema tiene un alto grado de confiabilidad.

Para la topología en mención y con las cargas en operación, se tiene los siguientes resultados en perfil de potencias y niveles de cargabilidad de alimentadores y equipos principales.

Tabla 19.- Perfil de potencias.

Barra	TAG	Perfil de potencia			Factor de potencia [%]
		Potencia activa [MW]	Potencia reactiva [MVar]	Corriente [A]	
SWITCHGEAR DE GENERACION	SWGR B1	4,694	1,467	682,9	95,4
SWITCHGEAR DE GENERACION	SWGR B2	3,589	1,175	525,8	95

SWITCHGEAR DE CONEXIÓN	SWGR B3	8,262	2,344	367,5	96,5
SWITCHGEAR DE CONEXIÓN	SWGR B4	2,998	1,24	138,9	95
SERVICIOS AUXILIARES	SWGR B5	0,305	0,229	470,1	80
SWGR CARGA OSO B SPF	SWGR B6	4,959	0,869	213,6	98,5
SWGR CARGA OSO B	SWGR B8	0,584	0,438	918,6	80
SWGR CARGA BOMBAS WORKS	SWGR B9	0,144	0,048	185,6	95
SWGR CARGA OSO I	SWGR B10	2,26	0,742	101,2	95

Fuente: Autor

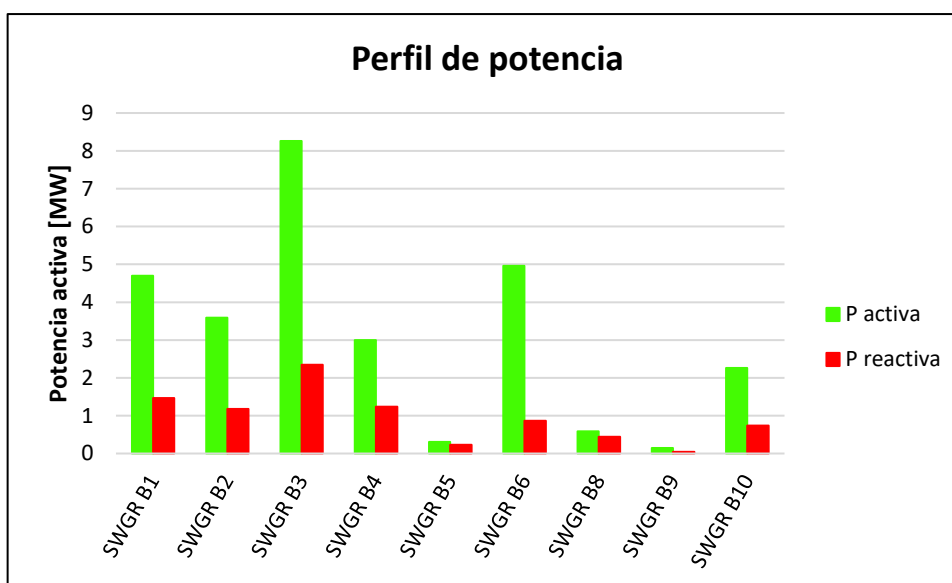


Figura 22.- Perfil de potencia activa.

Fuente: Autor

Para la topología en mención y con las cargas mencionadas en operación, se presenta los siguientes resultados en perfil de voltajes y niveles de cargabilidad de alimentadores, transformadores y equipos principales los cuales servirán para validar el modelo.

Tabla 20.- Perfil de voltajes.

Barra	TAG	Perfil de voltaje		
		Nominal [kV]	Operación [kV]	Operación [%]
SWITCHGEAR DE GENERACION	SWGR B1	4,16	4,157	99,94

SWITCHGEAR DE GENERACION	SWGR B2	4,16	4,147	99,68
SWITCHGEAR DE CONEXIÓN	SWGR B3	13,8	13,61	98,62
SWITCHGEAR DE CONEXIÓN	SWGR B4	13,8	13,609	98,61
SERVICIOS AUXILIARES	SWGR B5	0,48	0,469	97,7
SWGR CARGA OSO B SPF	SWGR B6	4,16	4,177	100,41
SWGR CARGA OSO B	SWGR B8	0,48	0,458	95,46
SWGR CARGA BOMBAS WORKS	SWGR B9	0,48	0,473	98,44
SWGR CARGA OSO I	SWGR B10	13,8	13,553	98,21

Fuente: Autor

Los resultados obtenidos se grafican en porcentaje, para no tener inconveniente por valores reales, y se muestra con límites permitidos de voltaje, +/- 5 %.

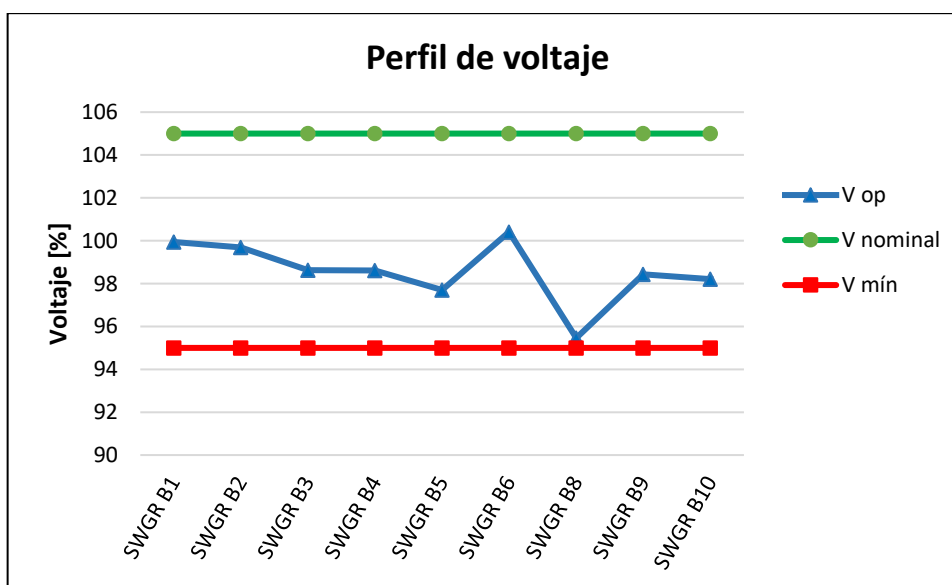


Figura 23.- Perfil de voltaje en barras principales.

Fuente: Autor

En la anterior grafica se puede evidenciar que los perfiles de voltaje en las diferentes barras, switchgears a nivel de 13,8 kV, 4,16 kV y 480 V, se encuentran dentro de los límites permitidos de voltaje de acuerdo a lo requerido por la norma IEEE 141 (V_{mín.} 95 % y V_{máx.} 105 %, del valor nominal).

Los incrementos que se observan, en la gráfica, de los perfiles de las barras se obtiene con la ayuda de la posición de los TAPS en los transformadores principales, dichas posiciones de presentan en la siguiente tabla.

Tabla 21.- Nivel de cargabilidad en transformadores principales.

Trasformador	Relación	Estado de operación	Potencia nominal	Potencia operación	Cargabilidad	TAP. HV (primario)	
TAG	[Kv]	ON/OFF	[MVA]	[MVA]	[%]	[%]	[kV]
CENTRAL DE GENERACIÓN							
T1	4,16/13,8	ON	8,5	4,917	57,8	-	-
T2	4,16/13,8	ON	8,5	3,776	44,4	-	-
T3	4,16/13,8	OFF	8,5	0	0	-	-
T4	13,8/0,48	OFF	1,9	0,385	20,3	-	-
T5	13,8/0,48	ON	1,9	0	0	-	-
CENTRAL DE PROCESO OSO B SPF							
T6	13,8/4,16	ON	10	5,034	50,3	-	-
T7	13,8/4,16	OFF	10	-	-	-	-
T8	13,8/0,48	ON	2,5	0,367	14,7	2,5	14,145
T9	13,8/0,48	ON	2,5	0,367	14,7	2,5	14,145
T10	13,8/0,48	ON	2,5	0,152	6,1	0	0

Fuente: Autor

En las condiciones mencionadas de operación del sistema eléctrico de OSO B SPF, se tiene niveles de cargabilidad adecuados tanto en los transformadores principales de la planta de generación como en los alimentadores.

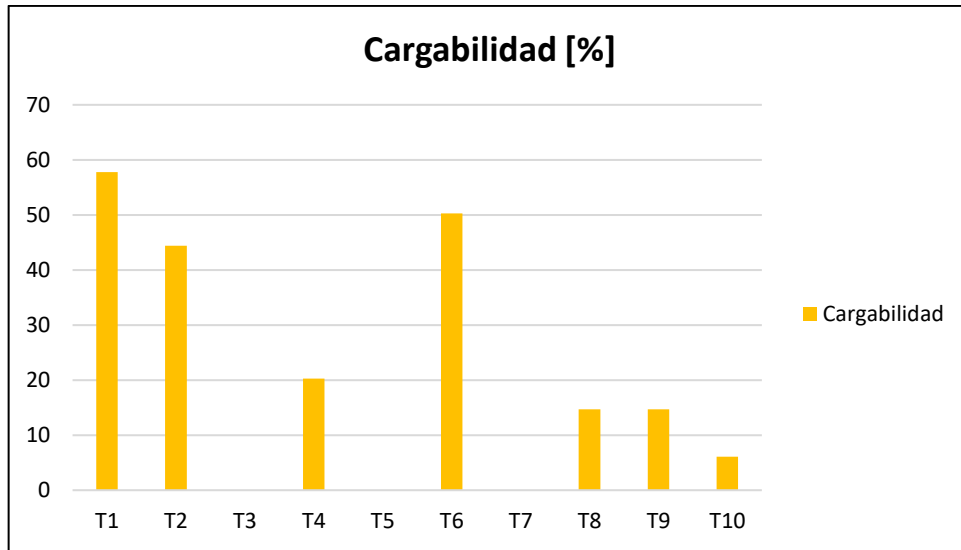


Figura 24.- Nivel de cargabilidad en transformadores principales.

Fuente: Autor

Las corrientes que se reporta a través de los alimentadores, cables de conexión, transformadores y barras de switchgears, el nivel de estos se compara con la capacidad de corriente de los mismos, de tal manera se puede verificar que los limites se encuentran bajo el 60 % como se indica en la tabla 21.

3.4.2. Validación de modelo

En las siguientes tablas se indica la validación del modelo simulado versus el unifilar Scada que se dispone en la planta de generación.

Tabla 22.- Validación de modelo vs Scada (Generadores).

UNIDADES	POTENCIA ACTIVA [kW]			POTENCIA REACTIVA [kVar]		
	SCADA	Modelo	Desviación [%]	Unifilar	Modelo	Desviación [%]
G1	1211	1105	9,6	353	422	16,4
G2	1194	1197	0,3	380	349,1	8,9
G3	1214	1197	1,4	377	349,1	8,0
G4	1220	1197	1,9	331	349,1	5,2
G5	1212	1197	1,3	361	393,4	8,2
G6	1195	1197	0,2	343	434,5	21,1
G7	1206	1197	0,8	326	349,1	6,6
G8	0	0	0	0	0	0

Fuente: Autor

Tabla 23.- Validación de modelo vs Scada (Barras).

BARRAS	POTENCIA ACTIVA [kW]			POTENCIA REACTIVA [kVar]		
	Unifilar	Modelo	Desviación [%]	Unifilar	Modelo	Desviación [%]
B1	4839	4694	3,1	1441	1467	1,8
B2	3613	3589	0,7	1030	1175	12,3
B3	8333	8263	0,8	2258	2344	3,7
B4	3274	2997	9,2	1576	1241	27,0
B5	418	306,2	36,5	377	234	61,1

Fuente: Autor

Tabla 24.- Validación de modelo vs Scada (Cargas).

CARGAS	POTENCIA ACTIVA [kW]			POTENCIA REACTIVA [kVar]		
	Unifilar	Modelo	Desviación [%]	Unifilar	Modelo	Desviación [%]
OSO B SPF	4985	4959	0,5	263	869,3	69,7
OSO B PRODUCCIÓN	612	585,4	4,5	503	444,2	13,2
BOMBAS WORKS	159	144,4	10,1	67	47,9	39,9
OSO I	1801	2268	20,6	881	748,8	17,7

Fuente: Autor

3.5. Análisis de cortocircuitos

Los cortocircuitos en un sistema eléctrico se producen cuando entran en contacto entre sí o con tierra los conductores de las fases, por lo tanto se realizan simulaciones de cortocircuitos trifásicos, monofásicos, bifásicos a tierra en cada una de las barras y equipos que forman es sistema eléctrico.

En el presente estudio se consideran los siguientes tipos de fallas a analizarse:

- Trifásicos: generalmente en un 5 % de los casos.
- Monofásicos: 80% de los casos.
- Bifásicos y bifásicos a tierra: 15 % de los casos.

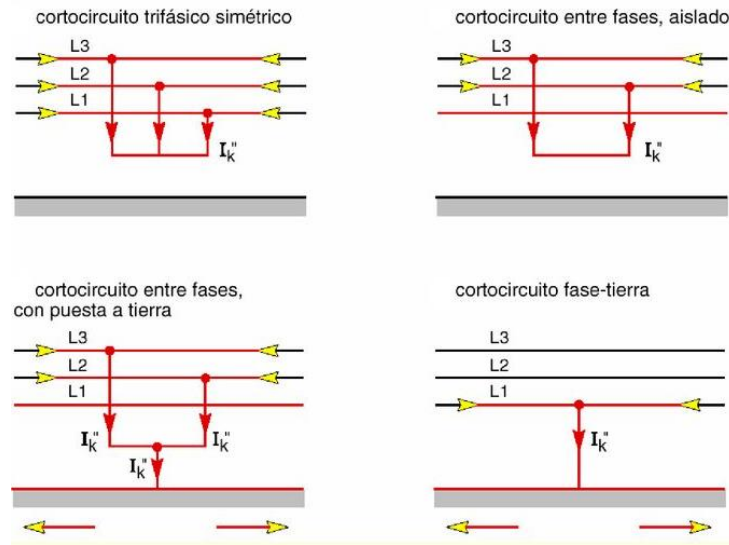


Figura 25.- Tipos de fallas

Fuente: [24]

3.5.1. Consideraciones de diseño.

Para la respectiva comparación y validación de los equipos en cuanto a sus valores de cortocircuito que son capaces de soportar o interrumpir, se toma los datos de la placa provistos por el fabricante, en tales casos que no se disponga de todos los datos se respaldará en las normas con las cuales se hace referencia tanto para IEC como ANSI, como se menciona en el punto 1.14 y 1.15.

3.6. Escenario de funcionamiento de sistema eléctrico.

Para el escenario del estudio de cortocircuitos se considera 7 generadores funcionando a una potencia de 1197 kW y uno en Stand By.

Las condiciones de funcionamiento son las siguientes: los transformadores T3, T4, T7 se encuentran en Stand By y por cuanto al TIE 1 que conecta el SWGR B1 y B2 permanecerá abierto, ya que al momento se encuentra operando en estas condiciones el sistema eléctrico como se indica en la figura 26.

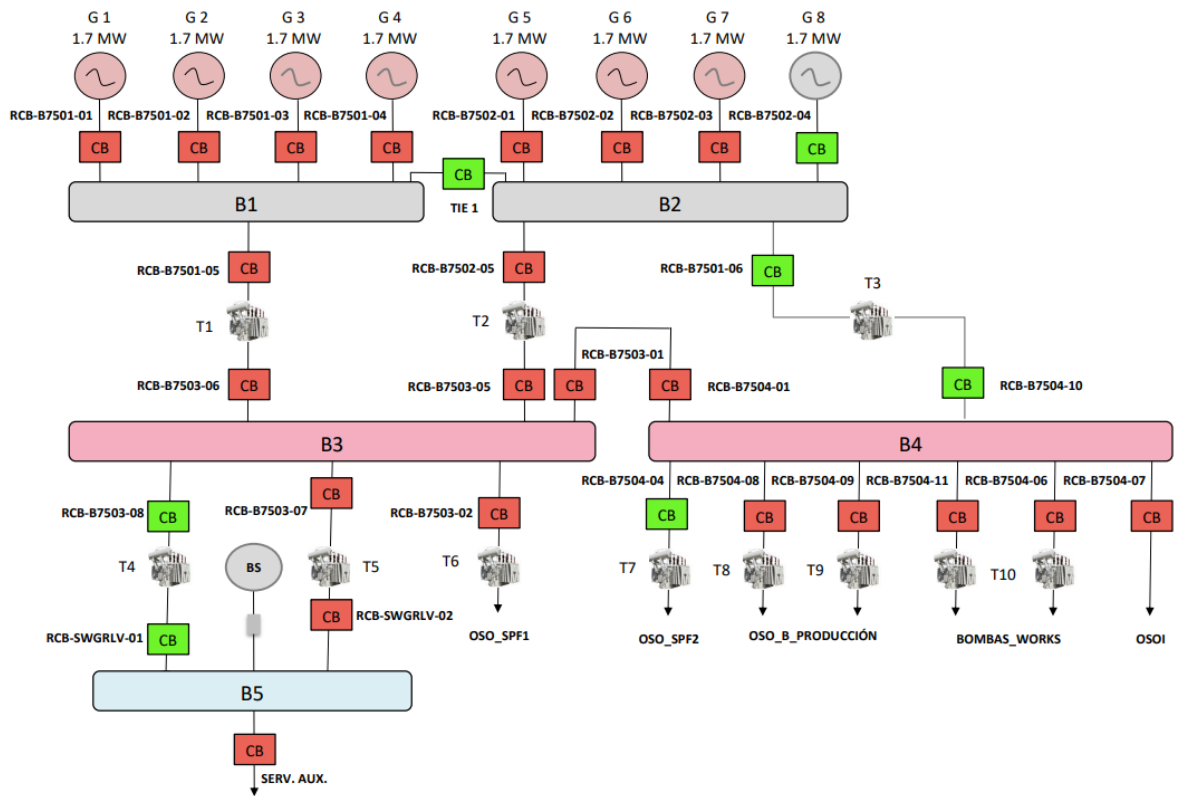


Figura 26.- Diagrama unifilar de funcionamiento.

Fuente: Autor

Se evalúan las máximas corrientes de cortocircuito según el estándar IEC 60909, en barras de 13,8 y 4,16 kV del sistema.

Como se indicó anteriormente el funcionamiento del sistema eléctrico se procede a realizar la simulación de cortocircuito, de lo cual se obtuvieron los siguientes resultados, el modelado y reporte de cortocircuito se encuentra en el Anexo 6 y 7.

Tabla 25.- Resultados de cortocircuitos en barras IEC.

TAG	Datos de equipo				Condición frente a una falla	I _p [kA]			
	Voltaje de operación [kV]	Corriente nominal [A]	Corriente simétrica I _{sym} [kA]	I pico [kA]		Falla 3Ø	Falla 1Ø	Falla 2Ø	Falla 2Ø + Tierra
SWGR B1	4,16	2500	31	35	Soporta	13,251	0,438	10,116	10,238
SWGR B2	4,16	2500	31	35	Soporta	11,65	0,329	8,987	9,078

SWGR B3	13,8	1250	31	40	Soporta	3,429	4,099	2,675	4,447
SWGR B4	13,8	1250	31	40	Soporta	3,422	4,068	2,67	4,81

Fuente: Autor

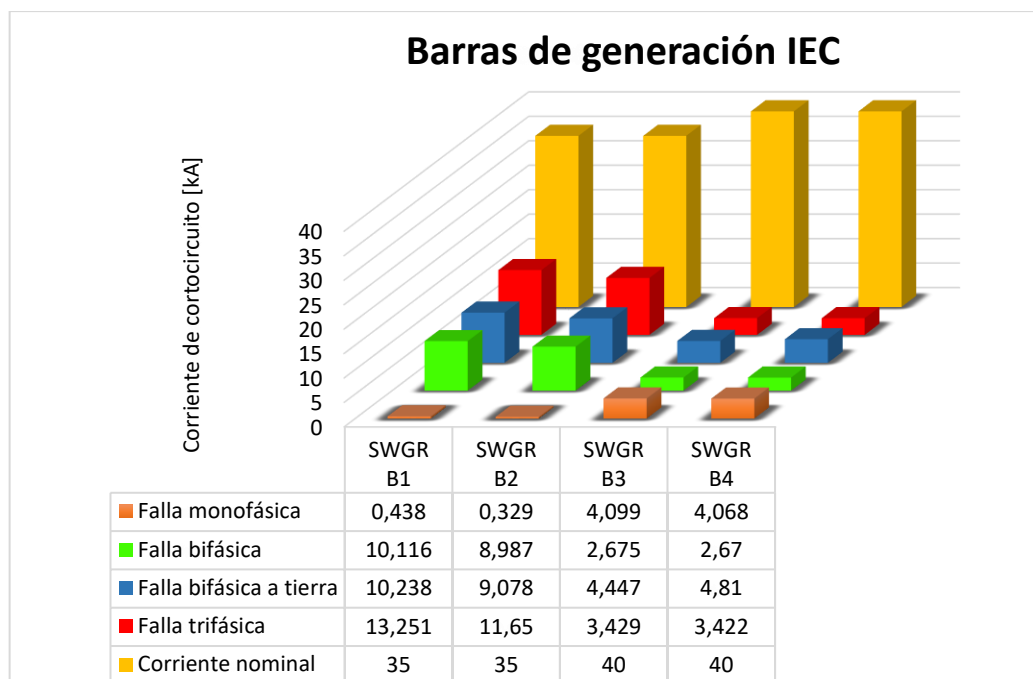


Figura 27.- Resultado cortocircuito en barras de generación IEC.

Fuente: Autor

De acuerdo a los resultados obtenidos todos los equipos swichtgear's que conforman la planta de generación son capaces de soportar corrientes de cortocircuitos ante eventos de fallas trifásicas, monofásicas, bifásicas y bifásicas a tierra, en este escenario se presenta valores mayores de corrientes de cortocircuitos en las fallas trifásicas.

Tabla 26.- Resultados de cortocircuitos en barras ANSI

TAG	Datos de equipo				Condición de diseño frente a una falla	Ip [kA]			
	Voltaje de operación [kV]	Corriente nominal [A]	Corriente simétrica I sym [kA]	Corriente asimétrica I asym [A]		Falla 3Ø	Falla 1Ø	Falla 2Ø	Falla 2Ø + Tierra
SWGR B5	0,48	2500	65	62	SOPORTA	28,003	29,489	23,483	29,169

SWGR B6	4,16	2000	40	62	SOPORTA	7,589	0,219	6,12	6,181
SWGR B8	0,48	6000	40	65	SOPORTA	50,478	56,483	41,284	56,854
SWGR B9	0,48	4000	42	42	SOPORTA	36,985	40,309	30,704	40,805
SWGR B10	13,8	1200	25	25	SOPORTA	3,14	3,51	2,47	3,738

Fuente: Autor

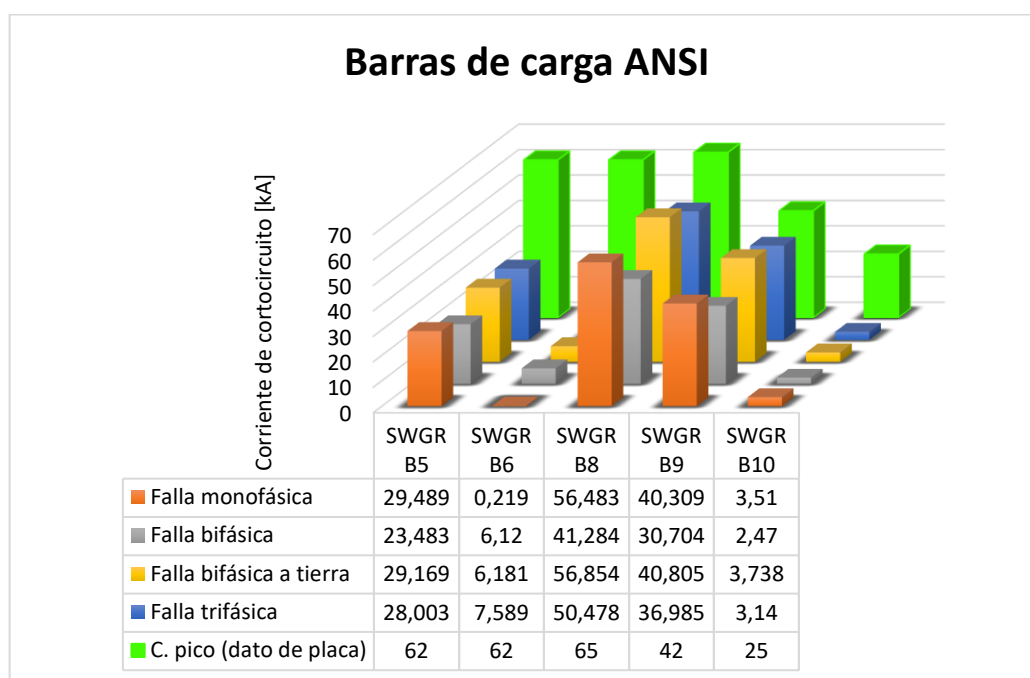


Figura 28.- Resultado cortocircuito en barras ANSI.

Fuente: Autor

De acuerdo a los resultados obtenidos en todos los switchgear, tanto de generación como de carga que conforman el sistema eléctrico. Estos son capaces de soportar corrientes de cortocircuito ante eventos de fallas: trifásicas, monofásicas, bifásicas y bifásicas a tierra; cuando los transformadores T3, T4 y T7 se encuentran en mantenimiento o Stand By.

3.7. Condiciones iniciales de protecciones

Realizar el estudio de coordinación de protecciones eléctricas en el campo Oso B, cuya finalidad es proteger al sistema de potencia asociado de daños causados por

sobrecorriente que pueden ocasionar la pérdida de equipos, fallas en el sistema y que representan un peligro para el personal.

El estudio abarcará los componentes del sistema eléctrico, a nivel 4,16 y 13,8 kV y las barras de 480V, que han sido consideradas como cargas puntuales. El documento comprende la calibración y coordinación de los equipos de protección (relés y circuit breakers) existentes, para establecer su selectividad durante cualquier condición anormal (perturbación y/o falla) que pudiera presentarse en el sistema eléctrico.

El Estudio proveerá la siguiente información:

- Los ajustes de todos los equipos de protección eléctricos.
- Las Curvas Corriente Tiempo (TCC's) para proveer coordinación.

3.8. Criterios para estudio

Se utilizaron los siguientes criterios generales:

- Los tiempos de eliminación de las fallas varían de acuerdo con la tecnología utilizada.
- Debido a que los relés de protección son de tecnología numérica, se recomienda márgenes de coordinación de protecciones de 100 a 150 milisegundos entre relés.
- El tiempo de coordinación para los relés electrónicos está entre 0,08 y 0,3 segundos. El valor escogido depende del valor de la corriente de falla, así como también a que equipo de interrupción están operando los relés.
- La corriente de inrush para transformadores de 500 a 2500 kVA se ha considerado de 8 veces, mientras que para transformadores mayores de 2500 kVA sea de 10 veces.
- El pick-up de la función 51 se ajusta con el menor valor de entre 1,05-1,25 veces la corriente nominal del equipo protegido o la corriente nominal del CT del relé asociado (también se analiza curvas de daño de los equipos).

- El caso de estudio se lo realiza con 7 unidades de generación en línea, con el criterio de tener una unidad de generación en Stand By o por mantenimiento de la misma como se indica en la figura 26.

3.9. Estudio de coordinación de protecciones

A continuación, se describen los principales elementos que intervienen en el sistema de protecciones, el detalle de protecciones en equipos se encuentra en el Anexo 8.

Tabla 27.- Lista de dispositivos de protección.

Lista de dispositivos de protección				
SWGR	Cubículo / CB-TAG	Observación	Protección	
			Función	Marca/Tipo
SWGR-LV (480V)	CB-SWGR LV-01 CB-SWGR LV-02	Incoming SWGR	50/51,50N/51N	VAMP 230
SWGR-B7503 (13800V)	CB-B7503-08 CB-B7503-07	Protección trafos 1,9MVA SDT-B7501 SDT-B7502	50/51, 50N/51N, 27,59	VAMP 230
	CB-B7503-06 CB-B7503-05	Incoming desde trafos SUT-B7501 SUT-B7502	50/51, 50N/51N, 27,59	VAMP 230
	CB-B7503-02	Protección trafo 10MVA XFMP-B75001	50/51,50N/51N 27,59, 87T	VAMP 230 GE T60
	CB-B7503-01	TIE BREAK	50/51,50N/51N 27, 59	VAMP 230
SWGR-B7504 (13800V)	CB-7504-01	TIE BREAK	50/51, 50G/51G	GE F60
	CB-7504-010	Incoming dese trafos SUT-B7503	50/51, 50G/51G 27, 59	GE F60
	CB-7504-004	Protección trafo 10MVA XFMP-B75002	50/51, 50G/51G 27, 59, 87T	GE F60
	CB-7504-08 CB-7504-09	Protección tranfos 2,5MVA SDT-B7505 SDT-B7506	50/51, 50G/51G	GE F60
	CB-7504-11	Protección tranfos 2,5MVA SDT-B7507	50/51, 50G/51G	GE F60

	CB-7504-06 CB-7504-07	Oso I	50/51, 50G/51G	GE F60
SWGR-B7501 (4160V)	CB-B7501-01 CB-B7501-02 CB-B7501-03 CB-B7501-04	Protección generadores MG-B7501 MG-B7502 MG-B7503 MG-B7504	50/51, 50G/51G 46, 59, 27, 81, 81U, 40, 32, 87G	VAM 210 VAM 265 KYONGBO GDR- B01
	CB-7501-05	Protección tranfos SDT-B7501	50/51, 50N/51N 27, 59, 87T	VAMP 210
SWGR-B7502 (4160V)	CB-B7502-05 CB-B7502-06 CB-B7502-07 CB-B7502-08	Protección generadores MG-B7505 MG-B7506 MG-B7507 MG-B7508	50/51, 50G/51G 46, 59, 27, 81, 81U, 40, 32, 87G	VAM 210 VAM 265 KYONGBO GDR- B01
	CB-7502-05 CB-7502-06	Protección tranfos SDT-B7502 SDT-B7503	50/51, 50N/51N, 27, 59, 87T	VAMP 210
SWGR-B75000 (480V)	52-G7 52-G2	Protección Incoming SWGR-B75000	L, S, I, G 50/51, 50N/51N	GE F60
SWGR-B75003 (480V)	CB-INC1-B7503 CB-INC2-B7503	Protección Incoming SWGR-B75003	L, S, I, G	TRIP DEVICE SACE PR112_ABB
VFI-I75000 (13800V)	CB-BAHIA 1	Incoming VFI-I75000	51, 51G, 27, 59	MICOMP P-139
	CB-BAHIA 2	Incoming VFI-I75000	51, 51G, 27, 59	MICOMP P-139

Fuente: Autor

3.10. Casos de estudios.

A continuación, se presenta los casos de estudio simulados en las barras y transformadores principalmente las protecciones 50/51 ya que las mismas han sido afectadas al momento de ingresar el PAD Oso I, produciendo un incremento de carga en el sistema eléctrico por lo que se ha sido necesario realizar el estudio de protecciones.

Tabla 28.- Lista de dispositivos de protección.

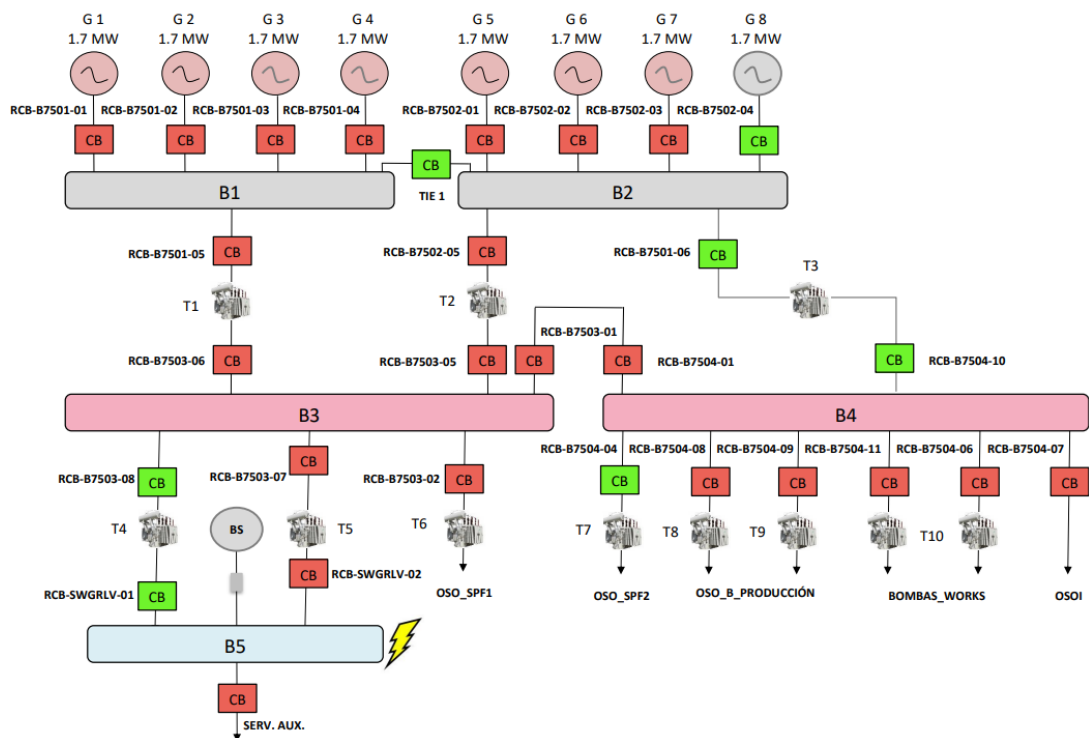
CASO	G1	G2	G3	G4	G5	G6	G7	B5	B4	T1	T6	T10
1	-	-	-	-	-	-	-	F	-	-	-	-
2	-	-	-	-	-	-	-	-	F	-	-	-
3	-	-	-	-	-	-	-	-	-	F	-	-
4	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	F	-
5	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	F

Fuente: Autor

3.11. Protección por fase.

3.11.1. Falla trifásica SWGR B5 480V (Fase)

Para protección de los servicios auxiliares se cuenta con relés en el lado primario y secundario de los transformadores. La protección primaria se encuentra en el lado secundario de los transformadores.



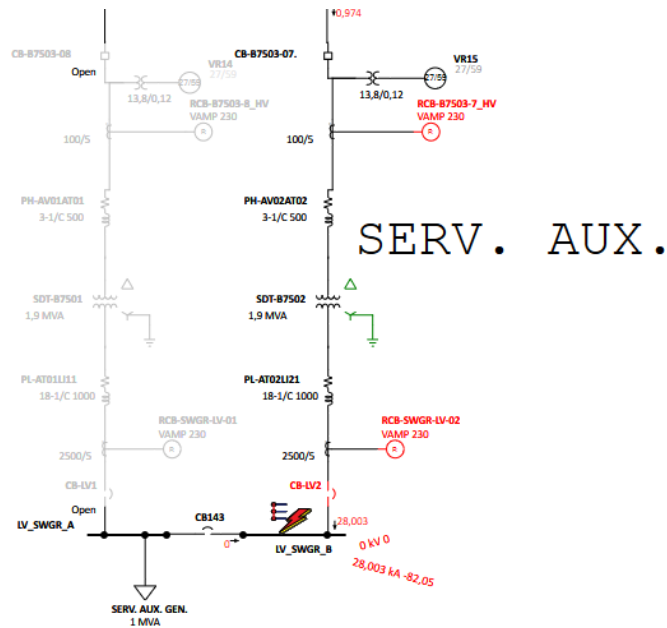


Figura 29.- Falla en SWGR B5 480 V.

Fuente: Autor

Las curvas de protección y tiempos de operación son las siguientes:

Sequence-of-Operation Events - Output Report: Untitled

3-Phase (Symmetrical) fault on bus: LV_SWGR_B

Data Rev.: Base Config: LOAD FLOW Date: 02-15-2023

Time (ms)	ID	If (kA)	T1 (ms)	T2 (ms)	Condition
30,0	CB-LV2	28,003	1,0	30,0	Phase
60,0	RCB-SWGR-LV-02	28,003	60,0		Phase - OC1 - 50
110	CB-LV2		50,0		Tripped by RCB-SWGR-LV-02 Phase - O
201	RCB-B7503-7_HV	0,974	201		Phase - OC1 - 51
261	CB-B7503-07.		60,0		Tripped by RCB-B7503-7_HV Phase - OC

Figura 30.- Tiempos de operación CB-LV2.

Fuente: Autor

La operación principal opera en un tiempo de 60 + 50 ms (apertura del breaker CB-LV2) que da un tiempo total de 110ms por medio del relé RCB-SWGR-LV-02 y la protección secundaria detecta la falla en 201ms por medio del relé RCB-SWGR-LV-02 y apertura de breaker (CB-LV2) a 261ms.

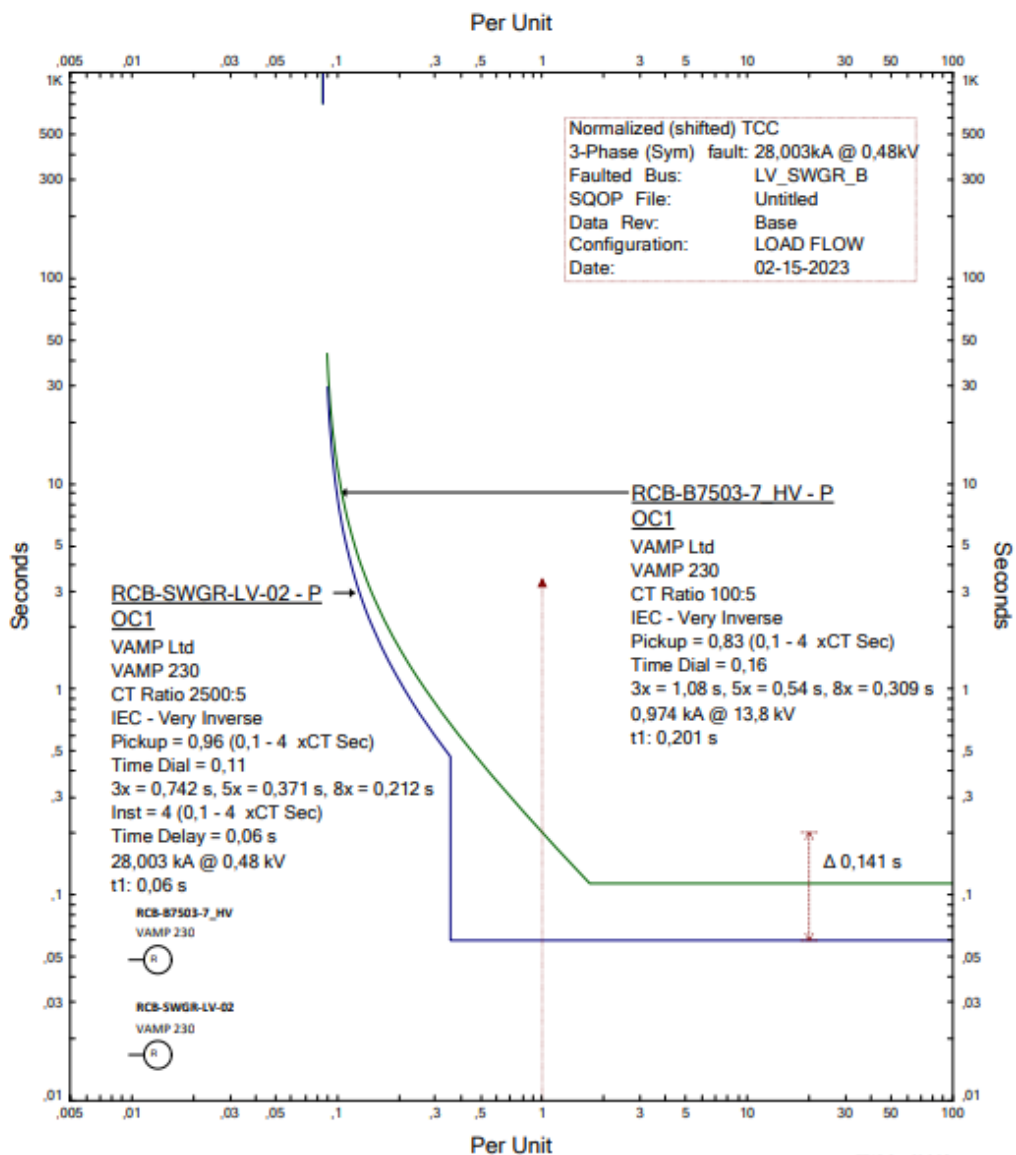


Figura 31.- Curvas de protección barra B5 de servicios auxiliares (FASE)

Fuente: Autor

De las curvas se establece que la coordinación de protecciones ante fallas trifásicas en la barra de 480V de los servicios auxiliares de la central de generación se encuentran de manera adecuada para la operación principal y la de respaldo, siendo estas el relé y dispositivo de disparo de la entrada a la barra de 480V (RCB-SWGR-LV-02-P & CB-LV2).

3.11.2. Falla SWGR B4 13,8 kV (Fase)

Se realiza una simulación en una falla es este SWGR con la finalidad de obtener una operación de acuerdo a la siguiente secuencia de operación.

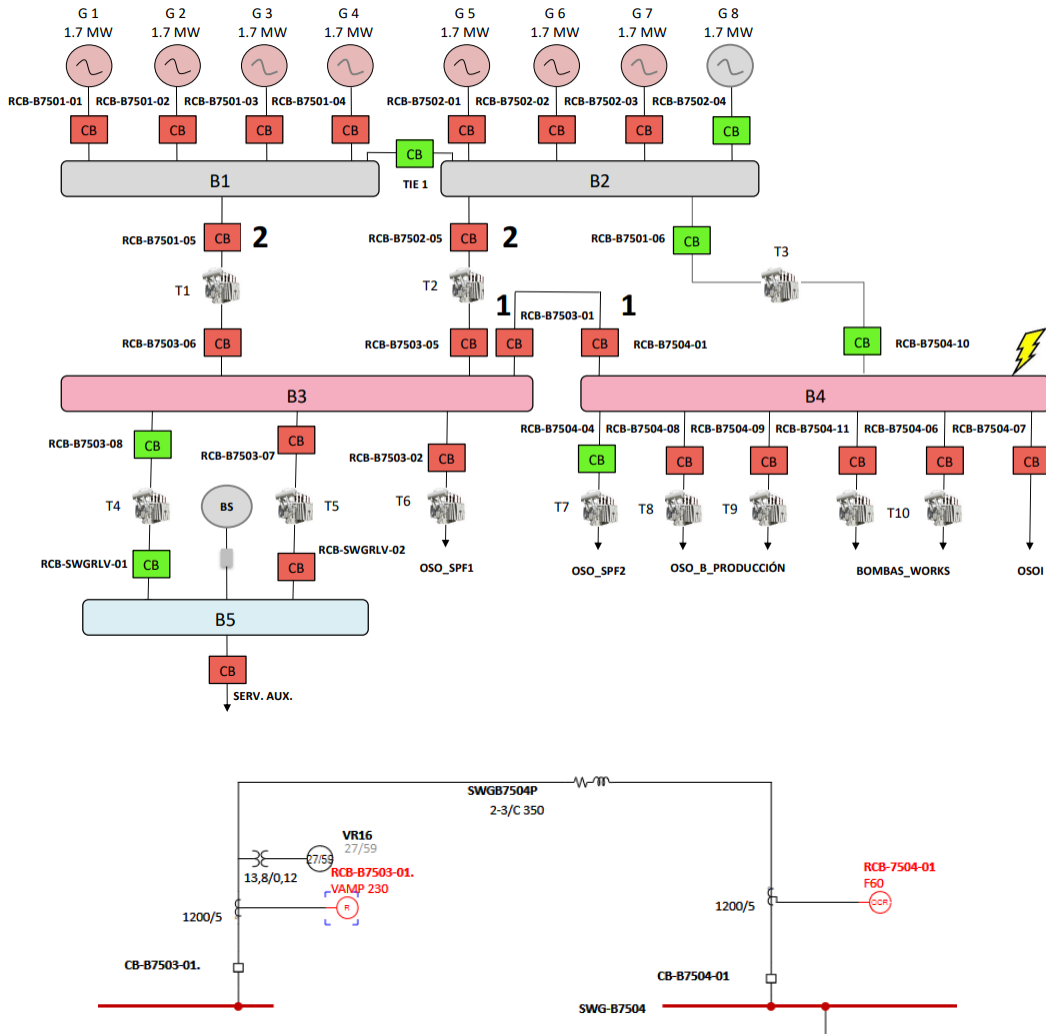


Figura 32.- Falla en SWGR B4 de 13,8 kV.

Fuente: Autor

Los relés correspondientes del lado secundario (RCB-B7503-06) y primario (RCB-B7503-05), no realizan la operación debido a que estos están parametrizados de forma que actúen por una protección direccional, viendo en reversa del flujo de potencia.

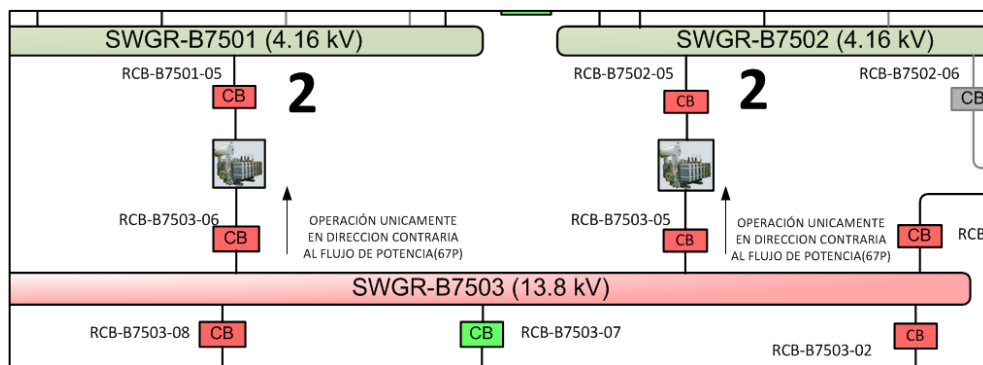


Figura 33.- Relés por protección direccional.

Fuente: Autor

Las curvas de protección y tiempos de operación son las siguientes:

Sequence-of-Operation Events - Output Report: Untitled

3-Phase (Symmetrical) fault on bus: SWG-B7504

Data Rev.: Base Config: LOAD FLOW Date: 02-15-2023

Time (ms)	ID	If (kA)	T1 (ms)	T2 (ms)	Condition
236	RCB-7504-01	3.422	236		Phase - OC1 - 51
236	RCB-B7503-01.	3.422	236		Phase - OC1 - 51
296	CB-B7503-01.		60.0		Tripped by RCB-B7503-01. Phase - OC1
296	CB-B7504-01		60.0		Tripped by RCB-7504-01 Phase - OC1 - 51
703	RCB-B7501-05_HV	6.253	703		Phase - OC1 - 51
763	CB-B7501-05		60.0		Tripped by RCB-B7501-05_HV Phase - C
870	RCB-B7502-05_HV	5.098	870		Phase - OC1 - 51
930	CB-B7502-05		60.0		Tripped by RCB-B7502-05_HV Phase - C

Figura 34.- Tiempos de operación de CB-B7504-01.

Fuente: Autor

La operación principal opera en un tiempo de 236+60 ms para la apertura del breaker (CB-B7504-01) por medio del relé RCB-7504-01 y simultáneamente actúa el CB-7503-01. por medio del relé RCB-B7503-01, ya que en el intermedio de estas dos protecciones se encuentra únicamente la línea de energización como se indica en el diagrama de bloques.

La protección secundaria actúa en un tiempo de 703+60 ms para la apertura del breaker (CB-B7501-05) por medio del relé RCB-B7501-05_HV.

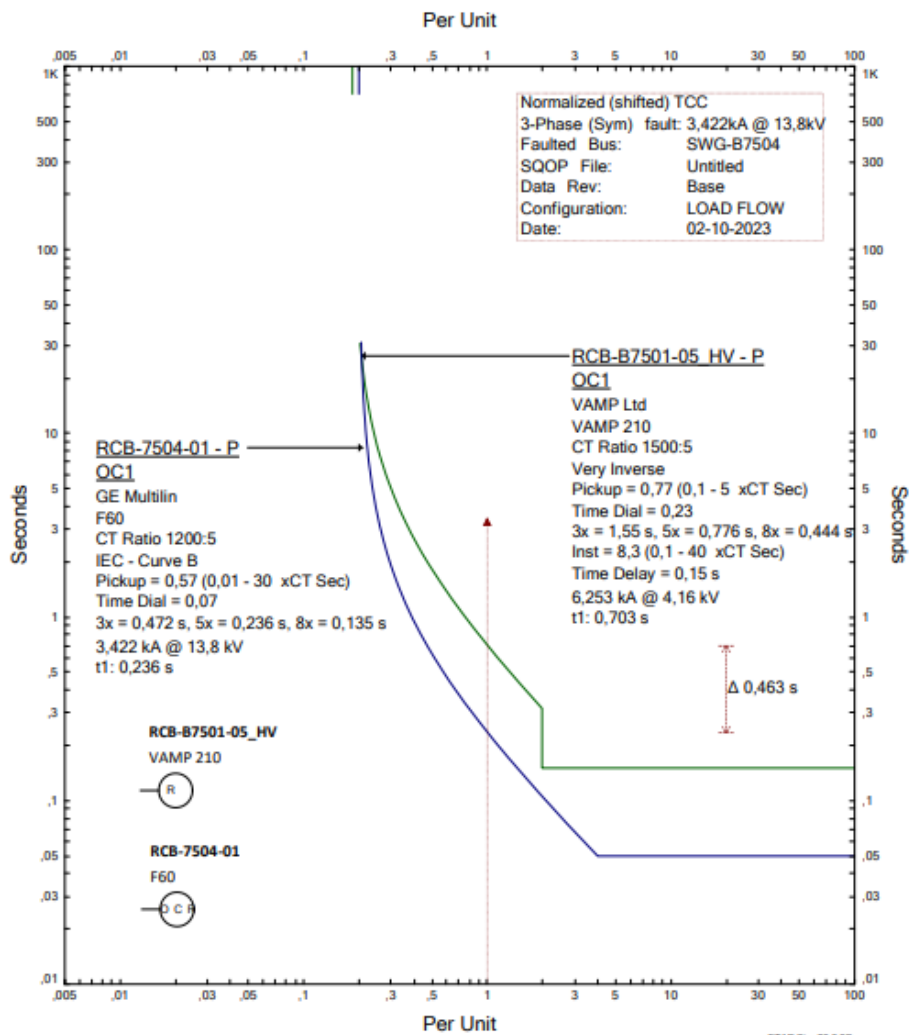


Figura 35.- Curvas de protección barra B4.

Fuente: Autor

Una vez realizado las diferentes simulaciones de falla en los alimentadores de carga se obtienen los nuevos sets de calibración de Pickup y Time Delay para proteger la barra 4, en la siguiente tabla se observa el nuevo set de calibración propuesto.

Tabla 29.- Nuevo set de calibración.

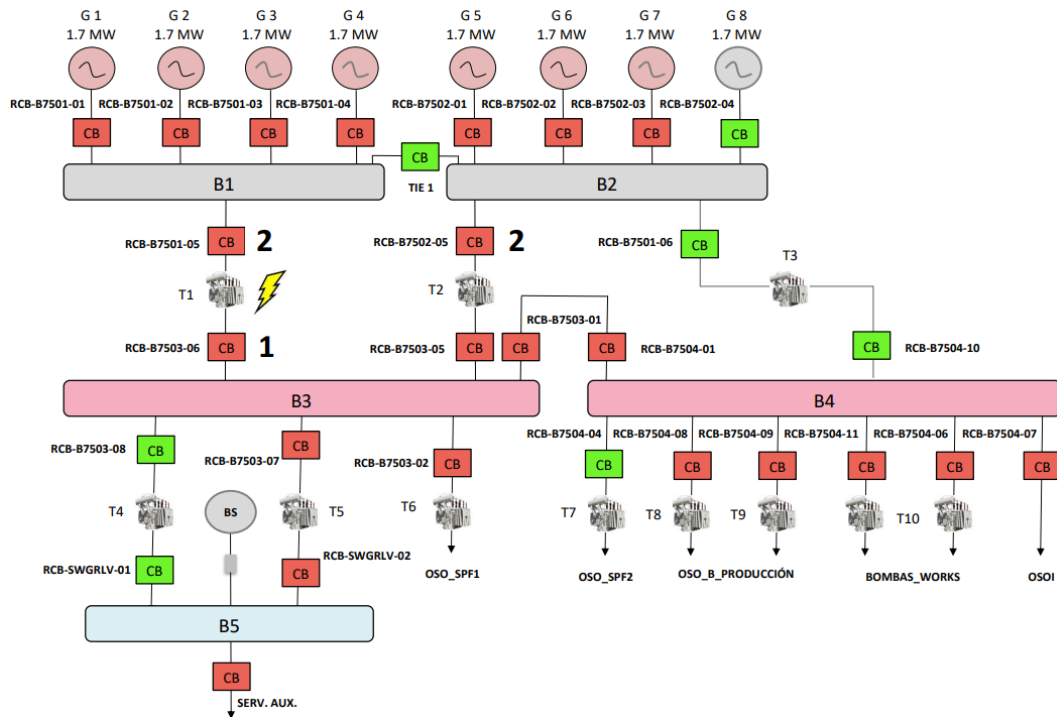
Phase Overcurrent		
Parameter	RCB-7504-1	
	Anterior	Nuevo
Pickup	0,5	0,57
Time Dial	0,7	0,07
Curva	IEC Curve B	IEC Curve B

Fuente: Autor

3.11.3. Falla en transformador T1 8,5 MVA (4,16/13,8 kV) (Fase)

Como se había indicado antes en el lado secundario de cada uno de los transformadores, se tiene parametrizada la protección direccional de fase (67P), a fin de que ante una falla entre el SWGR B1 de generación y el SWGR B3, se tenga la apertura tanto en el lado secundario como en el lado primario. Adicional se debe considerar que estas protecciones actuarían como respaldo de la protección diferencial del transformador (87T) ya que es una diferencial larga pues toma las mediciones de corriente en cada celda del SWGR conectado, y no en los bushing del transformador.

Ante una falla se indica la operación por sobre corriente 51/50 y 67P (reversa).



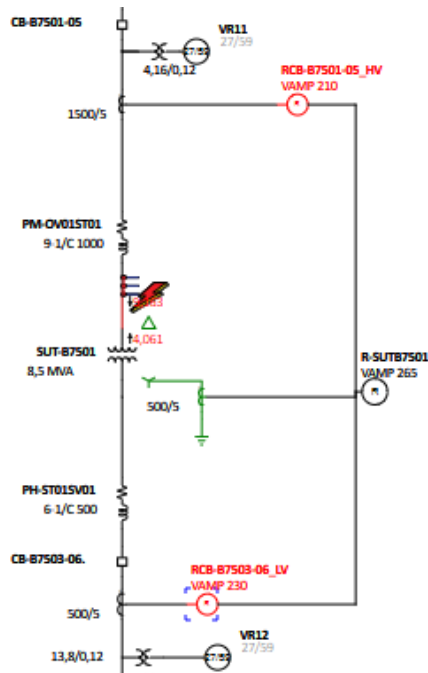


Figura 36.- Falla en transformador T1 de 8,5 MVA.

Fuente: Autor

Las curvas y tiempos de operación se muestran a continuación:

Sequence-of-Operation Events - Output Report: Untitled

3-Phase (Symmetrical) fault on connector between Bus9 & SUT-B7501. Adjacent bus: Bus9

Data Rev.: Base Config: LOAD FLOW Date: 02-15-2023

Time (ms)	ID	If (kA)	T1 (ms)	T2 (ms)	Condition
448	RCB-B7501-05_HV	9.163	448		Phase - OC1 - 51
508	CB-B7501-05		60,0		Tripped by RCB-B7501-05_HV Phase - C
596	RCB-B7503-06_LV	1.224	596		Phase - OC1 - 51 - Reverse
656	CB-B7503-06		60,0		Tripped by RCB-B7503-06_LV Phase - O
881	RCB-B7501-01	2.291	881		Phase - OC1 - 51

Figura 37.- Tiempo de operación CB-B7501-05.

Fuente: Autor

La operación principal opera en un tiempo de 448+60 ms para la apertura del breaker (CB-B7501-05) por medio del relé RCB-B7501-05_HV y la protección secundaria es accionada a los 656 ms (CB-B7503-06.) por medio del relé RCB-7503-06_LV.

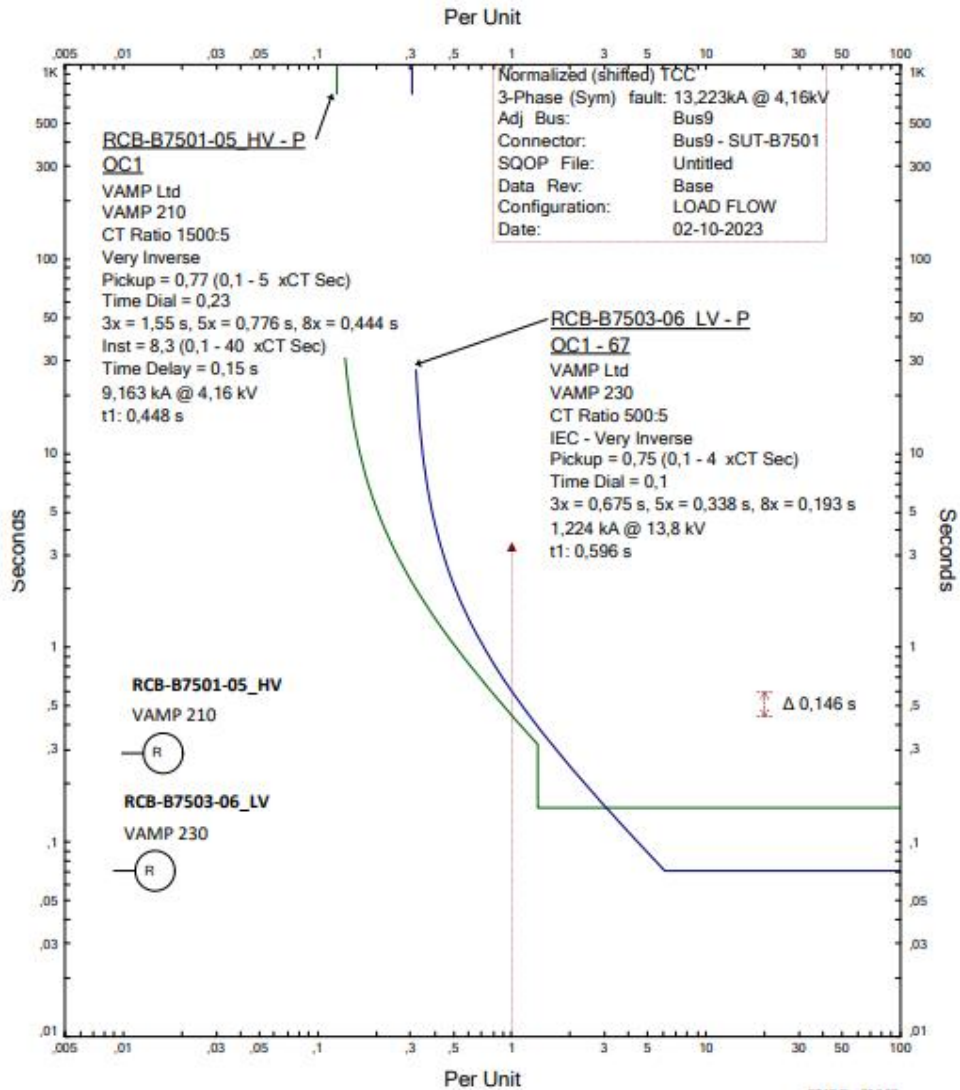


Figura 38.- Curva de protección de transformador T1
Fuente: Autor

3.11.4. Falla de transformador T6, 10 MVA (13,8/4,16 kV) (Fase)

Como se ha observado la alimentación de las cargas desde este transformador se da por medio de dos transformadores de 10MVA conectados desde el SWGR de HHI y otro desde el SWGR B4 (BOP) (a nivel de 13,8 kV), cada uno de los transformadores tiene una protección principal (diferencial larga) que se encuentra cableada y parametrizada desde el lado secundario del transformador. Por lo tanto, como respaldo de esta protección se establece protecciones por sobrecorriente 50/51 las cuales están coordinadas con la curva de protección del secundario del transformador, mediante esto se indica la secuencia de operación y curvas de protección.

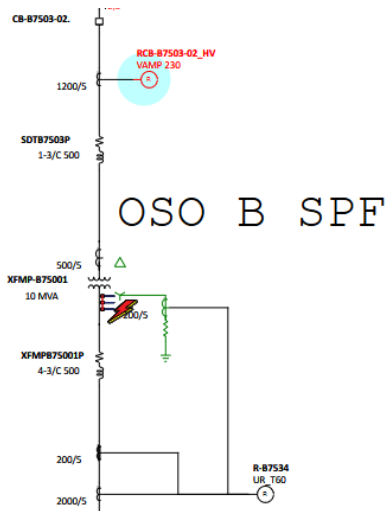
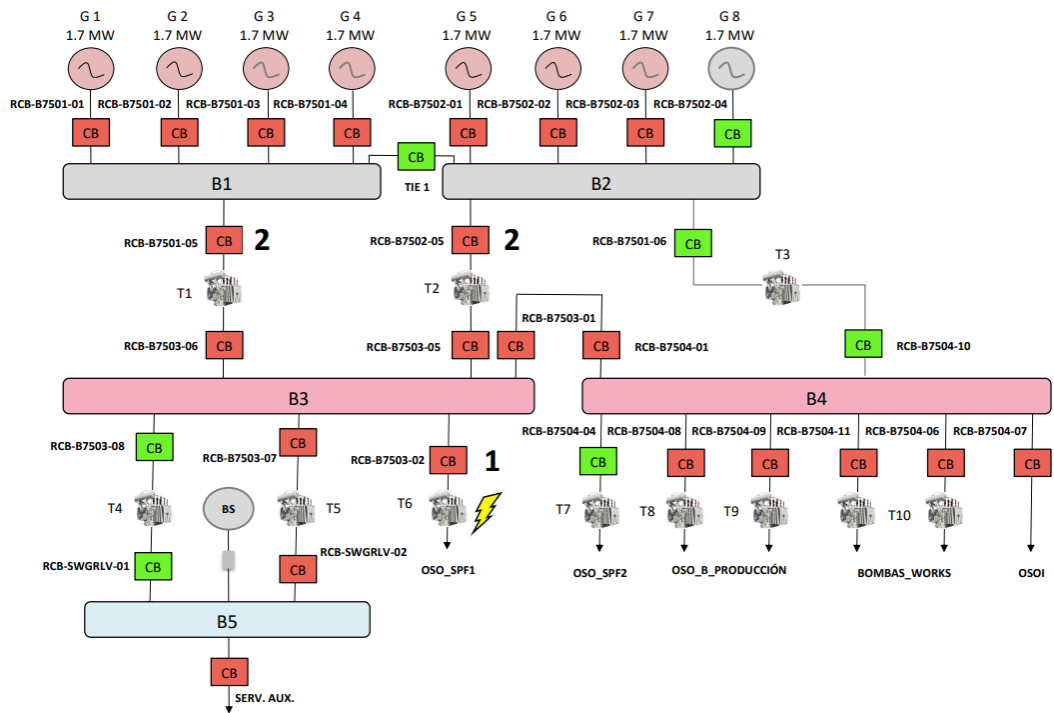


Figura 39.- Falla en transformador T6 de 10 MVA.

Fuente: Autor

Las curvas y tiempos de operación se muestran a continuación:

Time (s)	ID	If (kA)	T1 (ms)	T2 (ms)	Condition
150	RCB-B7503-02_HV	2,288	150		Phase - OC1 - 50
210	CB-B7503-02		60,0		Tripped by RCB-B7503-02_HV Phase - ...
1185	RCB-B7501-05_HV	4,18	1185		Phase - OC1 - 51
1245	CB-B7501-05		60,0		Tripped by RCB-B7501-05_HV Phase - ...
1522	RCB-B7502-05_HV	3,408	1522		Phase - OC1 - 51

Figura 40.- Tiempo de operación CB-B7503-02.

Fuente: Autor

La operación principal opera en un tiempo de 150+60 ms para la apertura del breaker (CB-B7503-02.) por medio del relé RCB-B7503-02_HV y la protección secundaria es accionada a los 1245 ms (CB-B7501-05) por medio del relé RCB-7501-05_HV

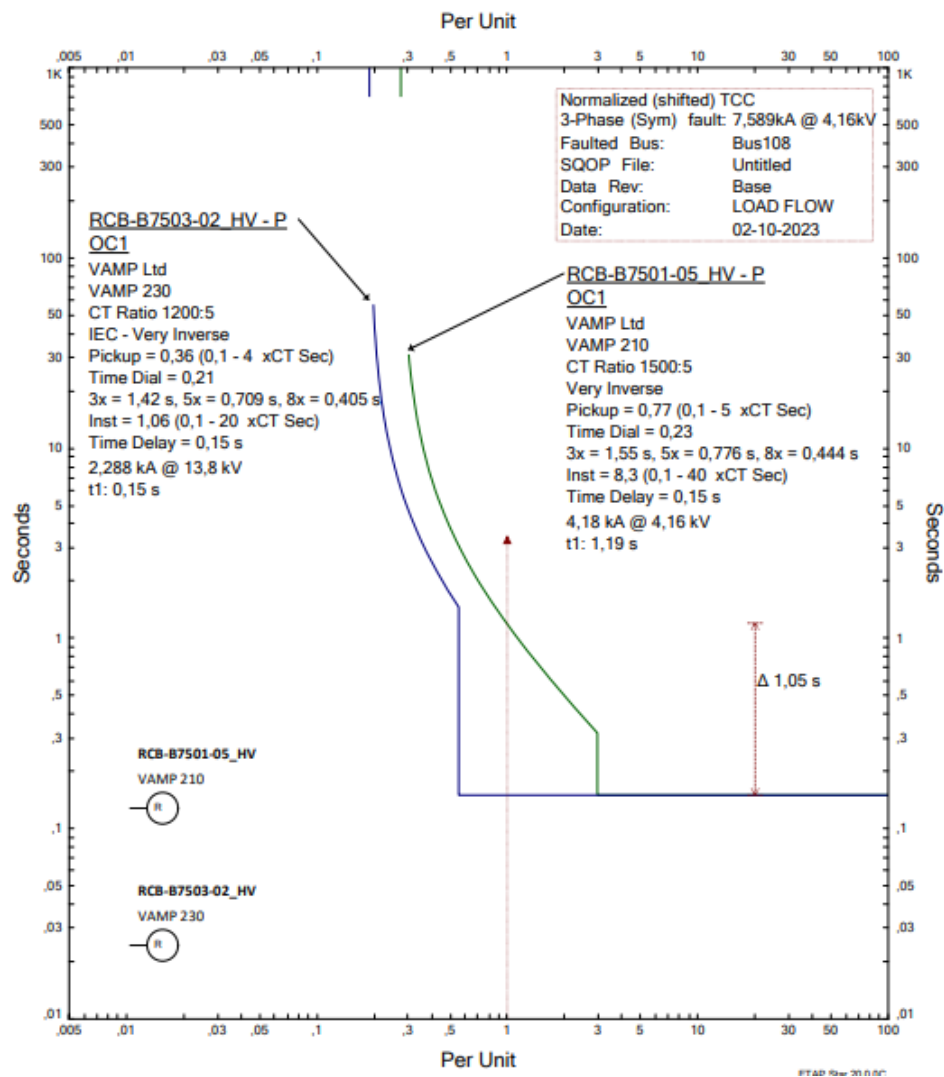


Figura 41.- Curva de protección de transformador T6

Fuente: Autor

3.11.5. Falla en el transformador T10 de 2,5 MVA

Al realizar la presente falla se observa la secuencia de operación de las protecciones primaria y secundaria, de lo cual esta secuencia también aplica para los alimentadores del SWGR B4.

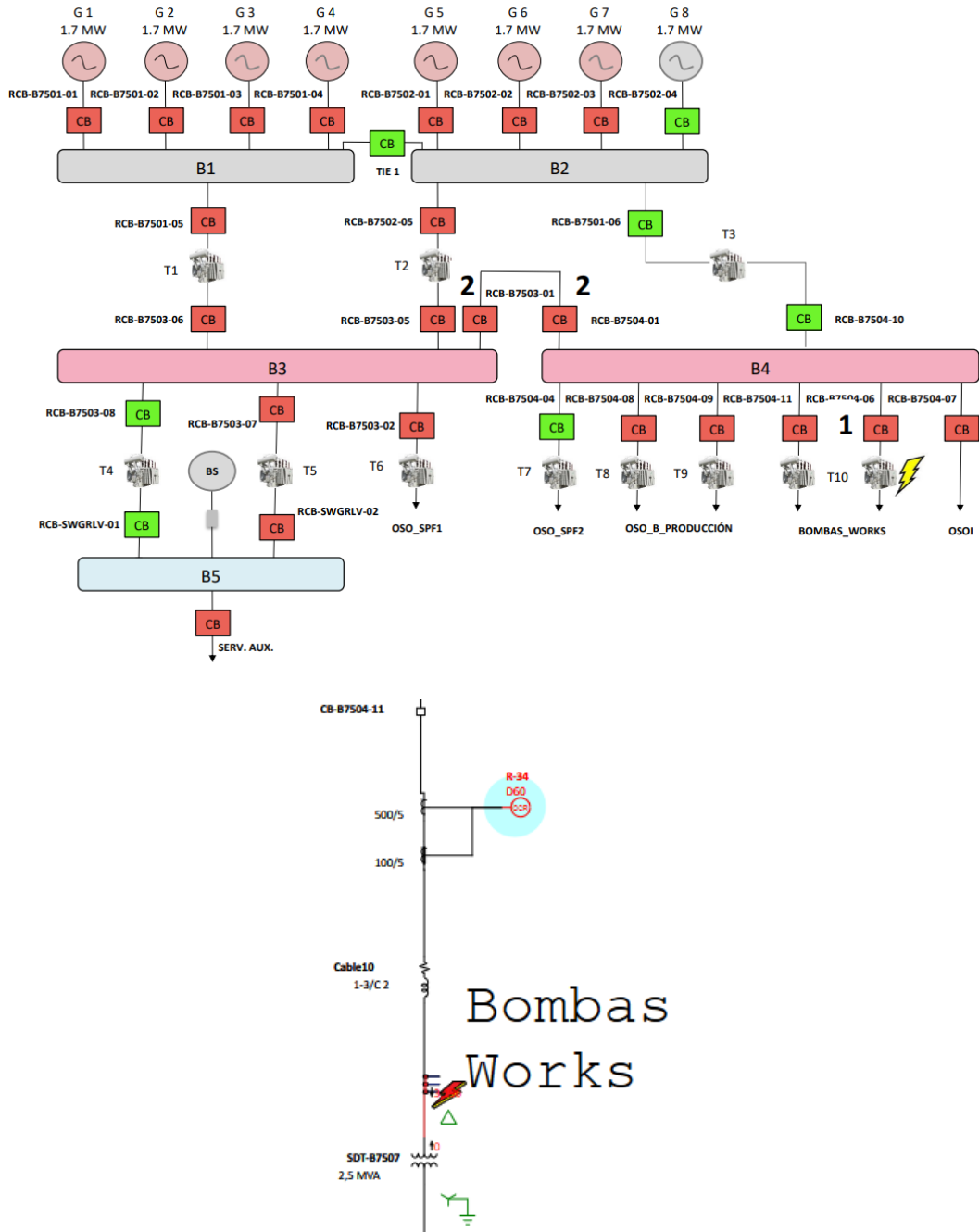


Figura 42.- Falla en transformador T10 de 2,5 MVA.

Fuente: Autor

Sequence-of-Operation Events - Output Report: Untitled					
3-Phase (Symmetrical) fault on connector between Bus109 & SDT-B7507. Adjacent bus: Bus109					
Data Rev.: Base		Config: LOAD FLOW		Date: 02-15-2023	
Time (ms)	ID	If (kA)	T1 (ms)	T2 (ms)	Condition
92.4	R-34	3,296	92.4		Phase - OC1 - 51
124	CB-B7504-11		32,0		Tripped by R-34 Phase - OC1 - 51
247	RCB-7504-01	3,296	247		Phase - OC1 - 51
247	RCB-B7503-01.	3,296	247		Phase - OC1 - 51
307	CB-B7503-01.		60,0		Tripped by RCB-B7503-01. Phase - OC1
307	CB-B7504-01		60,0		Tripped by RCB-7504-01 Phase - OC1 - 51
737	RCB-B7501-05_HV	6,024	737		Phase - OC1 - 51

Figura 43.- Tiempo de operación CB-B7504-11.

Fuente: Autor

La protección principal opera en un tiempo de 92,4+32 ms para la apertura del breaker (CB-B7504-11) por medio del relé R-34, la protección secundaria opera 307 ms para la apertura del breaker (CB-B7504-01&CB-B7503-01.) por medio de los relés (RCB-7504-01&RCB-7503-01.)

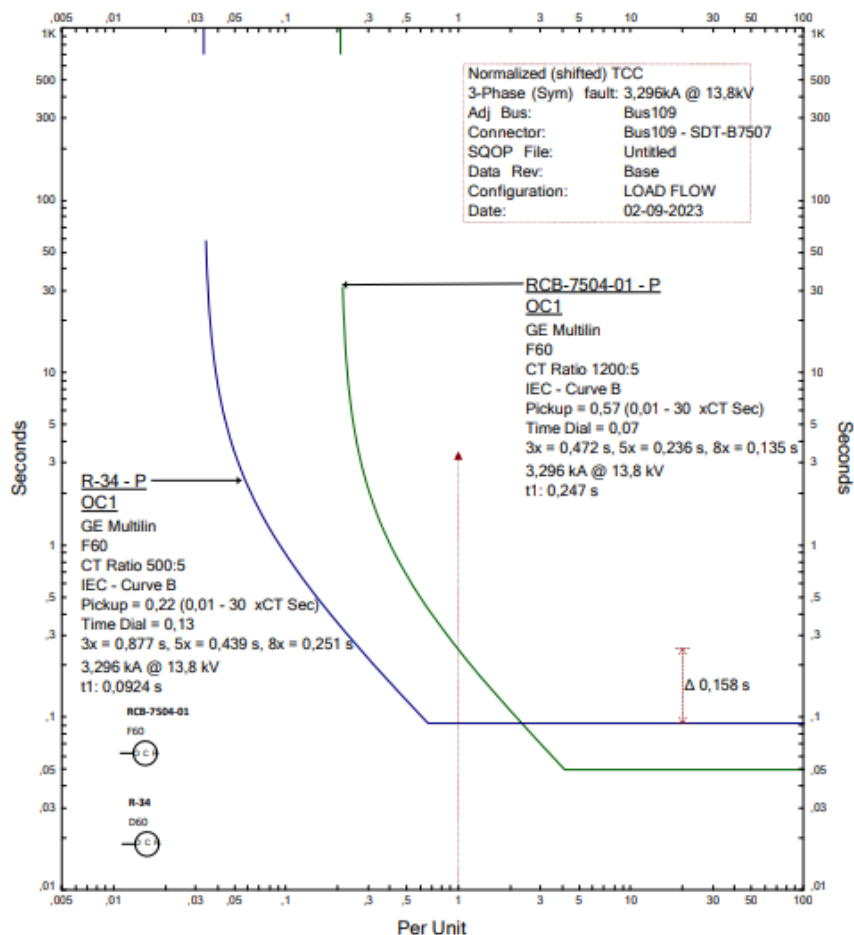


Figura 44.- Curva de protección de transformador T10.

Fuente: Autor

3.12. Protección de tierra

3.12.1. Falla SWGR B5 480V (Tierra)

Dado que a nivel de 480V el sistema de puesta a tierra está dado por los transformadores (T4 & T5) en donde se conecta directamente a tierra por ende la protección solamente estaría enfocada en este lado, puesto que el nivel de 13,8 kV el sistema es DELTA. A continuación, se presenta los tiempos y curvas de operación.

Sequence-of-Operation Events - Output Report: Untitled					
Line-to-Ground (Symmetrical) fault on bus: LV_SWGR_B					
Data Rev.: Base		Config: LOAD FLOW		Date: 08-23-2022	
Time (...)	ID	If (kA)	T1 (ms)	T2 (ms)	Condition
100	RCB-SWGR-LV-02	0.58	100		Neutral - OC1 - 51
110	CB-LV2	0.58	93,0	> 110	Ground
150	CB-LV2		50,0		Tripped by RCB-SWGR-LV-02 Neutral ...

Figura 45.- Tiempo de operación CB-LV2.

Fuente: Autor

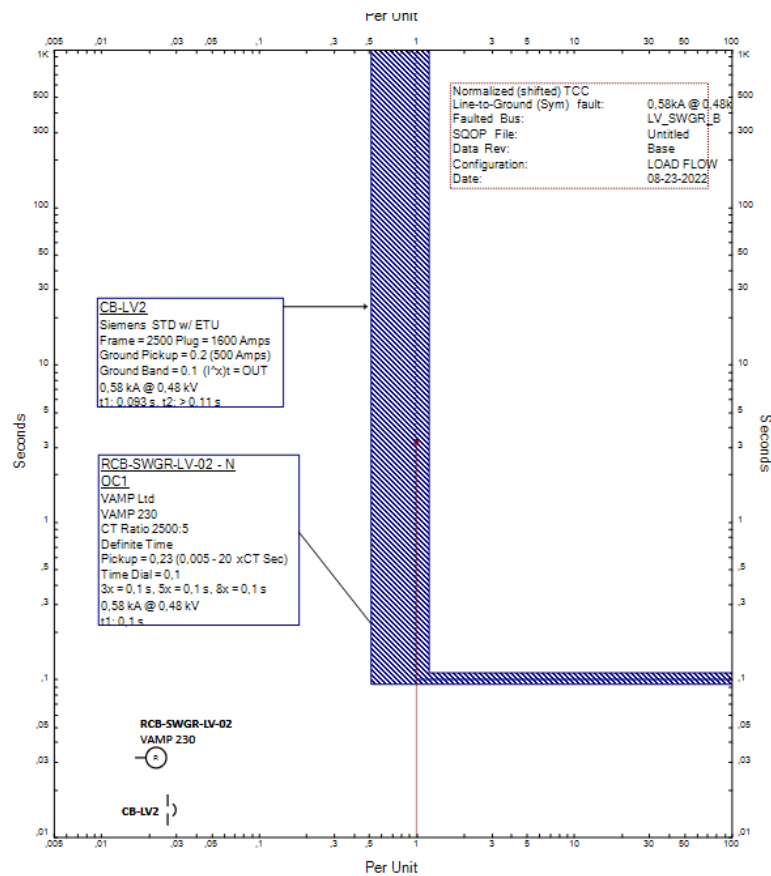


Figura 46.- Curva de protección SWGR B5.

Fuente: Autor

3.12.2. Falla de alimentadores (Tierra)

Se simula la falla en los alimentadores de carga del SWGR B4.

Sequence-of-Operation Events - Output Report: Untitled

Line-to-Ground (Symmetrical) fault on connector between Bus1 & PH-ST01SV01. Adjacent bus: Bus1

Data Rev.: Base Config: LOAD FLOW Date: 08-24-2022

Time (s)	ID	f (kA)	T1 (ms)	T2 (ms)	Condition
353	RCB-B7503-06_LV	1,81	353		Phase - OC1 - 51 - Reverse
400	R-SUTB7501	1,97	400		Ground - OC1 - 51
400	RCB-B7503-05_LV	1,937	400		Ground - OC1 - 51
400	RCB-B7503-06_LV	1,937	400		Ground - OC1 - 51
413	CB-B7503-06		60,0		Tripped by RCB-B7503-06_LV Phase
432	CB-B7503-05		32,0		Tripped by RCB-B7503-05_LV Groun
460	CB-B7501-05		60,0		Tripped by R-SUTB7501 Ground - OC
460	CB-B7503-06		60,0		Tripped by RCB-B7503-06_LV Groun
1202	RCB-B7501-05_HV	4,139	1202		Phase - OC1 - 51
1262	CB-B7501-05		60,0		Tripped by RCB-B7501-05_HV Phasi
1567	RCB-B7502-05_HV	3,345	1567		Phase - OC1 - 51

Figura 47.- Tiempo de accionamiento de protecciones en alimentadores.

Fuente: Autor

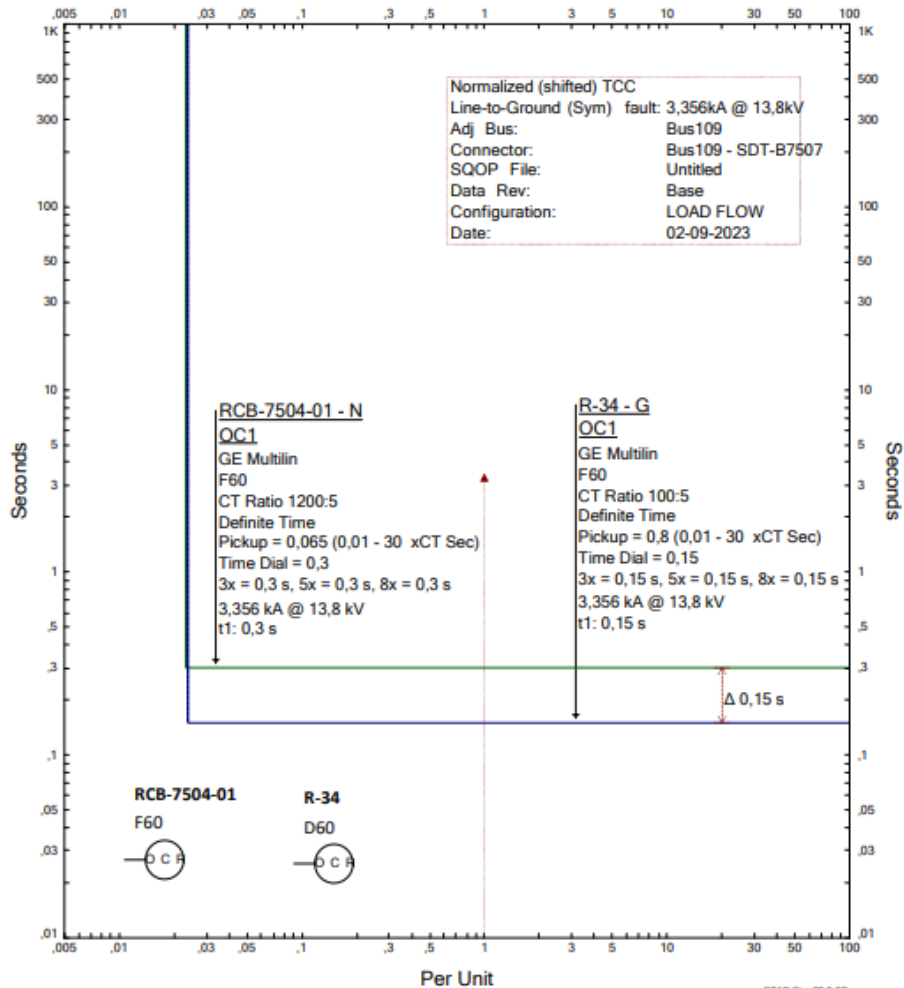


Figura 48.- Curva de protección para alimentadores de B4

Fuente: Autor

3.13. Resumen de secuencia de operación de protecciones

En la siguiente tabla se evidencia cada una de las coordinaciones mediante los relés de protección.

Tabla 30.- Secuencia de operación de protecciones en alimentadores.

Coordinación		I _f máx. [kA]	T1 [ms]	T2 [ms]	Δt [ms]
R1	R2				
OSO I					
R-35	R-7578	3,14	35,1	71,3	36,2
R-39	R-31	3,14	35,1	71,3	36,2
R-7578	RCB-B7504-01	3,14	71,3	263	191,7
BOMBAS WORKS					
R-34	RCB-B7504-01	36,985	164	1073	909
RCB-B7504-01	RCB-B7503-01.	36,985	1073	1073	-
OSO B					
RCB-B7504-08	RCB-B7504-01	50,478	217	603	386
RCB-B7504-09	RCB-B7504-01	50,478	217	603	386
RCB-B7504-01	RCB-B7503-01.	50,478	603	603	-
OSO B SPF					
RCB-B7503-02_HV	CB-B7503-02.	7,589	150	210	60
RCB-B7503-02_HV	RCB-B7501-05_HV	7,589	150	1185	1035
SERVICIOS AUXILIARES					
CB-LV2	RCB-SWGR-LV-02	28,003	30	60	30
RCB-SWGR-LV-02	RCB-B7503-7_HV	28,003	60	201	141

Fuente: Autor

3.14. Análisis técnico económico sin realizar la calibración de protecciones eléctricas

El siguiente análisis se puede evidenciar las pérdidas económicas por producción, a causa de cortes de energía en el sistema eléctrico. En promedio anual estos eventos se presentan de dos a tres veces en el año.

Tabla 31.- Análisis económico sin estudios

PRODUCCIÓN DIARIO [BBL]	PROMEDIO DE APAGADO [H]	# DE CORTES ANUAL	PRECIO BBL [USD]	COSTO DE PERDIDA [USD]
6000	2	2	70	35000

Fuente: Autor

En el presente análisis se puede evidenciar como un corte de energía eléctrica afecta directamente al factor económico y a la vez en la integridad de los equipos tanto de superficie como de fondo.

3.15. Validación técnico-económica de los resultados

Una vez realizado el estudio de protecciones eléctricas en la planta de generación eléctrica, se puede evidenciar un sistema más confiable y exento de tener cortes de energía u ocasionar un SHUTDOWN en todo el sistema eléctrico. Y a su vez ya no existirán pérdidas económicas por fallas o por maniobras en los equipos con los que cuentan cada una de las locaciones.

3.16. Conclusiones

- Los ajustes presentados para los diferentes equipos de protección, cumplen con el criterio de selectividad, rapidez y sensibilidad; es decir ante fallas entre fases o fase tierra se asegura el disparo de la protección principal como se indica en la tabla 30 del sistema. Y de esta forma garantizar la operación continua del sistema eléctrico.
- Como se puede evidenciar en el Anexo 9 y 10 la secuencia de operación de cada relé ha variado después del estudio, y de la misma manera los sets de Pickup y Time Dial se han modificado, por lo que existe una mejora en la coordinación.
- De acuerdo al análisis del estudio cortocircuitos a nivel de 13,8 y 4,16 kV se identifica que las corrientes trifásicas y fase tierra y pico calculadas; son inferiores a las capacidades nominales de los equipos.

- Los límites de cargabilidad de los transformadores en condiciones normales y de emergencia, se basan en los datos del fabricante del equipo (generalmente la máxima sobrecarga en condiciones transitorias es 120% del valor nominal).

3.17. Recomendaciones

- Para incrementar la seguridad en la operación del sistema de carga de Oso B y Oso I, se recomienda realizar un estudio de deslastre de carga; para que así no exista la apertura de varios alimentadores.
- Se recomienda la operación de dos transformadores en paralelo para incrementar la confiabilidad en el sistema. Esta operación en paralelo no es limitada por las corrientes de corto circuito.
- Debido a que el Transformador T5, abastece a los servicios auxiliares de la planta de generación, se recomienda que los transformadores T4 y T5, operen en paralelo.

Referencias bibliográficas

- [1] A. Rodas , «Análisis de los elementos del sistema de protecciones y su importancia para la puesta en servicio de la subestación Chicacao 69/13.8 kv,» Universidad de San Carlos de Guatemala, Guatemala, 2010.
- [2] M. Rivera , «Estudio de las protecciones eléctricas a los variadores de velocidad en las áreas 2100, 2800 y 3100, en Quebrada Honda,» Universidad Nacional del Centro del Perú, Perú, 2020.
- [3] J. Izquierdo, «ESTUDIO DE FLUJOS DE POTENCIA Y ANALISIS DE FALLAS EN SISTEMAS ELECTRICOS DE DISTRIBUCIÓN RADIAL,» 2002.
- [4] A. Calderón , «Análisis de Calibración de los relés para mejorar el sistema de protección de configuración en anillo de la Mina,» Universidad Nacional del Centro de Perú, Perú, 2021.
- [5] J. Pilatásig , «Resiliencia de Sistemas Eléctricos de Potencia mediante la Conmutación de Líneas de Transmisión – Estado del arte,» Universidad Politécnica Salesiana, 2019.
- [6] E. Monagas , B. Palacios y M. Rueda , «Análisis de la estabilidad transitoria de un sistema de generación y transmisión de energía eléctrica. caso: Electricidad de Valencia–Corpoelec.,» vol. 17, n° 3, pp. 57-67, 2010.
- [7] A. Hung , «Mantenimiento centrado en confiabilidad como estrategia para apoyar los indicadores de disponibilidad y paradas forzadas en la Planta Oscar A. Machado EDC,» 2008.

[8] J. Caratar , A. Valencia , G. Delgado y C. Chamorro , «Evaluación de técnicas de inteligencia artificial utilizadas en el diagnóstico de fallas en plantas de potencia,» pp. 177-189, 2020.

[9] M. Wong , «Simulación de relevadores de protección y localización de fallas por onda viajera,» 2019.

[1 F. Chapi, «DETERMINACIÓN DE AJUSTES DE LA PROTECCIÓN DE
0] SOBRECORRIENTE EN BASE A LA ESTIMACIÓN DE CORRIENTES DE
CORTOCIRCUITO USANDO MEDICIONES LOCALES,» 2019.

[1 F. Olvera , «Relevadores de Protección,» Universidad Autónoma de Nuevo
1] León, México, 1999.

[1 I. Renuncio , «Equipo Electrico y Control de una Grúa; Portacontenedores de
2] Puerto,» Universitat Rovira y Virgili, 2002.

[1 M. Lazim , «Protective Devices: Fuses & Circuit Breakers,» 2017.
3]

[1 Industrias GSL, «GSL Industrias,» 2021. [En línea]. Available:
4] [https://industriasgsl.com/blogs/automatizacion/interruptor-de-
potencia#:~:text=Tipos%20de%20interruptor%20de%20potencia,vac%C3%
ADo%20y%20hexafluoruro%20de%20azufre..](https://industriasgsl.com/blogs/automatizacion/interruptor-de-potencia#:~:text=Tipos%20de%20interruptor%20de%20potencia,vac%C3%ADo%20y%20hexafluoruro%20de%20azufre..)

[1 «hyundai-electric.es,» [En línea]. Available: [http://hyundai-
electric.es/media/images/Catalogos/MT-Interruptor-vacio-VCB-eng.pdf](http://hyundai-
5] electric.es/media/images/Catalogos/MT-Interruptor-vacio-VCB-eng.pdf).

[1 illustrationprize, 2022. [En línea]. Available:
6] <https://illustrationprize.com/es/619-arc-extinction.html>.

[1 R. Salman , «Investigating the Impact of Embedded Generation on Relay
7] Settings of Utilities' Electrical Feeders,» *IEEE TRANSACTIONS ON POWER DELIVERY*, vol. 16, nº 2, pp. 1-7, 2011.

[1 C. Mozina , «Interconnect Protection of Dispersed Generators,» Applications
8] Manager, Protection Products and Systems, 2001.

[1 L. Kojovic y R. Willoughby , «Integrattion of Distributed Generation in a
9] Typical USA Distribution System,» Cooper Power Systems, USA, 2000.

[2 J. Berrostequieta y A. Enzunza , «Teoría y Tecnología de los Transformadores
0] de Medida,» Artech , 2017.

[2 Tcontrol, 2020. [En línea]. Available:
1] <https://www.tcontrolsa.com/transformadores-de-corriente/>.

[2 K. Chasi y E. Bonito , «MODELAMIENTO DE UN TRANSFORMADOR
2] ÓPTICO DE CORRIENTE IDEAL PARA SISTEMAS DE PROTECCIONES,» Universidad T[ecnica de Cotopaxi, Latacunga-Ecuador, 2019.

[2 R. Uscamayta, «Estudio de coordinación de protección en la subestación de
3] Totorani acorde a los nuevos cambios de la topología en alta y media tensión para el año 2021,» Universidad Nacional del Altiplano de Puno, Puno-Perú, 2020.

[2 S. Castaño , «Protección de Sistemas Eléctricos,» Universidad Nacional de
4] Colombia, Colombia, 2003.

[2 TECSA, 2021. [En línea]. Available:
5] <https://www.tecsagro.com.mx/blog/transformador-de-potencial/>.

[2 P. Flores y S. Martínez , «Aplicación de Relevador Numérico de distancia P442
6] para la protección de la Líneas de Transmisión,» Universidad Nacional
Autonoma de México, México, 2008.

[2 L. Fernández, «Diseño del Sistema de Control y Protección de una Posición de
7] Línea de 220 kV,» Sevilla, 2018.

[2 M. Gernin , «Manual Electromecánico,» Schneider Electric.
8]

[2 COES, «CRITERIOS DE AJUSTE Y COORDINACION DE LOS
9] SISTEMAS DE PROTECCION DEL SEIN,» 2014.

[3 E. Arroyo, «Protecciones eléctricas en subestación San Francisco 85-
0] 23kV/30MVA,» México, Instituto Politécnico Nacional, 2012.

[3 Proaño, X., Castillo , C., Rosales, G., Guamán , W., & Pesantez, G.,
1] «Desarrollo de una Aplicación Informática para la Calibración y Coordinación
del Relevador de Sobre Corriente 50/51.,» *Revista Técnica*
"energía", pp. 29-36, 2021.

[3 Proaño, X., Bonilla, G., Barahona, E., & Guamán, W., «Evaluación del
2] Funcionamiento de la Protección Diferencial 87 en Transformadores

Monofásicos Ante Presencia de Fallas, Mediante un Prototipo Didáctico.,»
Revista Técnica "energía", pp. 99-109, 2023.

[3 H. S. «Metodología de la Investigación,» McGRAW-HILL, México, 2014.
3]

[3 G. Guevara , A. Verdesoto y N. Castro , «Metodología de la investigación y el
4] conocimiento,» *Mundo de la investigación*, pp. 163-173, 2020.

[3 07B025-SPF-70-ESE-002, «Documento empresarial EP PETROECUADOR».
5]

[3 A. Calderón , «Análisis de la calibración de los relés para mejorar el sistema de
6] Protección de Cnfiguración en le anillo de la mina,» Universidad Nacional del
Centro del Perú, Huancayo - Perú, 2010.

[3 I. 6.-0. IEC Short-circuit currents in three-phase A.C. systems -Part 0:
7] Calculation of currents.

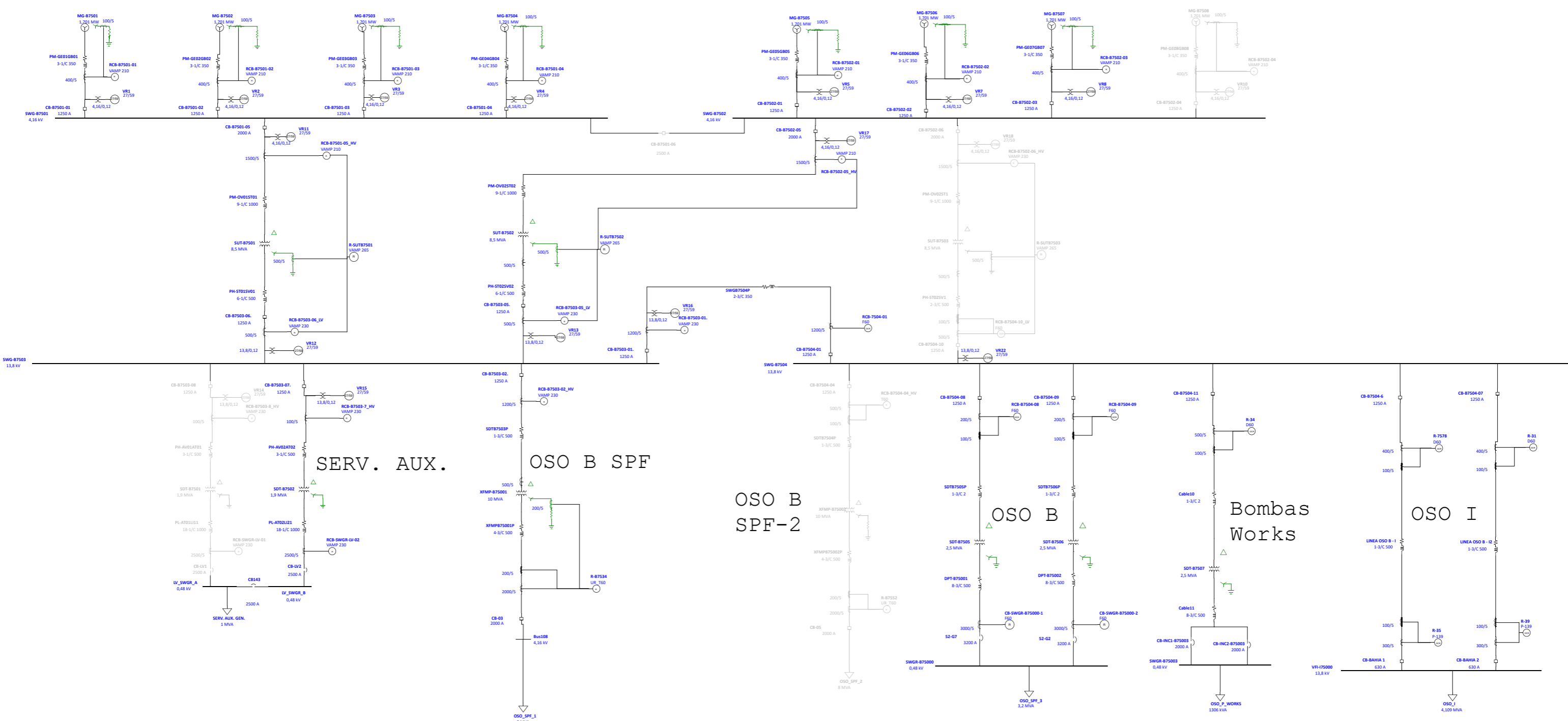
ANEXOS

Anexo 1.- Reasignación de TAG

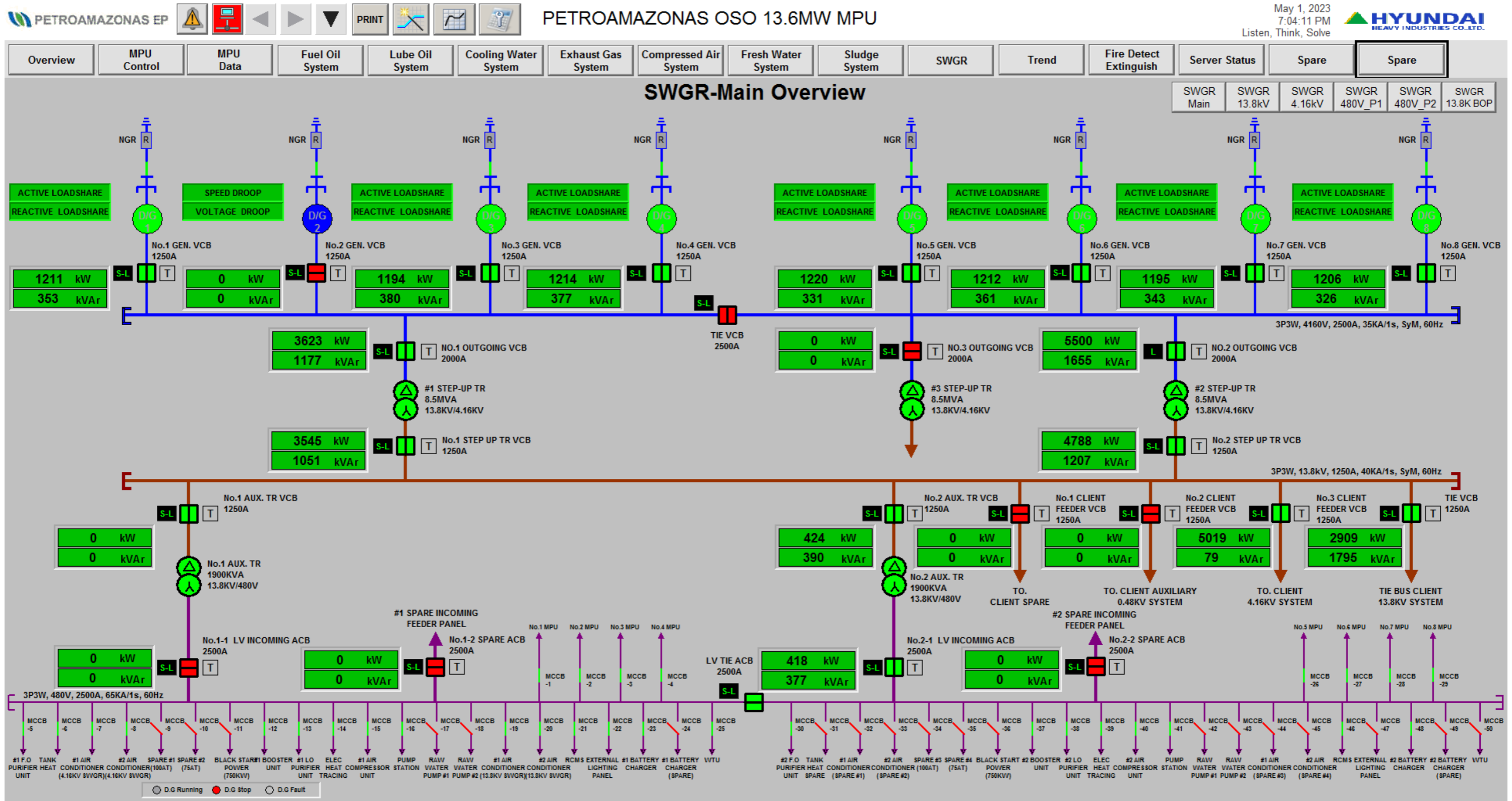
TAG EMPRESARIAL	TAG REASIGNADO
MG-B7501	G1
MG-B7502	G2
MG-B7503	G3
MG-B7504	G4
MG-B7505	G5
MG-B7506	G6
MG-B7507	G7
MG-B7508	G8
SWGR-B7501	B1
SWGR-B7502	B2
SWGR-B7503	B3
SWGR-B7504	B4
SWGR-LV-480V	B5
SWGR-B75000 (SPF)	B6
SWGR-B75000	B8
SWGR-B75003	B9
VFI-I75000	B10
SUT-B7501	T1
SUT-B7502	T2
SUT-B7503	T3
SDT-B7501	T4
SDT-B7502	T5
XFMP-B75001	T6
XFMP-B75002	T7
SDT-B7505P	T8
SDT-B7506P	T9
SDT-B7507	T10

Anexo 2.- Modelado de sistema eléctrico planta de generación.

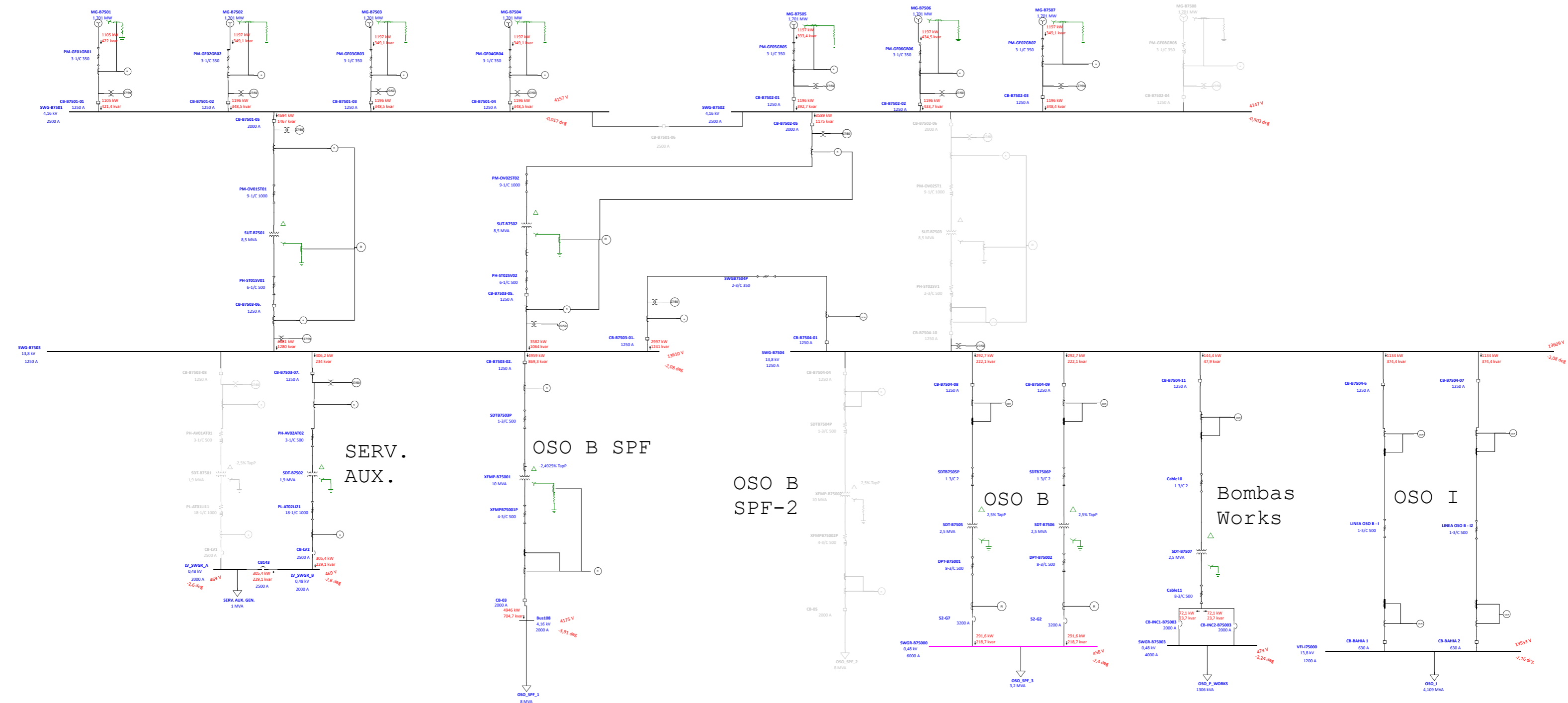
MODELADO PLANTA DE GENERACIÓN HYUNDAI OSO B 13.6 kW



Anexo 3.- Diagrama unifilar planta de generación.



Anexo 4.- Flujo de potencia del sistema eléctrico.



Anexo 5.- Reporte de flujo de potencia.

Project: INGENIERIA DETALLE OSO B
 Location:
 Contract:
 Engineer:
 Filename: OSO

ETAP
 20.0.0C

Study Case: NORMAL

Page: 8
 Date: 01-12-2023
 SN:
 Revision: Base
 Config.: LOAD FLOW

Caso 1

LOAD FLOW REPORT

Bus		Voltage		Generation		Load		Load Flow					XFMR
ID	kV	% Mag.	Ang.	MW	Mvar	MW	Mvar	ID	MW	Mvar	Amp	%PF	%Tap
Bus1	13.800	98.631	-2.1	0.000	0.000	0.000	0.000	SWG-B7503	4.681	1.280	205.9	96.5	
								Bus9	-4.681	-1.280	205.9	96.5	
Bus8	13.800	98.623	-2.1	0.000	0.000	0.000	0.000	SWG-B7503	-0.306	-0.234	16.3	79.5	
								Bus71	0.306	0.234	16.3	79.5	
Bus9	4.160	99.918	0.0	0.000	0.000	0.000	0.000	SWG-B7501	-4.693	-1.465	682.9	95.5	
								Bus1	4.693	1.465	682.9	95.5	
Bus13	0.480	95.654	-2.4	0.000	0.000	0.000	0.000	SWGR-B75000	0.292	0.219	459.3	80.0	
								Bus61	-0.292	-0.219	459.3	80.0	
Bus14	0.480	95.654	-2.4	0.000	0.000	0.000	0.000	SWGR-B75000	0.292	0.219	459.3	80.0	
								Bus62	-0.292	-0.219	459.3	80.0	
Bus26	4.160	99.669	-0.5	0.000	0.000	0.000	0.000	SWG-B7502	-3.589	-1.174	525.8	95.0	
								Bus67	3.589	1.174	525.8	95.0	
* Bus27	4.160	100.000	0.0	1.105	0.422	0.000	0.000	SWG-B7501	1.105	0.422	164.2	93.4	
Bus30	4.160	99.747	-0.5	1.197	0.349	0.000	0.000	SWG-B7502	1.197	0.349	173.5	96.0	
Bus31	4.160	99.751	-0.5	1.197	0.434	0.000	0.000	SWG-B7502	1.197	0.434	177.2	94.0	
Bus32	4.160	99.749	-0.5	1.197	0.393	0.000	0.000	SWG-B7502	1.197	0.393	175.3	95.0	
Bus33	4.160	100.001	0.0	1.197	0.349	0.000	0.000	SWG-B7501	1.197	0.349	173.0	96.0	
Bus34	4.160	100.001	0.0	1.197	0.349	0.000	0.000	SWG-B7501	1.197	0.349	173.0	96.0	
Bus38	4.160	100.411	-3.9	0.000	0.000	0.000	0.000	Bus108	4.948	0.707	690.9	99.0	
								Bus69	-4.948	-0.707	690.9	99.0	
Bus61	13.800	98.552	-2.1	0.000	0.000	0.000	0.000	SWG-B7504	-0.292	-0.222	15.6	79.6	
								Bus13	0.292	0.222	15.6	79.6	2.500
Bus62	13.800	98.552	-2.1	0.000	0.000	0.000	0.000	SWG-B7504	-0.292	-0.222	15.6	79.6	
								Bus14	0.292	0.222	15.6	79.6	2.500
Bus67	13.800	98.629	-2.1	0.000	0.000	0.000	0.000	SWG-B7503	3.582	1.065	158.5	95.9	
								Bus26	-3.582	-1.065	158.5	95.9	
Bus69	13.800	98.603	-2.1	0.000	0.000	0.000	0.000	SWG-B7503	-4.958	-0.868	213.6	98.5	
								Bus38	4.958	0.868	213.6	98.5	-2.493
Bus71	0.480	97.785	-2.6	0.000	0.000	0.000	0.000	LV_SWGR_B	0.306	0.229	470.1	80.0	
								Bus8	-0.306	-0.229	470.1	80.0	
Bus103	4.160	100.001	0.0	1.197	0.349	0.000	0.000	SWG-B7501	1.197	0.349	173.0	96.0	

Project: INGENIERIA DETALLE OSO B

ETAP

Page: 9

Location:

20.0.0C

Date: 01-12-2023

Contract:

SN:

Engineer:

Study Case: NORMAL

Revision: Base

Filename: OSO

Config.: LOAD FLOW

Caso 1

Bus		Voltage		Generation		Load		Load Flow				XFMR	
ID	kV	% Mag.	Ang.	MW	Mvar	MW	Mvar	ID	MW	Mvar	Amp	%PF	%Tap
Bus108	4.160	100.359	-3.9	0.000	0.000	4.946	0.705	Bus38	-4.946	-0.705	690.9	99.0	
Bus109	13.800	98.591	-2.1	0.000	0.000	0.000	0.000	SWG-B7504	-0.144	-0.048	6.5	94.9	
								Bus110	0.144	0.048	6.5	94.9	
Bus110	0.480	98.472	-2.2	0.000	0.000	0.000	0.000	Bus111	0.144	0.047	185.6	95.0	
								Bus109	-0.144	-0.047	185.6	95.0	
Bus111	0.480	98.440	-2.2	0.000	0.000	0.000	0.000	Bus110	-0.144	-0.047	185.6	95.0	
								SWG-B75003	0.072	0.024	92.8	95.0	
								SWG-B75003	0.072	0.024	92.8	95.0	
LV_SWGR_A	0.480	97.699	-2.6	0.000	0.000	0.305	0.229	LV_SWGR_B	-0.305	-0.229	470.1	80.0	
LV_SWGR_B	0.480	97.699	-2.6	0.000	0.000	0.000	0.000	Bus71	-0.305	-0.229	470.1	80.0	
								LV_SWGR_A	0.305	0.229	470.1	80.0	
SWG-B7501	4.160	99.936	0.0	0.000	0.000	0.000	0.000	Bus27	-1.105	-0.421	164.2	93.4	
								Bus103	-1.196	-0.348	173.0	96.0	
								Bus34	-1.196	-0.348	173.0	96.0	
								Bus33	-1.196	-0.348	173.0	96.0	
								Bus9	4.694	1.467	682.9	95.4	
SWG-B7502	4.160	99.683	-0.5	0.000	0.000	0.000	0.000	Bus32	-1.196	-0.393	175.3	95.0	
								Bus31	-1.196	-0.434	177.2	94.0	
								Bus30	-1.196	-0.348	173.5	96.0	
								Bus26	3.589	1.175	525.8	95.0	
SWG-B7503	13.800	98.624	-2.1	0.000	0.000	0.000	0.000	Bus8	0.306	0.234	16.3	79.5	
								Bus1	-4.681	-1.280	205.9	96.5	
								Bus67	-3.582	-1.064	158.5	95.9	
								Bus69	4.959	0.869	213.6	98.5	
								SWG-B7504	2.997	1.241	137.6	92.4	
SWG-B7504	13.800	98.613	-2.1	0.000	0.000	0.000	0.000	Bus109	0.144	0.048	6.5	94.9	
								VFI-I75000	1.134	0.374	50.6	95.0	
								VFI-I75000	1.134	0.374	50.6	95.0	
								Bus61	0.293	0.222	15.6	79.7	
								Bus62	0.293	0.222	15.6	79.7	
								SWG-B7503	-2.997	-1.241	137.6	92.4	
SWG-B75000	0.480	95.465	-2.4	0.000	0.000	0.583	0.437	Bus13	-0.292	-0.219	459.3	80.0	
								Bus14	-0.292	-0.219	459.3	80.0	

Project: INGENIERIA DETALLE OSO B

ETAP

Page: 10

Location:

20.0.0C

Date: 01-12-2023

Contract:

SN:

Engineer:

Study Case: NORMAL

Revision: Base

Filename: OSO

Config.: LOAD FLOW

Caso 1

Bus		Voltage		Generation		Load		Load Flow				XFMR	
ID	kV	% Mag.	Ang.	MW	Mvar	MW	Mvar	ID	MW	Mvar	Amp	%PF	%Tap
SWGR-B75003	0.480	98.440	-2.2	0.000	0.000	0.144	0.047	Bus111	-0.072	-0.024	92.8	95.0	
								Bus111	-0.072	-0.024	92.8	95.0	
VFL-I75000	13.800	98.210	-2.2	0.000	0.000	2.259	0.743	SWG-B7504	-1.130	-0.371	50.6	95.0	
								SWG-B7504	-1.130	-0.371	50.6	95.0	

* Indicates a voltage regulated bus (voltage controlled or swing type machine connected to it)

Indicates a bus with a load mismatch of more than 0.1 MVA

Project: INGENIERIA DETALLE OSO B

ETAP

Page: 11

Location:

20.0.0C

Date: 01-12-2023

Contract:

SN:

Engineer:

Study Case: NORMAL

Revision: Base

Filename: OSO

Config.: LOAD FLOW

Caso 1

Bus Loading Summary Report

Bus			Directly Connected Load								Total Bus Load			
			Constant kVA		Constant Z		Constant I		Generic		MVA	% PF	Amp	Percent Loading
ID	kV	Rated Amp	MW	Mvar	MW	Mvar	MW	Mvar	MW	Mvar				
Bus1	13.800	2000.0									4.853	96.5	205.9	10.3
Bus8	13.800	2000.0									0.385	79.5	16.3	0.8
Bus9	4.160	2000.0									4.917	95.5	682.9	34.1
Bus13	0.480	2000.0									0.365	80.0	459.3	23.0
Bus14	0.480	2000.0									0.365	80.0	459.3	23.0
Bus26	4.160	2000.0									3.776	95.0	525.8	26.3
Bus27	4.160	2000.0									1.183	93.4	164.2	8.2
Bus30	4.160	2000.0									1.247	96.0	173.5	8.7
Bus31	4.160	2000.0									1.273	94.0	177.2	8.9
Bus32	4.160	2000.0									1.260	95.0	175.3	8.8
Bus33	4.160	2000.0									1.247	96.0	173.0	8.7
Bus34	4.160	2000.0									1.247	96.0	173.0	8.7
Bus38	4.160	2000.0									4.998	99.0	690.9	34.5
Bus61	13.800	2000.0									0.367	79.6	15.6	0.8
Bus62	13.800	2000.0									0.367	79.6	15.6	0.8
Bus67	13.800	2000.0									3.737	95.9	158.5	7.9
Bus69	13.800	2000.0									5.034	98.5	213.6	10.7
Bus71	0.480	2000.0									0.382	80.0	470.1	23.5
Bus103	4.160	2000.0									1.247	96.0	173.0	8.7
Bus108	4.160	2000.0			4.946	0.705					4.996	99.0	690.9	34.5
Bus109	13.800	2000.0									0.152	94.9	6.5	0.3
Bus110	0.480	2000.0									0.152	95.0	185.6	9.3
Bus111	0.480	2000.0									0.152	95.0	185.6	9.3
LV_SWGR_A	0.480	2000.0			0.305	0.229					0.382	80.0	470.1	23.5
LV_SWGR_B	0.480	2000.0									0.382	80.0	470.1	23.5
SWG-B7501	4.160	2500.0									4.918	95.4	682.9	27.3
SWG-B7502	4.160	2500.0									3.776	95.0	525.8	21.0
SWG-B7503	13.800	1250.0									8.589	96.2	364.3	29.1
SWG-B7504	13.800	1250.0									3.244	92.4	137.6	11.0
SWGR-B75000	0.480	6000.0			0.583	0.437					0.729	80.0	918.6	15.3
SWGR-B75003	0.480	4000.0			0.144	0.047					0.152	95.0	185.6	4.6
VFI-175000	13.800	1200.0			2.259	0.743					2.378	95.0	101.3	8.4

* Indicates operating load of a bus exceeds the bus critical limit (100.0% of the Continuous Ampere rating).

Indicates operating load of a bus exceeds the bus marginal limit (95.0% of the Continuous Ampere rating).

Project: INGENIERIA DETALLE OSO B
 Location:
 Contract:
 Engineer:
 Filename: OSO

ETAP
 20.0.0C

Study Case: NORMAL

Page: 12
 Date: 01-12-2023
 SN:
 Revision: Base
 Config.: LOAD FLOW

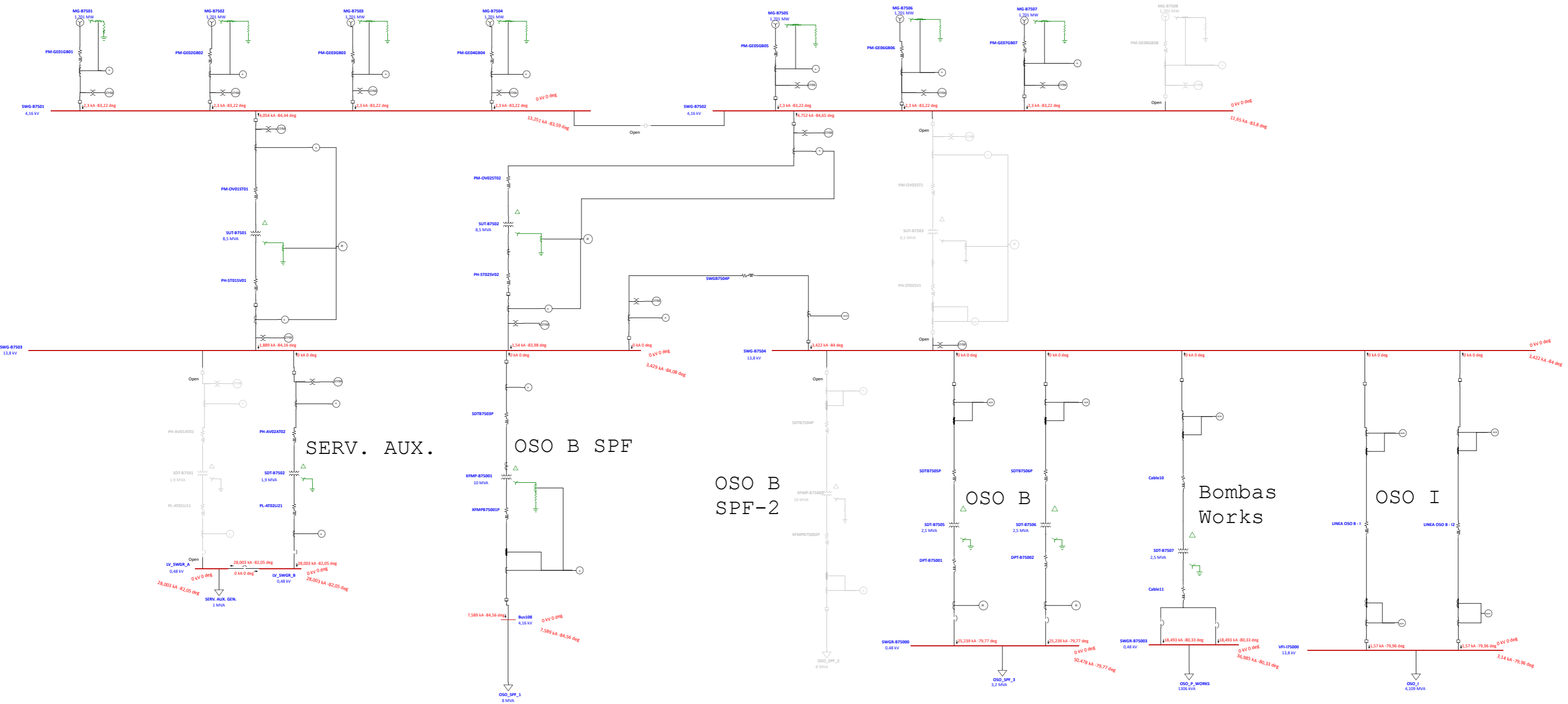
Caso 1

Branch Loading Summary Report

CKT / Branch		Busway / Cable & Reactor			Transformer				
ID	Type	Ampacity (Amp)	Loading Amp	%	Capability (MVA)	Loading (input)		Loading (output)	
						MVA	%	MVA	%
Cable10	Cable	134.73	6.45	4.79					
Cable11	Cable	3155.60	185.56	5.88					
DPT-B75001	Cable	3715.63	459.31	12.36					
DPT-B75002	Cable	3715.63	459.31	12.36					
LINEA OSO B - 1	Cable	435.00	50.65	11.64					
LINEA OSO B - 12	Cable	435.00	50.65	11.64					
PH-AV02AT02	Cable	475.65	16.35	3.44					
PH-ST01SV01	Cable	951.30	205.87	21.64					
PH-ST02SV02	Cable	951.30	158.50	16.66					
PL-AT02L121	Cable	4443.69	470.06	10.58					
PM-GE01GB01	Cable	294.23	164.19	55.80					
PM-GE02GB02	Cable	294.23	173.05	58.81					
PM-GE03GB03	Cable	294.23	173.05	58.81					
PM-GE04GB04	Cable	294.23	173.05	58.81					
PM-GE05GB05	Cable	294.23	175.31	59.58					
PM-GE06GB06	Cable	294.23	177.17	60.21					
PM-GE07GB07	Cable	294.23	173.49	58.96					
PM-OV01ST01	Cable	1867.32	682.92	36.57					
PM-OV02ST02	Cable	2221.85	525.79	23.66					
SDTB7503P	Cable	386.47	213.58	55.26					
SDTB7505P	Cable	135.68	15.59	11.49					
SDTB7506P	Cable	135.68	15.59	11.49					
SWGB7504P	Cable	682.12	137.61	20.17					
XFMPB75001P	Cable	1564.40	690.85	44.16					
SDT-B7502	Transformer				1.900	0.385	20.3	0.382	20.1
SDT-B7505	Transformer				2.500	0.367	14.7	0.365	14.6
SDT-B7506	Transformer				2.500	0.367	14.7	0.365	14.6
SDT-B7507	Transformer				2.500	0.152	6.1	0.152	6.1
SUT-B7501	Transformer				8.500	4.917	57.8	4.853	57.1
SUT-B7502	Transformer				8.500	3.776	44.4	3.737	44.0
XFMP-B75001	Transformer				10.000	5.034	50.3	4.998	50.0

* Indicates a branch with operating load exceeding the branch capability.

Anexo 6. Simulación de cortocircuito.



Anexo 7. Reporte de cortocircuito.

Project: INGENIERIA DETALLE OSO B
 Location:
 Contract:
 Engineer:
 Filename: OSO

ETAP
 20.0.0C
 Study Case: SC

Page: 1
 Date: 01-16-2023
 SN:
 Revision: Base
 Config.: LOAD FLOW

SHORT-CIRCUIT REPORT

Fault at bus: **Bus108**
 Nominal kV = 4.160
 Voltage c Factor = 1.10 (Maximum If)

Contribution		3-Phase Fault		Line-To-Ground Fault					Positive & Zero Sequence Impedances Looking into "From Bus"			
From Bus ID	To Bus ID	% V From Bus	kA Symm. rms	% Voltage at From Bus			kA Symm. rms		% Impedance on 100 MVA base			
				Va	Vb	Vc	Ia	3I0	R1	X1	R0	X0
Bus108	Total	0.00	7.589	0.00	188.39	192.02	0.219	0.219	1.91E+001	2.00E+002	2.08E+004	7.45E+001
Bus38	Bus108	0.71	7.589	0.08	188.33	192.00	0.219	0.219	1.91E+001	2.00E+002	2.08E+004	7.45E+001
			3-Phase	L-G	L-L	L-L-G						
Initial Symmetrical Current (kA, rms)		:	7.589	0.219	6.122	6.181						
Peak Current (kA), Method C		:	18.851	0.545	15.208	15.354						
Breaking Current (kA, rms, symm)		:	7.589	0.219	6.122	6.181						
Steady State Current (kA, rms)		:	7.427	0.219	6.122	6.181						

Indicates a fault current contribution from a three-winding transformer.
 * Indicates a zero sequence fault current contribution (3I0) from a grounded Delta-Y transformer.

Project: INGENIERIA DETALLE OSO B

ETAP

Page: 2

Location:

20.0.0C

Date: 01-16-2023

Contract:

SN:

Engineer:

Study Case: SC

Revision: Base

Filename: OSO

Config.: LOAD FLOW

Fault at bus: **LV_SWGR_A**
 Nominal kV = 0.480
 Voltage c Factor = 1.05 (Maximum If)

Contribution		3-Phase Fault		Line-To-Ground Fault					Positive & Zero Sequence Impedances Looking into "From Bus"			
From Bus ID	To Bus ID	% V From Bus	kA Symm. rms	% Voltage at From Bus			kA Symm. rms		% Impedance on 100 MVA base			
				Va	Vb	Vc	Ia	3I0	R1	X1	R0	X0
LV_SWGR_A	Total	0.00	28.003	0.00	102.20	103.02	29.489	29.489	6.24E+001	4.47E+002	5.31E+001	3.49E+002
Bus71	LV_SWGR_B	5.82	28.003	9.10	100.92	101.83	29.489	29.489	6.24E+001	4.47E+002	5.31E+001	3.49E+002

		3-Phase	L-G	L-L	L-L-G
Initial Symmetrical Current (kA, rms)	:	28.003	29.489	23.483	29.169
Peak Current (kA), Method C	:	65.925	69.424	55.283	68.670
Breaking Current (kA, rms, symm)	:	29.489	29.489	23.483	29.169
Steady State Current (kA, rms)	:	28.003	29.489	23.483	29.169

Indicates a fault current contribution from a three-winding transformer.
 * Indicates a zero sequence fault current contribution (3I0) from a grounded Delta-Y transformer.

Project: INGENIERIA DETALLE OSO B

ETAP

Page: 3

Location:

20.0.0C

Date: 01-16-2023

Contract:

SN:

Engineer:

Study Case: SC

Revision: Base

Filename: OSO

Config.: LOAD FLOW

Fault at bus: **LV_SWGR_B**
 Nominal kV = 0.480
 Voltage c Factor = 1.05 (Maximum If)

Contribution		3-Phase Fault		Line-To-Ground Fault					Positive & Zero Sequence Impedances Looking into "From Bus"			
From Bus ID	To Bus ID	% V From Bus	kA Symm. rms	% Voltage at From Bus			kA Symm. rms		% Impedance on 100 MVA base			
				Va	Vb	Vc	Ia	3I0	R1	X1	R0	X0
LV_SWGR_B	Total	0.00	28.003	0.00	102.20	103.02	29.489	29.489	6.24E+001	4.47E+002	5.31E+001	3.49E+002
Bus71	LV_SWGR_B	5.82	28.003	9.10	100.92	101.83	29.489	29.489	6.24E+001	4.47E+002	5.31E+001	3.49E+002

		3-Phase	L-G	L-L	L-L-G
Initial Symmetrical Current (kA, rms)	:	28.003	29.489	23.483	29.169
Peak Current (kA), Method C	:	65.925	69.424	55.283	68.670
Breaking Current (kA, rms, symm)	:	29.489	29.489	23.483	29.169
Steady State Current (kA, rms)	:	28.003	29.489	23.483	29.169

- # Indicates a fault current contribution from a three-winding transformer.
- * Indicates a zero sequence fault current contribution (3I0) from a grounded Delta-Y transformer.

Project: INGENIERIA DETALLE OSO B

ETAP

Page: 4

Location:

20.0.0C

Date: 01-16-2023

Contract:

SN:

Engineer:

Study Case: SC

Revision: Base

Filename: OSO

Config.: LOAD FLOW

Fault at bus: **SWG-B7501**
Nominal kV = 4.160
Voltage c Factor = 1.10 (Maximum If)

Contribution		3-Phase Fault		Line-To-Ground Fault					Positive & Zero Sequence Impedances Looking into "From Bus"			
From Bus ID	To Bus ID	% V From Bus	kA Symm. rms	% Voltage at From Bus			kA Symm. rms		% Impedance on 100 MVA base			
				Va	Vb	Vc	Ia	3I0	R1	X1	R0	X0
SWG-B7501	Total	0.00	13.251	0.00	187.78	192.35	0.438	0.438	1.29E+001	1.14E+002	1.04E+004	8.64E+001
Bus27	SWG-B7501	0.91	2.300	0.05	187.76	192.36	0.086	0.109	7.84E+001	6.59E+002	4.17E+004	3.46E+002
Bus103	SWG-B7501	0.91	2.300	0.05	187.76	192.36	0.086	0.109	7.84E+001	6.59E+002	4.17E+004	3.46E+002
Bus34	SWG-B7501	0.91	2.300	0.05	187.76	192.36	0.086	0.109	7.84E+001	6.59E+002	4.17E+004	3.46E+002
Bus33	SWG-B7501	0.91	2.300	0.05	187.76	192.36	0.086	0.109	7.84E+001	6.59E+002	4.17E+004	3.46E+002
Bus9	SWG-B7501	0.19	4.054	0.00	187.78	192.35	0.093	0.000	3.65E+001	3.75E+002		
		3-Phase		L-G		L-L		L-L-G				
Initial Symmetrical Current (kA, rms)		:	13.251	0.438		10.116		10.238				
Peak Current (kA), Method C		:	32.230	1.065		24.602		24.901				
Breaking Current (kA, rms, symm)		:		0.438		10.116		10.238				
Steady State Current (kA, rms)		:	12.281	0.438		10.116		10.238				

Indicates a fault current contribution from a three-winding transformer.

* Indicates a zero sequence fault current contribution (3I0) from a grounded Delta-Y transformer.

Project: INGENIERIA DETALLE OSO B

ETAP

Page: 5

Location:

20.0.0C

Date: 01-16-2023

Contract:

SN:

Engineer:

Study Case: SC

Revision: Base

Filename: OSO

Config.: LOAD FLOW

Fault at bus: **SWG-B7502**
 Nominal kV = 4.160
 Voltage c Factor = 1.10 (Maximum If)

Contribution		3-Phase Fault		Line-To-Ground Fault					Positive & Zero Sequence Impedances Looking into "From Bus"			
From Bus ID	To Bus ID	% V From Bus	kA Symm. rms	% Voltage at From Bus			kA Symm. rms		% Impedance on 100 MVA base			
				Va	Vb	Vc	Ia	3I0	R1	X1	R0	X0
SWG-B7502	Total	0.00	11.650	0.00	188.23	192.07	0.329	0.329	1.42E+001	1.30E+002	1.39E+004	1.15E+002
Bus32	SWG-B7502	0.91	2.300	0.05	188.21	192.07	0.079	0.110	7.84E+001	6.59E+002	4.17E+004	3.46E+002
Bus31	SWG-B7502	0.91	2.300	0.05	188.21	192.07	0.079	0.110	7.84E+001	6.59E+002	4.17E+004	3.46E+002
Bus30	SWG-B7502	0.91	2.300	0.05	188.21	192.07	0.079	0.110	7.84E+001	6.59E+002	4.17E+004	3.46E+002
Bus26	SWG-B7502	0.19	4.752	0.00	188.24	192.07	0.093	0.000	3.00E+001	3.20E+002		
			3-Phase	L-G	L-L	L-L-G						
Initial Symmetrical Current (kA, rms)		:	11.650	0.329	8.987	9.078						
Peak Current (kA), Method C		:	28.465	0.803	21.958	22.181						
Breaking Current (kA, rms, symm)		:		0.329	8.987	9.078						
Steady State Current (kA, rms)		:	10.903	0.329	8.987	9.078						

Indicates a fault current contribution from a three-winding transformer.

* Indicates a zero sequence fault current contribution (3I0) from a grounded Delta-Y transformer.

Project: INGENIERIA DETALLE OSO B

Location:

Contract:

Engineer:

Filename: OSO

ETAP

20.0.0C

Study Case: SC

Page: 6

Date: 01-16-2023

SN:

Revision: Base

Config.: LOAD FLOW

Fault at bus: SWG-B7503
Nominal kV = 13.800
Voltage c Factor = 1.10 (Maximum If)

Contribution		3-Phase Fault		Line-To-Ground Fault					Positive & Zero Sequence Impedances Looking into "From Bus"			
From Bus ID	To Bus ID	% V From Bus	kA Symm. rms	% Voltage at From Bus			kA Symm. rms		% Impedance on 100 MVA base			
				Va	Vb	Vc	Ia	3I0	R1	X1	R0	X0
SWG-B7503	Total	0.00	3.429	0.00	105.86	104.84	4.099	4.099	1.38E+001	1.34E+002	2.80E+000	3.87E+001
Bus8	SWG-B7503	0.00	0.000	0.00	105.86	104.84	0.000	0.000				
Bus1	SWG-B7503	0.09	1.889	0.22	105.93	104.74	2.194	2.050	2.48E+001	2.42E+002	5.60E+000	7.74E+001
Bus67	SWG-B7503	0.08	1.540	0.20	105.93	104.74	1.906	2.050	3.13E+001	2.97E+002	5.60E+000	7.74E+001
Bus69	SWG-B7503	0.00	0.000	0.00	105.86	104.84	0.000	0.000				
SWG-B7504	SWG-B7503	0.00	0.000	0.00	105.86	104.84	0.000	0.000				
		3-Phase		L-G		L-L		L-L-G				
Initial Symmetrical Current (kA, rms)		:	3.429	4.099		2.675		4.447				
Peak Current (kA), Method C		:	8.427	10.076		6.575		10.931				
Breaking Current (kA, rms, symm)		:	4.099	4.099		2.675		4.447				
Steady State Current (kA, rms)		:	3.257	4.099		2.675		4.447				

Indicates a fault current contribution from a three-winding transformer.

* Indicates a zero sequence fault current contribution (3I0) from a grounded Delta-Y transformer.

Project: INGENIERIA DETALLE OSO B

ETAP

Page: 7

Location:

20.0.0C

Date: 01-16-2023

Contract:

SN:

Engineer:

Study Case: SC

Revision: Base

Filename: OSO

Config.: LOAD FLOW

Fault at bus: **SWG-B7504**
Nominal kV = 13.800
Voltage c Factor = 1.10 (Maximum If)

Contribution		3-Phase Fault		Line-To-Ground Fault					Positive & Zero Sequence Impedances Looking into "From Bus"			
From Bus ID	To Bus ID	% V From Bus	kA Symm. rms	% Voltage at From Bus			kA Symm. rms		% Impedance on 100 MVA base			
				Va	Vb	Vc	Ia	3I0	R1	X1	R0	X0
SWG-B7504	Total	0.00	3.422	0.00	105.17	105.72	4.068	4.068	1.41E+001	1.34E+002	4.87E+000	4.06E+001
Bus109	SWG-B7504	0.00	0.000	0.00	105.17	105.72	0.000	0.000				
VFI-I75000	SWG-B7504	0.00	0.000	0.00	105.17	105.72	0.000	0.000				
VFI-I75000	SWG-B7504	0.00	0.000	0.00	105.17	105.72	0.000	0.000				
Bus61	SWG-B7504	0.00	0.000	0.00	105.17	105.72	0.000	0.000				
Bus62	SWG-B7504	0.00	0.000	0.00	105.17	105.72	0.000	0.000				
SWG-B7503	SWG-B7504	0.27	3.422	1.12	105.60	105.08	4.068	4.068	1.41E+001	1.34E+002	4.87E+000	4.06E+001
Initial Symmetrical Current (kA, rms)		:	3-Phase 3.422	L-G 4.068	L-L 2.670	L-L-G 4.381						
Peak Current (kA), Method C		:	8.396	9.981	6.551	10.750						
Breaking Current (kA, rms, symm)		:	4.068	4.068	2.670	4.381						
Steady State Current (kA, rms)		:	3.251	4.068	2.670	4.381						

Indicates a fault current contribution from a three-winding transformer.
* Indicates a zero sequence fault current contribution (3I0) from a grounded Delta-Y transformer.

Project: INGENIERIA DETALLE OSO B

Location:

Contract:

Engineer:

Filename: OSO

ETAP

20.0.0C

Study Case: SC

Page: 8

Date: 01-16-2023

SN:

Revision: Base

Config.: LOAD FLOW

Fault at bus: **SWGR-B75000**
Nominal kV = 0.480
Voltage c Factor = 1.05 (Maximum If)

Contribution		3-Phase Fault		Line-To-Ground Fault					Positive & Zero Sequence Impedances Looking into "From Bus"			
From Bus ID	To Bus ID	% V From Bus	kA Symm. rms	% Voltage at From Bus			kA Symm. rms		% Impedance on 100 MVA base			
				Va	Vb	Vc	Ia	3I0	R1	X1	R0	X0
SWGR-B75000	Total	0.00	50.478	0.00	99.11	101.95	56.483	56.483	4.44E+001	2.46E+002	3.18E+001	1.37E+002
Bus13	SWGR-B75000	9.58	25.239	14.95	98.25	100.07	28.242	28.242	8.88E+001	4.92E+002	6.35E+001	2.75E+002
Bus14	SWGR-B75000	9.58	25.239	14.95	98.25	100.07	28.242	28.242	8.88E+001	4.92E+002	6.35E+001	2.75E+002
Initial Symmetrical Current (kA, rms)		3-Phase		L-G			L-L		L-L-G			
		50.478		56.483			41.284		56.854			
Peak Current (kA), Method C		113.533		127.039			92.854		127.874			
Breaking Current (kA, rms, symm)				56.483			41.284		56.854			
Steady State Current (kA, rms)		49.932		56.483			41.284		56.854			

Indicates a fault current contribution from a three-winding transformer.

* Indicates a zero sequence fault current contribution (3I0) from a grounded Delta- Y transformer.

Project: INGENIERIA DETALLE OSO B

ETAP

Page: 9

Location:

20.0.0C

Date: 01-16-2023

Contract:

SN:

Engineer:

Study Case: SC

Revision: Base

Filename: OSO

Config.: LOAD FLOW

Fault at bus: **SWGR-B75003**
Nominal kV = 0.480
Voltage c Factor = 1.05 (Maximum If)

Contribution		3-Phase Fault		Line-To-Ground Fault					Positive & Zero Sequence Impedances Looking into "From Bus"			
From Bus ID	To Bus ID	% V From Bus	kA Symm. rms	% Voltage at From Bus			kA Symm. rms		% Impedance on 100 MVA base			
				Va	Vb	Vc	Ia	3I0	R1	X1	R0	X0
SWGR-B75003	Total	0.00	36.985	0.00	98.17	104.34	40.309	40.309	5.73E+001	3.37E+002	6.25E+001	2.20E+002
Bus110	Bus111	6.17	36.985	10.81	99.83	100.55	40.309	40.309	5.73E+001	3.37E+002	6.25E+001	2.20E+002

		3-Phase	L-G	L-L	L-L-G
Initial Symmetrical Current (kA, rms)	:	36.985	40.309	30.704	40.805
Peak Current (kA), Method C	:	84.100	91.657	69.818	92.785
Breaking Current (kA, rms, symm)	:		40.309	30.704	40.805
Steady State Current (kA, rms)	:	36.922	40.309	30.704	40.805

Indicates a fault current contribution from a three-winding transformer.
* Indicates a zero sequence fault current contribution (3I0) from a grounded Delta-Y transformer.

Project: INGENIERIA DETALLE OSO B

Location:

Contract:

Engineer:

Filename: OSO

ETAP

20.0.0C

Study Case: SC

Page: 10

Date: 01-16-2023

SN:

Revision: Base

Config.: LOAD FLOW

Fault at bus: **VFI-I75000**
Nominal kV = 13.800
Voltage c Factor = 1.10 (Maximum If)

Contribution		3-Phase Fault		Line-To-Ground Fault					Positive & Zero Sequence Impedances Looking into "From Bus"			
From Bus ID	To Bus ID	% V From Bus	kA Symm. rms	% Voltage at From Bus			kA Symm. rms		% Impedance on 100 MVA base			
				Va	Vb	Vc	Ia	3I0	R1	X1	R0	X0
VFI-I75000	Total	0.00	3.140	0.00	102.57	110.65	3.510	3.510	2.56E+001	1.44E+002	2.33E+001	6.76E+001
SWG-B7504	VFI-I75000	11.72	1.570	17.76	102.26	108.44	1.755	1.755	5.11E+001	2.89E+002	4.65E+001	1.35E+002
SWG-B7504	VFI-I75000	11.72	1.570	17.76	102.26	108.44	1.755	1.755	5.11E+001	2.89E+002	4.65E+001	1.35E+002
Initial Symmetrical Current (kA, rms)			3-Phase 3.140	L-G 3.510	L-L 2.470	L-L-G 3.738						
Peak Current (kA), Method C			7.087	7.924	5.577	8.439						
Breaking Current (kA, rms, symm)				3.510	2.470	3.738						
Steady State Current (kA, rms)			3.007	3.510	2.470	3.738						

Indicates a fault current contribution from a three-winding transformer.

* Indicates a zero sequence fault current contribution (3I0) from a grounded Delta- Y transformer.

Anexo 8.- Detalle de protecciones en equipos.

1. Protección de unidades de generación

Detalles para la determinación de los ajustes de protección propios de cada unidad de generación en el primer relé de protección con las funciones indicadas:

a) Tipo de relé / marca	VAMP-210 / VAMP
b) Protecciones relés	27, 59, 32, 40, 46, 50/51, 50/51N, 81O/U
c) CT ratio	400/5
d) PT ratio	4,16 kV / 110 V
e) Full load current (FLC)	295,1 A
Potencia	1.701 kW
Voltaje	4,16 kV
f) NGR ratio	100/5

Corriente de desbalance (46)

Pickup 10%	236,08
Time Delay	2 s

Sobrevoltaje (59)

Pickup 110%	4,58 kV	Pickup 115%	4,78 kV
Time Delay	5 s	Time Delay	2 s

Bajo voltaje

Pickup 90%	3,74	Pickup 80%	3,33
Time Delay	5 s	Time Delay	2 s

Sobrefrecuencia (81O)

Pickup 103%	61,80 hz	Pickup 105%	63,00 hz
-------------	----------	-------------	----------

Time Delay 5 s

Time Delay 3 s

Baja frecuencia (81U)

Pickup 97,5% 58,50 hz

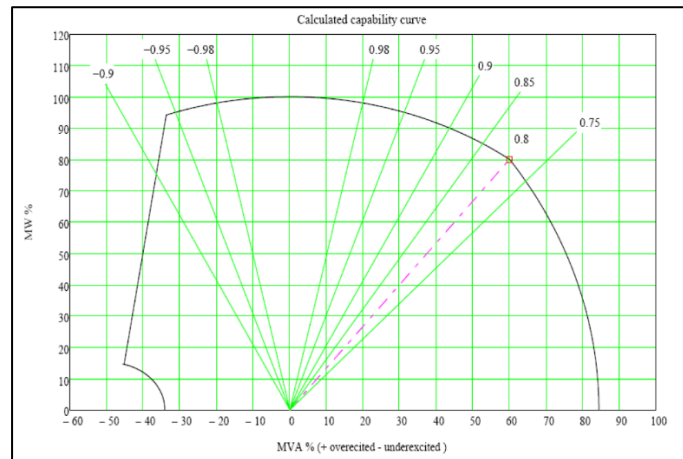
Pickup 95% 57,00 hz

Time Delay 5 s

Time Delay 3 s

Baja excitación

Figura 1.- Curva de capacidad



Q- 10% 170,10

Q- 15% 255,15

Time Delay 10 s

Potencia inversa

Pickup 3% -51,03

Pickup 10% -170,10

Time Delay 5 s

Time Delay 0,3 s

2. Detalles de la segunda protección de las unidades de generación

a) Tipo de relé / marca VAMP-265/ VAMP

b) Protecciones relés 87G

c) CT ratio 1 400/5

d) CT ratio 2 400/5

e) Full load current (FLC) 295,1 A

Potencia 1.701 kW

Voltaje 4,16 kV

f) Conexión Yy0

Protección diferencial (87G)

Ibias 1 0,5In

Slope 1 18%

Error CT 10%

Error Relay 3%

Error Marginal 5%

Ibias2 2In

Slope 2 150%

I>> 5In

3. Protección de transformadores de generación

Detalles para la determinación de los ajustes de protección propios de los transformadores que conectan las unidades de generación con las cargas del sistema, en el primer relé de protección se tiene lo siguiente:

a) Tipo de relé / marca VAMP-230 / VAMP

b) Protecciones relés 50/51, 50N/51N, 27, 59

c) CT ratio 1500/5

d) PT ratio 4,16 kV / $\sqrt{3}$ / 110 V / $\sqrt{3}$

e) Full load current (FLC) 1179,7 A

Potencia 8.500 kVA

Voltaje 4,16 kV

f) NGR rating 400 A, 30s

Sobrevoltaje (59)

Pickup 120% 4,99 kV

Time Delay 2 s

Bajo voltaje (27)

Pickup 80% 3,33 kV

Time Delay 2 s

4. Detalles de la segunda protección de los transformadores de la central de generación:

a) Tipo de relé / marca VAMP-265/ VAMP

b) Protecciones relés 87T

c) CT ratio 1 500/5

d) CT ratio 2 1500/5

e) Full load current (FLC) 1474,6 A

Potencia 8.500 kVA

Voltaje 4,16 kV

Protección diferencial (87T)

Ibias 1 0,5In

Slope 1 23%

Error Taps 5%

Error CT 10%

Error Relay 3%

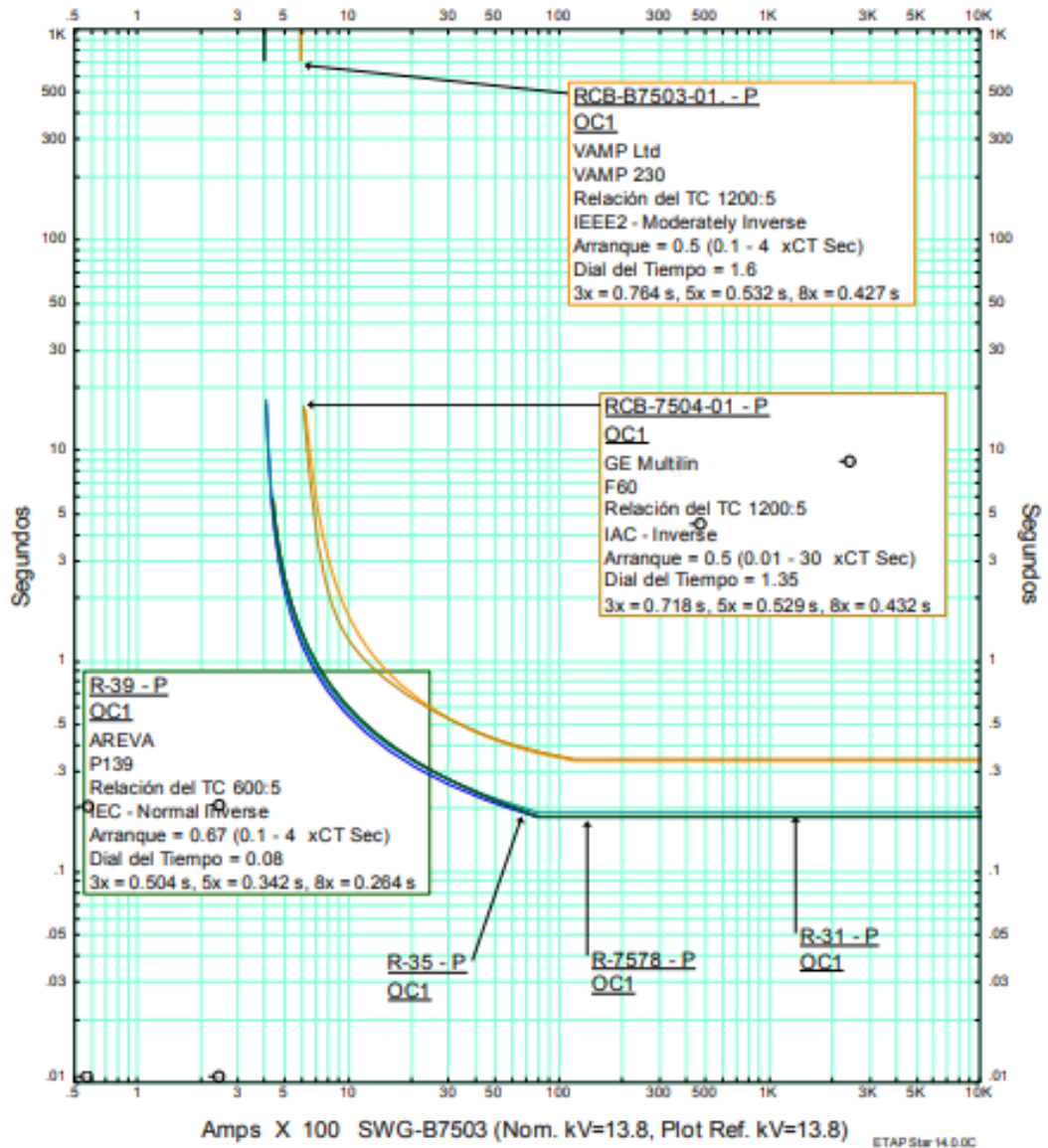
Error Marginal 5%

Ibias2 2In

Slope 2 150%

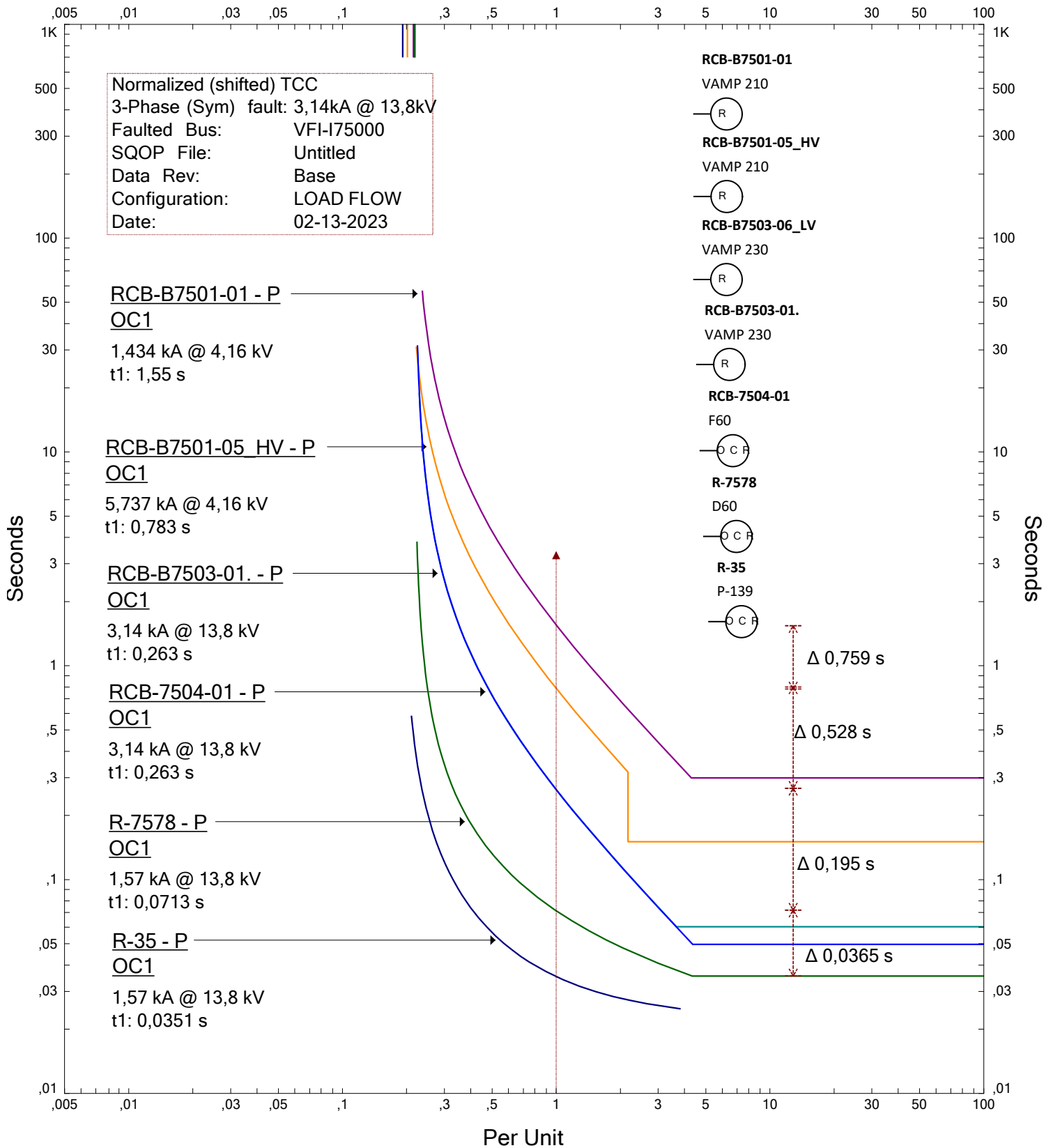
I>> raiz(2)*Inrush 16,79 In

Anexo 9.- Curvas antes del estudio alimentador Oso I



	FALLA 3F_VFI-175000	
Proyecto: INGENIERIA DETALLE OSO B		Fecha: 04-24-2017 Rev: FIC_TRAFO Faltz: Phase

Anexo 10.- Curvas de protecciones alimentador OSO I.



ETAP Star 20.0.0C

Star222

Project: INGENIERIA DETALLE OSO B
 Location:
 Contract:
 Engineer:
 Filename: E:\MAESTRIA\0. TESIS\1. TESIS\PROGRAMA\OSOB-(03-02-2023)\OSO.

Date: 02-10-2023
 SN:
 Rev: Base
 Fault: Phase(Normalized)