



UNIVERSIDAD TÉCNICA DE COTOPAXI
FACULTAD DE CIENCIAS DE LA INGENIERÍA Y APLICADAS
CARRERA DE INGENIERÍA ELÉCTRICA EN SISTEMAS ELÉCTRICOS DE
POTENCIA

PROYECTO DE INVESTIGACIÓN

**“EVALUACIÓN DEL SISTEMA DE PROTECCIONES DE LA UNIDAD DE
GENERACIÓN #1 DE LA CENTRAL HIDROELÉCTRICA AGOYÁN”**

Proyecto de Titulación presentado previo a la obtención del Título de
Ingeniero Eléctrico en Sistemas Eléctricos de Potencia

Autores:

Grados Bayas Edian Damian

Rodríguez Calle Byron Andrés

Tutor:

Ing. MSc. Proaño Maldonado Xavier Alfonso

Latacunga-Ecuador

Marzo-2021



DECLARACIÓN DE AUTORÍA

Nosotros Grados Bayas Edian Damian y Rodríguez Calle Byron Andrés declaramos ser los autores del presente proyecto de investigación: **Evaluación del sistema de protecciones de la unidad de generación #1 de la central hidroeléctrica Agoyán**; siendo el MSc. Xavier Proaño director del presente trabajo, y eximo expresamente a la Universidad Técnica de Cotopaxi y a sus representantes legales de posible reclamos o acciones legales.

Además, certifico que las ideas, conceptos, procedimientos y resultados vertidos en el presente trabajo investigativo, son de mi exclusiva responsabilidad.

Grados Bayas Edian Damian
C.I:1719088658

Rodríguez Calle Byron Andrés
C.I:0704462886



Ingeniería
Eléctrica

AVAL DEL TUTOR DE PROYECTO DE TITULACIÓN

En Calidad de Tutor del Trabajo de Investigación sobre el título:

“EVALUACIÓN DEL SISTEMA DE PROTECCIONES DE LA UNIDAD DE GENERACIÓN #1 DE LA CENTRAL HIDROELECTRICA AGOYÁN”, de RODRIGUEZ CALLE BYRON ANDRES y GRADOS BAYAS EDIAN DAMIAN de la carrera de Ingeniería Eléctrica, considero que dicho Informe Investigativo cumple con los requerimientos metodológicos y aporte científico-técnicos suficientes para ser sometidos a la evaluación del Tribunal de Validación de Proyecto que el Honorable Consejo Académico de la Facultad de la Ingeniería y Aplicadas de la Universidad Técnica de Cotopaxi designe, para su correspondiente estudio y calificación.

Latacunga, 05 de marzo del 2021

El Tutor

.....
Ing. Proaño Maldonado Xavier Alfonso MSc.

C.C. 050265642-4



APROBACIÓN DEL TRIBUNAL DE TITULACIÓN

En calidad de Tribunal de Lectores, aprueban el presente Informe de Investigación de acuerdo a las disposiciones reglamentarias emitidas por la Universidad Técnica de Cotopaxi, y por la FACULTAD de Ciencias de la Ingeniería y Aplicada; por cuanto, los postulantes: GRADOS BAYAS EDIAN DAMIAN y RODRÍGUEZ CALLE BYRON ANDRÉS con el título de Proyecto de titulación: "EVALUACIÓN DEL SISTEMA DE PROTECCIONES DE LA UNIDAD DE GENERACIÓN #1 DE LA CENTRAL HIDROELÉCTRICA AGOYÁN" han considerado las recomendaciones emitidas oportunamente y reúne los méritos suficientes para ser sometido al acto de Sustentación de Proyecto.

Por lo antes expuesto, se autoriza realizar los empastados correspondientes, según la normativa institucional.

Latacunga, 05 de marzo del 2021.

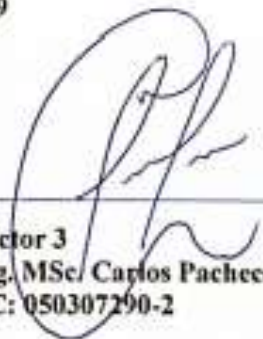
Para constancia firman:



Lector 1 (Presidente)
Ing. MSc. Gabriel Pesantez
CC: 030189388-9



Lector 2
Ing. MSc. Diego Jiménez
CC: 050349370-2



Lector 3
Ing. MSc. Carlos Pacheco
CC: 050307290-2

AGRADECIMIENTO

Lo cierto es que van a faltar páginas para agradecer a las personas que me han ayudado en los momentos felices, alegres y tristes de mi vida. ¡Estas palabras son para ustedes! Quiero empezar expresando mi gratitud a Jehová Dios por guiarme durante mi vida, por ser el apoyo y fortaleza en aquellos momentos de dificultades y felicidad.

A mis amados padres: Luis y Rosa; no tengo palabras para agradecer las incontables ayudas que siempre me han dado, siempre he pedido a Jehová Dios que les siga dando vida para disfrutar momentos alegres como familia, agradezco profundamente todo el esfuerzo que me han brindado toda mi vida, en ocasiones preferían darme lo mejor de ustedes, aunque ustedes se quedasen sin nada; y eso es algo que llevo en mi corazón. ¡Son un gran ejemplo de vida y los amo mucho!

Agradezco infinitamente a mis amados hermanos: Xiomara, Cristhian y Bryan, por ayudarme todos estos años con sus consejos y palabras de ánimo; en especial quiero agradecer a mi hermano mayor Cristhian, gracias a él soy la persona que soy, gracias por tu ejemplo y por cuidar de mis padres todos estos años. ¡Los amo hermanos míos!

No puedo dejar de agradecerte especialmente a ti Nicole, compañera de corazón y ahora de vida, te expreso mi infinito agradecimiento por ser un apoyo incondicional en mi vida. Has sido mi consejera, mi mejor amiga, mi soporte para seguir adelante y no desanimarme en los momentos difíciles, sobre todo porque amas a Jehová y lo demuestras al tratarme con amor y paciencia.

Asimismo, le quiero dar las gracias a la familia Morales Escobar que ha sido como mi segunda familia estando lejos de casa, siempre he sentido su apoyo incondicional, desde una llamada, un abrazo de ánimo hasta ver por mí cuando me enfermaba. Hermano Morales, hermana Anita, gran Sam y Timmy muchas gracias de corazón por todos estos años de verdadera amistad, ¡los llevo en mi corazón!

También me gustaría agradecer al hermano Jorge Chuchico, que personalmente lo considero como un ejemplo de vida, un mentor y un verdadero amigo, siempre me ha ayudado ya sea con sus llamadas, con palabras de ánimo, con un abrazo fraterno haciéndome sentir el verdadero amor leal. Gracias hermano Jorge por estar siempre como un padre para ayudar, son cosas que guardo en mi corazón y agradezco profundamente.

Finalmente, me gustaría agradecer a todas las personas que me han brindado su amistad, consejos, apoyo, ánimo y compañía en todo momento, sin importar donde estén quiero agradecerles por formar parte de mí y por todo lo que me han brindado. ¡Gracias!

AGRADECIMIENTO

Agradezco a Dios por guiarme a lo largo de esta etapa por ser el apoyo y fortaleza en aquellos instantes de debilidad.

A mi madre que es el pilar fundamental por haberme apoyado incondicionalmente, pese a las adversidades e inconvenientes que se presentaron en el transcurso de este trabajo.

Por último, agradezco a mis amigos y futuros colegas los cuales contribuyeron con su grano de arena para culminar esta meta propuesta.

Edian Grados Bayas

DEDICATORIA

Con todo mi amor, dedico el presente trabajo a mis amados padres: Luis y Rosa, no han sido años fáciles, pero a pesar de todo me han dado apoyo incondicional, aún recuerdo cuando salí de casa prometiendo a mi amada mamita que haría las cosas bien secándole las lágrimas porque partía a una ciudad diferente, pero Jehová y mis padres siempre han estado conmigo. Todo lo que he hecho es por mis queridos padres. ¡Esto es de ustedes!

A mis hermanos, Xiomara, Cristhian y Bryan, dedico este trabajo de tesis que representan sacrificio, noches frías donde les extrañaba mucho, días en que quería ir a verles, noches sin dormir y momentos en donde me enfermaba y ustedes han estado siempre allí dándome el soporte necesario para continuar. En especial, quiero dedicar el presente trabajo a mi hermano mayor Cristhian, siempre he dicho que te mereces lo mejor mi querido hermano, este logro es tuyo, no mío; gracias por siempre preguntarme si me faltaba dinero, por dejarme dinero en la maleta sin que me diera cuenta, gracias por tu sacrificio todos estos años al ver por mis padres y la familia, te admiro mucho y te agradezco profundamente.

Tu compañía incondicional ha sido fundamental para culminar mi trabajo de titulación, por tal razón quiero dedicarte este trabajo a ti Nicole, mi amada novia y futura esposa con la ayuda de Jehová; no fue fácil culminar esta etapa de mi vida, sin embargo; siempre fuiste motivadora y estuviste ahí incluso en los momentos más tormentosos de mi vida. Eres alguien invaluable, ¡gracias por formar parte de mi existencia!

Byron Rodríguez Calle

DEDICATORIA

Este presente trabajo lo dedico a mi madre Liliana quien con su sabiduría, paciencia y esfuerzo me ha permitido llegar a cumplir un sueño más en mi vida, además de ayudarme en los buenos y malos momentos, a su vez agradezco sus enseñanzas inculcándome buenos valores y modales, por confiar siempre en mí y nunca abandonarme.

Edian Grados Bayas

INDICE DE CONTENIDO

PROYECTO DE INVESTIGACIÓN.....	i
AGRADECIMIENTO	ii
DEDICATORIA.....	iv
INDICE DE FIGURAS	xii
INDICE DE TABLAS.....	xv
RESUMEN.....	xvii
AVAL DE TRADUCCIÓN.....	xx
1. INFORMACIÓN GENERAL	1
2. DESCRIPCIÓN DEL PROYECTO.....	3
3. JUSTIFICACIÓN DEL PROYECTO.....	3
4. BENEFICIARIOS DEL PROYECTO	4
5. EL PROBLEMA DE LA INVESTIGACIÓN.....	4
6. OBJETIVOS	5
OBJETIVO GENERAL.....	5
OBJETIVOS ESPECÍFICOS	5
7. TAREAS PARA RESOLVER LOS OBJETIVOS ESPECÍFICOS	6
8. FUNDAMENTACIÓN CIENTÍFICO TÉCNICA	7
8.1 Estado del arte	8
8.1.1 Introducción al sistema de protecciones.....	9
8.1.2 Propiedades de los sistemas de protecciones.....	9
8.1.2.1 Sensitividad	9
8.1.2.2 Selectividad	9
8.1.2.3 Rapidez.....	10
8.1.2.4 Confiabilidad.....	10
8.1.3 Sistema de protecciones para el generador eléctrico.....	10
8.1.3.1 Elementos de protección para los sistemas de generación.....	12

8.1.3.2	Relés electromecánicos	13
8.1.3.3	Relés digitales (IED)	13
8.1.4	Fallas eléctricas y su respectiva protección	15
8.1.4.1	Cortocircuitos entre fases de los devanados del estator	15
8.1.4.1.1	Protección diferencial para generadores 87G.....	16
8.1.4.2	Cortocircuito producido entre fase y tierra de los devanados del estator.....	18
8.1.4.2.1	Protección de sobretensión 59N y Protección de sobrecorriente 50/51 N	19
8.1.4.2.2	Protección del 100 % de falla a tierra de los devanados del estator.....	20
8.1.4.3	Cortocircuito en el devanado de campo a tierra.....	22
8.1.4.3.1	Protección de falla a tierra del devanado de campo 64R	22
8.1.4.4	Fallas externas y condiciones anormales de operación.....	23
8.1.4.4.1	Protección de secuencia negativa o desbalance de carga.....	24
8.1.4.4.2	Protección de frecuencia anormal (810/81U).....	25
8.1.4.4.3	Protección contra pérdida de excitación 40G.....	27
8.1.4.4.4	Protección contra sobrecarga 24G.....	29
8.1.4.4.5	Protección contra potencia inversa 32G.....	30
8.1.4.4.6	Protección contra sobretensión 59 y baja tensión 27	32
8.1.4.4.7	Protección contra sobrecarga térmica 49G.....	33
8.1.4.4.8	Protección de sobrecorriente dependiente de la tensión 51V.....	34
8.1.5	Esquemas de protección del generador	35
8.1.6	Transformador de corriente	36
8.1.6.1	Principio del transformador de corriente (TC).....	36
8.1.6.2	Relación del transformador de corriente (RTC).....	37
8.1.7	Transformador de tensión.....	37
9	HIPÓTESIS	38
10	METODOLOGÍA Y DISEÑO EXPERIMENTAL	38
10.1	Enfoque metodológico de la investigación.....	38

10.2	Métodos aplicados a la investigación.....	38
10.2.1	Método analítico.....	38
10.2.2	Método deductivo.....	39
10.3	Técnicas de investigación.....	39
10.3.1	Observación de campo.....	39
11	ANÁLISIS Y DISCUSIÓN DE LOS RESULTADOS	39
11.1	Introducción.....	39
11.2	Antecedentes.....	40
11.3	Alcance del estudio.....	41
11.4	Modelo eléctrico de la central Agoyán.....	42
11.4.1	Introducción.....	42
11.4.2	Modelo del generador.....	42
11.4.3	Generador síncrono de rotor de polos salientes.....	43
11.4.4	Generador síncrono tipo rotor cilíndrico	45
11.5	Generador eléctrico de la central Agoyán	47
11.6	Transformador	50
11.7	Características de los TCs	50
11.8	Características de los TPs	51
11.9	Curva de capacidad del generador eléctrico de la central Agoyán.....	51
11.10	Límite de operación del generador	53
11.11	Diagrama unifilar correspondiente a las protecciones del generador eléctrico UG-01 de la central Agoyán.....	56
11.11.1	Diagrama Unifilar	56
11.12	Diagrama unifilar de conexión de los TCs del generador #1	57
11.13	Diagrama unifilar de conexión de los TPs del generador #1.....	59
11.14	Características técnicas de la central Agoyán.....	60
11.15	Descripción de los relés de protección eléctrica – tipo electromecánicos del generador UG-1 de la central Agoyán.....	62

11.15.1	Relevador diferencial 87G	62
11.15.1.1	Especificaciones del relevador diferencial de relación de alta velocidad	63
11.15.1.2	Principio de operación del relevador diferencial de relación de alta velocidad .	64
11.15.1.3	Aplicaciones del relé 87G.....	64
11.15.2	Relevador de sobretensión a tierra 64B.....	65
11.15.3	Relevador de protección de falla a tierra del estator 64N	68
11.15.4	Relevador de protección de sobre velocidad 12G.....	74
11.15.5	Relevador de protección para equilibrio de voltaje 60G.....	76
11.15.6	Relevador de sobrecarga térmica 49G	78
11.15.7	Relevador de sobrecorriente para protección de secuencia de fase negativa 46G .	83
11.15.8	Relevador de protección contra pérdida de potencia 32G.....	87
11.15.9	Relevador de protección contra sobrecitación 24G.....	90
11.15.10	Relevador de protección contra pérdida de potencia 37G.....	93
11.15.11	Relevador de protección contra pérdida de campo 40G	97
11.15.12	Relevador de protección de sobrevoltaje 59G.....	100
11.15.13	Relevador de protección de bajo voltaje 27G	102
11.15.14	Relevador de protección de sobrecorriente controlado por voltaje 51V (A, B, C) 104	
11.15.15	Resumen de los ajustes actuales del sistema de protección del generador #1 de la central Agoyán.....	108
11.16	Descripción de la zona segura de operación y parámetros eléctricos.....	109
11.17	Evaluación del sistema de protecciones eléctricas de la unidad UG-01 DE LA central Agoyán	111
11.17.1	Esquema eléctrico en DIgSILENT Power Factory	111
11.17.2	Aspectos de DIgSILENT Power Factory	111
11.17.3	Modelo eléctrico actual	112
11.17.4	Ingreso de parámetros de los generadores.....	112
11.17.5	Ingreso de parámetros del transformador.....	112

11.17.6	Edición de parámetros de las líneas de transmisión.....	113
11.17.7	Ingreso de parámetros de la carga.....	114
11.18	Estudio flujo de potencia.....	115
11.18.1	Flujos de potencia.....	116
11.18.2	Modelo matemático para flujos de potencia.....	117
11.18.3	Criterios considerados para el estudio de flujo de potencia.....	118
11.18.4	Escenarios para el estudio de flujo de potencia.....	121
11.18.5	Resultados del estudio de flujo de potencia en DIgSILENT Power Factory.....	122
11.18.5.1	Resultado: Primer escenario.....	122
11.18.5.2	Resultado: Segundo escenario.....	126
11.19	Estudio de cortocircuitos.....	130
11.19.1	Cortocircuitos.....	130
11.19.2	Corriente de cortocircuito.....	131
11.19.3	Potencia de cortocircuito.....	136
11.19.4	Tipos de cortocircuitos.....	136
11.19.5	Cortocircuito trifásico.....	137
11.19.6	Cortocircuito monofásico.....	139
11.19.7	DIgSILENT Power Factory para cortocircuitos.....	141
11.20	Casos de análisis para el estudio de cortocircuitos.....	142
11.21	Resultados del estudio de cortocircuitos.....	143
11.22	Comportamiento de señales eléctricas frente a cortocircuito trifásico y monofásico.....	148
11.23	Evaluación de las protecciones eléctricas del generador UG-01.....	154
11.24	Calibración y ajuste del sistema de protección del generador #1.....	156
11.24.1	Protección diferencial 87G.....	156
11.24.2	Protección de sobretensión a tierra 64B.....	158
11.24.3	Protección de falla a tierra del estator 64N.....	159
11.24.4	Protección de velocidad 12G.....	160

11.24.5	Protección de voltaje balanceado 60G	160
11.24.6	Protección térmica 49G.....	160
11.24.7	Protección de sobreflujo 24G.....	161
11.24.8	Protección de bajovoltaje 27G	161
11.24.9	Protección de relé de sobrevoltaje 59G.....	161
11.24.10	Protección de sobrecorriente de voltaje controlado 51V	164
11.24.11	Protección de pérdida de campo 40G.....	165
11.24.12	Protección contra potencia inversa 32G.....	167
11.24.13	Protección de secuencia negativa de fase 46G.....	169
11.24.14	Protección de baja potencia 37G.....	171
11.25	Análisis de los TCs de protección de la unidad de generación UG-01, de la central Agoyán	172
11.26	Análisis de fallas y disparos de la unidad UG-01, por actuación de las protecciones eléctricas.....	175
11.27	Ventajas y desventajas de las protecciones electromecánicas del generador UG-01 de la central Agoyán.....	175
12	CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES	176
13	BIBLIOGRAFÍA	179

INDICE DE FIGURAS

Figura 1. Conexión de las unidades generadoras de la central Agoyán -----	11
Figura 2. Estructura interna de un relé. -----	13
Figura 3: Cortocircuito entre fases del generador eléctrico. -----	15
Figura 4. Protección diferencial 87 [8]-----	16
Figura 5. Protección diferencial porcentual 87G-----	17
Figura 6. Zonas de operación del relé diferencial porcentual 87 [9]. -----	18
Figura 7. Conexión de la protección 59/51 N para fallas a tierra en el devanado del estator [8]. -----	20
Figura 8. Conexión del relé de subtensión 27TH [9].-----	21
Figura 9. Diagrama de conexión del relé de sobretensión para tercer armónico 59TH [9]. -	21
Figura 10: Diagrama de conexión del relé 64R para la detección de fallas a tierra en el devanado de campo [8]. -----	23
Figura 11. Zonas de actuación de la protección contra pérdida de campo o excitación [9]. -	28
Figura 12. Ejemplo de ajuste del relé de sobrecarga de tiempo inverso [9]. -----	30
Figura 13. Conexión para la protección contra pérdida inversa del generador 32G-----	32
Figura 14. Conexión para la protección de respaldo de sobrecorriente controlado por tensión [14]. -----	35
Figura 15. Esquema de protección para el generador eléctrico [4].-----	36
Figura 16. Diagrama de fasores de un generador síncrono de polos salientes -----	44
Figura 17. Curva de ángulo vs potencia de un generador síncrono de polos saliente. -----	45
Figura 18. Modelo eléctrico simplificado del generador síncrono tipo rotor cilíndrico -----	45
Figura 19. Curva del ángulo de potencia del generador síncrono tipo rotor cilíndrico -----	47
Figura 20. Curva de capacidad del generador de la central Agoyán [16]. -----	51
Figura 21. Ejemplo demostrativo de un diagrama unifilar representando un SEP-----	56
Figura 22. Diagrama unifilar del sistema de protecciones del generador #1 de la central Agoyán (Ver Anexo 7). -----	57
Figura 23. Diagrama de conexión de los TCs U-1C, U-2C, U-1P al generador #1 de la central Agoyán (Ver Anexo 8)-----	58
Figura 24. Diagrama de conexión de los TCs U-5C, U-6C Y U-4P al generador #1 de la central Agoyán (Ver Anexo 9).-----	59
Figura 25. Diagrama de conexión de los TCs U-2P, U-3P Y U-5P del generador #1 de la central Agoyán (Ver Anexo 10). -----	60

Figura 26. Conexiones externas del circuito CT. -----	65
Figura 27. Ubicación física de los módulos. -----	71
Figura 28. Diagrama de bloques del relé tipo TSG de la central Agoyán-----	75
Figura 29. Conexión del relé 46G de la central Agoyán-----	85
Figura 30. Conexión al generador #1 del relevador contra pérdida de potencia. -----	90
Figura 31. Diagrama de flujo de la operación. -----	92
Figura 32. Conexión del circuito en CA -----	99
Figura 33. Diagrama de principio del elemento cilíndrico. -----	103
Figura 34. Ventana para editar los parámetros del generador síncrono en DigSILENT Power Factory. -----	112
Figura 35. Ventana para el ingreso de parámetros de un transformador de dos devanados en DigSILENT Power Factory-----	113
Figura 36. Ventana para el ingreso de parámetros de la línea de transmisión central Agoyán-S/E Baños en DigSILENT Power Factory. -----	114
Figura 37. Ventana de ingreso de parámetros de una carga en DigSILENT Power Factory. -----	115
Figura 38. Modelo π para resolver flujos de potencia [17].-----	117
Figura 39. Cortocircuito en un nodo i de un sistema eléctrico de potencia [20]. -----	132
Figura 40. Forma de onda de la corriente de cortocircuito asimétrica [20]. -----	133
Figura 41. Contribución del Sistema Eléctrico a la forma de onda de cortocircuito [21].---	134
Figura 42. Contribución de los Generadores a la forma de onda de cortocircuito [21]. ----	134
Figura 43. Contribución de los Motores Síncronos a la forma de onda de cortocircuito [21]. -----	134
Figura 44. Forma de onda de la corriente de cortocircuito [21]. -----	135
Figura 45. Cortocircuito trifásico [22].-----	137
Figura 46. Equivalente de Thévenin de un cortocircuito trifásico equilibrado [21]. -----	138
Figura 47. Diagrama unifilar de la figura 48 [21]. -----	138
Figura 48. Cortocircuito monofásico [19]. -----	139
Figura 49. Redes interconectadas cortocircuito monofásico [19]. -----	140
Figura 50. Ventana de ingreso para configurar las opciones del estudio de cortocircuitos. -	142
Figura 51. Oscilografía de corrientes de un cortocircuito monofásico (fase b) en la barra de 13,8 kV.-----	149
Figura 52. Oscilografía de tensiones de un cortocircuito monofásico (fase b) en la barra de 13,8 kV.-----	150
Figura 53. Oscilografía de estabilidad angular del generador UG-01 de la central Agoyán frente	

a un cortocircuito monofásico (fase b) en la barra de 13,8 kV. -----	151
Figura 54. Oscilografía de tensiones de un cortocircuito trifásico en la barra de 13,8 kV. --	151
Figura 55. Potencia de la turbina en p.u. trifásica. -----	152
Figura 56. Oscilografía de corrientes de un cortocircuito trifásico en la barra de 13,8 kV. -	153
Figura 57. Oscilografía de tensiones de un cortocircuito trifásico en la barra de 138 kV. --	153
Figura 58. Características de la protección diferencial de la unidad de generación UG1 de la central Agoyán: [23]. -----	158
Figura 59. Curva de actuación del relé de sobretensión a tierra de la central Agoyán [24].	159
Figura 60. Curva de actuación del relé de sobretensión CV5 (Datasheet Mitsubishi Ac Voltage Relay) [24]. -----	164
Figura 61. Curva de actuación del relé de sobrecorriente tipo COR-2B-D [25]. -----	165
Figura 62. Calibración del dial vs K del relé de secuencia negativa de la central Agoyán [26]. -----	171
Figura 63. Características de tiempo de operación y de restablecimiento del relé 37G. ----	172
Figura 64. Esquema de saturación del Tc UC-1 de la central Agoyán -----	173
Figura 65. Tiempo de saturación del Tc U-C1 de protección del generador #1 de la central Agoyán -----	174

INDICE DE TABLAS

Tabla 1. Corrientes de secuencia negativa admisible para distintos tipos de generadores----	25
Tabla 2. Consumo en VA de los TCs.-----	37
Tabla 3: Características técnicas del generador Central Agoyán. -----	47
Tabla 4. Límite máximo de temperatura del devanado del estator del núcleo y del rotor con aire de refrigeración a temperatura de 40 °C. -----	49
Tabla 5. Límite máximo de temperatura del metal y el aceite de los cojinetes de la guía superior, de empuje e inferior con una temperatura de agua de refrigeración de 25 °C. -----	50
Tabla 6. Características técnicas de la central Agoyán.-----	60
Tabla 7. Rangos estándar. -----	63
Tabla 8. Datos técnicos del relevador 87G de la central Agoyán -----	65
Tabla 9. Rangos estándar del relé de sobrevoltaje. -----	66
Tabla 10. Ajuste actual del relevador de sobretensión a tierra 64B de la central Agoyán ----	68
Tabla 11. Datos técnicos del relevador 64N de la central Agoyán-----	73
Tabla 12. Rangos estándar del relevador 12G-----	74
Tabla 13. Tiempo de operación y ajuste del relevador de velocidad.-----	75
Tabla 14. Ajuste actual del relé de velocidad 12 de la central Agoyán-----	76
Tabla 15. Clasificación estándar -----	76
Tabla 16. Tiempos de apertura y cierre de contactos normalmente cerrados de los relés PR1 y PR2 (E1, E2 en fase, 110VDC) -----	77
Tabla 17. Ajuste actual del relé de equilibrio de voltaje 60G. -----	78
Tabla 18. Ajuste actual del relé térmico 49G.-----	82
Tabla 19. Valores comunes de K en la protección de secuencia negativa de fase -----	84
Tabla 20. Ajuste actual del relé 46G de la central Agoyán. -----	87
Tabla 21. Rangos estándar del relevador contra pérdida de potencia-----	88
Tabla 22. Ajuste actual y datos técnicos del relé 32G -----	90
Tabla 23. Especificaciones del relevador 24G -----	91
Tabla 24. Ajuste actual y datos técnicos del relé 24G -----	92
Tabla 25. Especificaciones técnicas del relé 37 G de la central Agoyán-----	93
Tabla 26. Características importantes del relé 37G de la central Agoyán-----	94
Tabla 27. Ajuste actual y datos técnicos del relé 37G de la central Agoyán.-----	97
Tabla 28. Especificaciones del relevador 40G. -----	98
Tabla 29. Ajuste actual y datos técnicos del relé 40G de la central Agoyán.-----	100

Tabla 30. Configuración del relevador de voltaje instantáneo. -----	100
Tabla 31. Tiempos de operación y reinicio (donde el valor de arranque se toma como 100%). -----	102
Tabla 32. Ajuste actual y datos técnicos del relé 59G de la central Agoyán.-----	102
Tabla 33. Ajuste actual y datos técnicos del relé 27G de la central Agoyán.-----	104
Tabla 34. Tabla estándar de relé tipo COR-2B-D.-----	105
Tabla 35. Ajuste actual y datos técnicos del relé 51V tipo COR-2B-D de la central Agoyán. -----	107
Tabla 36. Relés con sus ajustes actuales de la central Agoyán. -----	108
Tabla 37. Tensión en las barras de la central Agoyán hasta S/E Baños -----	122
Tabla 38. Resultado del flujo de potencia de los generadores en la central Agoyán -----	124
Tabla 39. Resultado del flujo de potencia de los transformadores en la central Agoyán ----	124
Tabla 40. Resultados del flujo de potencia en las líneas de transmisión que interconectan con la S/E Baños.-----	125
Tabla 41. Tensión en las barras de la central Agoyán hasta S/E Baños para el segundo escenario -----	126
Tabla 42. Resultado del flujo de potencia de los generadores en la central Agoyán para el segundo escenario-----	128
Tabla 43. Resultado del flujo de potencia de los transformadores en la central Agoyán para el segundo escenario-----	128
Tabla 44. Resultados del flujo de potencia en las líneas de transmisión que interconectan con la S/E Baños para el segundo escenario.-----	129
Tabla 45. Resultados del cortocircuito trifásico y monofásico- Corriente máxima de cortocircuito-----	144
Tabla 46. Resultados del cortocircuito trifásico y monofásico- Corriente mínima de cortocircuito.-----	146
Tabla 47. Relés electromecánicos empleados para proteger al generador #1 de la central Agoyán.-----	154
Tabla 48. Relevadores asociados a los TCs de protección del generador #1 -----	174

UNIVERSIDAD TÉCNICA DE COTOPAXI
FACULTAD DE CIENCIAS DE LA INGENIERÍA Y APLICADAS
LATACUNGA-ECUADOR

TITULO: EVALUACIÓN DEL SISTEMA DE PROTECCIÓN DE LA UNIDAD DE GENERACIÓN #1 DE LA CENTRAL HIDROELÉCTRICA AGOYÁN”

AUTORES:

RODRIGUEZ CALLE BYRON ANDRES

GRADOS BAYAS EDIAN DAMIAN

RESUMEN

El presente trabajo de titulación permitió a la central hidroeléctrica Agoyán contar con el estudio del sistema actual de protecciones de la unidad #1 de generación determinando el correcto funcionamiento del sistema para la futura modernización del sistema de protecciones actual.

El principal objetivo de la tesis fue la evaluación de los ajustes del sistema de protecciones del generador #1 de la central. El proyecto inició con la recopilación de información del sistema modelo eléctrico actual de la central; tales como datos de generadores, transformadores, líneas de transmisión, cargas y ajustes actuales del sistema de protección del generador #1 mediante un levantamiento de información de campo en la central Hidroagoyán permitiendo establecer un modelo eléctrico actual mediante el programa computacional DigSILENT para el desarrollo del estudio de flujo de potencia y de cortocircuito. El estudio de flujo de potencia sirvió para evaluar la operatividad de los elementos del sistema eléctrico de potencia bajo dos escenarios de demanda: demanda máxima y demanda mínima, este estudio determinó los efectos en el área de influencia al conectarse al sistema nacional interconectado ecuatoriano obteniendo resultados que permiten comprobar el correcto funcionamiento de generación de la central; tales como: tensiones en las barras, potencias máximas de despacho y cargabilidad de los elementos principales de la central cumpliendo los parámetros establecidos por el ente regulador del sector eléctrico ecuatoriano. El estudio de cortocircuito permitió determinar la corriente máximas y mínimas de cortocircuito mediante simulación de fallas monofásicas a tierra y trifásicas en la barra de 13.8 kV y 138 kV; esto fue necesario para obtener valores que se utilizó para la evaluación y ajustes de las funciones de protección del generador #1. Tomando en cuenta las necesidades de la central Agoyán para la protección del generador #1 y luego de estudiar a detalle las principales características del sistema de protección sobre el generador, aplicando normas, bibliografía en torno al tema y con los resultados obtenidos del flujo de potencia y

estudio de cortocircuito se evaluó el sistema de protección actual de la central. Finalmente, se presentaron los resultados obtenidos de la evaluación del sistema de protecciones del generador #1 de la central, así como las conclusiones y recomendaciones que ha surgido luego del desarrollo del presente trabajo de tesis.

Palabras claves: Evaluación del sistema de protección, protecciones eléctricas, ajuste de protecciones, estudio de cortocircuito.

TECHNICAL UNIVERSITY OF COTOPAXI
FACULTY OF ENGINEERING AND APPLIED SCIENCES

THEME: “EVALUATION OF THE PROTECTION SYSTEM OF THE GENERATION UNIT #1 OF THE AGOYÁN HYDROELECTRIC POWER PLANT.”

Authors: Rodríguez Calle Byron Andrés
Grados Bayas Edian Damian

ABSTRACT

The present degree work allowed the Agoyán hydroelectric power plant to study the current protection of generation unit #1 to determine the system's correct functioning for the future modernization of the current protection system. The thesis's main objective was to evaluate the settings of generator #1 of the plant's protection system. The project began with collecting information on the current electrical model system of the power plant, where data was collected on generators, transformers, transmission lines, loads, and current settings of the protection system of generator no. 1. through a field survey of information in the Hydro-Agoyán Power Plant, allowing to establish a current electrical model using the DigSILENT computer program to develop the power flow short-circuit study. The power flow study evaluated the operability of the electrical power system's elements under two demand scenarios: maximum demand and minimum demand. This study determined the effects in the area of influence when connected to the Ecuadorian national interconnected system, obtaining results that allow the correct operation of the power plant's generation to be verified, such as busbars voltages, maximum dispatch power, and load ability of the main elements of the power plant, complying with the parameters established by the Ecuadorian Electrical Sector Regulator. The short-circuit study made it possible to determine the maximum and minimum short-circuit currents by simulating single-phase ground and three-phase faults at the 13.8 kV and 138 kV busbars; this was necessary to obtain values that were used to evaluate and adjust the protection functions of generator #1. Taking into account the needs of the Agoyán power plant for the protection of generator #1 and after studying in detail the main characteristics of the protection system on the generator, applying standards, bibliography on the subject and with the results obtained from the power flow and short-circuit study, the current protection system of the power plant was evaluated. Finally, the results obtained from the evaluation of the protection system of generator #1 of the power plant were presented, and the conclusions and recommendations have arisen after the development of the present thesis work.

Keywords: Evaluation of the Protection System, Electrical Protections, Protection Adjustment, Short Circuit Study.

AVAL DE TRADUCCIÓN

En calidad de Docente del Idioma Inglés del Centro de Idiomas de la Universidad Técnica de Cotopaxi; en forma legal **CERTIFICO** que: La traducción del resumen del proyecto de investigación al Idioma Inglés presentado por los señores egresados de la **CARRERA DE INGENIERÍA ELÉCTRICA DE LA FACULTAD DE CIENCIAS DE LA INGENIERÍA Y APLICADAS, GRADOS BAYAS EDIAN DAMIAN Y RODRIGUEZ CALLE BYRON ANDRÉS**, cuyo título versa “**EVALUACIÓN DEL SISTEMA DE PROTECCIONES DE LA UNIDAD DE GENERACIÓN #1 DE LA CENTRAL HIDROELÉCTRICA AGOYÁN**”, lo realizaron bajo mi supervisión y cumple con una correcta estructura gramatical del Idioma.

Es todo cuanto puedo certificar en honor a la verdad y autorizo a los peticionarios hacer uso del presente certificado de la manera ética que estimaren conveniente.

Latacunga, marzo del 2021

Atentamente,



MSc. Bolívar Cevallos
DOCENTE CENTRO DE IDIOMAS
C.C. 091082166-9

1803027935
VICTOR
HUGO
ROMERO
GARCIA
CENTRO
DE IDIOMAS



Firmado digitalmente por 1803027935 VICTOR HUGO ROMERO GARCIA Fecha:
2021.03.07
14:18:45 -05'00'

PROYECTO DE INVESTIGACIÓN FORMATIVA

1. INFORMACIÓN GENERAL

Título del proyecto

Evaluación del sistema de protecciones de la unidad de generación #1 de la central hidroeléctrica Agoyán.

Fecha de inicio y Fecha de Finalización

08 de Junio 2020 al 25 de Febrero 2021.

Lugar de ejecución

Cantón Baños, provincia de Tungurahua.

Facultad/Carrera(s) que auspician

Faculta de Ingeniería y Aplicadas- Carrera de Ingeniería Eléctrica

Listado de investigadores responsables

Investigador principal	
Nombre	Msc. Xavier Proaño
Institución a la que pertenece	Universidad Técnica de Cotopaxi
Correo electrónico	Xavier.proaño@utc.edu.ec
Coordinadores	
Nombre	Byron Rodríguez Calle
Institución a la que pertenece	Universidad Técnica de Cotopaxi
Nombre	Edian Grados Bayas
Institución a la que pertenece	Universidad Técnica de Cotopaxi

Grupo de trabajo

Investigadores participantes:

Estudiantes:**Datos personales****Nombres:** Byron Andrés**Apellidos:** Rodríguez Calle**Lugar de nacimiento:** Machala-El Oro**Fecha de nacimiento:** 31 de octubre 1996**Edad:** 24 años**Estado civil:** Soltero**Correo:** byron.rodriguez2886@utc.edu.ec**Teléfono:** 0986625452**Estudios realizados:****Primaria:** Escuela “Simón Bolívar”**Secundaria:** Instituto Tecnológico Superior “El Oro”

Byron Rodríguez Calle**Estudiante 1****Datos personales****Nombres:** Edian Damian**Apellidos:** Grados Bayas**Lugar de nacimiento:** Tena-Napo**Fecha de nacimiento:** 19 de mayo de 1997**Edad:** 23 años**Estado civil:** Soltero**Correo:** edian.grados8658@utc.edu.ec**Teléfono:** 0958856681**Estudios realizados:****Primaria:** Escuela José Peláez**Secundaria:** Colegio Técnico Juan XXIII

Edian Grados Bayas**Estudiante 2**

2. DESCRIPCIÓN DEL PROYECTO

El sistema de protecciones del sistema de generación de energía eléctrica cumple un papel fundamental en la seguridad y la correcta operación del sistema. Debido a esto, es importante para la central hidroeléctrica Agoyán contar con el estudio del sistema actual de protecciones de la unidad #1 de generación que le permita determinar el correcto funcionamiento del sistema para la futura modernización del sistema de protección actual. La evaluación de los actuales ajustes de los relevadores de protección del generador #1 de la central, es el principal objetivo del presente trabajo de tesis.

Como primer punto a desarrollar partiendo de la fundamentación científica-teórica del sistema de protección, esquema eléctrico del generador, transformador principal, líneas de transmisión pertenecientes a TransElectric e información proporcionada por CELEC EP Hidroagoyán se establece un modelo eléctrico que permite obtener resultados a partir de los estudios a realizar en la sección 11.

El estudio de flujo de potencia sirve para evaluar la operatividad de los elementos del sistema eléctrico de potencia bajo dos escenarios de demanda: demanda máxima y demanda mínima, este estudio determinará lo efectos en el área de influencia al conectarse al sistema nacional interconectado ecuatoriano. El estudio de cortocircuito permite determinar la corriente máxima de cortocircuito mediante simulación de fallas internas y externas de la central, esto es necesario realizar para la evaluación y ajustes de las funciones de protección del generador #1.

Con los resultados del flujo de potencia y estudio de cortocircuito, se determina el correcto ajuste y coordinación del sistema de protección del generador, tomando en cuenta las características principales de los relevadores electromecánicos utilizados en la central.

Por último, se presenta la evaluación del sistema de protecciones del generador de la central, así como las conclusiones y recomendaciones que ha surgido luego del desarrollo del presente trabajo de tesis recomendaciones que ha surgido luego del desarrollo del presente trabajo de tesis.

3. JUSTIFICACIÓN DEL PROYECTO

La central Hidroeléctrica Agoyán, lleva más de 30 años de operación con un sistema de protecciones que opera de forma correcta, la confiabilidad del sistema satisface las necesidades para una correcta operación. Sin embargo, en la actualidad los sistemas de protecciones han tenido un avance tecnológico acelerado pasando de relés electromecánicos, relés numéricos, hasta IED dispositivos inteligentes, en la actualidad el sistema de protección de la Central

Agoyán, necesita una modernización. Las condiciones del sistema nacional SNI han cambiado, con el incremento de líneas de transmisión y de S/E, lo que influye de manera directa en la impedancia del equivalente de Thévenin en los nodos frontera. Además, en caso de una falla, no existen ya en el mercado repuestos de la tecnología instalada, por lo tanto, este proyecto es importante para evaluar la tecnología de la unidad de generación #1 y así contribuir para un mejor desarrollo de la central. Sin embargo, se debe hacer un levantamiento de información para analizar si los ajustes son los adecuados para su funcionamiento en la central hidroeléctrica Agoyán.

El desarrollo de la presente tesis es importante para la central hidroeléctrica Agoyán, pues mediante los resultados obtenidos se pretende evaluar los ajustes actuales del sistema de protecciones, mejorando el servicio de generación y optimizando recursos, así mismo es de gran importancia para los autores debido a que han puesto en práctica los conocimientos teóricos adquiridos, ganando experiencia y completando el perfil profesional, también permite obtener nuevos conocimientos en teoría y práctica resultado de la exigencia del tema a tratar.

4. BENEFICIARIOS DEL PROYECTO

Beneficiarios directos

Este proyecto beneficiará directamente a la empresa pública CELEC EP Unidad de Negocios Hidroagoyán que utilizan generadores hidráulicos para la generación de electricidad.

Beneficiarios indirectos

Empresas distribuidoras, usuarios residenciales, comerciales e industriales conectados a la red eléctrica.

5. EL PROBLEMA DE LA INVESTIGACIÓN

Una central de generación de energía eléctrica requiere un sistema de protección en óptimas condiciones de funcionamiento para garantizar la calidad del servicio incluso en condiciones anormales de operación, los costos como resultados de una perturbación inesperada en el sistema puede resultar para la empresa en elevados costos ya sea por reparación de los elementos afectados de la central y costos por comprar energía de reemplazo, mientras la unidad de generación está fuera de servicio.

Por lo escrito, es evidente que es necesario un estudio del sistema de protección del generador de la central, por tanto, en la presente tesis se pretende realizar nuevos cálculos en los ajustes

del sistema de protección debido a que no se ha realizado alguna investigación previa desde su primera puesta en marcha, esto permitirá mejorar las propiedades del sistema de protecciones. El ajuste en los relevadores de protección se realizará tomando en cuenta los datos de placa de los equipos, los criterios de ajustes actuales y verificados por diferentes escenarios de operación del sistema conectado.

Formulación del problema.

¿Cómo evaluar el sistema de protecciones de la unidad de generación #1 de la central hidroeléctrica Agoyán?

6. OBJETIVOS

OBJETIVO GENERAL

Evaluar el sistema de protecciones de la unidad de generación #1 por medio del estudio de flujo de potencia y cortocircuito del modelo eléctrico actual para desarrollar la propuesta de calibración del sistema de protección del generador #1 de la central Agoyán.

OBJETIVOS ESPECÍFICOS

- Estudiar información acerca del sistema de protección del generador eléctrico para la elaboración del estado del arte.
- Caracterizar el sistema de protecciones actual de la central Agoyán.
- Desarrollar la propuesta de calibración del sistema de protección del generador #1 de la central Agoyán.

7. TAREAS PARA RESOLVER LOS OBJETIVOS ESPECÍFICOS

Objetivos	Actividad	Resultados	Medio de verificación
Estudiar información acerca del sistema de protección del generador eléctrico para la elaboración del estado del arte.	Indagación en libros, artículos científicos, tesis de investigación, sobre el sistema de protección en generadores.	Obtención de información y la metodología para realizar la investigación.	Marco teórico
Caracterizar el sistema de protecciones actual de la central Agoyán.	Descripción de la situación actual del sistema de protección de la central Agoyán tomando en cuenta el actual ajuste de los relés de protección para el generador #1.	Obtención de la información del sistema de protecciones actual a través de los settings de los relés, tiempos de actuación y planos eléctricos proporcionados por la central Agoyán.	Ajustes actuales de los relés y planos eléctricos de control.
Desarrollar la propuesta de calibración del sistema de protección del generador #1 de la central Agoyán.	Realización del estudio de flujo de potencia y cortocircuitos mediante software para valorar la sensibilidad y selectividad del sistema de protecciones actual.	Obtención del correcto ajuste de las protecciones del generador #1 de la central Agoyán.	Evaluación de los ajustes del sistema de protección.

8. FUNDAMENTACIÓN CIENTÍFICO TÉCNICA

Antecedentes de la investigación

Revisando información publicada a partir de otras investigaciones, citaremos algunos documentos.

En el 2018, Rómulo Senmache [1], propuso en su investigación explicar la sensibilidad, selectividad y rapidez del sistema de protección en una subestación de distribución. Con el estudio realizado se brindó protección al sistema eléctrico, protección al personal operativo y minimizó la interrupción de la energía por fallas, con el trabajo realizado concluyó que no es posible obtener selectividad entre el elemento de protección principal de la empresa Edelnor a través del fusible limitador de corriente de 100 Amperios y los relés de protección del cliente Línea Amarilla SAC, debido a los altos valores de falla esperados y al comportamiento propio de los fusibles limitadores de corriente, además el cliente deberá evaluar el presente estudio para poder solicitar a EDELNOR el posible reemplazo del seccionador de potencia y fusible de protección, por un interruptor con relé de protección, esto para el punto de alimentación (S.E. 507). De esta manera habrá una selectividad total.

En [2], se expone el desarrollo de la implementación de un sistema de protección mediante relés digitales multifuncionales (BE1-11G) para generador y (BE1-11T) para transformador de la unidad #3 de la Central Termoeléctrica Santa Rosa de la empresa CELEC E.P TERMOPICHINCHA. Con este trabajo se determinó que los relés de protección electromecánicos de sobrecorriente 50/51G, potencia inversa 32G, secuencia negativa 46G, pérdida de campo 40G, sobrevoltaje 59G y diferencial 87G del generador y las protecciones de sobrecorriente 50/51T, falla a tierra 64T y diferencial 87T para el transformador, llegaron a culminar su vida útil según los manuales por lo que fue necesario reemplazar con los relés digitales multifuncionales BE1-11g y BE1-11t. En el compartimiento de control del generador se instalaron dos relés digitales multifuncionales BE1-11G (tipo y marca; G y T), el primero que abarca todas las funciones de protecciones de sobrecorriente 50/51G, potencia inversa 32G, secuencia negativa 46G, pérdida de campo 40G y sobrevoltaje 59G; el segundo que abarca solo la función de protección diferencial 87G para mayor protección puesto que, la protección diferencial compara los valores de voltaje del generador y transformador.

De acuerdo a [3], explica el desarrollo del modelo eléctrico para los componentes de potencia de las unidades generadoras, transformadoras y de la línea de evacuación de la central Saymirín.

Este modelo es necesario para realizar los estudios de análisis de red requeridos. El primer estudio que realizó es el de flujos de potencia del sistema, el cual permite analizar y verificar la cargabilidad, pérdidas, niveles de tensión en las barras, flujos de potencia activa y reactiva de los generadores y transformadores de la central y de la línea que la interconecta con las redes de subtransmisión de la CENTROSUR. En una segunda etapa se realizó el estudio de cortocircuitos y los cálculos pertinentes para definir las características y parámetros para la actualización de los ajustes existentes en los relés de protección de las fases III y IV, y una primera propuesta de ajuste y coordinación de los relés de la fase V, teniendo en cuenta la coordinación aguas abajo con las redes de la CENTROSUR, determinando que la incorporación de la fase V de la central Saymirín permitirá aprovechar más eficientemente el recurso hídrico hasta ahora utilizado por las fases I y II, repotenciando la central con un incremento de potencia aproximado de 1,16 MW con el mismo caudal. Con el estudio de flujos de potencia se pudo determinar que el retiro de las fases I y II, incluida la línea de 22 kV que enlaza éstas con la S/E 4, y la entrada en operación de la fase V, no presenta inconvenientes de sobrecarga o niveles de tensión inadecuados en las instalaciones de la central ni en la red de subtransmisión de la CENTROSUR.

8.1 Estado del arte

Este capítulo se basa en la revisión de los conceptos y definiciones necesarios para entender el funcionamiento del sistema de protecciones que necesita el generador eléctrico para su operación; además se revisa los distintos tipos y modos de funcionamiento de los elementos que conforman estos sistemas, con el objetivo de que exista una correcta operación para abastecer la demanda con las debidas condiciones del sistema eléctrico a proteger. Fundamentalmente se analiza los requisitos que deben cumplir los sistemas de protecciones para su funcionamiento.

También, se especifica sobre los elementos de protección utilizados en los generadores para minimizar los daños provocados por las fallas eventuales que se pueden producir en el sistema eléctrico de potencia, detallando sus características más importantes. Así como también se especifica la teoría de los TCs y TPs de protección para los sistemas de generación.

Además, en este capítulo se estudia acerca de las tecnologías más conocidas para los sistemas de protecciones como lo son: los relés electromecánicos y relés digitales, con el fin de cumplir con las propiedades básicas de: selectividad, sensibilidad, rapidez y confiabilidad.

8.1.1 Introducción al sistema de protecciones

El objetivo principal de un sistema de protecciones es proteger tanto al personal que opera los equipos del sistema, como a los equipos que conforman el sistema eléctrico, mitigando los efectos de eventos o perturbaciones que pudieran ocurrir en la operación o maniobra de dichos equipos [4].

8.1.2 Propiedades de los sistemas de protecciones

La función principal de los relés de protección es de reducir el daño y las interrupciones del servicio eléctrico cuando el sistema se encuentra en falla, retirando de operación al componente fallado o que se encuentre en alguna condición anormal de funcionamiento. Otra de las funciones de los relés de protección es de indicar el sitio y el tipo de falla, y discriminar entre el funcionamiento normal de operación y las condiciones de falla. Para que un relé de protección opere este debe realizar la comparación entre una o varias señales de entrada con respecto a una referencia. Estas señales de entrada pueden ser: corriente, voltaje o frecuencia, donde la más importante de ellas es la corriente debido a que en los eventos de fallas el valor de esta señal presenta un elevado incremento en su magnitud. Es importante señalar que los relés de protección no realizan directamente el retiro del componente fallado, el despeje es realizado por equipos de apertura y cierre a los que se denominan Interruptores. Las señales de entrada no son captadas directamente del sistema, por lo que se requiere transformadores de instrumentación (TCs, TPs) que aíslan y protegen al operador de los elevados niveles de voltajes del sistema eléctrico [5].

Todo sistema de protecciones debe contar con cuatro criterios para ser considerado como un sistema eficiente y seguro de protecciones. Dichos criterios son:

8.1.2.1 Sensitividad

El sistema de protecciones debe ser lo suficientemente sensible como para operar de manera confiable, tomando en cuenta las condiciones que provocan la menor tendencia a la operación de los equipos [6].

8.1.2.2 Selectividad

En el diseño de un sistema de protecciones, se debe tener presente la secuencia de operación de los relés, de tal manera que, si ocurre una falla en algún elemento, sea la protección prevista para este elemento la que actúe (protección primaria), y no la protección de otros elementos

(protección secundaria). Esto significa que la selectividad define que, el sistema de protecciones debe desconectar como primera prioridad únicamente el elemento en falla, pero si esto no ocurre debe en lo posible desconectar el menor número de equipos para despejar la falla [6].

8.1.2.3 Rapidez

Los sistemas de protecciones deben despejar la falla lo más rápido posible a través de la desconexión del elemento bajo falla [6].

8.1.2.4 Confiabilidad

Tiene que ver con la forma correcta de implementación, aplicación y mantenimiento de los sistemas de protecciones, ya que la no operación continua de los equipos de protecciones da lugar a óxido en sus contactos de salida, pudiendo obstruir la manera adecuada de funcionamiento de los mismos [6].

Si los sistemas de protecciones cumplen con estas cuatro propiedades básicas, permiten mitigar los efectos de las fallas que ocurren en el sistema eléctrico, los cuales son: riesgo al personal, riesgo a los equipos que consecuentemente ponen en riesgo al sistema; como también se está reduciendo el costo de reemplazar un equipo, reducir la carga desconectada y el tiempo que algunos equipos estén fuera de servicio [7].

8.1.3 Sistema de protecciones para el generador eléctrico

Es importante que en todo sistema eléctrico de potencia exista un balance entre la energía que se genera y la energía que se consume, esto no depende de las condiciones anormales o perturbaciones que se pueda presentar en el funcionamiento normal del sistema. Partiendo de esta idea, se entiende que el sistema de generación es uno de los elementos más importantes dentro del sistema eléctrico de potencia.

El principal elemento del sistema de generación es el generador eléctrico, además es el equipo más costoso del sistema de potencia y es el que más está expuesto a perturbaciones ocasionado en las redes eléctricas.

Lo complejo de diseñar el sistema de protecciones para el generador depende de la importancia de la central para el sistema eléctrico, de su potencia nominal y su costo. Existe la diferencia entre el generador y los demás elementos del sistema debido que no solo debe ser protegido contra cortocircuitos, sino también contra disturbios que se producen en la red.

La operación en centrales de generación debe ser manejada por personal muy capacitado que en ciertas ocasiones intervienen ante el evento de una falla, sin embargo, existe fallas con duración muy rápida que limita la actuación de los operadores, por tanto, es de gran importancia tener relevadores de protección que actúen instantáneamente [3].

Para el diseño apropiado del sistema de protecciones del generador es importante clasificar las fallas y condiciones de operación anormal del sistema, como resultado, se menciona cuatro grupos que originan eventos de fallas, los grupos son:

- Fallas en la turbina hidráulica
- Fallas en el generador
- Fallas en los servicios auxiliares
- Falla en la línea de transmisión

Para el caso de la central Agoyán, los generadores generan a 13,8 kV, y por medio de los transformadores, la tensión se eleva a 138 kV; esto se observa en la figura 1 y en el anexo 12.

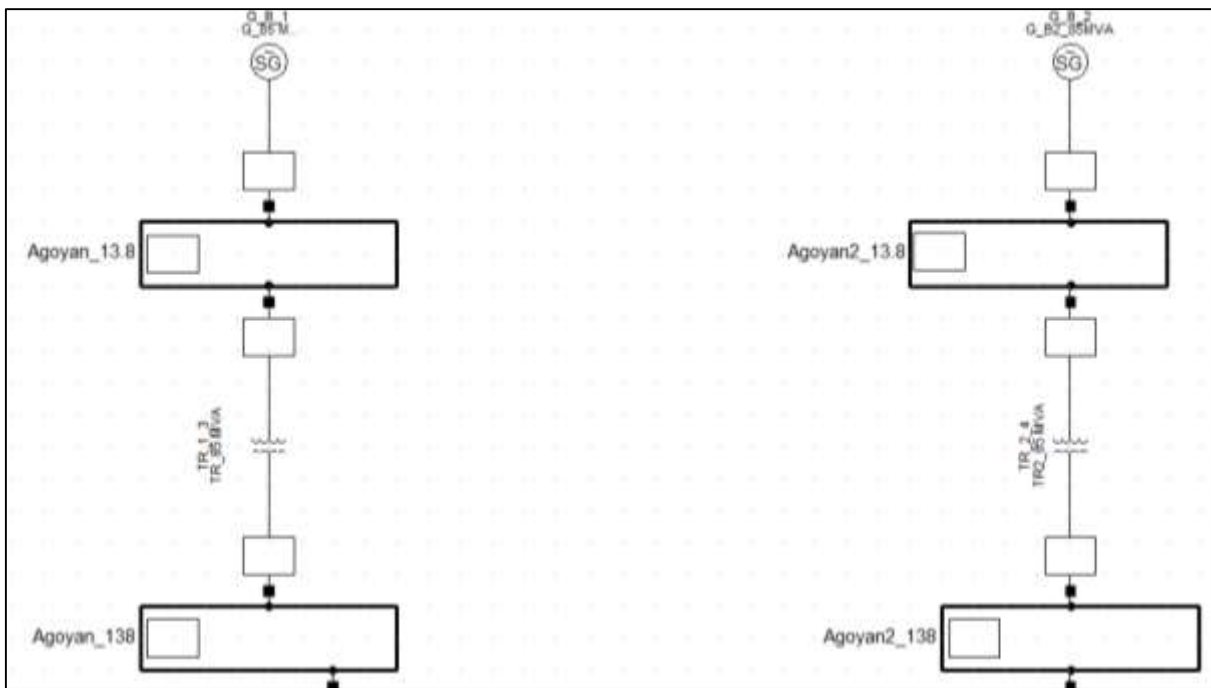


Figura 1. Conexión de las unidades generadoras de la central Agoyán

Los generadores de la central Agoyán son máquinas hidráulicas, por tal razón, para el desarrollo del estado de arte de esta sección se analiza las fallas para este tipo de generadores, teniendo en cuenta que son analizadas únicamente las fallas que afectan a las unidades generadoras, debido a que en su mayoría son de origen eléctrico y son detectadas por relés electromecánicos, en este estado del arte no se considera las fallas que afectan al elemento impulsor como lo es la turbina

hidráulica, que por lo regular son de origen mecánico y se necesita de otros dispositivos para detectar este tipo de fallas.

8.1.3.1 Elementos de protección para los sistemas de generación

Los sistemas de protecciones tienen como objetivos principales reducir los daños en los equipos de potencia ocasionados por perturbaciones que se pueden presentar en la red, garantizar la seguridad del personal que trabaja en el área de mantenimiento y mantener la seguridad en la operación del sistema eléctrico.

Para conseguir que los objetivos principales se cumplan, es necesario realizar un correcto ajuste y coordinación del sistema de protección, de tal manera que logre en el menor tiempo posible aislar la parte afectada del sistema para evitar daños severos.

Existen varias razones por la cual es importante contar con una actuación correcta del sistema de protecciones, una de ellas es evitar la pérdida de estabilidad del sistema, daños o destrucción de los equipos y salidas de las unidades que no han sido afectadas, además es necesario contar con índices de calidad de energía dentro de los límites establecidos.

En el momento que ocurre una perturbación en el sistema, el sistema de protecciones debe garantizar la posibilidad de ofrecer la información que permita localizar de manera rápida el equipo afectado, con esto, se consigue que el personal de mantenimiento pueda proceder rápidamente para corregir y mitigar la falla.

Para obtener un apropiado ajuste y coordinación del sistema de protección es necesario entender la manera de comportamiento de los elementos y del sistema en general, y refiriéndonos como base al conocimiento científico y la experiencia, realizar el ajuste del sistema de protección con el objetivo de que el sistema eléctrico se mantenga la mayoría del tiempo en operación normal y estable.

De todo lo expresado anteriormente se mencionan los objetivos principales de un sistema de protecciones para un sistema eléctrico:

- Aumentar la confiabilidad del sistema eléctrico de potencia
- Despejar la falla en el menor tiempo posible
- Disminuir los costos por reparación
- Evitar que otros equipos se destruyan

- Minimizar el daño que provocan las fallas

Para obtener un correcto ajuste y coordinación del sistema de protección, es necesario y obligatorio contar con toda la información posible del sistema a proteger y a través de ciertos criterios técnicos establecer los siguientes lineamientos:

- Sobre el sistema eléctrico de potencia la influencia que ejerce el sistema protegido
- El análisis de las zonas de actuación de cada función de protección
- La actuación del sistema de protección ante las anomalías del sistema

8.1.3.2 Relés electromecánicos

Son aquellos que están formados por una bobina y contactos los cuales pueden conmutar corriente continua o alterna. Como se observa en la figura 2.

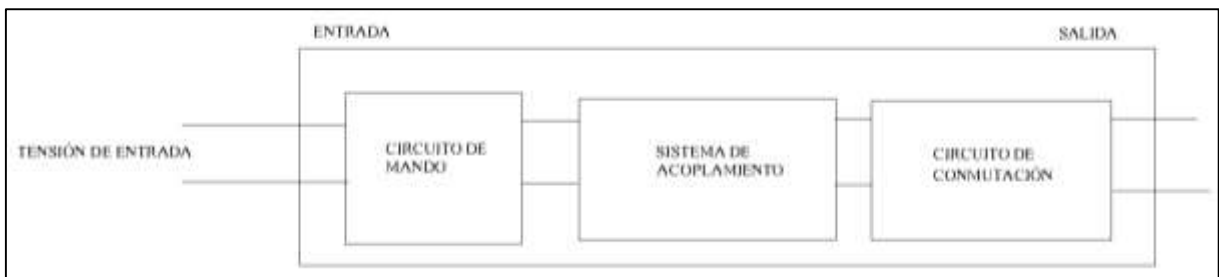


Figura 2. Estructura interna de un relé.

Existen diferentes tipos de relés electromecánicos, por ejemplo:

- Relés tipo armadura: Son los más antiguos el funcionamiento se basa en un electroimán que hace vascular a la armadura para ser excitada, cerrando los contactos ya sea normalmente abierto o normalmente cerrado.
- Relés polarizados: Constan de una pequeña armadura, unida a un imán permanente, los extremos inferiores giran dentro de los polos de un electroimán mientras que el otro extremo contiene una cabeza de contacto, al momento de excitar al electroimán, se mueve la armadura y cierra sus contactos.

Con el paso de los años y el avance de la tecnología, los relés de protección han experimentado cambios llegando al origen de relés electrónicos y relés digitales.

8.1.3.3 Relés digitales (IED)

Por lo general cuándo se presenta un disturbio en el sistema eléctrico, la duración de estos suele ir en el orden de los *us* a los *ms*; por tal razón es fundamental ocupar dispositivos de protección

con la capacidad de detectar anomalías y actuar en rangos de tiempo permitible.

El avance en la teoría de control, del procesamiento digital de señales y de comunicaciones han hecho posible diseñar funciones de protección avanzadas que aportan beneficios como la optimización de recursos y espacio físico.

Estas funciones de protección se las conoce por el nombre de relés digitales y el funcionamiento se basa en microprocesadores, los desarrollos de estos relés funcionan a partir de la conversión de señales analógicas de entrada por tensión y corriente en señales binarias, las cuales se procesan numéricamente por herramientas computacionales.

Estas herramientas son las encargadas de detectar operaciones anormales en la señal de entrada para emitir señales de disparo que indica la actuación del relé. Este procedimiento para la detección de fallas ha conseguido mantener la confiabilidad y velocidad de actuación, en comparación a los relés electromecánicos y relés de estado sólido.

Estos dispositivos de última tecnología incorporan a sus sistemas herramienta de comunicación, esto hace posible una conexión de fácil acceso con otros elementos de protección, otras centrales, ya sea de forma local o remota.

Otra característica digna de mencionar es que estos relés poseen la función de autodiagnóstico encargada de supervisar su estado. Cuando ocurre alguna falla interna en el sistema de protección, esta función la detecta y bloquea las funciones de protección activadas enviando una señal de alerta al operador de control y supervisión.

Otra función importante de los relés digitales es permitir en tiempo actual los registros oscilográficos y para la elaboración de informes graba los datos en los cuales se incluyen las mediciones de las señales de ingreso tanto de tensión y corriente, detalles de eventos y localización de fallas y anomalías del sistema.

Existen ventajas muy importantes que ofrecen los relés digitales, por ejemplo; una de ellas es la fácil configuración y ajuste del tiempo de actuación de todo el sistema de protección que se desea activar. Los ajustes se los realiza mediante un software diseñados por los fabricantes de relés digitales.

La interfaz hombre-máquina es lo que caracteriza a los relés digitales, esta funcionalidad permite prestar atención al estado real del sistema eléctrico de potencia en operación normal,

los diferentes ajustes del sistema de protección, el funcionamiento del relé, los datos de tensión, frecuencia, corriente y potencias.

Por supuesto el costo de implementación de relés digitales en un sistema de protecciones es alto, pero es recompensado por la mayoría de funciones de control, protección, medición, protocolos de comunicación que están disponibles en un mismo dispositivo.

8.1.4 Fallas eléctricas y su respectiva protección

8.1.4.1 Cortocircuitos entre fases de los devanados del estator

Este tipo de fallas no es común en los generadores, por el aislamiento que existe actualmente, pero es importante considerarla para el diseño del sistema de protección, al momento de producirse este tipo de fallas, se origina circulación de corrientes muy altas en los devanados, esto puede poner en riesgo la estabilidad del sistema y dañar el elemento de generación.

En la figura 3, se observa el modelo del diagrama unifilar de un cortocircuito entre fases del generador.

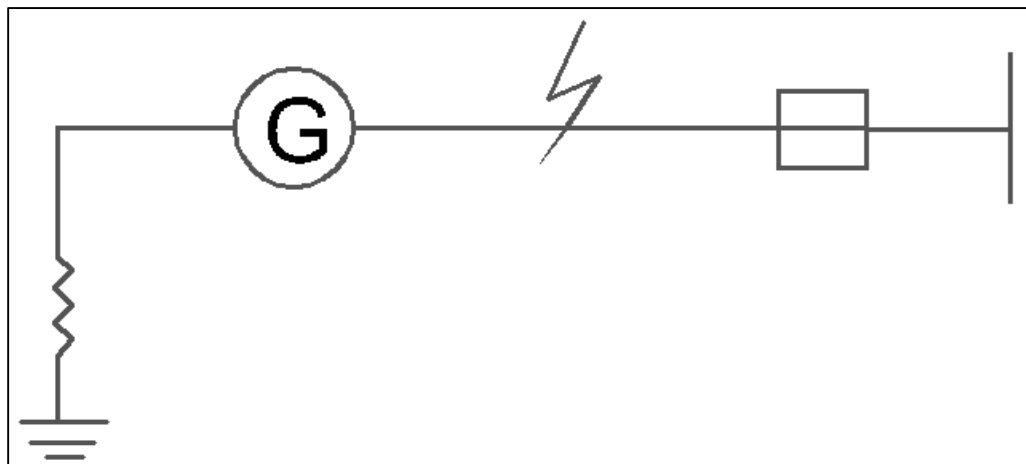


Figura 3: Cortocircuito entre fases del generador eléctrico.

Las causas por las que puede presentarse un cortocircuito entre fases en el devanado del estator y perder su aislamiento pueden ser:

- Descargas atmosféricas
- Falta de mantenimiento
- Carga desbalanceada
- Daño en el sistema de enfriamiento
- Deterioro de los elementos

Los efectos que pueden producir este tipo de falla para el generador son:

- Nivel de tensión en caída de las fases involucradas y un aumento de tensión en el resto de fases
- Daños en el núcleo del generador y en el aislamiento de la maquina
- Láminas del estator en el punto de cortocircuito destruidas
- Daños en los conductores
- Explosiones e incendios

El neutro en el generador es de suma importancia debido a que, si la falla se presenta cerca o próximo a él, la magnitud de la corriente de falla es menor, los daños que pueda causar este tipo de fallas al generador dependen de la magnitud y el tiempo que este a través de los devanados de las fases afectadas.

Para mitigar los daños que provoca este evento de cortocircuito es importante contar con un elemento de protección para detectar el daño y eliminarlo.

8.1.4.1.1 Protección diferencial para generadores 87G

La protección diferencial es la principal protección para el generador contra cortocircuitos producidos entre fases de sus devanados.

Esta protección protege al generador contra fallas entre fases que pueden ser trifásicas, bifásicas, monofásicas, por tal razón es importante contar con el neutro sólidamente aterrizado.

El funcionamiento de la protección diferencial, se basa en la comparación de corrientes que provienen de los TCs que circulan por el neutro y por los bornes del generador, como se muestra en la figura 4.

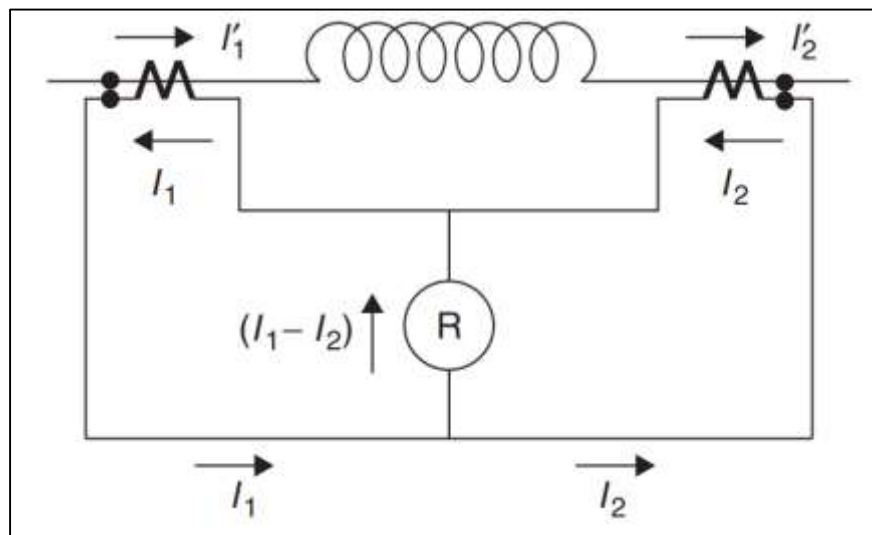


Figura 4. Protección diferencial 87 [8]

La rápida actuación para despejar la falla hace que este tipo de protección sea importante en el sistema, cuando el sistema de potencia se encuentra en estado estable las corrientes que circulan a través de los TCs en ambos lados son iguales. Cuando ocurre la falla dentro de la zona de protección de los TCs, el relevador detecta rápidamente el cambio de corrientes y por ende procede a actuar.

El relevador 87G tiene la propiedad de ser selectiva debido a que brinda protección solo en el caso de que se origine la falla dentro de la zona donde los TCs están ubicados.

Se presentan situaciones en las cuales las corrientes diferenciales son mayores a la corriente que detecta el relevador, por tanto, es posible que produzca errores de medida y como resultado dispare innecesariamente la unidad, esto sucede debido a la saturación que tienen los TCs cuando circula por sus devanados primarios corrientes elevadas. El estudio de protección diferencial porcentual da soluciones prácticas incluyendo la sensibilidad, esto es posible por las bobinas de restricción cuyo objetivo es ver los errores en la medición de los TCs de una adecuada manera.

En la figura 5 se observa la conexión del relé de este tipo.

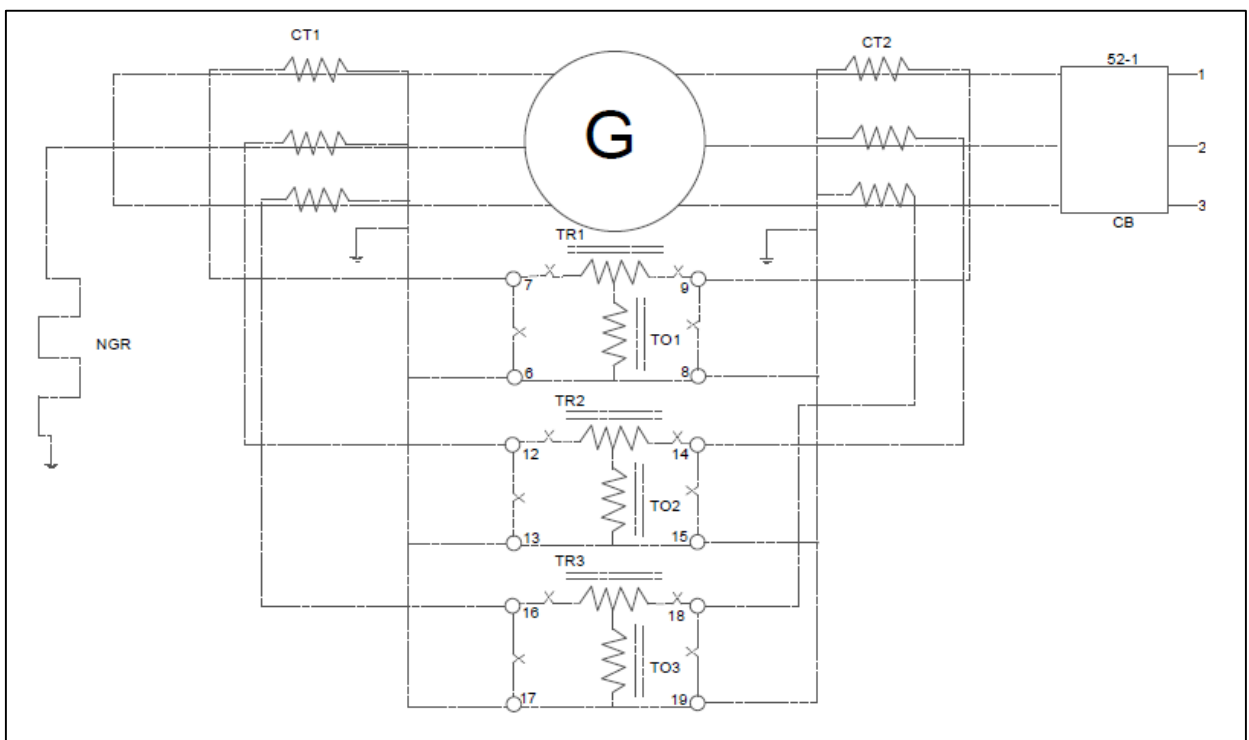


Figura 5. Protección diferencial porcentual 87G

Para la correcta calibración de la pendiente de actuación del relé se tiene dos valores de corriente, la corriente de operación I_o y la corriente de restricción I_R lo cuales vienen dados por:

$$I_o = I_1 - I_2 \quad (1)$$

$$I_R = \frac{I_1 + I_2}{2} \quad (2)$$

El ajuste de la pendiente es determinado por la siguiente expresión.

$$\frac{I_o}{I_R} \% \quad (3)$$

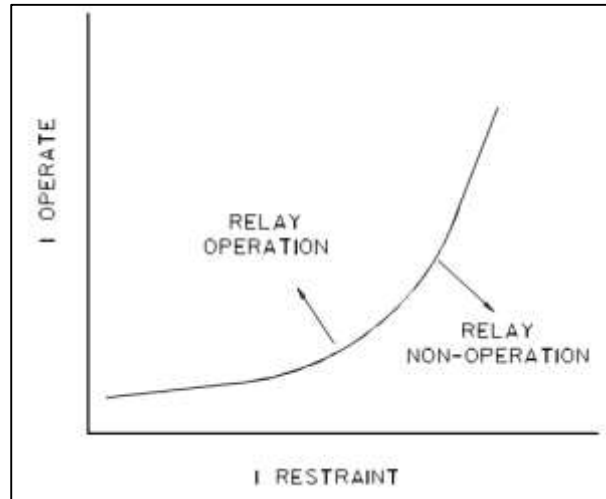


Figura 6. Zonas de operación del relé diferencial porcentual 87 [9].

La protección diferencial debe satisfacer los siguientes requerimientos:

1. Debe ser lo suficientemente sensible para detectar daños del estator del generador y no operará para fallas externas a la máquina.
2. Debe operar rápidamente de tal manera que el generador sea desconectado antes de que resulte un daño grave.
3. Debe ser diseñado para que abra el interruptor principal, así como el interruptor del neutro y el interruptor del campo.

El tamaño del generador no es el que necesariamente determina la calidad de la protección; lo importante es el efecto de una falla prolongada en el generador en el resto del sistema, y qué tan grandes serían los trastornos si el generador sufre un daño considerable y tiene que quedar fuera de servicio por largo tiempo [4].

8.1.4.2 Cortocircuito producido entre fase y tierra de los devanados del estator

El cortocircuito entre fase y tierra de los devanados del estator es el más común que se pueda presentar y la razón por la cual el generador en ocasiones suele salir de servicio. Esta falla es originada por la ruptura del aislamiento entre una de las fases del estator y tierra.

Cuando ocurre una falla como estas la corriente que viaja por la fase de falla está limitada solamente por la impedancia de puesta a tierra y la impedancia en el punto de la falla, la

magnitud de esta corriente es establecida por la conexión a tierra que disponga el neutro del generador [9].

Los métodos más utilizados para la puesta a tierra del generador son:

- Puesta a tierra con una alta impedancia
- Puesta a tierra con una baja resistencia
- Puesta a tierra con una reactancia
- Puesta a tierra con un transformador de puesta a tierra

La corriente que viaja por el neutro cuando el generador se encuentra conectado a tierra, lleva como nombre corriente residual, la corriente residual resulta ser igual a tres veces la corriente de secuencia cero que circula por cada fase.

Las causas por las que puede presentarse un cortocircuito de fase a tierra en el devanado del estator y perder su aislamiento pueden ser:

- Daños mecánicos como oxidación de conductores o aflojamiento de tornillos
- Falta de mantenimiento
- Sobretensiones de origen externo e interno
- Condición de carga desbalanceada
- Falla previa entre fases de los devanados del estator

Las consecuencias que puede ocasionar este tipo de cortocircuito en el generador pueden ser:

- Deterioro o destrucción de la laminas del estator y de su aislamiento
- Sobrecorrientes
- Sobretensiones
- Sobre calentamiento del estator
- Descargas eléctricas a los operadores por las corrientes circulantes de falla a tierra

El tipo de método de puesta a tierra que utiliza los generadores de la central Agoyán es a través de un transformador de alta impedancia conectado entre el neutro del generador y tierra, es importante despejar la falla rápidamente de lo contrario podría provocarse la destrucción del generador y la estabilidad del sistema de potencia podría colapsar, una de las características que debe tener la protección es ser complementaria de la protección diferencial.

8.1.4.2.1 Protección de sobretensión 59N y Protección de sobrecorriente 50/51 N

Las tensiones de fase del generador están equilibradas cuándo el sistema opera en condiciones normales, cuándo se ocasiona una falla de fase a tierra, empieza a circular una corriente por el

neutro del generador ocasionando desequilibrio entre las tensiones de fase, además de esto, la corriente de falla a tierra ocasiona una tensión de secuencia cero en el neutro del generador, por tal motivo se utiliza un relé de sobretensión instantáneo 59N en la caso de la central Agoyán para aislar la falla.

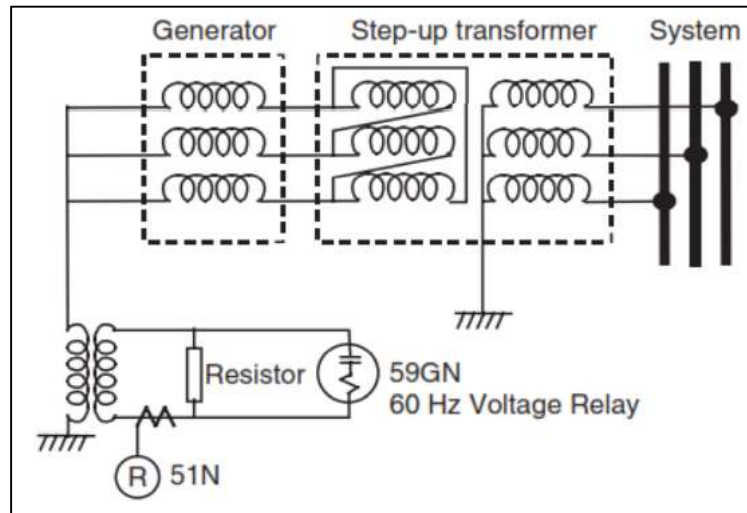


Figura 7. Conexión de la protección 59/51 N para fallas a tierra en el devanado del estator [8].

La conexión de la protección es a través de un TP, el primario se conecta en paralelo a la resistencia de puesta a tierra, y el secundario se conecta con el relé de sobretensión 59N, esta protección brinda el 90 al 95% de protección en los devanados del estator, además presenta el inconveniente de no tener la opción de localizar la falla y cuando se origina una falla cerca al neutro que representa el 5 al 10 % no existe suficiente tensión residual para que el relé lo detecte. En generadores que utilizan el sistema de puesta a tierra con el que se presenta en la figura 7, es necesario también contar con el relé de sobrecorriente 51N como protección de respaldo conectado al neutro del generador, el relé de sobrecorriente utilizado en la central Agoyán es del tipo de tiempo inverso, este tipo de protección es común utilizar en generadores de baja potencia, brindan el 90-95 % de los devanados de fase.

8.1.4.2.2 Protección del 100 % de falla a tierra de los devanados del estator

Como hemos analizado; las protecciones contra fallas de fase a tierra no son capaces de brindar una protección completa al devanado de estator, pero esto no es problema, debido a que existen diagramas de conexión destinadas a detectar fallas a tierra cercanas al neutro, esto resulta en 100 % de protección del devanado del estator. El método comúnmente utilizado es el siguiente.

- Método basado en la tensión del tercer armónico

Las tensiones del tercer armónico son producidas por los generadores cuando el sistema se

encuentra en operación normal, esto sirve para configurar la protección.

Los modelos que utilizan la tensión de tercer armónico son:

- El primer esquema ocupa un relevador de subtensión de tercer armónico 27TH, esta protección se conecta en paralelo a la resistencia de puesta a tierra como se observa en la figura 8, la operación del relé depende de la disminución de tensión del tercer armónico al ocurrir la falla de fase a tierra en el devanado del estator.

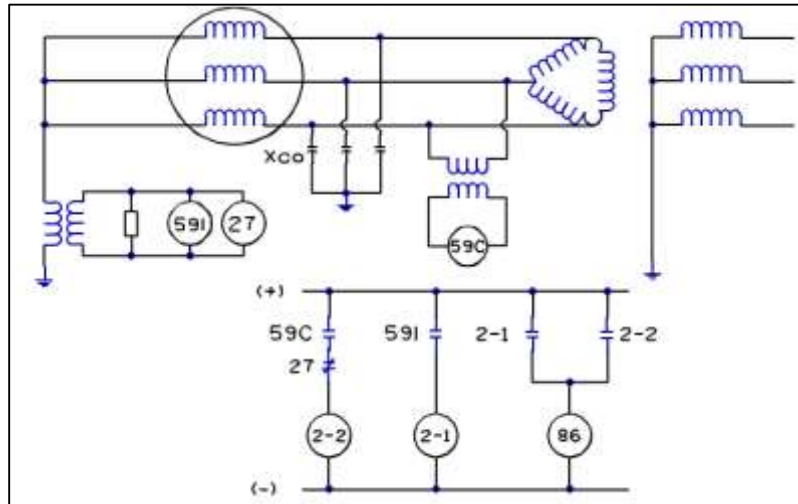


Figura 8. Conexión del relé de subtensión 27TH [9].

- El segundo diagrama de conexión ocupa un relevador de sobretensión de tercer armónico 59TH, este relevador mide la tensión en bornes del generador como se observa en la figura 9, el relé opera cuando detecta una subida de tensión de tercer armónico.

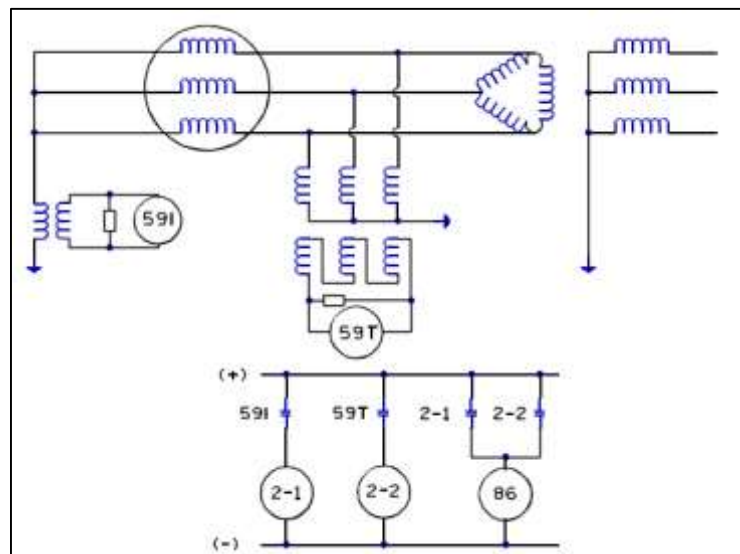


Figura 9. Diagrama de conexión del relé de sobretensión para tercer armónico 59TH [9].

- Método basado en la inyección de tensión subarmónica

Cuando los generadores no son capaces de generar suficiente tensión de tercer armónico para

usar los esquemas de protección analizados previamente, una solución para conseguir el 100 % de protección al devanado del estator es inyectar tensión de frecuencia subarmónica mediante un TP conectado en delta.

8.1.4.3 Cortocircuito en el devanado de campo a tierra

Este tipo de falla no afecta al generador instantáneamente debido a que el devanado de campo y el sistema de excitación por medio de corriente continua se encuentran aislados de tierra, pero si el cortocircuito del devanado de campo permanece existe la firme probabilidad de que un segundo cortocircuito de este tipo se produzca.

Si se produce un segundo cortocircuito en el devanado, las espiras donde se encuentra la falla no permitirían la circulación de corriente, mientras que en el devanado en donde no está la falla aumentaría la corriente ocasionando un arranque eléctrico adicional, lo que resultaría en un desequilibrio entre las fuerzas magnéticas en los lados opuestos del rotor.

Las causas por las que puede presentarse un cortocircuito en el devanado de campo a tierra pueden ser:

- Mantenimiento inadecuado
- Ambiente corrosivo
- Transitorios ocasionados en el sistema eléctrico
- Sobre calentamiento en el rotor

Las consecuencias presentadas por este tipo de falla en el generador son:

- Origen de un segundo cortocircuito del devanado de campo a tierra, con resultados fatales para el generador

Los generadores de la central Agoyán poseen un sistema de excitación mediante un transformador trifásico de 700 kVA con una impedancia de 7,7 %, por lo cual es importante analizar la protección en secciones posteriores para que no exista grave daño a la máquina generadora.

8.1.4.3.1 Protección de falla a tierra del devanado de campo 64R

Esta protección en la mayoría de los casos ocasiona una señal de alarma y no dispara, esta funcione así para que el personal de la central hidroeléctrica tome precauciones y aislé la unidad generadora fallada para inspección o reparación.

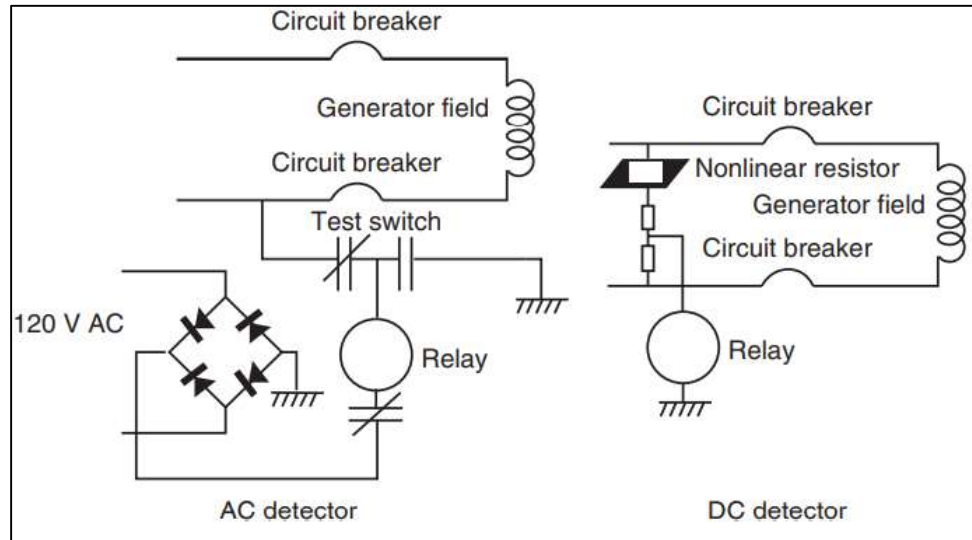


Figura 10: Diagrama de conexión del relé 64R para la detección de fallas a tierra en el devanado de campo [8].

Cuando ocurre una falla a tierra en el devanado de campo, se origina una tensión que será vista por el relevador 64R, este proveerá una señal de alarma o a su vez hará el disparo de la unidad. Existe la diferencia con el esquema DC de la figura 10 porque este cuenta con un punto ciego en el cual no actúa la protección, pero el problema se soluciona conectando una resistencia variable, esto hace que el punto ciego cambie con la variación de tensión del campo.

No es necesario realizar coordinación para este tipo de protección porque es independiente de los esquemas de protección utilizados para aislar las fallas a tierra.

Como resumen, se puede mencionar que esta protección contra fallas a tierra en el rotor es una función de protección capaz de detectar fallas a tierra en el rotor del propio generador. Esta función se utiliza en generadores de potencia nominal superior a 5MVA, siendo de uso opcional para generadores más pequeños [10].

8.1.4.4 Fallas externas y condiciones anormales de operación

Los generadores tienen límites de operación, cuando estos límites aumentan o disminuyen se origina una condición anormal de operación, estas condiciones deben ser asistidas para restablecer el sistema a condiciones normales de operación.

Si la condición anormal persiste la unidad de generación debe ser aislada para proteger su integridad, por tal razón es de suma importancia diseñar el sistema de protecciones no solo para detectar fallas internas en el generador si no también que brinde protección para condiciones anormales que se producen en la red.

Las perturbaciones que se pueden presentar en la red pueden ocasionar daños graves tanto en tiempo como en costos de reparación, por tal razón, es importante contar con protecciones que

garanticen el cuidado de la máquina generadora y estabilidad del sistema el cual está conectado.

8.1.4.4.1 Protección de secuencia negativa o desbalance de carga

El origen de corrientes de secuencia negativa son el resultado de un desbalance entre las corrientes de fase en el estator del generador, estas corrientes giran en dirección opuesta a la dirección del rotor.

Las principales causas por las que se da origen a la circulación de corrientes de secuencia negativa pueden ser:

- Fallas monofásicas y bifásicas internas en el generador y en la red
- Cargas desbalanceadas
- Rotura de líneas
- Cortocircuito entre espiras de un mismo arrollamiento del estator
- Fallas asimétricas no despejadas

Las consecuencias presentadas por este tipo de falla perjudicando al generador son:

- Vibración severa
- Daños a la turbina y generador por altas temperaturas y esfuerzo mecánicos
- Pérdida de fuerza del par motor del generador
- Excesos calentamiento en el rotor

Son graves los daños y el costo de reparación es alto que puede ocasionar este tipo de falla en la unidad de generación, por esta razón, se requiere usar un esquema de protección que detecte la falla y actúe cuando exista desbalance de carga grande entre las corrientes de fase.

Es posible calcular el tiempo t que puede exponerse el generador sin sufrir daños cuando se presentan las corrientes de secuencia negativa, esto se calcula por la siguiente fórmula.

$$I_2^2 * t = k \quad (4)$$

Donde:

I_2 = valor RMS de la componente de secuencia negativa de la corriente de fase del estator.

t = tiempo en segundos de exposición del generador al desbalance entre las corrientes de fase.

k = constante dependiente del diseño de la máquina

La constante k que pueden soportar distintos tipos de generadores se muestra en la tabla 1.

Tabla 1. Corrientes de secuencia negativa admisible para distintos tipos de generadores

Tipo de generador	I_2 permitida % I_{nom}
Polos salientes	10 %
Rotor cilíndrico, refrigeración indirecta	10%
Rotor cilíndrico, refrigeración directa hasta 350 MVA	8%

Fuente: [9].

La calibración del relé es posible determinar usando la ecuación 4 que determina las corrientes máximas admisibles que puede soportar el generador sin sufrir daños. La protección está basada en utilizar un relé de sobrecorriente de secuencia negativa conectado a un Tc en terminales del generador.

8.1.4.4.2 Protección de frecuencia anormal (810/81U)

La sobrefrecuencia en un sistema de potencia se relaciona con el exceso de generación y una baja frecuencia con el exceso de demanda. La condición de baja frecuencia es más crítica debido a que para corregir una condición de este tipo se debe actuar sobre la carga, lo cual resulta prácticamente imposible, mientras una sobrefrecuencia se la puede corregir oportunamente mediante el operador del central.

La operación a una frecuencia distinta a la nominal es producida principalmente por dos razones:

- Exceso de generación en el sistema de potencia

Ocasionado por la pérdida de una carga grande o por la salida de operación de una línea de transmisión que transmite gran cantidad de potencia. En este caso el torque mecánico impuesto por la turbina es mayor al torque eléctrico de la carga, produciendo un incremento en la velocidad del rotor y por lo tanto un aumento en la frecuencia [11].

- Sobrecarga del generador en el sistema de potencia

Debido principalmente a la pérdida de un generador grande en el sistema de potencia. En este caso, el generador operara a una frecuencia menor a la nominal debido a que el torque eléctrico de la carga es mayor al torque mecánico de la turbina, lo que resulta en un torque de desaceleración. El regulador de velocidad podrá actuar para conseguir el equilibrio entre el torque mecánico y eléctrico, solo hasta cuando la potencia eléctrica de carga sea menor que la máxima potencia mecánica disponible en la turbina [11].

Las causas que ocasionan una condición de sobrefrecuencia en el sistema son:

- La entrada de potencia mecánica al generador excede la carga eléctrica y las pérdidas mecánicas
- Avería en el sistema de regulación de velocidad
- Falta de comunicación en los operadores de control

Las consecuencias de una sobrefrecuencia en el generador son:

- Exceso de calentamiento
- Aumento de la capacidad del generador
- Aumento de velocidad
- Sobretensiones

Las causas que ocasionan una condición de baja frecuencia en el sistema son:

- La demanda del sistema supera la capacidad de generación
- Daño en el sistema de regulación de velocidad
- Falta de comunicación en los operadores de control

Las consecuencias de una baja frecuencia en el generador son:

- Capacidad de generación disminuida
- Exceso de carga
- Sobre excitación del generador
- Daños a los alabes de la turbina
- Inestabilidad del sistema

La protección contra frecuencia que no está en el rango especificado por el CENACE basa su funcionamiento en analizar la frecuencia de la onda de tensión de generación en bornes del generador, consta de dos tipos de protecciones, 81O para sobrefrecuencia y 81U para baja frecuencia.

La protección 81O se basa en un relé de sobrefrecuencia que actúa sobre el sistema de regulación de velocidad, el objetivo es reducir el ingreso de agua para equilibrar la generación con la carga a suplir.

La protección 81U se basa en un relé de baja frecuencia que ayuda en el alivio de carga para evitar la pérdida de sincronismo con el sistema de potencia cuando una reducción de frecuencia ocurre.

El Operador Nacional de Electricidad del sector ecuatoriano emite los rangos de frecuencias

permitidos cuando las unidades de generación están operando, estos son:

- Sin la actuación de relés instantáneos de desconexión propios del mismo entre 57,5 Hz y 62 Hz
- Para un período mínimo de 10 segundos entre 57,5 y 58 Hz, y entre 61,5 y 62 Hz
- Para un período mínimo de 20 segundos entre 58 y 59 Hz, y entre 61 y 61,5 Hz
- Sin límite de tiempo entre 59 y 61 Hz

8.1.4.4.3 Protección contra pérdida de excitación 40G

La pérdida de excitación afecta directamente al circuito de campo de los generadores, el devanado de campo es el encargado de controlar la potencia reactiva que el generador entrega o consume del sistema, cuando se produce una condición anormal el generador empieza a recibir potencia reactiva del sistema, esto lo hace comportarse como un generador de inducción, porque empieza a trabajar en la región de subexcitación de su curva de capacidad.

El sistema eléctrico de potencia el cual el generador se encuentra conectado también sufre consecuencias severas debido a que la entrega de potencia reactiva se invierte, si el sistema no cuenta con suficientes reactivos para entregar al generador fallado, el sistema puede colapsar.

Las principales causas que ocasionan pérdida de excitación en el generador pueden ser:

- Cortocircuito en el devanado del campo
- Devanado de campo con rotura
- Falla en el control del regulador de tensión
- Circuito abierto en el devanado de campo

Las consecuencias que ocasiona la pérdida de campo al generador son:

- Comportamiento del generador como generador de inducción
- Exceso de temperatura en el rotor
- Factor de potencia reducido
- Inestabilidad del sistema en caso de no poder aportar reactivos al generador
- Sobrevelocidad

La protección contra pérdida de excitación debe calibrarse para que detecte la falla rápidamente y aislé al generador para que no consuma reactivos de la red, la protección más común que se emplea en los sistemas de generación con buenos resultados es el relé de distancia direccional tipo *Mho*, que detecta la variación de impedancia observada desde los bornes del generador.

Al momento de consumir reactivos de la red, el generador trabaja en la zona de subexcitación, por tanto, la impedancia que observa el relé cambia de estado resistivo a un estado capacitivo.

Esto significa que la impedancia vista en un diagrama $R - X$ se ubica en un nuevo punto en el cual ahora trabaja el generador en su curva de capacidad.

En la figura 11 se analiza las zonas de actuación de los relés tipos Mho.

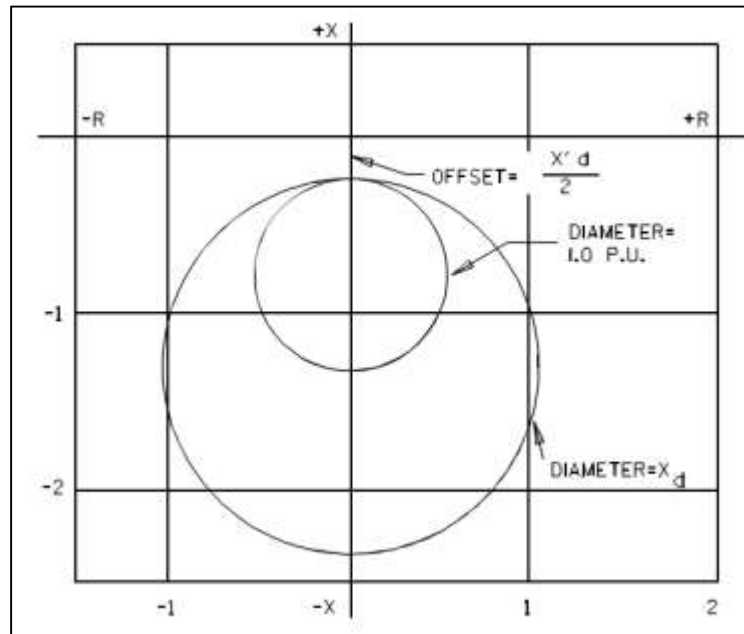


Figura 11. Zonas de actuación de la protección contra pérdida de campo o excitación [9].

Como se observa en la figura 11, las dos zonas tienen un desplazamiento en el eje X , con un valor igual a la mitad de la reactancia transitoria de eje directo $x'd$, esto es debido a que se requiere prevenir actuaciones erróneas de la protección cuando ocurran transitorios en la red.

La primera zona como se observa tiene un diámetro de 1 p.u. y permite detectar pérdida de excitación desde condiciones de plena carga hasta el 30% de carga nominal. Esta zona brinda una actuación inmediata de la protección, puesto que, si la impedancia se localiza dentro de esta zona, los daños en el generador y en el sistema son mayores.

La segunda zona tiene un diámetro igual a la impedancia de eje directo xd del generador y brinda la detección de pérdida de excitación incluso en condiciones de carga cero, por tal razón se debe dar un retardo de tiempo de 0,5 – 0,6 segundos para su actuación [9].

No en todos los generadores es posible emplear la protección de pérdida de excitación con las dos zonas de protección, debido a que por sus características constructivas se produce un traslape entre los diámetros de impedancia (xd es menor a 1). Por esta razón, en este tipo de generadores se aplica solo una zona con un diámetro igual a xd y un retardo de tiempo en su actuación.

Es necesario que el relé de protección de pérdida de excitación tome señales de tensión y corriente en bornes del generador, a través de TCs y TPs los cuales son ubicados en el diagrama unifilar.

8.1.4.4.4 Protección contra sobreexcitación 24G

Es importante que el generador sea diseñado para soportar cierta cantidad de flujo magnético, este flujo permite inducir en el estator los valores de tensión nominal basándose en la Ley de Faraday, en ocasiones, este flujo magnético se excede originando condiciones anormales de operación.

La cantidad de flujo magnético como máximo que el hierro del estator puede aceptar sin saturarse se lo expresa en la siguiente ecuación:

$$\varphi_{m\acute{a}x} = \frac{\sqrt{2} * E_{rms}}{N * 2\pi f} \quad (5)$$

Donde:

E_{rms} = tensión interna del inducido

N = número de vuletas de los devanados del estator

f = frecuencia

Deduciendo la ecuación 5, se puede mencionar que el flujo magnético es directamente proporcional a la tensión, e inversamente proporcional a la frecuencia.

$$\varphi = \frac{V}{f} \quad (6)$$

Cuando se utiliza la frecuencia y la tensión como se observa en la ecuación 6, se puede medir el flujo magnético que soporta el entrehierro del generador mediante la relación de V/Hz .

La norma estándar: IEEE STD C37.102-2006 menciona que el límite máximo permitido en la relación V/Hz es de 1,05 pu en bornes del generador con un factor de potencia nominal en condición de plena carga.

Las principales causas que ocasionan una condición de sobreexcitación en el generador pueden ser:

- Pérdida de señal del TP que está conectado al regulador de tensión
- Funcionamiento del generador en la zona de subexcitación de la curva de capacidad estando el regulador de tensión en conexión automática
- Fallas manuales del circuito de campo del generador

Las consecuencias que ocasiona la sobreexcitación al generador son:

- Aumento de flujo magnético en los devanados del estator
- Daños graves al rotor y al sistema de excitación
- Aumento de calentamiento
- Daños al núcleo de hierro del generador

Cuando se presente una falla como estas, los daños resultan graves en un tiempo relativamente corto, por eso, es necesario contar con una protección que detecte de una manera rápida y confiable la falla, para poder actuar aislando al generador del sistema.

La protección de sobrecitación se utiliza para proteger al generador contra el aumento de flujo magnético que atraviesa el entrehierro, perjudicando el núcleo de hierro, al rotor, estator y el sistema de excitación.

Esta protección utiliza un relé conectado en los terminales del generador, este relé está diseñado para medir la tensión y frecuencia determinando el flujo magnético que atraviesa el entrehierro. Los tipos de relés de sobrecitación son dos: los de tiempo inverso y de tiempo definido, los relés deben ser configurado para actuar antes de que el generador supere los V/Hz con retardo de tiempo para no actuar indebidamente.

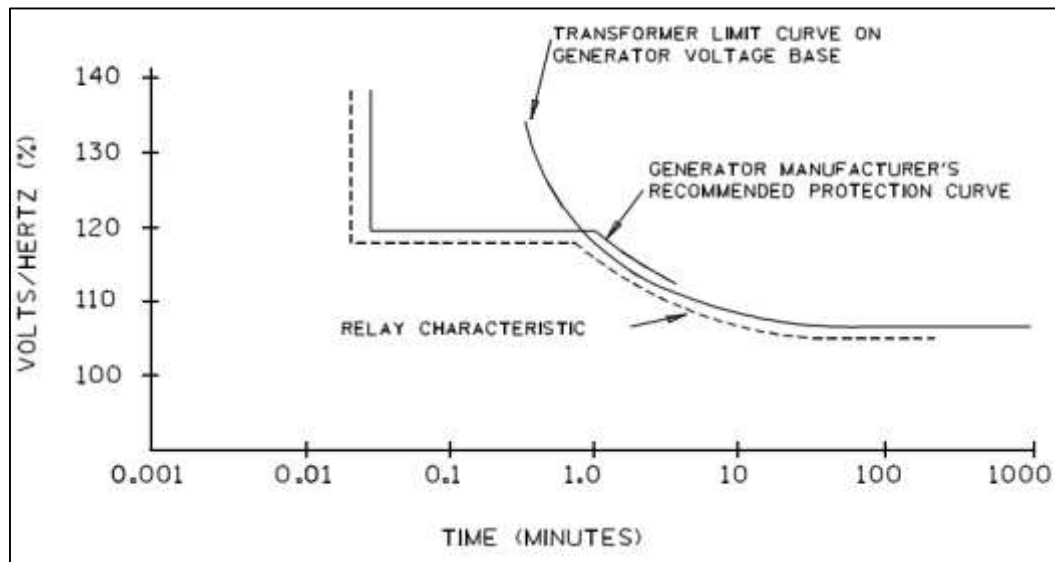


Figura 12. Ejemplo de ajuste del relé de sobrecitación de tiempo inverso [9].

Algunos sistemas de excitación actuales, cuentan con funciones especiales encargadas de limitar la relación V/Hz a valores operativos normales para el generador, cuando se encuentra en modo automático.

8.1.4.4.5 Protección contra potencia inversa 32G

La turbina del generador es el sistema impulsor para la generación de electricidad en la central hidroeléctrica, cuando la potencia que envía la turbina al generador disminuye, al punto de no cubrir las pérdidas eléctricas y mecánicas, sin embargo, el generador necesita potencia activa, por tal razón empieza a funcionar como motor consumiendo potencia activa del sistema el cual está conectado.

La motorización del generador es un fenómeno tolerable por tiempo corto si no es a

consecuencia de falla mecánica de motor o turbina. Si se mantiene por un tiempo excesivo causa calentamiento excesivo en partes de la turbina.

En caso de que la motorización del generador se deba a falla en el motor o turbina, o falla en la caldera, la protección de potencia inversa tiene función de protección de respaldo a las protecciones de ese equipo que deben haber disparado el generador [12].

Esta falla no afecta rápidamente al generador, pero sí al sistema impulsor, ya que cuando el generador se comporta como motor puede ser soportar por pocos segundos la falla antes de sufrir daños.

Las principales causas que ocasionan una condición de potencia inversa en el generador pueden ser:

- Sistema impulsor incapaz de suministrar pérdidas propias del generador
- Disminución de la fuente de energía motriz cuando está conectado el generador

Las consecuencias que ocasiona la potencia inversa en el generador son:

- Operación del generador como motor síncrono
- Daños a la turbina

No es común que la falla se presente, pero es importante considerarla para el diseño del sistema de protección del generador, la protección seleccionada debe asilar al generador, para que no agrave los daños en especial sobre la turbina.

Para este tipo de falla se utiliza un relé que determina la potencia a partir de la señal de tensión y corriente, para calcular la potencia activa que entrega el generador, utilizamos la siguiente ecuación:

$$P = V * I * \cos \varphi \tag{7}$$

Esta ecuación permite al relé verificar si la potencia activa que se absorbe de la red es necesaria para su actuación. La conexión del relé es al neutro del generador y los bornes del generador, las señales son provistas por los TCs y TPs. La configuración de los dispositivos de medición y el relé de potencia se observa en la figura 13.

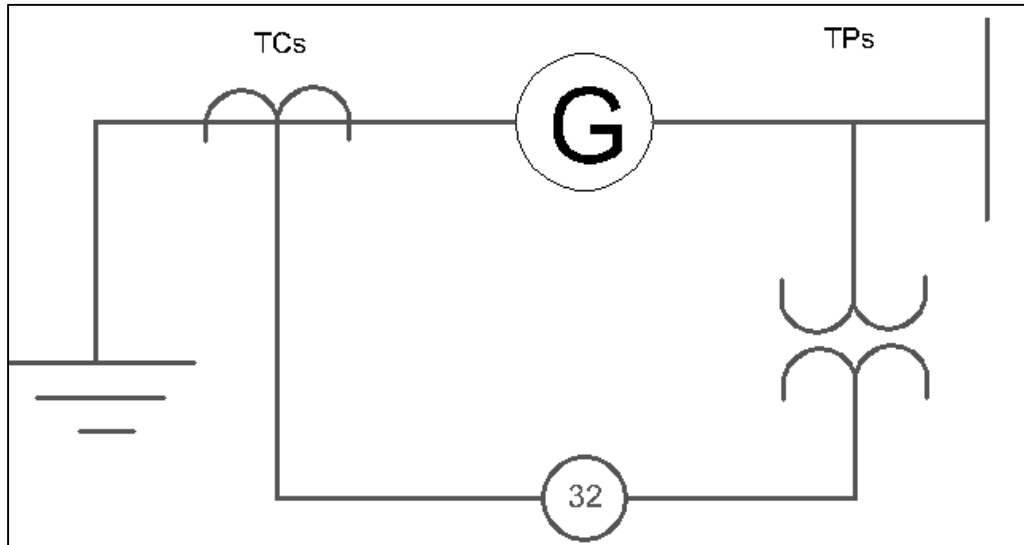


Figura 13. Conexión para la protección contra pérdida inversa del generador 32G

Para la calibración del relé de potencia es importante tener el valor de potencia suministrado por el fabricante del sistema impulsor. El relé de protección es necesario que cuente la propiedad de ser sensible para que pueda detectar la falla y la despeja de manera confiable y segura.

8.1.4.4.6 Protección contra sobretensión 59 y baja tensión 27

Los límites de variación de tensión son permitidos en su rango de operación, pero en condiciones anormales del sistema, esta tensión de generación aumenta o disminuye, esta condición no solo perjudica a la unidad de generación sino también a los equipos que están conectados al generador, por ejemplo, motores, bombas, etc.

Las principales causas que producen sobretensión en el generador pueden ser:

- Daños en el regulador de tensión y velocidad
- Disminución súbita de carga
- Sobrevelocidad
- Malas maniobras en la red
- Descargas atmosféricas por falla en el sistema de apantallamiento

Las consecuencias que ocasiona las sobretensiones en el generador son:

- Daños a los equipos conectados en bornes del generador
- Daños en el aislamiento del generador
- Sobreexcitación
- Incendios

Las principales causas que producen baja tensión en el generador pueden ser:

- Fallas en el regulador de tensión
- Aumento de la demanda bruscamente
- Fallas externas del sistema de potencia cercanas al generador

Las consecuencias que ocasiona las bajas tensiones en el generador son:

- Daño al rendimiento del generador
- La estabilidad del sistema se pone en peligro
- Sobrecorrientes
- Daños a los dispositivos conectados al generador

Normas internacionales manifiestan que el generador debe construirse para soportar ± 5 más que la tensión nominal de manera continua, el equipo que regula la tensión automática en el generador se encarga de que la tensión esté dentro del correcto rango de variación permitida, sin embargo, bajo eventos de graves fallas en el sistema, el regulado de tensión es incapaz de controlar la variación de la tensión para que logre permanecer en el rango permitido, por tal razón es necesario contar con la protección que detecte la falla y evite daños graves al generador y los equipos que dependen de la tensión.

El relé de protección contra baja frecuencia y sobrefrecuencia suele de ser de tiempo inverso para medir la variación de tensión por cada fase del generador, esto es necesario para analizar los rangos de variación en operación normal.

Cuando la tensión disminuye por debajo del rango permitido actúa la protección de baja tensión 27, y en caso contrario, si supera el rango permitido actúa la protección 59.

El relé mide la tensión fase a fase o fase al neutro que provienen del TPs, y si el valor medido está por encima o por debajo del rango permitido actúa la protección. Para cumplir con el objetivo el relé ocupa una unidad instantánea para disparar de manera inmediata, y la unidad de tiempo inverso es para no actuar en casos indebidos.

El relevador de bajo voltaje de tiempo inverso, se recomienda para voltajes bajos, prolongados, o como protección de respaldo [13].

8.1.4.4.7 Protección contra sobrecarga térmica 49G

La temperatura en los devanados del estator aumenta a niveles considerables cuando en el generador se originan sobrecargas, este aumento de temperatura ocasiona daños en el aislamiento del estator.

En la protección contra sobrecarga de motores eléctricos, se usan los llamados relevadores térmicos de sobrecarga. En el ajuste de estos relevadores, es conveniente que el motor pueda soportar algunas sobrecargas de una magnitud y con una duración que no lo dañen, por lo que se acostumbra seleccionar una corriente de disparo entre el 115 % y el 125 % del valor de la corriente de plena carga [13].

Existe, además, un relé de tipo replica, el cual mide constantemente el calor del generador, a través del modelo térmico con principio de funcionamiento en la medición de corriente que fluye por el devanado del estator, este relevador actúa cuándo la temperatura es elevada.

8.1.4.4.8 Protección de sobrecorriente dependiente de la tensión 51V

La protección de sobrecorriente controlada por voltaje, cumple con desactivar el disparo de sobrecorriente, hasta que el voltaje decrece por debajo del valor que ha sido calibrado, por lo general el 80 % de su valor nominal.

En el momento de ocurrir una falla, la tensión en bornes del generador decrece a su valor nominal, por lo que la protección utiliza un elemento de medida de tensión para controlar su actuación.

Este es un relevador con una característica de tiempo definido e inverso, que opera cuando la corriente en el circuito excede un valor determinado, por lo general, a mayor corriente menor tiempo de la característica inversa. Se encuentran en el diseño de estado sólido, o bien, electromecánico, el cual por su simplicidad y confiabilidad sigue siendo el más usado [13].

Algunas de las características relevantes de los relevadores de sobrecorriente que se deben considerar, son las siguientes:

- De tiempo definido
- De tiempo inverso
- De tiempo muy inverso
- De tiempo extremadamente inverso

Los TCs son los encargados de dar señal de corriente al relé, su ubicación es el neutro de la unidad de generación, debido a que el relé necesita ver los aportes a la red en caso de presentarse una falla.

En la figura 14 se observa la conexión del relé a la unidad generadora.

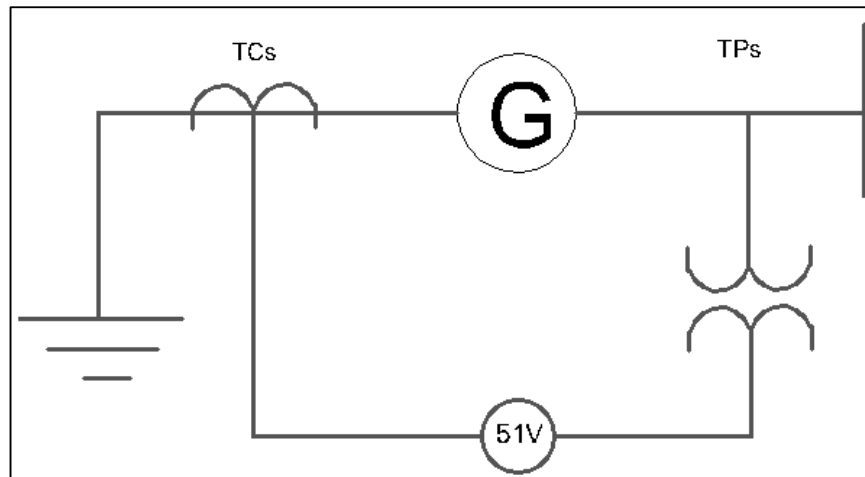


Figura 14. Conexión para la protección de respaldo de sobrecorriente controlado por tensión [14].

La calibración de esta protección es más difícil debido a que es necesario coordinar los tiempos y curvas de actuación con las protecciones de sobrecorriente ubicadas después del generador.

8.1.5 Esquemas de protección del generador

La figura 15 presenta a manera de resumen, las diferentes funciones de protección, su localización en la máquina y las fallas cubiertas por las diferentes protecciones del generador. La protección del generador debe tener en cuenta la importancia del generador y sus características técnicas tales como potencia, voltaje, sistema de puesta a tierra y consideraciones económicas. Un esquema completo de protección debe garantizar que el generador este protegido contra todas las fallas que puedan ocurrir; sin embargo, es improbable que los costos puedan ser justificados para todas las centrales generadoras, especialmente para las estaciones con unidades pequeñas. Por lo tanto, es necesario definir un esquema de protección que sea adecuado para el tamaño de la máquina [4].

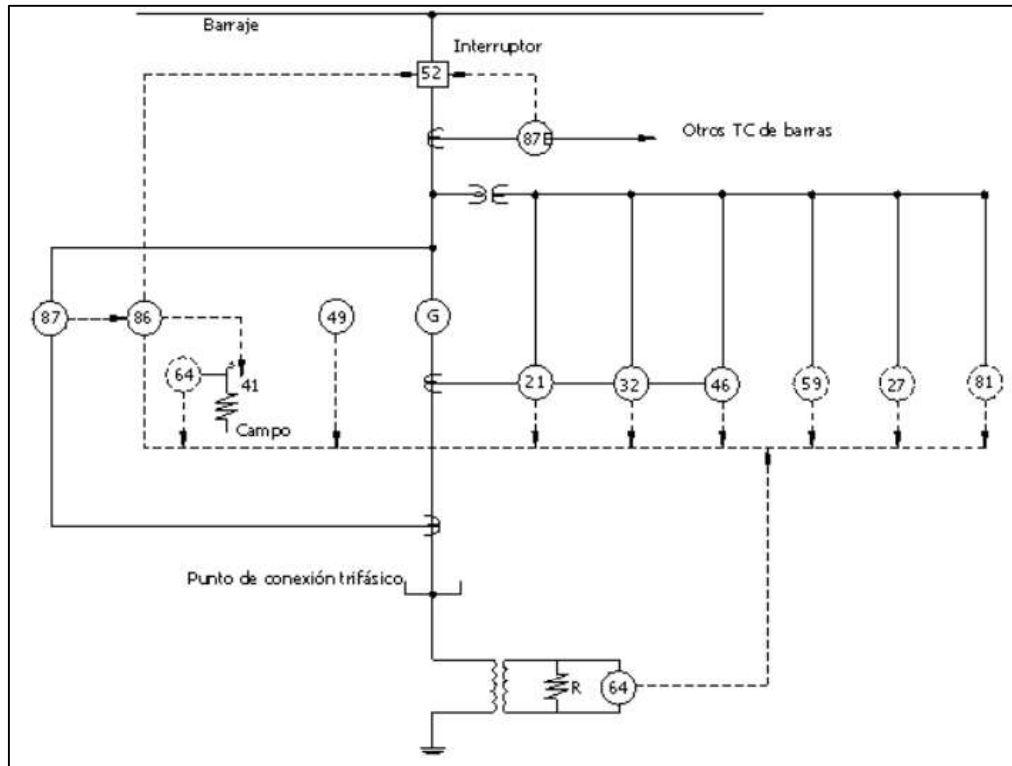


Figura 15. Esquema de protección para el generador eléctrico [4].

8.1.6 Transformador de corriente

Es un transformador utilizado para aumentar o disminuir una corriente alterna (AC). Produce una corriente en el devanado secundario proporcional a la corriente del primario.

Los transformadores de corriente, junto con los transformadores de tensión o de potencial, forman parte de los transformadores de instrumentos. Los transformadores de instrumentos reducen las señales de corriente y tensión, respectivamente, a valores estandarizados que pueden ser conectados a las entradas de los instrumentos de medida y los relés de protección. Los transformadores de instrumentos aíslan y protegen los equipos de medida y protección de los altos niveles de tensión del sistema primario. Un transformador de corriente proporciona una corriente en el secundario que es exactamente proporcional a la corriente que fluye en su primario [15].

8.1.6.1 Principio del transformador de corriente (TC)

El principio de funcionamiento se basa en el paso de una corriente (IP) por un devano secundario, en el cual se genera un voltaje en los terminales (h-g) que es proporcional a la corriente IP. Los componentes principales de un transformador de corriente son:

- Núcleo de hierro

- Devanado secundario
- Conductor primario
- Aislamiento exterior

Algunos transformadores de corriente no tienen un conductor primario, en esos casos la línea o la barra hace las veces de conductor primario. En otros casos el núcleo y su devanado secundario se instalan directamente en los aisladores tipo pasa-tapas de los interruptores o transformadores. Estos TCs se denominan de "boquilla pasa-tapa" o de "bushing". Otros transformadores de corriente tienen un primario compuesto por varias espiras, aunque lo normal es que tengan un conductor primario de paso, es decir, una sola espira [15].

8.1.6.2 Relación del transformador de corriente (RTC)

La RTC puede ser expresada como una fracción, de la relación entre las corrientes primaria y secundaria en condiciones de trabajo ideales del transformador de corriente [15].

El denominador es la corriente secundaria nominal, normalmente: 1 A o 5 A. El numerador no siempre es la corriente primaria nominal.

El consumo de potencia de TCs para relevadores con secundario de 5 A, según las normas ANSI C.57.13, se muestran en la tabla 2.

Tabla 2. Consumo en VA de los TCs.

Designación de la Carga	Impedancia (Ohms)	Volt-Amperes (a 5 A)	Factor de potencia
B -1	1,0	25	0,5
B -2	2,0	50	0,5
B -4	4,0	100	0,5
B -8	8,0	200	0,5

Fuente: [15]

8.1.7 Transformador de tensión

Es un equipo que se utiliza para convertir, cambiar o ajustar los voltajes con los que se alimenta en su devanado primario a otros valores más bajos de voltaje de salida en su devanado secundario.

Gracias a su alta precisión y exactitud, estos transformadores cumplen con una función muy importante en el momento de la monitorización de parámetros, en circuitos inestables [15].

Hay dos tipos de transformadores: de medida y protección.

Según sus aplicaciones:

- Pueden ser transformadores de baja tensión, que se usan para reducir la tensión de las fuentes de alimentación o para funciones de seguridad.
- Transformadores de medida y protección, usados para reducir los niveles de tensión o corriente para poder medirlos con voltímetros y amperímetros convencionales o para proteger contra excesos de corriente o tensión.

9 HIPÓTESIS

La evaluación del sistema de protecciones del generador #1 de la central Agoyán permitirá obtener coordinación y mejor funcionamiento del sistema de protecciones.

10 METODOLOGÍA Y DISEÑO EXPERIMENTAL

10.1 Enfoque metodológico de la investigación.

El sistema de protecciones actual del generador #1 de la central hidroeléctrica Agoyán funciona con relés electromecánicos, en la presente investigación se realiza la evaluación de este sistema de protecciones para desarrollar la evaluación de los ajustes actuales de los relevadores de protección, por tal razón la presente tesis utiliza un enfoque de investigación mixto: enfoque cualitativo y enfoque cuantitativo. El enfoque cualitativo se utiliza para la observación del problema planteado al realizar la evaluación de ajuste de los relés y el enfoque cuantitativo se utiliza para medir las variables obtenidas en esta investigación.

De los diferentes tipos de investigación existentes, para la presente tesis se usarán los siguientes.

Investigación de campo.

Este tipo de investigación es aquella que se aplica extrayendo información directamente de la realidad a través del uso de técnicas de recolección de datos, esto servirá en la investigación ya que el sistema de protección del generador #1 está ubicados físicamente en la central, por tal razón se necesita realizar un levantamiento de información in situ.

10.2 Métodos aplicados a la investigación.

10.2.1 Método analítico

Este método implica la descomposición de un todo para determinar la naturaleza, causa y efecto de un estudio, este método es utilizado dentro de la investigación para la evaluación de los ajustes actuales de los relevadores de protección que nos permite realizar el estudio de cortocircuito.

10.2.2 Método deductivo

Mediante este método, el investigador procede a recoger los datos para corroborar que la realidad se comporta conforme a lo enunciado en su explicación teórica, este método servirá para verificar el comportamiento de los relés electromecánicos frente a cualquier evento de falla en el sistema de protecciones de en la central hidroeléctrica Agoyán.

10.3 Técnicas de investigación

10.3.1 Observación de campo

Esta técnica es importante porque se realiza en el lugar de los hechos donde se observará el funcionamiento de los relés del sistema de protección actual, además de realizar el seguimiento de los conductores eléctricos para saber si coinciden con los planos que proporcionó la empresa.

11 ANÁLISIS Y DISCUSIÓN DE LOS RESULTADOS

11.1 Introducción

El avance significativo de los países a nivel mundial requiere el aumento y modernización de los sistemas eléctricos de potencia, la demanda de energía que satisfaga a los usuarios necesita por tal razón un aumento en la generación de electricidad, construcción de líneas de transmisión y subestaciones eléctricas. El aumento en la demanda diaria de energía ha hecho necesarios sistemas de protección que realice el objetivo principal de aislar automáticamente el elemento del sistema que ha sufrido daños en un estado anormal de operación, con la función de minimizar los daños del dispositivo e impedir que afecte la operación normal de todo el sistema.

Con esta premisa, el estudio del sistema de protección se ha definido como un arte y una ciencia, debido a que para diseñar la aplicación específica de ciertos relevadores se necesita entender el funcionamiento del sistema eléctrico de potencia y utilizar el conocimiento y la experiencia adquirida para realizar el correcto ajuste y operación del sistema de protección. El sistema de protección por relevadores es una rama de la ingeniería eléctrica que relaciona el diseño, operación y mantenimiento de los equipos que detectan anomalías en el sistema eléctrico de potencia y da corrección inmediata para volver a las condiciones normales de operación del sistema.

El gran avance logrado por el área de protecciones dentro del sistema eléctrico de potencia exige que el sistema de protección sea cada vez mejor; los logros a base del análisis de los sistemas, en computación, en controles automáticos y más recientemente con el procesamiento

de señales digitales, han sido pieza clave en el desarrollo de las funciones de protección.

En este sentido, la central hidroeléctrica Agoyán a fin de aumentar la confiabilidad del sistema, mantener los índices de calidad de energía y asegurar la continuidad de energía eléctrica ha decidido realizar un estudio de protecciones de primera unidad de generación.

De tal manera que, en este estudio de protecciones planteado se evaluará el sistema de protección a base de relevadores electromecánicos que protegen a la unidad de generación #1 de la central, por lo cual se expondrá una propuesta de ajuste a dichos relevadores de protección.

11.2 Antecedentes

La central hidroeléctrica Agoyán pertenece a Corporación Eléctrica del Ecuador actualmente consta de dos unidades de generación de 85 MW; de las cuales las dos unidades generadoras han operado durante un tiempo superior a los treinta años, razón por la cual se ha decidido evaluar su sistema de protecciones actual de la unidad de generación #1.

La central hidroeléctrica Agoyán, es una central hidráulica de regulación diaria que aprovecha las aguas del Río Pastaza para la generación de la energía eléctrica.

La central Agoyán está conformada por la Represa, Casa de Máquinas, Edificio de Control y la Subestación Eléctrica.

La Represa ubicada sobre el Río Pastaza en la cota 1 660 msnm es la encargada de almacenar el agua del Río y optimizar el caudal requerido para la generación eléctrica de manera diaria en el proceso de generación.

Para su funcionamiento y optimización del caudal dispone de tres vertederos cada uno conformado por una compuerta plana para regulación del caudal de manera gruesa. Y una compuerta clapeta para una regulación de caudal de manera fina. Dispone de dos desagües de fondo cada uno con una compuerta radial para el lavado del embalse y una compuerta plana disponible para el mantenimiento de la compuerta radial.

Adicionalmente dispone de una compuerta de toma, que permite el paso del agua hacia la tubería de conducción y el llenado de la misma tubería para que el proceso de generación continúe de manera normal.

La Casa de Máquinas ubicada en el piso principal es del tipo caverna y aloja a los equipos

eléctricos y mecánicos de la central Agoyán. Se encuentra dividida por pisos, piso de válvulas, piso de turbina, piso de generador y piso principal.

En el piso de válvulas se encuentra las dos válvulas mariposa que permiten el ingreso del agua hacia la turbina.

En el piso de turbina se encuentra las dos turbinas Francis de eje vertical que giran en sentido horario al momento de ingresar el agua.

En el piso de generador se encuentra los dos generadores sincrónicos trifásicos de una potencia de 85 MVA. Cada generador se encuentra acoplado a su respectiva turbina a través de un eje, de esta manera se transmite el movimiento desde la turbina hacia el generador. En este piso se dispone de una sala de control la cual aloja a los tableros de control y mando de las unidades de generación y sistemas auxiliares.

En el piso de generador se encuentra ubicado el sistema de izaje y transporte de piezas mecánicas y eléctricas de gran tamaño; y los cables eléctricos que van desde el generador eléctrico hacia cada transformador.

El edificio de control está conformado por los tableros de control y mando de las unidades de generación, desde este sitio se realiza el control y supervisión de las unidades de generación cuando se encuentran conectadas al sistema nacional interconectado, la coordinación respectiva con las entidades de control como lo es CENACE, TRANSELECTRIC; y la coordinación de operaciones con la Central San Francisco por encontrarse en una configuración hidráulica tipo cascada.

Junto al edificio de control se encuentran los dos transformadores de potencia de 85 MVA para cada unidad de generación.

La subestación eléctrica, ubicada junto al edificio de control es una subestación en gas SF₆ y dispone de los elementos necesarios para realizar la conexión de los cables eléctricos provenientes del transformador hacia las dos líneas de transmisión.

11.3 Alcance del estudio

El presente proyecto de investigación contiene el desarrollo del modelo eléctrico de los componentes del sistema eléctrico de potencia como lo es la unidad de generación #1 y el

sistema de protección de la central Agoyán. Este modelo es preciso para realizar el estudio de análisis de red requerido.

El primer estudio a realizar es el de flujos de potencia del sistema, el cual ayuda analizar y verificar la cargabilidad, pérdidas, niveles de tensión en las barras, flujos de potencia activa y reactiva de los generadores, transformador de la central y de la línea que la interconecta con la subestación más cercana.

En el segundo estudio a realizar es el estudio de cortocircuitos y los cálculos correspondientes para determinar las características y parámetros para la actualización de los ajustes existentes en los relés de protección del generador #1.

Finalmente, con los resultados obtenidos de los estudios de flujos de potencia y de cortocircuitos se realiza la evaluación del sistema de protecciones del generador #1 de la central. La propuesta de evaluación se orienta a norma IEEE STD C37.102-2006.

11.4 Modelo eléctrico de la central Agoyán

11.4.1 Introducción

Para el desarrollo de los estudios de flujo de potencia y cortocircuito de un sistema eléctrico de potencia, se necesita realizar un modelo adecuado que permita el análisis de su respuesta en operación normal, esto se presenta cuando el sistema está expuesto a cambios en la demanda, generación, topología de la red, y en condiciones de falla que por lo general está presente en líneas de transmisión y en subestaciones.

El esquema del modelo eléctrico de un sistema en general, necesita de la parametrización individual de los elementos de potencia que está conectados a la red. Por ejemplo: transformadores, líneas de transmisión, generadores, subestaciones, carga, barras, etc.

En la actualidad la central Agoyán está conformada por dos generadores con una potencia de generación de 156 MW que aporta al Sistema Nacional Interconectado, los generadores de la central entraron en operación en el año 1 987 con equipamiento electromecánico y hasta la actualidad se ha conservado así el sistema de protección de sus generadores.

11.4.2 Modelo del generador

Uno de los elementos de gran importancia dentro de un sistema eléctrico de potencia es el generador síncrono encargado de convertir la energía primaria (agua, sol, aire, etc) en energía

eléctrica. Por su esquema funcional es el componente del sistema con mayor probabilidad de sufrir fallas, por ende, es el que más protección se le brinda. La cantidad de protecciones obedecen mucho al tamaño y el valor que tenga dentro del sistema donde está conectado.

La clasificación de los tipos de generadores síncronos más utilizados en el área de generación son los de rotor de polos salientes, y los de rotor cilíndrico, cada uno de estos tipos poseen características particulares para el funcionamiento primario que se usa en la central eléctrica que esté instalado.

11.4.3 Generador síncrono de rotor de polos salientes

Estos generadores suelen tener un uso generalizado en las centrales hidroeléctricas, una de sus características es girar a velocidades menores que los del tipo de rotor cilíndrico, por tal razón cuentan con más cantidad de pares de polos.

En este tipo de generadores el cambio de reluctancia de los recorridos entre las caras polares y las interpolares, son las responsables del cambio en el modelo, debido a esto se ocupan dos modelos de reactancias, resultado de lo inestable que es la superficie del rotor.

Existe un entrehierro irregular debido a que en este tipo de generadores los polos del rotor sobresalen más. Esto causa que para el estudio se considere una reactancia de armadura destinada a los polos y otra reactancia para las zonas interpolares; los cuales son llamado respectivamente:

- Reactancia de eje directo X_d
- Reactancia de eje en cuadratura X_q

Esto origina la corriente de armadura que consta de dos componentes:

$$I_a = I_d + I_q$$

Por el motivo que este tipo de generador muestra diferentes reactancias a la corriente de armadura, no permite que se dibuje el modelo de circuito equivalente para su representación, por tanto, su diagrama fasorial se lo dibuja de la siguiente manera:

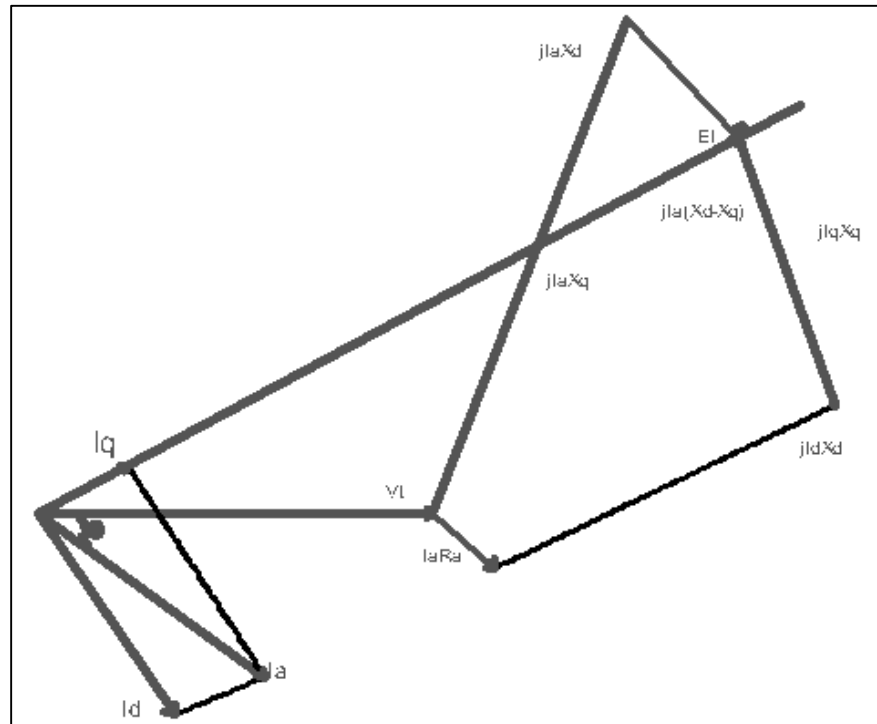


Figura 16. Diagrama de fasores de un generador síncrono de polos salientes

En la figura 16 se puede observar que el diagrama de fasores modela los componentes de la resistencia de armadura y la reactancia en cuadratura, se llega a la conclusión de que la resistencia de armadura se puede despreciar al igual que el efecto de polos salientes, por tanto, se obtiene:

$$X_s = X_d$$

La potencia que entrega el generador síncrono de tipo polos salientes se obtiene por la siguiente fórmula:

$$P = \frac{V_t * E_f}{X_d} * \text{sen } \delta + \frac{V_t^2 * (X_d - X_q)}{2X_dX_q} * \text{sen } 2\delta$$

Donde:

$V_t =$ Tensión en bornes del generador

$E_f =$ Tensión interna inducida por el flujo magnético del campo

El segundo término de la ecuación se la conoce como potencia de reluctancia.

La curva P versus δ de la figura 17 presentan la potencia máxima alcanzando los 70° y además

se observa que la zona operativa es menor a la sensibilidad de la potencia al ángulo, lo que no sucede en generador síncrono de rotor cilíndrico.

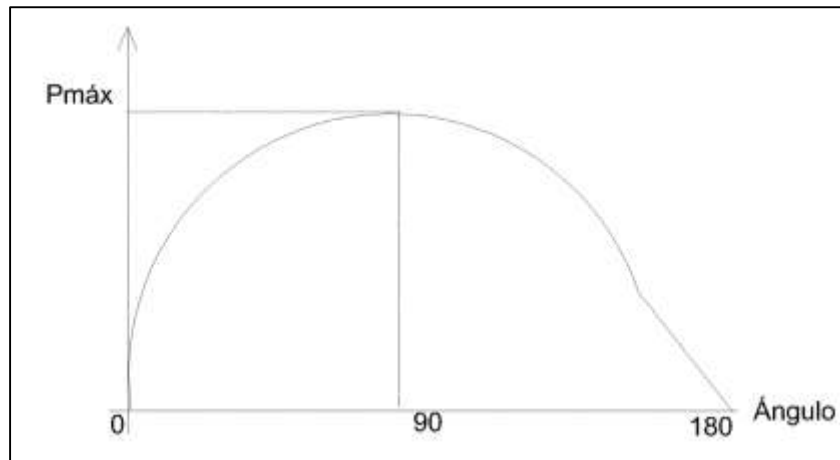


Figura 17. Curva de ángulo vs potencia de un generador síncrono de polos saliente.

Es mejor expresar los valores por unidad cuándo se refiere a generadores síncronos, para toma como potencia base la potencia nominal observada en datos de placa del generador y como tensión base la tensión nominal en bornes del generador. El generador de la central Agoyán es de tipo polos salientes.

11.4.4 Generador síncrono tipo rotor cilíndrico

Este generador es empleado en centrales térmicas a altas velocidades, una de sus características es de disponer de pocos polos, el modelado eléctrico es el que se presenta en la siguiente figura:

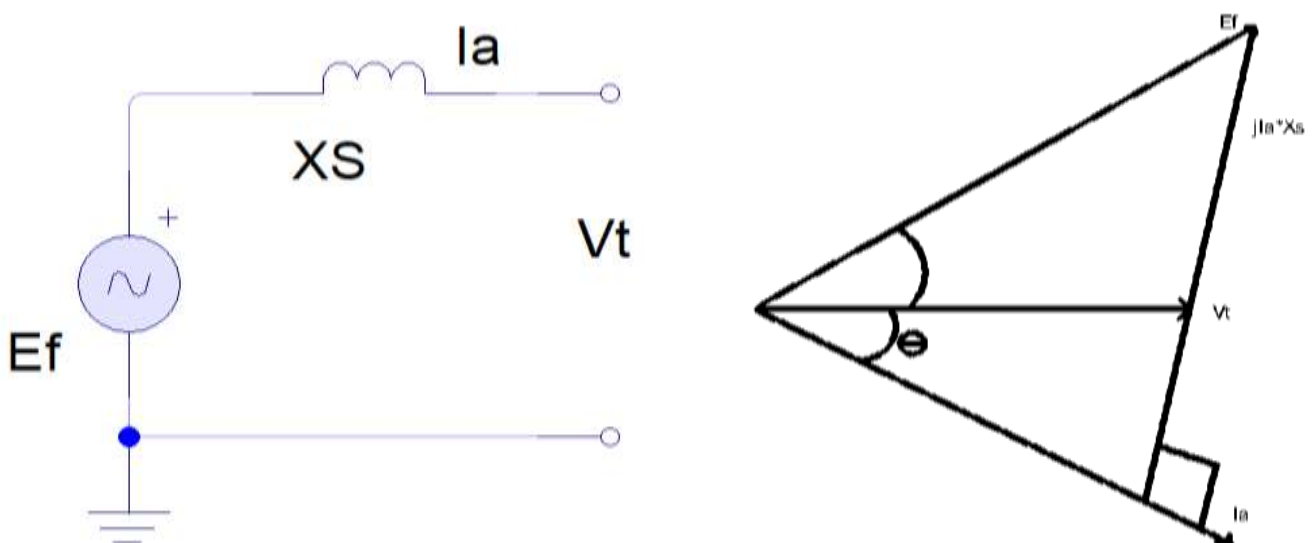


Figura 18. Modelo eléctrico simplificado del generador síncrono tipo rotor cilíndrico

De la figura 18 se deduce:

$$V_t = E_f - jI_a * X_a$$

Donde:

$V_t =$ Tensión en bornes del generador

$E_f =$ Tensión interna inducida por el flujo magnético del campo

$I_a =$ Corriente de armadura

$X_s = X_a + X_f =$ Reactancia síncrona

$X_a =$ Reactancia inductiva

$X_f =$ Reactancia por fuga

Despreciando la resistencia de los devanados de la armadura, porque por lo general es mucho menor a la reactancia, la potencia entregada por un generador síncrono de rotor cilíndrico viene dada por la siguiente fórmula:

$$P_g = V_t * I_a * \cos \theta$$

Observando el diagrama fasorial se puede describir la fórmula también de la siguiente manera:

$$P = \frac{E_f * V_t}{X_s} * \sin \delta$$

Cuando se grafica la potencia máxima que puede entregar el generador en función del ángulo δ se obtiene la curva de la figura 19, en donde se observa que $\delta = 90^\circ$ cuando el generador alcanza el límite de estabilidad estacionaria.

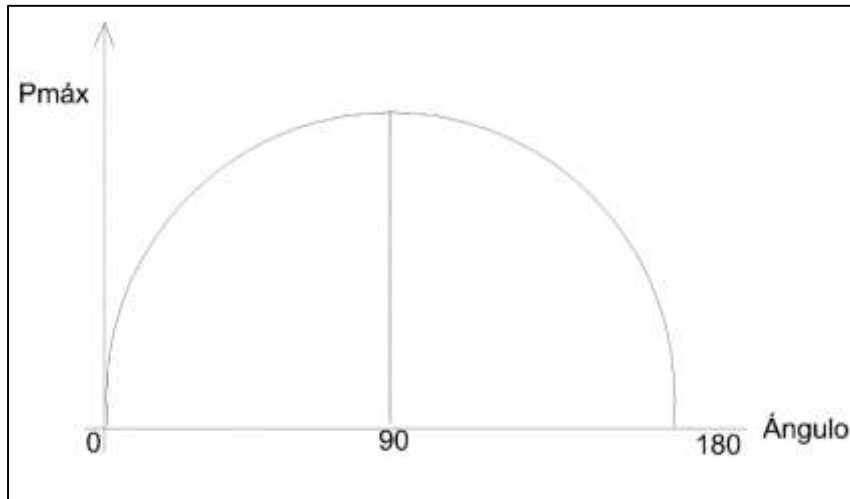


Figura 19. Curva del ángulo de potencia del generador síncrono tipo rotor cilíndrico

11.5 Generador eléctrico de la central Agoyán

Los principales equipos encargados de suministrar energía eléctrica en la central Agoyán son los generadores, los cuales cuentan con el sistema de ser acoplados al sistema impulsor por medio de un eje. Ambos generadores son del tipo semiparagua, cuentan con un cojinete guía superior sobre el rotor y un cojinete combinado de empuje y guía bajo el rotor, los generadores son completamente cerrados con enfriadores de aire alrededor del estator.

Cada generador de la central cuenta con los siguientes auxiliares principales:

- Calefactores
- Bomba de levantamiento de alta presión de aceite

Además de esto, cuenta con un equipo de protección de incendios y una bomba de gastos provista para uso común de los dos generadores.

Tabla 3: Características técnicas del generador Central Agoyán.

Número de unidades	2
Modelo:	IM 8320
Norma:	IEC NO. 34-1
No. de serie generador 1:	84BA0101

No de serie generador 2:	84BA0201
Potencia nominal por unidad:	85 000 kVA
Factor de potencia:	0,9
Voltaje nominal:	13,8 kV
Corriente nominal:	3 556 A
Frecuencia nominal:	60 Hz
Polos/Velocidad nominal:	32 / 225 RPM
Velocidad de empalamiento:	395 RPM
Peso del rotor	145 Tn
Sentido de giro:	Agujas del reloj
Aislamiento:	Clase F
Excitación:	Estática
Voltaje nominal de excitación:	310 V
Corriente de campo:	862 A
Potencia nominal de excitación:	316 kW

Capacidad de transformación de excitación:	700 kVA
Relación de transformación del transformador externo:	13 800/460 V

Otros datos técnicos de los generadores de la central Agoyán son:

- Desequilibrio de corriente del generador I_2/I_{nom} , valor máximo seguro en funcionamiento diario.

$$I_2/I_{nom} \quad 0.2 \text{ pu}$$

Donde:

$I_2 =$ Corriente de secuencia negativa de fase (A)

$I_{nom} =$ Intensidad nominal (A)

- El factor de valor seguro $(I_2/I_{nom})^2 * t$, para el caso de cortocircuitos asimétricos.

$$(I_2/I_{nom})^2 * t \quad 40$$

Donde:

$t =$ duración en seg

- Duración máxima permitida de la excitación forzada a plena carga (tensión máxima)

$$5 \text{ seg}$$

Tabla 4. Límite máximo de temperatura del devanado del estator del núcleo y del rotor con aire de refrigeración a temperatura de 40 °C.

Bobinado del estator	77 °C
Núcleo del estator	120 °C

Bobinado del rotor	130 °C
--------------------	--------

Fuente: [16].

Tabla 5. Límite máximo de temperatura del metal y el aceite de los cojinetes de la guía superior, de empuje e inferior con una temperatura de agua de refrigeración de 25 °C.

Cojinete de guía superior	77 °C
Cojinete de guía inferior	77 °C
Cojinete de empuje	77 °C
Aceite para cojinete superior	60 °C
Aceite para cojinete inferior	60 °C

Fuente: [16].

Las características eléctricas del generador #1 se presentan en el anexo 3.

11.6 Transformador

El transformador principal de la central Agoyán se encuentra sobre la caverna de la casa de máquinas en la cota 16 818,20 msnm, permitiendo trabajar con temperaturas cuando brinda servicio continuo de 55°C en el punto más caliente del aceite y en sus arrollamientos es capaz de soportar una temperatura máxima de 65 °C [16]. Las características técnicas del transformador se especifican en el anexo 4.

11.7 Características de los TCs

Los transformadores de corriente son monofásicos, del tipo instalación interior. Los grupos de TCs están conectados en serie entre los terminales de salida del generador y su conexión a neutro, respectivamente. Los detalles de estos transformadores se presentan en el anexo 5, es importante conocer que el número de TCs descrito en el anexo 5 es únicamente para el

generador #1.

11.8 Características de los TPs

Se tiene un transformador de potencial en los bornes de salida para cada generador, las características se presentan en el anexo 6, describen los TPs únicamente para el generador #1

11.9 Curva de capacidad del generador eléctrico de la central Agoyán

Cuando se trata de generadores, el fabricante siempre recomienda que debe tener su operación dentro de la curva de capacidad, en la misma se establece los valores máximos de potencia activa y reactiva dependiendo el factor de su potencia nominal.

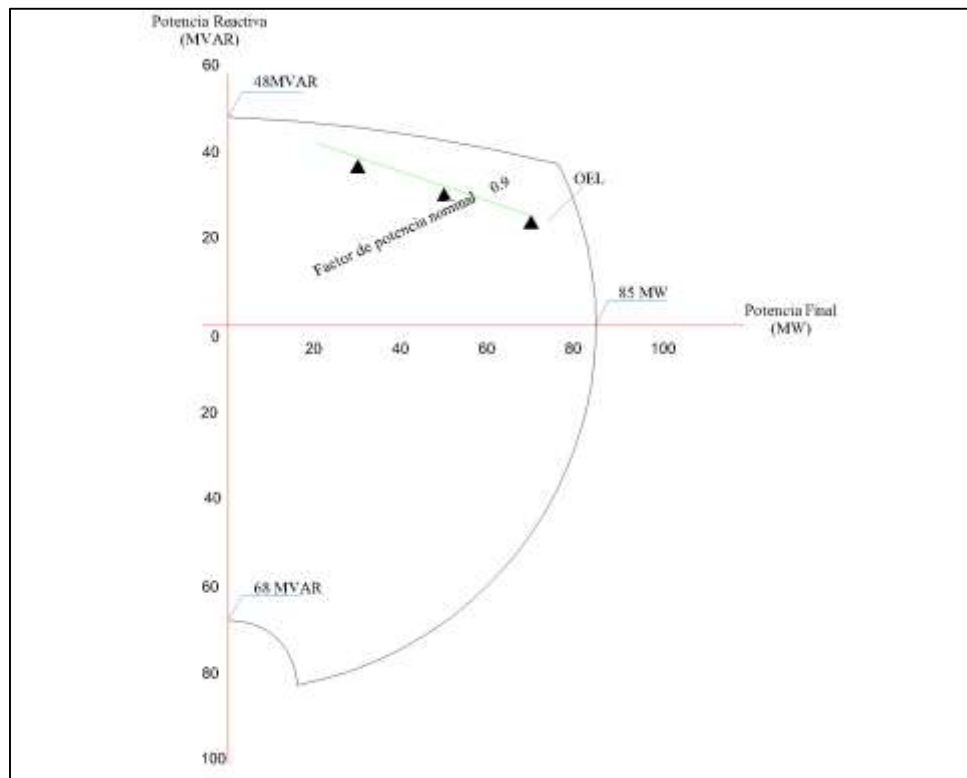


Figura 20. Curva de capacidad del generador de la central Agoyán [16].

La curva de capacidad del generador define el límite dentro del cual la máquina puede operar de manera segura.

La operación del generador de la central Agoyán está limitada por el calentamiento de los devanados del estator y rotor, este sobrecalentamiento incide principalmente en la vida útil del generador, se suele mencionar que por cada 10° que supera la temperatura nominal, el tiempo de vida promedio se reduce a la mitad, por eso, el generador no debe ser sobrecargado al menos que sea estrictamente necesario.

Otras limitaciones para la operación del generador es la excitación mínima, estabilidad del generador por el ángulo de torque máximo y la potencia máxima entregada por la turbina.

La región de funcionamiento permitida se limita a los siguientes puntos que se indican a continuación:

- Límite térmico del bobinado de armadura

La carga de MVA no debe superar la capacidad del generador.

- Límite térmico del bobinado de campo

No se debe permitir que la corriente de campo exceda un valor especificado determinado por el límite térmico.

- Límite de potencia mecánica de la turbina

La carga de MW no debe exceder la capacidad del motor primo, esta restricción bloquea la entrega más que cierta cantidad de la potencia máxima.

- Límite de mínima corriente de excitación

El generador por lo general tiene una corriente remanente en la excitación, por tanto, la corriente de excitación siempre tendrá un valor determinado. La mínima corriente de excitación para que la máquina genere tensión es el límite mínimo permitido por el generador.

En la práctica cuando el valor de la corriente mínima de excitación no es conocido, se estima un 5 a 10 % de la excitación necesaria con carga nominal.

- Límite de estabilidad en régimen permanente

Es el límite de potencia activa máxima suministrada por el generador, sin que la máquina pierda estabilidad.

Corriente de cortocircuito en un Generador Síncrono.

Es más complicado el cálculo de la corriente de cortocircuito en los terminales de un generador síncrono. Esto debido a que la impedancia interna del generador no se puede considerar constante después de la falla. Esta se incrementa progresivamente y la corriente se reduce,

pasando a través de tres etapas:

- Subtransitoria:

La corriente de cortocircuito (valor eficaz de la componente AC) es alta, de 5 a 10 veces la corriente nominal.

- Transitoria:

La corriente de cortocircuito cae entre 2 y 6 veces la corriente nominal.

- Estacionario:

La corriente de cortocircuito cae entre 0,5 y 2 veces la corriente nominal.

Estos valores dependen de la potencia nominal del generador, modo de excitación y la carga de la máquina al instante de la falla. Además, el cortocircuito fase-tierra es mayor que el trifásico, debido a que la impedancia de secuencia cero es de 2 a 3 veces más baja que la de secuencia positiva.

Esta característica particular del cortocircuito dificulta el ajuste de las protecciones.

Cuando ocurre una anomalía en un sistema eléctrico de potencia de gran tamaño, suele pasar que el sistema eléctrico pueda ser desconectado en distintas áreas; en algunas áreas existirá demasiada generación disponible y en otras se tendrá generación insuficiente si una repartición de carga no se efectúa de inmediato; esto traerá consecuencias en la frecuencia del generador, en la tensión y existirá un aumento de corriente en el estator ocasionando un sobrecalentamiento del mismo. En el regulador de tensión aumentará la excitación en el generador elevando la tensión de línea, y esto podrá ocasionar el sobrecalentamiento del rotor.

11.10 Límite de operación del generador

El generador está diseñado para girar a una velocidad constante en operación normal del sistema, por tal razón recibe el nombre de máquina síncrona, el generador siempre tiene condiciones de operación y puede operar como motor o generador, cuando opera como motor sucede que la potencia activa es negativa porque está siendo consumida, y cuando funciona como generador está operando de manera correcta.

Esto significa que en todo generador existe un mínimo y un máximo, tal como muestra la

siguiente formula.

$$Pkmin \leq Pk \leq Pkmax$$

$$Qkmin \leq Qk \leq Qkmax$$

Pero en la realidad la máquina síncrona se comportará de distinta manera, en donde existe una región factible de operación y no operación, para obtener esta región factible se debe analizar el límite de corriente de armadura que define cuanta corriente máxima el generador puede aportar al sistema el cual está conectado, y el límite de excitación.

El ángulo de estabilidad es el ángulo máximo existente entre la tensión de inducido y tensión en bornes, si la diferencia angular aumenta, la potencia aumenta perdiendo el factor sincronismo, se recomienda que el ángulo este en 65° .

La potencia activa y reactiva del generador se obtiene mediante la siguiente fórmula matemática:

$$S = Ua * I^*$$

$$I = \frac{Ea \angle \delta - Ua \angle 0}{Xs}$$

$$S = Ua \left(\frac{Ea \angle \delta - Ua \angle 0}{Xs} \right)^*$$

$$S = \frac{Ua Ea \angle \delta}{Xs} - \frac{Ua^2}{Xs}$$

$$S = \frac{Ua Ea \angle 0 - \delta}{Xs^*} - \frac{Ua^2}{Xs^*}$$

$$S = \frac{Ua Ea \angle 0 - \delta}{Xs \angle -90^\circ} - \frac{Ua^2}{Xs \angle -90^\circ}$$

$$S = \frac{Ua Ea \angle 90^\circ - \delta}{Xs} - \frac{Ua^2 \angle 90^\circ}{Xs}$$

$$S \angle \delta = S \cos \delta + j S \sen \delta$$

$$P = \frac{UaEa \cos 90^\circ - \delta}{Xs} - \frac{Ua^2 \cos 90^\circ}{Xs}$$

$$P = \frac{UaEa \cos 90^\circ - \delta}{Xs}$$

$$Q = \frac{UaEa \sin 90^\circ - \delta}{Xs} - \frac{Ua^2 \sin 90^\circ}{Xs}$$

$$Q = \frac{UaEa \sin 90^\circ - \delta}{Xs} - \frac{Ua^2}{Xs}$$

Aplicando identidad trigonométrica

$$\cos 90 - x = \sin x$$

$$\sin 90 - x = \cos x$$

Por tanto, tenemos:

$$P = \frac{UaEa \sin \delta}{Xs}$$

$$Q = \frac{UaEa \cos \delta}{Xs} - \frac{Ua^2}{Xs}$$

Donde:

$Ea =$ Tensión interna del generador

$Ua =$ Tensión en bornes del generador

$\delta =$ Ángulo del rotor

$Xs =$ Reactancia síncrona

Es importante conocer la curva de capacidad para saber que el generador en ocasiones no podrá suplir lo que la demanda necesita debido a que tienen limitaciones físicas que se han mencionado propias del generador.

11.11 Diagrama unifilar correspondiente a las protecciones del generador eléctrico UG-01 de la central Agoyán

11.11.1 Diagrama Unifilar

En un sistema eléctrico de potencia que opera bajo condiciones normales, las corrientes y las tensiones se encuentran con sus fases balanceadas, por tal razón, se origina una variación ligera en las impedancias con respecto a las fases, esto es el resultado de las anomalías de la construcción de los componentes del sistema de potencia.

Debido al estudio del sistema trifásico, se suele considerar a las fases como balanceadas, cuándo esto ocurre es posible resolver al sistema mediante su circuito equivalente monofásico.

Un diagrama unifilar es una representación gráfica que simplifica el sistema eléctrico, en donde se halla los componentes del sistema y se simplifica el retorno de corriente por el neutro. En la figura 21 se muestra un ejemplo típico de un sistema eléctrico de potencia representado a través de un diagrama unifilar.

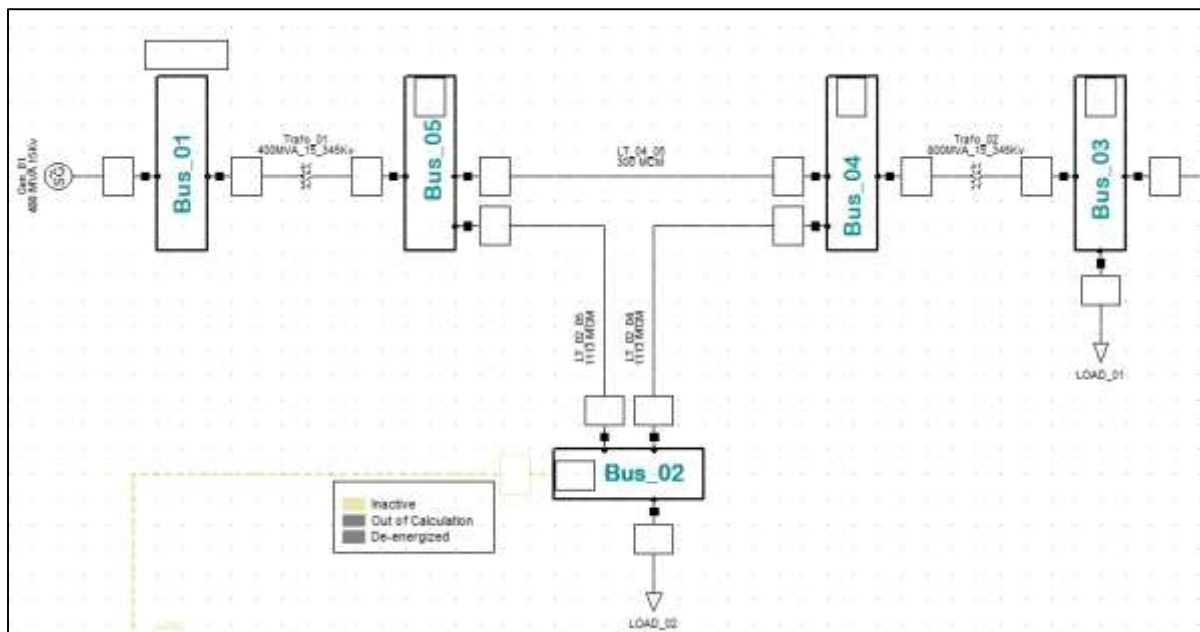


Figura 21. Ejemplo demostrativo de un diagrama unifilar representando un SEP

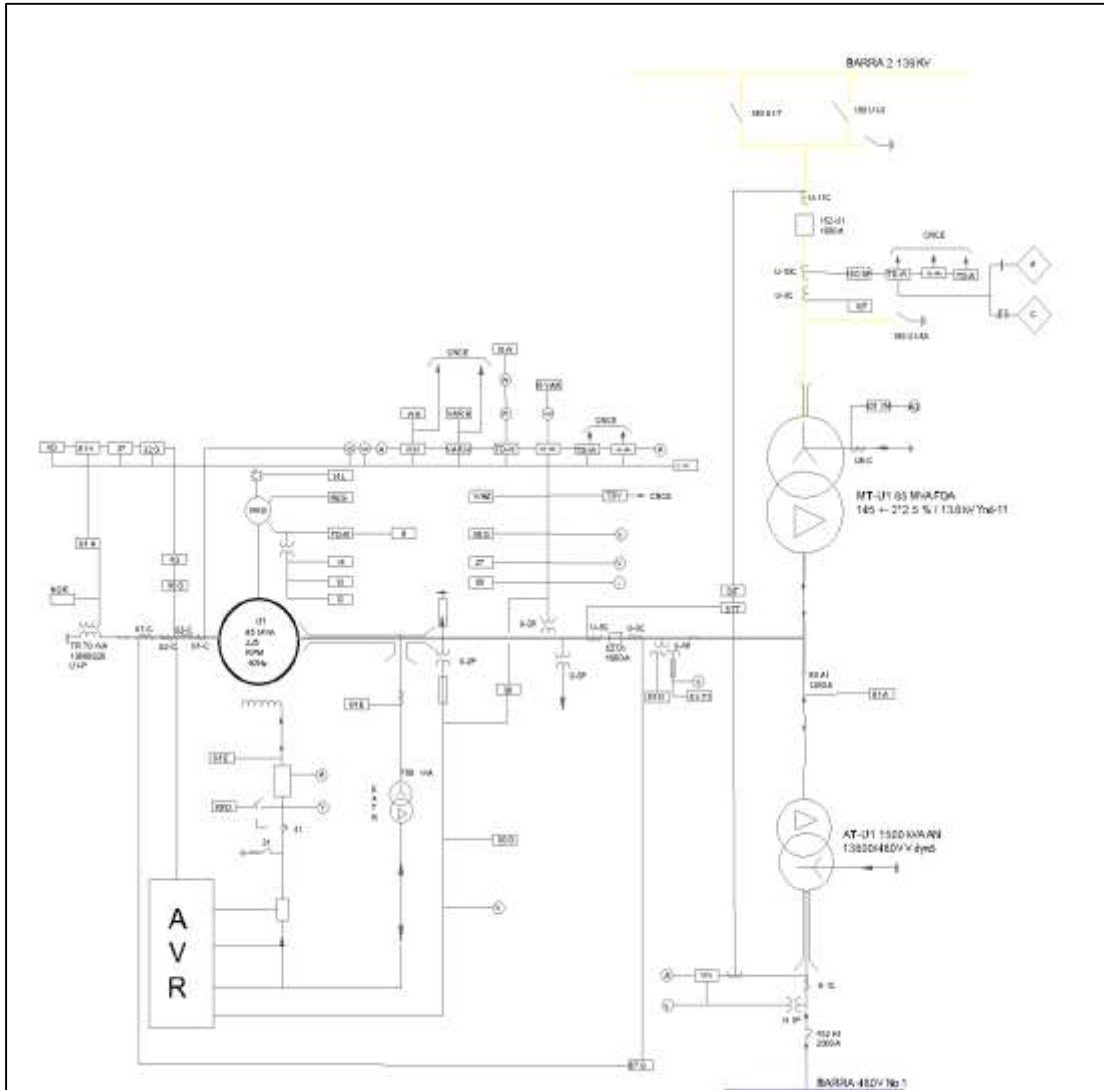


Figura 22. Diagrama unifilar del sistema de protecciones del generador #1 de la central Agoyán (Ver Anexo 7).

11.12 Diagrama unifilar de conexión de los TCs del generador #1

En la figura 23 a través de un diagrama unifilar se muestran los TCs U-1C, U-2C, conectados al generador síncrono de la central Agoyán, los TCs tienen una corriente nominal primaria de 4000 A y corriente nominal secundaria de 5 A, además se presenta la conexión del U-1P al neutro del generador con tensión nominal primaria de 13,8 kV, tensión nominal secundaria de 220 V y potencia nominal de 70 kVA.

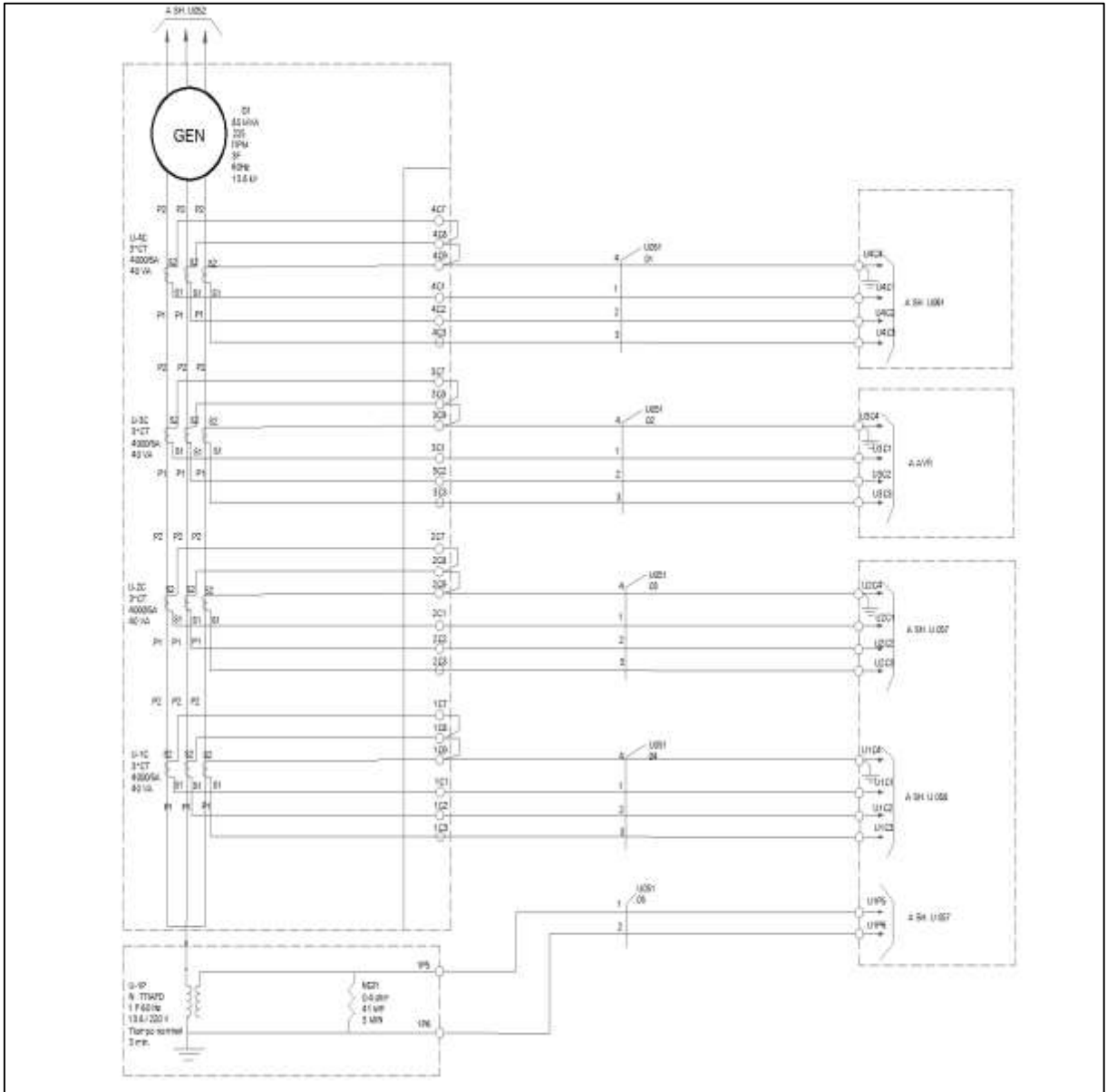


Figura 23. Diagrama de conexión de los TCs U-1C, U-2C, U-1P al generador #1 de la central Agoyán (Ver Anexo 8)

En la siguiente figura 24 a través de un diagrama unifilar se presentan los TCs U-5C, U-6C; este último conectado al relé diferencial 87G del generador #1, los TCs tienen una corriente nominal primaria de 4000 A y corriente nominal secundaria de 5 A, además se presenta la conexión del U-4P al neutro del generador con tensión nominal primaria de 13,8 kV, tensión nominal secundaria de 115 V, 115 V y potencia nominal de 200 VA.

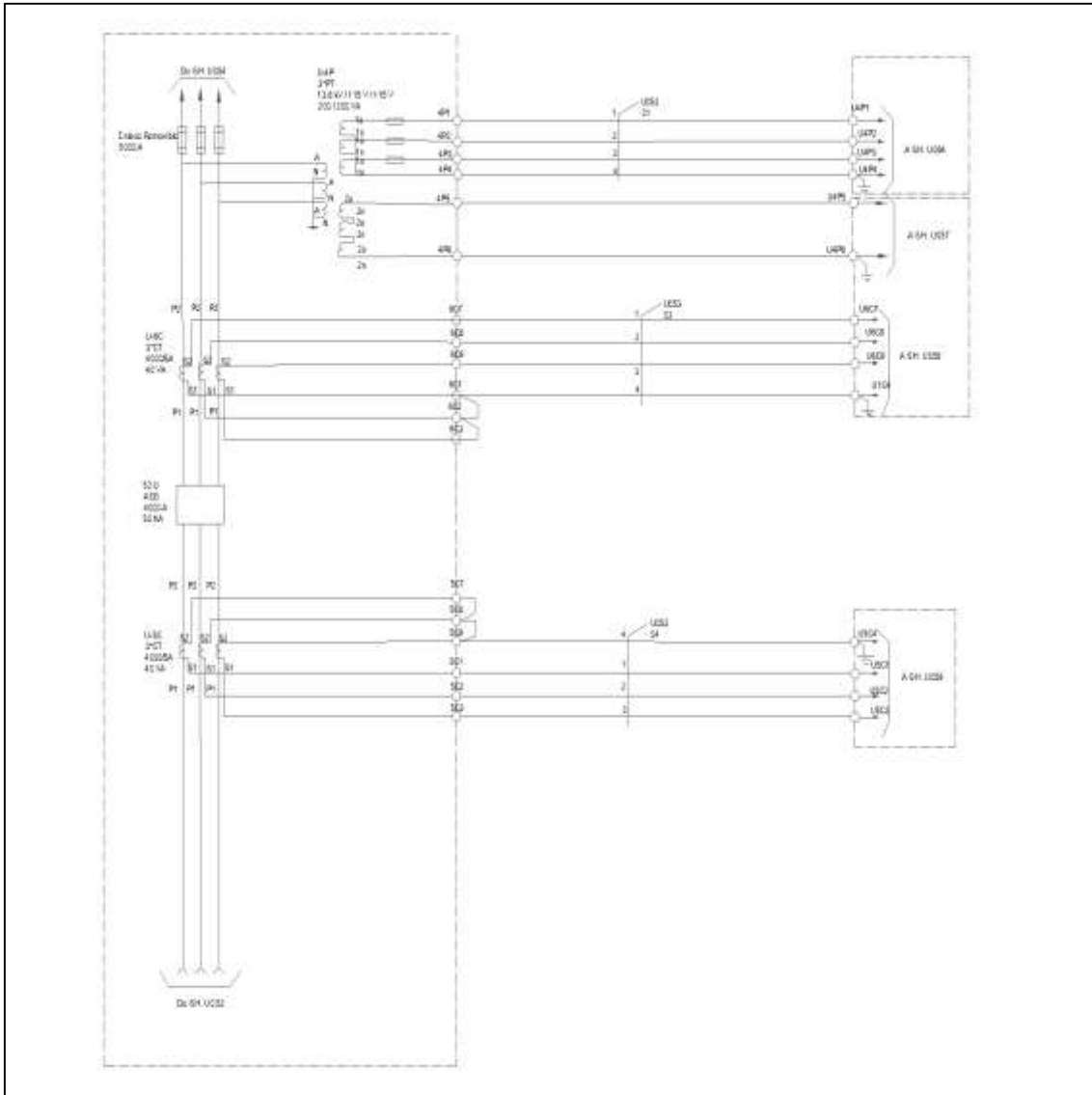


Figura 24. Diagrama de conexión de los TCs U-5C, U-6C Y U-4P al generador #1 de la central Agoyán (Ver Anexo 9).

11.13 Diagrama unifilar de conexión de los TPs del generador #1

A continuación, se presenta en la figura 25 a través de un diagrama unifilar los TPs U-2P, U-3P, U-5P de protección y medida para el generador síncrono de la central Agoyán, los TPs tienen una tensión nominal primaria de 13,8 kV y tensión nominal secundaria del bobinado para medición y del bobinado para protección de 115 V, con una potencia y clase de precisión del bobinado para medición de 0,5, 200 VA, y del bobinado para protección de 3P, 200 VA.

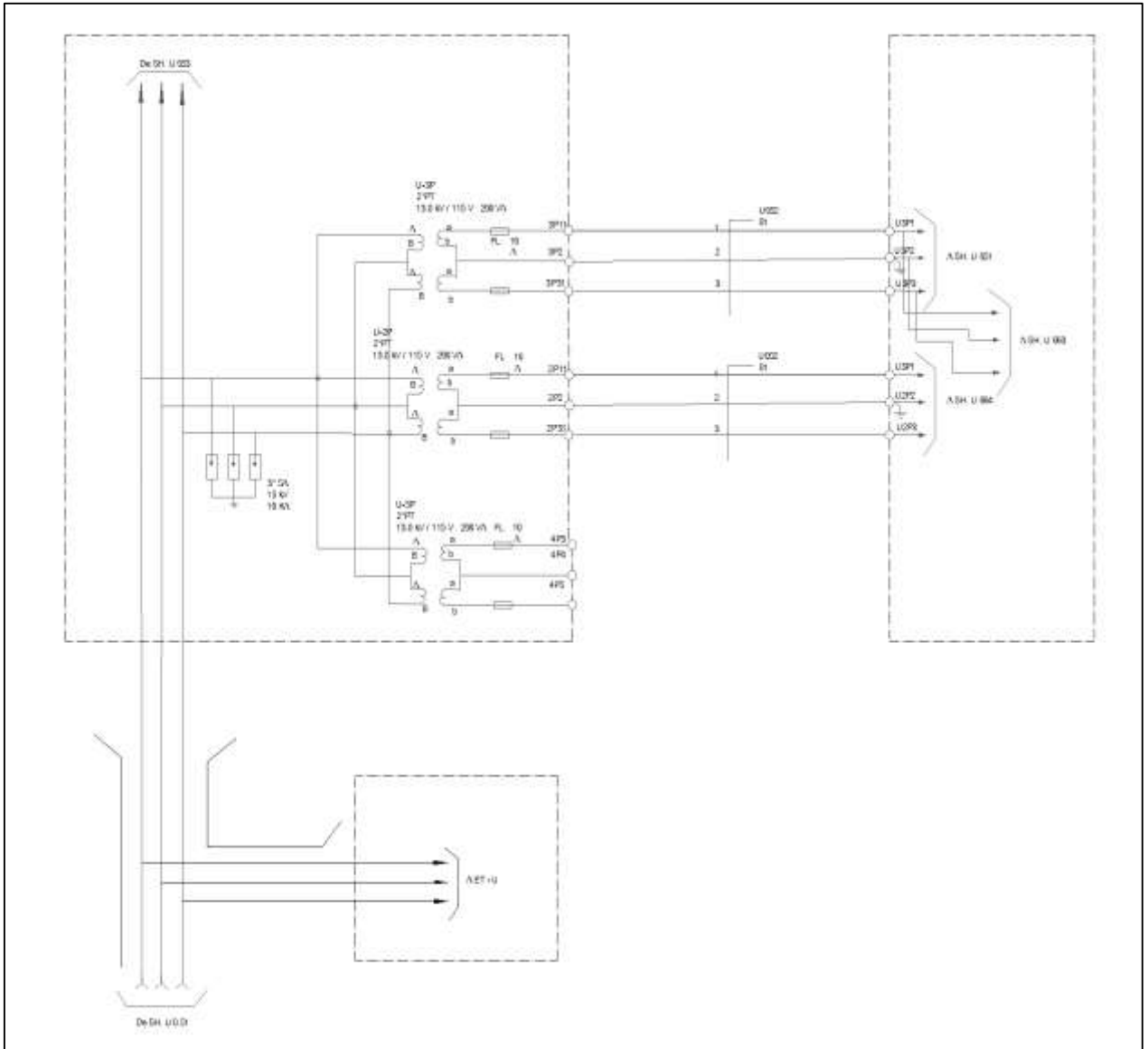


Figura 25. Diagrama de conexión de los TCs U-2P, U-3P Y U-5P del generador #1 de la central Agoyán (Ver Anexo 10).

11.14 Características técnicas de la central Agoyán

En la tabla 6 se presenta las características técnicas de la central Agoyán más relevantes.

Tabla 6. Características técnicas de la central Agoyán.

Embalse	
Máximo nivel de operación	1 651 msnm
Volumen regulado útil	760 000 m ³
Altura útil	600 m

Presa	
Volumen de hormigón	17 800 m ³
Altura máxima	43 m
Elevación de la corona	1 653 msnm
Longitud de la corona	300 m
Capacidad de los vertederos	3 800 m ³
Capacidad del desagüe de fondo	2 000 m ³
Casa de máquinas	
Tipo: Subterránea	
Longitud	50,40 m
Ancho	18,00 m
Altura	34,10 m
Capacidad puente grúa	150 t
Elevación eje turbinas	1 488 msnm
Elevación piso principal	1 499 msnm
Turbinas	
Número de unidades	2
Tipo:	Francis eje vertical
Capacidad por unidad	78 000 kW
Caída neta	149 m
Velocidad	225 r.p.m.
Generadores	
Número de unidades	2
Capacidad por unidad	85 000 kVA
Factor de potencia	0,90
Voltaje de generación	13,8 kV
Velocidad	225 r.p.m.
Transformadores de elevación	
Número de unidades	2 trifásicos
Potencia nominal por unidad	85 000 kVA
Relación de transformación	13,8 a 138 kV ±5%

Producción de energía	
Energía media anual	1 080 GWh
Energía firme	660 GWh

Fuente: [16].

11.15 Descripción de los relés de protección eléctrica – tipo electromecánicos del generador UG-1 de la central Agoyán.

11.15.1 Relevador diferencial 87G

El relevador diferencial de relación de alta velocidad utilizado por la central Agoyán es de tipo TAG-2-D este es un relé diferencial trifásico transistorizado de relación de alta velocidad está diseñado para la protección contra fallas de fase que surgen en los devanados de generadores y condensadores síncronos.

La característica de relación diferencial es esencial para evitar la mala operación debido a cualquier corriente en el circuito diferencial causada por un desequilibrio de las características del TC, la carga del TC y la longitud del cable cuando fluye una corriente de falla externa pesada a través de la zona protegida.

Por lo tanto, el relé tipo TAG-2 es muy adecuado para proporcionar una protección estable contra corrientes espúreas excesivas; además, es muy sensible incluso a pequeñas fallas internas.

Los componentes principales son circuitos duplicados que brindan la capacidad de formar una construcción en "Y" mediante el uso de los contactos, lo que garantiza una mayor confiabilidad de la protección. Cada elemento también puede realizar una función de supervisión lo que permite realizar la operación de prueba manualmente y sin bloquear el mecanismo de disparo de un interruptor de circuito lo que significa que el relé proporcionará protección total contra fallas incluso mientras se está probando.

11.15.1.1 Especificaciones del relevador diferencial de relación de alta velocidad

Tabla 7. Rangos estándar.

Tipo		TAG-2	
Modelo		PY289	PY340
Circuito CT	Frecuencia nominal	50 Hz	60 Hz
	Corriente nominal	5A AC	
	Burden nominal	5 VA o menos	
Características de operación		Valor operativo mínimo: 0,4 valor fijo. Relación de funcionamiento cerca del valor nominal: pendiente del 10%. Relación variable: por encima del valor nominal	
Circuito de control	Voltaje	110 VCC, rango de variación permitido -20% - + 30%.	
	Burden	60 W o menos	
	Resistor externo	Conexión en paralelo de 3 resistencias de 500 Ω (80W)	
Capacidad de contacto	Circuito pasajero	Apertura: 110 VDC 0,3A (menos que L/R 40ms) Cierre: 110 VDC 15A (carga resistiva)	
	Circuito de alarma	Apertura: 110 VDC 0,6 A (carga resistiva) Cierre: 110 VDC 5 A (carga resistiva)	
Caso		Type D-Ds	
Peso	Solo unidad de relé	10,0 kg	
	Con caso	14,5 kg	

Fuente: [16].

11.15.1.2 Principio de operación del relevador diferencial de relación de alta velocidad

TR1 es el transformador de restricción y T01, es el transformador diferencial. El componente de inductancia de estos transformadores y el condensador C11 o C13 forman un filtro para la onda fundamental, y la corriente que pasa a través de este filtro se convierte en voltaje y se suaviza para formar el voltaje de restricción (ER) y el voltaje de operación (EO). Estos voltajes se comparan en el circuito de detección, y el relé funciona cuando se satisface se demuestra en la siguiente ecuación:

$$|i1 - i2| - \eta|i1 + i2| \geq K$$

Donde:

$$|i1 - i2| = EO \text{ (voltaje de operación)}$$

$$\eta|i1 + i2| = ER \text{ (voltaje de retención)}$$

η : coeficiente de restricción

K= Valor operativo mínimo

El funcionamiento del relé se indica mediante indicadores de funcionamiento. Estos indicadores están provistos de una bobina que tiene una corriente nominal de 0,1 A, una resistencia de aproximadamente 10 Ω y una corriente de operación mínima de aproximadamente 0,085 A.

Se necesita una corriente de al menos 0,4 A para que los tres indicadores de funcionamiento funcionen en el momento de una falla de cortocircuito trifásico. Si la corriente de carga es inferior a 0,4 A, se debe conectar una resistencia en paralelo con la bobina en cuyo caso la disposición del circuito debe modificarse ya que la bobina indicadora no puede transportar corriente continua.

11.15.1.3 Aplicaciones del relé 87G

La corriente de operación mínima del relé Tipo TAG-2 se fija en 0,4 A y Mitsubishi Electric recomienda que el diferencial de corriente causado por la característica de transformación del TC a plena carga debe ser menor a la décima parte de la corriente de operación mínima. Este error mutuo de la relación de transformación se debe en gran parte a la construcción especial del TC y a la diferencia en la longitud y la carga del cable secundario del TC. Por lo tanto, el

circuito debe diseñarse para evitar el desequilibrio entre estos factores.

Si se produce un diferencial de corriente excesivo en el circuito diferencial a veces se puede reducir disponiendo una resistencia o una inductancia de $5 \sim 10 \Omega$ en el circuito.

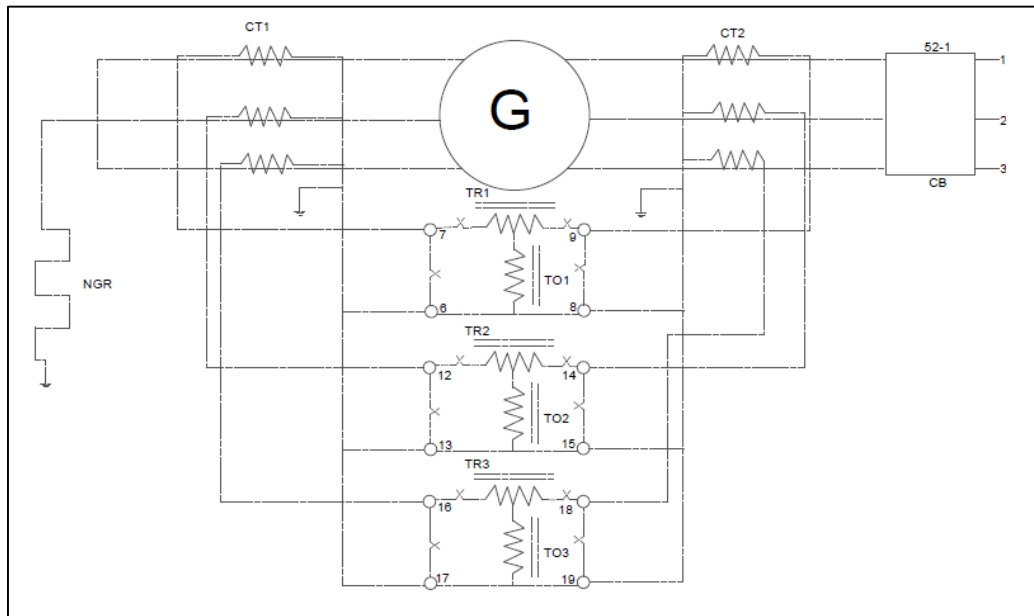


Figura 26. Conexiones externas del circuito CT.

Tabla 8. Datos técnicos del relevador 87G de la central Agoyán

Relé diferencial	
Tipo TAG-2-D	Modelo PY340
Valor nominal AC 5 A 60 Hz	DC 125 V
10 % Valor diferencial	
Resistor externo B1-50 Ω x3 en paralelo	
Serie 18 558	Fecha 1 986

Fuente: [16].

11.15.2 Relevador de sobretensión a tierra 64B

El relé de sobrevoltaje utilizado en la central Agoyán es del tipo CV-8, este es un relé de protección de falla a tierra de disco de inducción que opera a bajos voltajes para cerrar los contactos y aún está disponible para servicio continuo de alto voltaje.

Hay dos modificaciones disponibles: el relé de 120 V (taps de 5,5 a 30 V) está diseñado principalmente para la protección de puesta a tierra de los devanados de máquinas rotativas y para la protección de puesta a tierra del sistema en configuraciones bajas. El relé de 208 V (taps

de 30,60 V) es para la protección de tierra del sistema, éste último utiliza la central Agoyán.

Tabla 9. Rangos estándar del relé de sobrevoltaje.

Voltaje nominal (V)	Clase de voltaje (V)	Tap(V)	Voltaje de entrada admisible (V)		Aproximado VA en voltaje nominal	Frecuencia	Número de estilo
			Continuo	Instantáneo			
120	5,5	5,5	35	140	70	50	PJ342
		8	50		35	50	PJ342
		12	75		17	50	PJ342
		16	100		10	50	PJ342
		20	120		6,5	60	PJ343
		25	120		4,5	60	PJ343
		30	120		4	60	PJ343
208	30	30	120	230	8,5	50	PJ344
		35	140		6,5	50	PJ344
		40	160		5	50	PJ344
		45	180		4,5	50	PJ344
		50	208		4	60	PJ345
		55	208		3,7	60	PJ345
		60	208		3,3	60	PJ345

Fuente: [16].

El relé de sobretensión CV-8 de la central consta de un elemento de voltaje y un interruptor de contactor indicador (ICS), un condensador y un transformador de ajuste. Cuando se ve desde el frente del relé, el ICS está ubicado en el extremo inferior derecho; en el medio está el elemento de voltaje (CV) montado en un marco, y en la parte superior el condensador y el transformador de ajuste.

Elemento de voltaje (CV) del relé 64B

El elemento de voltaje CV es un elemento de relé de disco de inducción compuesto por un núcleo electrónico laminado y un disco en espiral. El soporte central izquierda del núcleo está enrollado con la bobina principal, y el soporte izquierdo, vista desde el frente, con una bobina en retraso, la acción de estas bobinas imparte un par al disco.

Cuando la corriente excede un valor predeterminado y el par del disco supera el par contrario del resorte helicoidal, el disco gira para cerrar los contactos. El tiempo que requiere un imán permanente.

Interruptor de contactor indicador (ICS) del relé 64B

El ICS es un relé de corriente continua. En el momento en que una corriente fluye a través de la bobina en exceso del valor especificado, la armadura es atraída hacia el polo magnético, haciendo contacto y haciendo caer simultáneamente el indicador. El indicador se puede restablecer empujando hacia arriba una barra de restablecimiento desde el exterior. Se debe tener cuidado de no forzar un indicador que no se caiga ya que el resorte interno puede verse afectado negativamente.

Las bobinas estándar del ICS dan una clasificación doble de 0,2 A y 2 A, y el cambio se efectúa en los terminales inferiores derechos.

Normalmente, el ICS se conecta en el tap de 2 A.

El ICS estándar funcionará en un circuito donde la corriente exceda el valor nominal; pero cuando la corriente fluye durante un período de tiempo muy corto, es aconsejable verificar la constante de tiempo de la carga para asegurarse de que fluirá suficiente corriente.

Con una clasificación doble estándar de 0,2 A / 2 A, este ICS se puede cargar continuamente con la corriente nominal de cada toma. La corriente de carga máxima posible es de aproximadamente 30 A en la toma de 2 A.

Características del relé 64B

Características operativas mínimas del relé 64B

El valor mínimo de funcionamiento del relé es el valor al que la parte móvil se mueve para cerrar los contactos cuando la tensión aumenta gradualmente. (Este es el valor de tap $\pm 7\%$ a frecuencia nominal y 20°C ambiente).

Por tanto, el valor de funcionamiento puede cambiarse con una toma instalada en la bobina del transformador de ajuste y, en consecuencia, cualquier error en este transformador aparecerá como un error de relé.

Tiempo de funcionamiento del relé 64B

El tiempo de funcionamiento del relé se puede cambiar fácilmente de muy rápido a relativamente lento simplemente girando la perilla graduada de ½ a 11. En el ajuste del dial 6, frecuencia nominal, 20 °C ambiente y tap mínimo, la aplicación de un voltaje de 400 % del valor de la tap dará como resultado un tiempo de funcionamiento de $6 \pm 0,3$ segundos. Las graduaciones del dial son equidistantes y el tiempo de funcionamiento puede tomarse como proporcional. Por lo tanto, la aplicación del 400 % del valor de tap en el ajuste del dial 10 dará un tiempo de funcionamiento de 10 segundos.

Tabla 10. Ajuste actual del relevador de sobretensión a tierra 64B de la central Agoyán

Relé de sobretensión a tierra	
Tipo CV-8-D	Modelo PD526
Valor nominal 199 V	60 Hz
Rango 30-60 V	Valor nominal VA 8,8-2,8 VA
Serie 88 971	Fecha 1 986
Ajuste actual	
Tap	60
Dial	6

Fuente: [16].

11.15.3 Relevador de protección de falla a tierra del estator 64N

Los relés de protección de falla a tierra del estator utilizados en la central Agoyán son del tipo RXIG 21, RXIG 28 y RXEG 21.

Relé de falla a tierra del estator del generador 100% tipo RAGEA

El relé de falla a tierra del estator del generador 100 % tipo RAGEA proporciona protección de falla a tierra del estator al 100 % para la mayoría de los generadores y motores grandes conectados a transformadores que tienen una conexión neutra disponible y no están sólidamente conectados a tierra. El relé también detecta cortocircuitos o circuitos abiertos en la conexión a tierra o en los circuitos de voltaje neutro.

Este relevador se aplica para proporcionar la protección convencional de falla a tierra para el

90 - 95 % del devanado del estator al monitorear el componente de frecuencia fundamental del voltaje neutro. Además, se utiliza para detectar fallas a tierra en las partes restantes del devanado y en todo el sistema neutro al monitorear los componentes del tercer armónico en el voltaje neutro. Para evitar una alarma continua cuando la máquina está fuera de servicio, generalmente se usa un relé de supervisión.

Los principales beneficios resultan de esta medición dual de voltaje neutro.

1. La protección del 95 % puede ser más sensible que de otro modo porque está a salvo de anomalías fuera de la zona de protección. Esto resulta del filtrado de todo el ruido y la distorsión de la señal medida.
2. La protección al 100 % se superpone a la protección del 95 % del devanado del estator, además, monitorea la integridad de todo el sistema neutro para cortocircuitos y circuitos abiertos. Las fallas en esta área, aunque no son críticas por sí mismas pueden resultar en una falla devastadora de la máquina si ocurre una segunda falla a tierra.
3. Cuando existe más del mínimo del 1 % de voltaje del tercer armónico, la zona de operación de la protección del 100 % se puede extender más y el valor de operación de la protección del 95% se puede aumentar. Entonces es factible una reducción del tiempo de funcionamiento para la protección del 95 % sin ninguna pérdida de seguridad.

El detector de tercer armónico es supervisado por un generador de voltaje de fase a fase o por un generador de corriente. El ajuste del relé del tercer armónico se determina a partir de la cantidad de voltajes del tercer armónico neutro del generador. Los cálculos pueden basarse en las especificaciones de la máquina y las capacidades del equipo o en mediciones de campo. Cuando se utiliza la supervisión de voltaje, se proporciona una protección del 100 % también durante el arranque cuando el voltaje está por encima del nivel de operación del relé de supervisión.

Relé de falla a tierra del 100% del estator para máquinas giratorias en sistemas con o sin conexión a tierra ligera

El relé GEA consta de dos relés de medición de voltaje con componentes de filtrado asociados y un relé de supervisión cableado de fábrica como una unidad. Su propósito es detectar una falla a tierra en cualquier lugar dentro de la máquina o en el cableado asociado, incluso el bus neutro de la máquina protegida.

Funciona según el principio de que una falla a tierra en cualquier parte de la zona protegida provoca un cambio significativo en el voltaje medido en el neutro de la máquina. Para la mayoría de las fallas, el voltaje de frecuencia fundamental aumentará en el bus neutral durante una falla a tierra. Pero para fallas de devanado dentro de aproximadamente el 5 % del neutro, el voltaje de frecuencia fundamental no aumenta lo suficiente para hacer una determinación confiable de fallas. Las fallas en esta área hacen que el tercer voltaje armónico cambie apreciablemente. Por lo general, una máquina en servicio generará de 1 % a 10 % de voltaje del tercer armónico y aproximadamente la mitad de esto aparecerá en el bus neutro. Una falla en el extremo neutral de la máquina reducirá este voltaje a casi cero. El relé de tierra 95 - 100 % (función 27N3) mide esta reducción en la tensión del tercer armónico para identificar fallas en el área no protegida por el 0 - 95 % (función 59N1), protección convencional de máquina. Los filtros de relé rechazan las frecuencias no deseadas para proporcionar una superposición sustancial de las áreas de falla de respuesta de los dos relés que componen el GEA. Cuando la máquina está fuera de servicio, el relé 95 - 100 % que mide la falta de voltaje del tercer armónico en el neutro cerrará sus contactos. Para evitar que esto cree una alarma innecesaria, este relé es monitoreado por un relé de voltaje o corriente de la máquina que completa el circuito de alarma solo cuando la máquina genera suficiente voltaje para que funcione el sistema de protección de tierra.

Doble falla a tierra del relé 64N

Cuando existen dos fallas a tierra al mismo tiempo en cualquier lugar de un sistema sin transformadores intermedios, la impedancia neutra puede estar efectivamente en cortocircuito. Esto puede resultar en una corriente de falla muchas veces mayor que la de una sola falla a tierra. Dependiendo de la ubicación de cada una de las dos fallas, las corrientes de falla pueden ser incluso mayores que el valor calculado para una falla de fase.

Sobreexcitación del relé 64N

Durante la sobreexcitación, los armónicos de la máquina normalmente aumentarán. El riesgo de que esto cause la operación del relé fundamental de 0 - 95 % es menor que con algunos relés de tierra porque se evita que los armónicos lleguen al relé.

El relé 100% del tercer armónico es un relé de bajo voltaje, por lo tanto, un voltaje más armónico no representa peligro de disparo excesivo, sino más bien una reducción en la protección del extremo neutro. Por lo tanto, se debe verificar el cruce de la protección proporcionada por los

relés de 0 – 95 % y 95 – 100 % para asegurar que los márgenes de disparo aún sean adecuados independientemente del nivel de excitación.

Fallos externos del relé 64N

Cuando ocurre una falla en el lado de alto voltaje de un transformador elevador Δ -Y del generador, no hay un desplazamiento de voltaje del neutro del generador debido a las corrientes de secuencia cero. Sin embargo, hay un pequeño acoplamiento capacitivo entre el primario y el secundario del transformador elevador del generador y esto dará como resultado un voltaje neutro del generador pequeño para una falla a tierra externa. La preocupación por esto, sin datos firmes a partir de los cuales calcular esta tensión neutra, limita el ajuste de sensibilidad del relé 0 – 95 % al valor generalmente usado de 5 %. Este acoplamiento capacitivo es más pronunciado en el tercer armónico que en la frecuencia fundamental. El relé GEA 95 – 100 % tiene un tercer filtro de supresión de armónicos, minimizando así este factor desconocido.

El relé de 95 – 100 % responde a una reducción del tercer armónico. Por lo tanto, no hay riesgo de que este relé funcione incorrectamente debido a una falla externa que podría causar un aumento en el voltaje neutro del tercer armónico.

La figura 27 muestra el relé ensamblado. Cada módulo de GEA tiene un número de referencia que identifica la ubicación física en el ensamblaje COMBIFLEX.

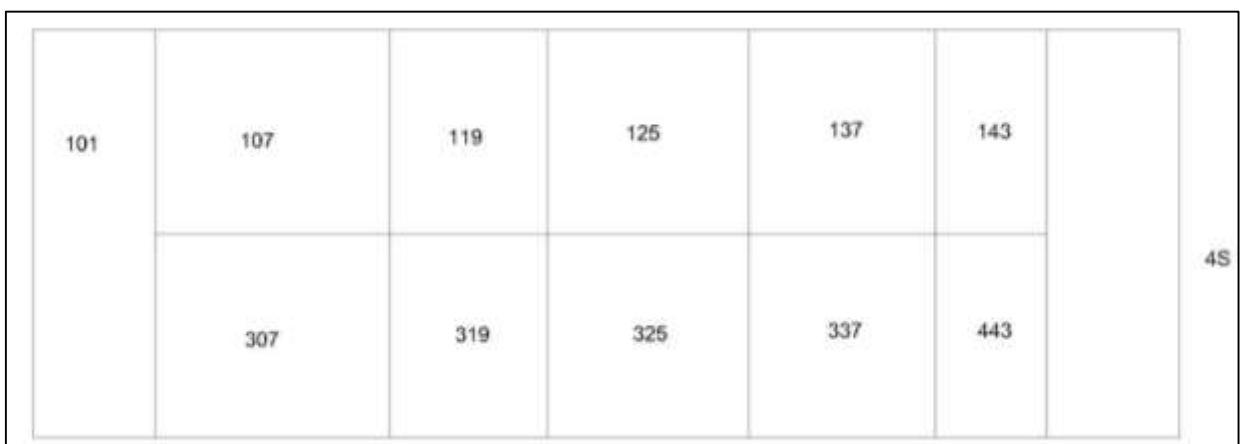


Figura 27. Ubicación física de los módulos.

101 Interruptor de prueba tipo RTXP 18

El relé incluye un interruptor de prueba para probar todos los componentes del relé. Cuando se inserta el mango del enchufe de prueba tipo RTXH 18 en el interruptor de prueba, esta función de prueba permite la prueba completa del relé desde esta ubicación sin acciones adicionales o

coordinadas. Las comprobaciones de carga se realizan desde este mismo dispositivo. Además, si alguna vez fuera necesario bloquear el disparo del relé, el conector de bloqueo de disparo RTXB se inserta en el RTXP 18 sin afectar de otro modo el funcionamiento del relé. Las Fig. 7a y 7b muestran cómo este interruptor de prueba se conecta al cableado externo para interactuar con el cableado de fábrica de los módulos de relé.

119 Relé temporizador, RXKB 1

Se utiliza para retrasar el disparo del relé 0-95% (59N1) de 0,3 a 3,0 seg. según lo seleccionado por el usuario.

319 Relé de enclavamiento, RXMA 1

Esto se usa para desenergizar el relé sensible del 95-100% (27N3) en caso de falla a tierra sostenida.

Relé de medida de tensión 125+, RXIG 2

Componente de filtro de 337+ 60 Hz que consta de condensador, RXTCC

+ Los módulos 125, 325 y 337 comprenden la unidad de detección de fallas a tierra del 95-100% (27N3). Estos se calibran en fábrica como una unidad. El RXIG 2 es un relé modificado a escala para esta aplicación. Está calibrado y escalado a 180 Hz con el filtro. Los valores de caída entre 0,15 V y 1,2 V a 180 Hz están disponibles en dos rangos de relé, cada uno con un rango de escala de 3-1.

137 Relé de control de tensión, RXEG 2

Está disponible en un rango de escala de 40 - 120 V para usar cuando se monitorea el voltaje del terminal de la máquina. Se especifica un rango de escala de 0,5 - 1,5 V cuando se desea monitorear el voltaje del tercer armónico del lado de la línea del generador desde la esquina rota de los transformadores de voltaje YA. Este es un relé estándar sin filtro, aunque su propósito es medir el tercer armónico.

137 Relé de control de corriente, RXIG 2

(Alt) Este relé generalmente se proporciona en el rango de escala de 1-3 A. Este es un medio alternativo de monitorear el estado en servicio de la máquina.

149 Relé temporizador, RXKB 1

Esto se utiliza para retrasar la alarma del relé de tierra del 95 – 100 % durante 1-10 segundos.

349 Objetivos de doble indicador, RXSF 1

El objetivo de la izquierda indica que el relé 0 – 95 % (59N1) ha expirado y ha configurado un circuito de disparo. El objetivo de la derecha indica de manera similar que el temporizador de relé de 95 – 100 % (27N3) ha completado la función de temporización. Ambos objetivos normalmente se alimentan con bobinas operadas por voltaje de CC.

Cálculo del tercer armónico del relé 64N

La cantidad de tercer armónico en el voltaje del generador generalmente puede ser proporcionada por el fabricante del generador. Esta tensión armónica generada debe entonces ser proporcionada entre las diversas impedancias a tierra para asegurarse de los ajustes del relé que dan como resultado una cobertura de falla a tierra del 100 %. Las mediciones en servicio pueden confirmar los cálculos o utilizarse en lugar de los cálculos. El procedimiento de cálculo es el mismo para todas las máquinas. Para máquinas con impedancia de conexión a tierra neutra típica, los resultados serán muy uniformes. Por tanto, una vez calculado a satisfacción propia, no es necesario realizar más cálculos. El ajuste del relé está determinado por las condiciones de campo observadas.

La impedancia neutra es efectivamente una resistencia dimensionada para que el componente real en una línea a tierra en los terminales del generador sea del 100 al 150 % del componente reactivo.

Tabla 11. Datos técnicos del relevador 64N de la central Agoyán

Relé de falla a tierra del estator	
Tipo RXEG 21	Modelo RK 411 102-DD
Rango 40 – 120 V	50 – 60 Hz
U1 110 – 125 V	U2 220 – 250 V
Ajuste actual	
Tiempo de actuación	0,5 seg.
Tap	0,28 V

Fuente: [16].

11.15.4 Relevador de protección de sobre velocidad 12G

Los relés velocidad instalados en la central Agoyán es del tipo TSG-D para detectar la velocidad de rotación de los generadores de turbina hidráulica (PMG), lo que proporciona una excelente característica lineal entre su voltaje de salida y la velocidad de rotación del PMG. Este relé TSG es del tipo estático, por lo que la carga de VA requerida es pequeña y fuerte para las vibraciones y los golpes, y brinda una alta confiabilidad.

Tabla 12. Rangos estándar del relevador 12G

Rangos		Suministro auxiliar	Rango de ajuste (%)	Número de estilo	Número de protección
V	Hz				
110 o 63,5	50	110	90-80	PD758	12
	o	o	70-110	PD759	13
	60	220	10-60	PD760	14

Fuente: [16].

Aplicaciones del relé 12G

La protección 12 sirve para detectar el exceso de velocidad. Debería ocurrir una falla mecánica en una turbina, como el mal funcionamiento de la paleta guía, para que altere equilibrio entre la potencia de la turbina y la carga del sistema. En consecuencia, puede producirse una sobrevelocidad del generador. En tal caso, este relé detectará la condición de exceso de velocidad para dar un disparo y una señal de alarma.

La protección 13 sirve para detectar la velocidad síncrona. Durante el arranque del generador, este relé puede detectar que la velocidad se alcanza un valor preestablecido y produce una señal de cierre para cerrar un interruptor en el circuito de excitación.

La protección 14 sirve para detectar bajas velocidades. Durante la parada del generador, este relé puede detectar que la velocidad alcanzó un valor preestablecido y produce una señal de rotura del rotor para evitar la deformación del cojinete de empuje causada por el mal funcionamiento por debajo de una determinada velocidad.

Principio de operación del relé 12G

Un voltaje de salida de CA derivado del PMG se convierte en un valor de voltaje adecuado para el relé pasando a través de un transformador de entrada. A continuación, se rectifica y filtra la tensión secundaria. Dado que el voltaje de entrada y la frecuencia alimentados por PMG son proporcionales, el circuito DC está diseñado para proporcionar suficientes características de suavizado en un amplio rango de frecuencia de entrada. La velocidad de referencia se puede configurar con el potenciómetro actual. Si la señal de DC excede el valor de referencia preestablecido, se activa el comparador de voltaje y se activa el relé de salida. Como el circuito de DC de referencia preestablecido se alimenta desde un circuito de voltaje estabilizado para eliminar el efecto de la variación del voltaje de la fuente, siempre se puede garantizar el funcionamiento positivo y preciso.

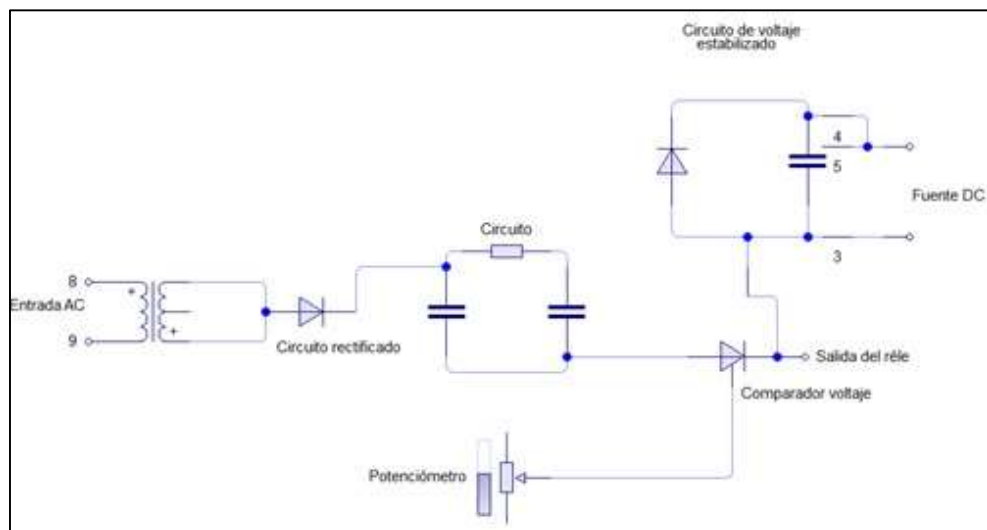


Figura 28. Diagrama de bloques del relé tipo TSG de la central Agoyán

Características de presentación del relé 12G

Tabla 13. Tiempo de operación y ajuste del relevador de velocidad.

Dispositivo No.	Ajuste (%)	Condición de entrada	Tiempo de operación (ms)	Tiempo de restablecimiento (ms)
12	140	105 % del valor seteado	60 (Para cerrar contactos)	150 (Para abrir contactos)
13	90			
14	30		200 (Para cerrar contactos)	500 (Para abrir contactos)

Fuente: [16]

Tabla 14. Ajuste actual del relé de velocidad 12 de la central Agoyán

Relé de velocidad	
Tipo TSG-D	Modelo PD758
Valor nominal 110V	Frecuencia 60 Hz
Rango 90 – 180 %	Burden 0,6 VA
Circuito controlado DC 125V	
Serie 21 426	Fecha 1 986
Ajuste actual	
Tap	140 %

Fuente: [16].

11.15.5 Relevador de protección para equilibrio de voltaje 60G

El relevador de equilibrio de voltaje utilizado por la central Agoyán es de tipo TVM-1-D este es un relé transistorizado que compara dos voltajes trifásicos fase por fase y funciona instantáneamente en caso de que uno de los voltajes caiga por debajo del otro en más del valor establecido. El relé también puede detectar cuál de los dos voltajes ha caído y se utiliza en campos como la detección de rotura de fusibles PT y otros tipos de detección de voltaje desequilibrado.

Tabla 15. Clasificación estándar

Clasificación (3 fases de voltaje)	Carga PT por fase (VA)	Circuito de control		Modelo
		DC(V)	Burden(W)	
120 V 60 Hz	2-3	125	8	PJ101
		110	6	PJ102
110 V 50/60 Hz	2-3	125	8	PJ103
		110	6	PJ104

Fuente: [16].

Características del relevador de equilibrio de voltaje 60G

1. Valor operativo:

Con respecto al valor operativo estándar obtenido de la ecuación operativa: dentro del 15 %.

2. Restablecimiento del valor

Menos de la tensión de funcionamiento +3 V.

3. Tiempos de funcionamiento y restablecimiento

Tiempo de bloqueo

Los tiempos de apertura y cierre de los contactos normalmente cerrados de los relés de polaridad PR1 y PR2.

El tiempo de funcionamiento promedio de los relés auxiliares X1 y X2 es de 15 ms a 110 VCC.

Tabla 16. Tiempos de apertura y cierre de contactos normalmente cerrados de los relés PR1 y PR2 (E1, E2 en fase, 110VDC)

Vo=10%			Vo=20%		
Voltaje de entrada (V)	Tiempo (ms)		Voltaje de entrada (V)	Tiempo (ms)	
	Abierto	Cerrado		Abierto	Cerrado
110-88	10-20	20-28	110-77	15-25	17-26
110-66	10-18	20-30	110-55	15-23	20-30
110-0	10-15	25-30	110-0	15-21	20-30

Fuente: [16].

Sensibilidad de detección del relé 60G

Los valores de la tensión nominal para E1 y E2 se consideran 100 %. El ajuste se efectúa a la tensión de funcionamiento mínima (Vo).

La ecuación operativa es la siguiente:

$$|E1| - |E2| \geq V_o \text{ con } |E1| > |E2|$$

$$|E1| - |E2| \geq V_0 \text{ con } |E1| > |E2|$$

$V_0=10\%$ o 20% (Porcentaje respecto a la tensión nominal)

Aplicaciones del relé 60G

1. Detección de voltaje desequilibrado

El TVM-1 es adecuado para localizar buses defectuosos mediante la detección de desequilibrios de voltaje, el juicio de estados del sistema a través del desequilibrio de voltaje entre dos puntos del sistema y la detección de varios tipos de desequilibrio de voltaje.

Tabla 17. Ajuste actual del relé de equilibrio de voltaje 60G.

Relé de equilibrio de voltaje	
Tipo TVM-1-D	Modelo PD797
Valor nominal 115 V	Frecuencia 60 Hz
Sensitividad 10 – 20 %	Circuito DC 125 V
Burden de cada fase 31VA	
Serie 19152	Fecha 1 986
Ajuste actual	
Tap	20 %

Fuente: [16].

11.15.6 Relevador de sobrecarga térmica 49G

El relé de sobrecarga térmica tipo BL-1 es un relé de sobrecorriente de operación térmica diseñado para proteger motores o generadores contra sobrecargas, pero su uso puede extenderse a transformadores que tienen las mismas características de aumento de temperatura en condiciones de sobrecarga que los de motores o generadores.

Generalmente, el límite de funcionamiento continuo de los aparatos de potencia en condiciones ambientales estándar está garantizado por su valor nominal y es natural que el deterioro de los materiales aislantes se acelere cuando se opera, incluso por un tiempo corto, bajo la condición en que la carga exceda el valor nominal. La condición de sobrecarga de un cierto grado puede, a veces, continuar durante un período de tiempo limitado por la condición de sobrecarga

correspondiente, entendiéndose el hecho anterior. Y en los motores fluye una cantidad de corriente considerablemente grande en el momento del arranque y esto es una sobrecarga inevitable. Los motores están, por supuesto, diseñados para resistir tal posible sobrecarga, pero si el arranque y la parada del motor se repiten con frecuencia durante un breve período de tiempo, a veces se desarrolla una condición de sobrecalentamiento inesperada como en este caso.

El relé de sobrecarga térmica tipo EL-1 está diseñado para que la corriente del aparato a proteger se conduzca al calentador a través de un transformador de corriente y el latido generado en el calentador hace que un resorte bimetálico opere este relé. Dado que la característica de su corriente frente al tiempo de funcionamiento es similar a la característica de tiempo de sobrecarga permisible de cada aparato, generalmente, se considera adecuado este relé es el más adecuado para la protección de sobrecarga del aparato como se mencionó anteriormente.

Generalmente, en el relé de sobrecorriente de tipo inductivo, debido al hecho de que el valor de operación cambia por la espiga, el ajuste en sí es difícil de proteger el aparato contra la sobrecarga continua de alrededor del 120 % - 125 % del valor nominal.

Además, el límite de tiempo en sí mismo no es adecuado para la protección de este tamaño de sobrecarga. En otras palabras, para lograr la protección de sobrecarga con una corriente dentro de este rango, es necesario que el relé tenga una construcción tal que el valor de ajuste pueda variarse sucesivamente y que tenga y tenga un límite de tiempo de funcionamiento adecuado para ese rango.

Esto solo se puede lograr modificando relés de operación térmica como el relé de sobrecarga térmica tipo EL-1. Por otro lado, en el caso del relé de sobrecarga térmica pe BL-1, la operación de corto tiempo es posible incluso con una corriente de 500 % - 1000 % que no se puede lograr mediante el uso del relé de tipo bimetálico convencional. En consecuencia, el relé de sobreintensidad de tipo disco de inducción de larga duración puede activarse en determinadas condiciones.

Además, dado que el relé de sobrecarga térmica tipo BL-1 es un relé de operación térmica, funciona con CC o CA. Sin embargo, el elemento de relé Tipo BL-1 produce una caída de voltaje de 0,49 V-0,88 V con una corriente de carga del 100 % en el sentido de que no es impulsado por una derivación de milivoltios como la que se necesita. Por ese motivo, se puede considerar hacer uso de una caída de tensión de una parte del circuito del aparato a proteger,

por ejemplo, de interpolar en el caso de motores de CC, como fuente de potencia de accionamiento.

El relevador de sobrecarga térmica utilizado en la central Agoyán es del tipo BL-1F-D.

Características del relé 49G

- (1) El relé de sobrecarga térmica tipo BL-1 está especialmente adaptado para la protección de motores contra sobrecargas porque incorpora la característica de corriente versus tiempo de funcionamiento de los motores.
- (2) También es aplicable a la protección de sobrecarga de generadores que tienen las mismas características de tiempo de sobrecarga permisible que la del motor, así como a la protección de sobrecarga de la mayoría de los transformadores.
- (3) Dado que el relé de sobrecarga térmica BL-1 está diseñado para tener una amplia capacidad calorífica y para funcionar donde la temperatura excesiva del aparato alcanza un cierto límite, el tiempo de funcionamiento puede acortarse por la condición de carga antes de sobrecargarse. El motor que se va a arrancar repetidamente también puede protegerse contra el sobrecalentamiento cuando su tiempo periódico de repetición es corto.
- (4) El relé de sobrecarga térmica BL-1 está diseñado para tener características de corriente frente a tiempo de funcionamiento que permitan proteger el aparato en un rango que va desde una condición de carga ligera hasta una condición de corriente del 1 000 %.
- (5) El relé de sobrecarga térmica BL-1 está diseñado para funcionar con CA y CC.
- (6) El relé de sobrecarga térmica BL-1 se configurará sucesivamente a cualquier valor si el 100% de la corriente de sobrecarga se encuentra dentro de un rango de 2,5 A – 5 A de modo que sea posible proteger siempre el aparato contra más del 120 % de carga siempre que la calificación está dentro de ese rango.
- (7) El relé de sobrecarga térmica BL-1 tiene una mecánica de compensación de la temperatura ambiente y representa una sobrecarga casi constante frente a las características del tiempo de funcionamiento, independientemente de la temperatura ambiente.
- (8) El relé de sobrecarga térmica BL-1 tiene una carga tan baja como 2 - 6,25 VA en la corriente de ajuste.
- (9) En el relé de sobrecarga térmica tipo BL-1, la elección de BL-1D, BL-1E, BL-1F y BL-1S se puede hacer para que se utilicen de la mejor manera posible según el propósito de la aplicación.

Operación del relé 49G

Elemento de temperatura (elemento BL-1) del relé 49G

El elemento principal del relé de sobrecarga térmica tipo BL-1 consiste en una caja moldeada, bloque bimetálico operativo, parte de contacto móvil y parte de contacto estacionario. La parte de contacto móvil está ubicada en la parte delantera y detrás de la parte de contacto estacionaria y luego las cajas moldeadas. El eje de la parte móvil está diseñado para mantenerse siempre horizontal. En el caso moldeado, se aloja el eje rodeado por el bloque bimetálico operativo.

En la parte superior de la carcasa moldeada están los terminales y el enlace de cortocircuito.

Con el enlace abierto, una corriente fluye a través de todos los calentadores, por lo que el ajuste se encuentra dentro de un rango permitido de 2,5 A - 3,5 A. Cuando el enlace está cerrado, una sección del calentador está en cortocircuito, lo que permite que el ajuste se realice dentro de un rango de 3,75 A – 5 A.

El resorte de operación y el resorte de compensación son exactamente el mismo resorte bimetálico.

Entonces la temperatura ambiente varía, el resorte de compensación tiende a girar la parte de contacto giratoria en la dirección inversa con respecto al eje en el mismo grado de ángulo que el del eje girado por el resorte operativo. Por esa razón, incluso si la temperatura ambiente varía, una posición relativa entre el contacto móvil y el contacto estacionario no se carga. Como resultado, esto le da al relé siempre una corriente fija frente a las características operativas. Por supuesto, si la temperatura ambiente cambia repentinamente, la característica puede variar durante un cierto período debido a la ligera diferencia entre la temperatura ambiente del resorte de compensación y la del resorte de operación.

Interruptor de contactor indicador (ICS) del relé 49G

El interruptor de contactor indicador tipo ICS es un relé de CC tipo badajo pequeño. Cuando la corriente i que fluye en la bobina excede el valor especificado, la armadura es atraída por el polo magnético, lo que deja de cerrar el contacto y al mismo tiempo hace que el semáforo indicador caiga. El semáforo indicador se puede restablecer desde el exterior de la cubierta mediante la palanca de restablecimiento del indicador. Entonces el semáforo indicador no está en posición de caída, no lo tire directamente con la mano, porque, si lo jala, el resorte del indicador se verá muy afectado.

La bobina estándar del interruptor de contactor indicador Tipo ICS es de doble clasificación y la clasificación se puede cambiar mediante el terminal ubicado en su esquina inferior derecha. Por lo general, el interruptor de contactor indicador Tipo ICS se envía y se conecta a la toma 1A.

El interruptor de contactor indicador ICS de barrido de doble clasificación estándar tiene dos clasificaciones de 0,1 A y 1 A. El interruptor del contactor indicador está diseñado para operar solo cuando fluye una corriente que excede el valor nominal en el circuito. Por esa razón, en caso de que fluya una corriente durante un período de tiempo muy corto, deben tomarse medidas para que fluya una cantidad suficiente de corriente, teniendo en cuenta la constante de tiempo de la carga.

Características de rendimiento del elemento BL-1 del relé 49G

Características del tiempo de funcionamiento del relé 49G

Este relé de sobrecarga térmica tipo BL-1 lo está diseñado para usarse con una corriente como (corriente nominal continua del aparato a proteger) = (relación de giro del transformador de corriente). Generalmente, es una práctica estándar, en la característica del relé de sobrecarga térmica Tipo BL-1, hacer que el valor de corriente (llamado "valor de ajuste") se indique por el puntero de ajuste igual o ligeramente superior al 100 % de la corriente nominal.

Límite de sobrecorriente del relé 49G

El relé de sobrecarga térmica Tipo BL-1 está diseñado para interrumpir una corriente equivalente hasta el 1,000 % del valor de ajuste por el funcionamiento de la misma.

El tiempo de sobrecorriente permisible es para el rango de 3,75 A -5 A, aproximadamente 20 segundos, en 50 A (1,000 % de 5 A) y aproximadamente 1 segundo, en 100 A (2,000 % de 5 A); y para el rango de 2,5 A - 3,5 A, aproximadamente 20 segundos 35 A (1,000 % de 3,5 A) y aproximadamente 1 segundo. en 70A (2,000 % de 3,5 A). En consecuencia, una corriente que exceda el 1,000 % del valor de ajuste debe interrumpirse por medio de un relé que no sea el relé Tipo BL-1.

Tabla 18. Ajuste actual del relé térmico 49G.

Relé térmico	
Tipo BL-1F-D	Modelo PD552
Valor nominal 5 A	5 A 60 Hz
Rango 2,5 - 5 A	ITT
Valor nominal VA 6,25 VA	DC 125 V
Serie 21 435	Fecha 1 986
Ajuste actual	
Tap 1	4,5

Tap 2	4,5
-------	-----

Fuente: [16].

11.15.7 Relevador de sobrecorriente para protección de secuencia de fase negativa 46G

El relevador de sobrecorriente de secuencia de fase negativa utilizado en la central Agoyán es del tipo COQ de inducción, cuando ocurre una falla desequilibrada en un sistema, una corriente de falla, incluido un componente de fase negativa, fluirá en el generador conectado a él. Esta sobrecorriente de fase negativa crea un campo dentro del generador que gira en la dirección inversa, induciendo una gran corriente parásita en la superficie del rotor y, por lo tanto, elevando mucho la temperatura. La continuación del flujo de esta corriente de fase negativa en la máquina significa por tanto costosos daños al rotor.

La protección general contra fallas del sistema puede obtenerse de relés primarios de algún tipo o relés de respaldo directo, pero en la práctica no ha sido posible asegurar que las fallas desequilibradas se eliminaran dentro del tiempo permitido para sobrecorrientes de fase negativa en máquinas síncronas. Por lo tanto, existe la necesidad de un relé que brinde protección contra corrientes de secuencia de fase negativa dentro del período de tiempo permitido en todos los casos.

Los relés tipo COQ son los más adecuados para este propósito. Son paralelos a la corriente de secuencia de fase negativa frente a las características de retardo de tiempo permisible de un generador y tienen características ideales de corriente de entrada de fase negativa frente a tiempo de operación. Además, dado que los relés COQ no responden a las corrientes de fase positiva, no existe la posibilidad de un funcionamiento incorrecto debido a un paso hacia afuera o una fluctuación del generador. Además, como el filtro de corriente de fase negativa y otros elementos están contenidos dentro del relé, el mantenimiento es fácil. El relé COQ es por tanto indispensable como protección de respaldo para generadores importantes.

Características del relé 46G

Características de funcionamiento del relé 46G

La constante de funcionamiento K , para los valores entre 10 y 90, se expresa mediante la ecuación

$$K = I^2 \cdot t$$

Dónde:

I_2 es la corriente de secuencia de fase negativa expresada como corriente de generador (tap)

T es el tiempo en segundos

Esta fórmula muestra la relación entre la corriente de secuencia de fase negativa y el tiempo límite permisible del generador, aquí, I_2 representa el valor calculado por unidad; es decir, como múltiplos de una corriente equivalente a la corriente nominal, mientras que t se expresa en segundos. Por ejemplo, para un generador con la constante $k = 30$, es seguro configurarlo en 30 segundos si I_2 es 1 y en 7,5 segundos si I_2 es 2.

Algunos valores comunes de k varios tipos de equipos son:

Tabla 19. Valores comunes de K en la protección de secuencia negativa de fase

REFRIGERADO POR AIRE Y REFRIGERADO CONVENCIONAL H_2	K
Generadores de turbina de vapor	30
Generadores de turbina hidráulica	40
Generadores a diésel	40
Condensadores síncronos	30
Convertidores de frecuencia	30

Fuente: [16].

Por otro lado, las derivaciones del relé COQ se calibran con valores convertidos de las corrientes secundarias del TC expresadas en amperios por unidad de corriente de secuencia de fase negativa. Por ejemplo, para un generador con un valor convertido de corriente secundaria de TC de 3,25 A a la corriente nominal, el ajuste de la toma está en 3,25.

Construcción y operación del relé 46G

El relé COQ consta de un filtro de corriente de fase negativa y un elemento de sobrecorriente; el primero ubicado en la mitad superior de la caja y el segundo en la mitad inferior. Además, el elemento de sobrecorriente está provisto de un interruptor de contactor indicador que es visible desde la parte frontal del relé

La figura 29 muestra las conexiones externas con el generador.

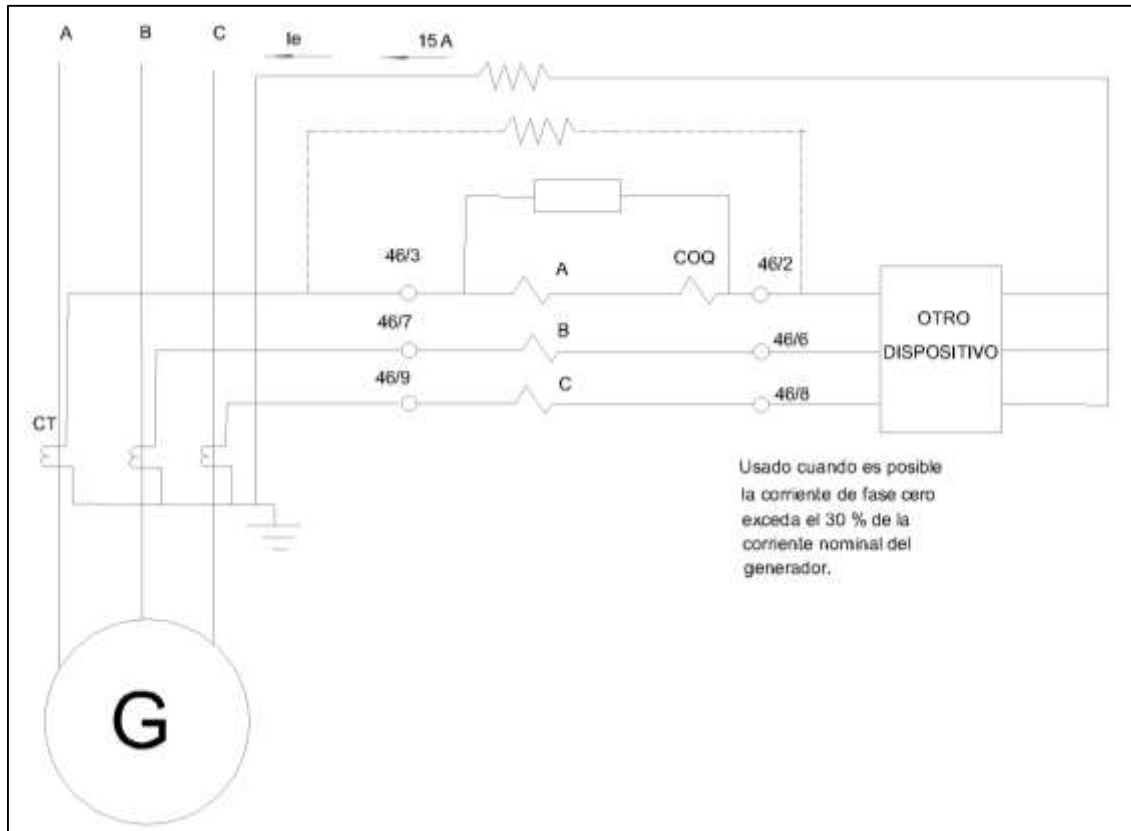


Figura 29. Conexión del relé 46G de la central Agoyán

Filtro de corriente de fase negativa del relé 46G

El filtro de corriente de fase negativa es un dispositivo para separar solo la corriente de secuencia de fase negativa de una corriente de circuito y consta de un reactor de tres devanados y resistencia ajustable. La caída de tensión $IA \cdot R$ es proporcional a la corriente secundaria IA de los TC de la fase A y se proporciona en ambos extremos de la resistencia RA tensión $- Kf (IB - IC)$ proporcional a la diferencia vectorial de las corrientes secundarias de la fase B y de los TC C ($IB \cdot IC$) pero con un retraso de 90° en fase, se obtiene en la bobina A del reactor de 3 devanados.

Elemento de sobrecorriente tipo disco de inducción del relé 46G

El elemento de sobrecorriente tipo disco de inducción ocupa la mitad inferior de la carcasa. En contiene una placa de tap de ajuste actual. En la posición más alta, debajo de él un dial de ajuste de retardo de tiempo, y una parte giratoria que tiene un disco giratorio de aluminio en espiral y contactos móviles, que se montan en un eje vertical sostenido por cojinetes en la parte superior e inferior.

En la mitad del lado derecho hay un imán permanente montado para romper su flujo magnético en el extremo del disco, todas estas partes están apoyadas en un marco de aluminio fundido a presión. En la parte trasera del marco de iluminación está montado un núcleo, su soporte central enrollada con la bobina principal y una bobina secundaria, y cada soporte lateral con una bobina secundaria.

Como estas bobinas en serie forman un circuito cerrado, cuando una corriente fluye a través de la bobina principal, el flujo magnético induce un voltaje en la bobina secundaria del apoyo central, por lo que la corriente circulará a través de las bobinas hechas en un circuito cerrado. El flujo magnético producido por esta corriente contiene más componente retardado que el flujo magnético, de modo que después de que el retardo se combina con el flujo magnético principal, surge entre los tres soportes un campo magnético que da un par al disco.

Por otro lado, el disco está provisto de un par de giro mediante un resorte en espiral de control. Por lo general, la fuerza de este resorte es mayor para mantener abierto el contacto. Pero cuando la corriente aplicada excede un valor designado, el par impulsor supera el par contrario del resorte para hacer girar el disco y el contacto se cierra. En este punto, la rotación del disco está sujeta a la restricción del imán permanente para dar una operación de límite de tiempo. Las características de límite de tiempo de este elemento están dispuestas de manera que a medida que la corriente aumenta, el contacto se cierra más rápido, dando una característica llamada inversa.

Ajuste de la protección de corriente de secuencia negativa de fase del relé 46G

Para proteger un generador con el relé tipo COQ, se deben configurar correctamente dos puntos, uno en la placa del tap y otro en el dial. Estos ajustes dependen del tipo y la corriente nominal del generador a proteger y de la relación del transformador de corriente que se utilizará.

Ajuste del tap del relé 46G

El tap está provista de siete taps de corriente:

2,0 3,25 3,5 3,8 4,2 4,6 5,0

Se debe seleccionar la toma que corresponda más el valor del secundario de un transformador de corriente equivalente a la corriente nominal del generador.

Ajuste del dial del relé 46G

El dial está calibrado de 0 a 11 a intervalos iguales.

La configuración del dial depende del tipo de generador a proteger. Si se decide el tamaño de $I^2 * t = k$, la relación entre k y la posición del dial dará un ajuste de dial adecuado entre $k = 10 - 90$.

Tabla 20. Ajuste actual del relé 46G de la central Agoyán.

Relé de fase negativa	
Tipo COQ-D	Modelo PD150
Valor nominal 5 A	5 A 60 Hz
Rango 3 - 5 A	
Serie 88 973	Fecha 1 985
Ajuste actual	
Dial	2
Tap	3,8

Fuente: [16].

11.15.8 Relevador de protección contra pérdida de potencia 32G

El relé contra pérdida de potencia utilizado en la central Agoyán es del tipo CW-12B, este relevador se puede utilizar de forma continua a una potencia nominal de 110 V, 5 A CA. Especialmente, este relé puede cerrar sus contactos con una potencia extremadamente pequeña que fluye en una dirección específica.

Bajo la condición de funcionamiento del generador, si la energía de conducción a un motor primario conectado al generador se suspende, el generador obtendrá la requerida del sistema y, a la inversa, impulsará el motor primario como un motor. Como resultado, en el caso de un generador de turbina, existe el peligro de sobrecalentamiento en el álabe de la turbina debido a la fricción. Este problema generalmente se protege mediante un termómetro de vapor o un medidor de flujo de vapor.

Tal método de protección que detecta la corriente inversa en los terminales del generador puede considerarse generalmente como una protección de respaldo, pero esto es bastante importante

porque el objeto de protección es un motor primario muy caro.

Como relé de protección del generador, proporciona suficiente capacidad continua y alta sensibilidad. Esto es claro, considerando el caso del generador de turbina donde la potencia del flujo de vapor soporta 99 % sin pérdida de carga y el 1 % restante de pérdida se suministra desde el sistema. Dado que la pérdida sin carga de un generador de turbina es en general aproximadamente el 3 % de su capacidad nominal, de modo que, en este caso, la corriente inversa obtenible no es superior al 1 % de 35; es decir, solo el 0,03 % de la capacidad nominal.

El relé tipo CW-12B está compuesto por un elemento de detección de energía (D) y un elemento de temporización operado por voltaje de CA que proporciona un rango de límite de tiempo de 2 a 25 segundos.

El propósito del elemento de temporización es proteger la posibilidad de mal funcionamiento debido a fallas de cortocircuito, condición fuera de paso, etc., pero dado que la operación de motor generalmente se permite al menos durante 20 segundos, el límite de tiempo anterior puede adaptarse completamente a el propósito de protección.

Tabla 21. Rangos estándar del relevador contra pérdida de potencia

Nombre	Tipo	Elemento	Frecuencia	Circuito PT	Circuito CT	Circuito DC
CW-12B-D	PD549	Detección de energía	50	110	5	110 / 125 V DC Variación permitida 80 – 140 V
			60			
		Tiempo	50	110	-	
			60			

Fuente: [16].

Características del relevador 32G

Valor operativo mínimo y características de fase del relé 32G

El valor de corriente de funcionamiento mínimo al ángulo de par máximo y a una tensión

nominal de 110 VCA es 0,025 A (es decir, 0,5 % de la corriente nominal de 5 A). El ángulo de torque máximo es el voltaje principal actual de 30 grados.

Error de valor operativo; dentro de $\pm 15\%$ de 0,025A

Características del tiempo de funcionamiento

El tiempo de cierre del circuito de disparo es la suma de ambos límites de tiempo. El valor de ajuste del dial estándar, en caso de protección de motor, es la posición del dial 10.

Capacidad de contacto

Girar e interrumpir 110 V, 0,25 A CC ($L / R \leq 0,04$)

Cerrando instantáneamente 110 V, 30 A CC ($L / R \leq 0,04$)

Polaridad del elemento detector de potencia

El elemento operará con la polaridad actual de 6 + - - - - 7 contra la polaridad de voltaje de 4 + - - - - - 5.

Error de tiempo de funcionamiento del elemento temporizador

Tiempo de funcionamiento con ajuste de dial estándar 10 y voltaje nominal de 110 V: Dentro de 20 ± 4 segundos.

Clasificación continua máxima y clasificación de corta duración

Elemento de detección de energía: continuamente 130 V, 5 A CA

Poco tiempo 110 V, 120 A CA durante 2 seg.

Elemento de temporización: continuamente 110 V CA

Corto tiempo 110 V, 120 A CA durante 5 min.

La figura 30 presenta la conexión del relevador 32G.

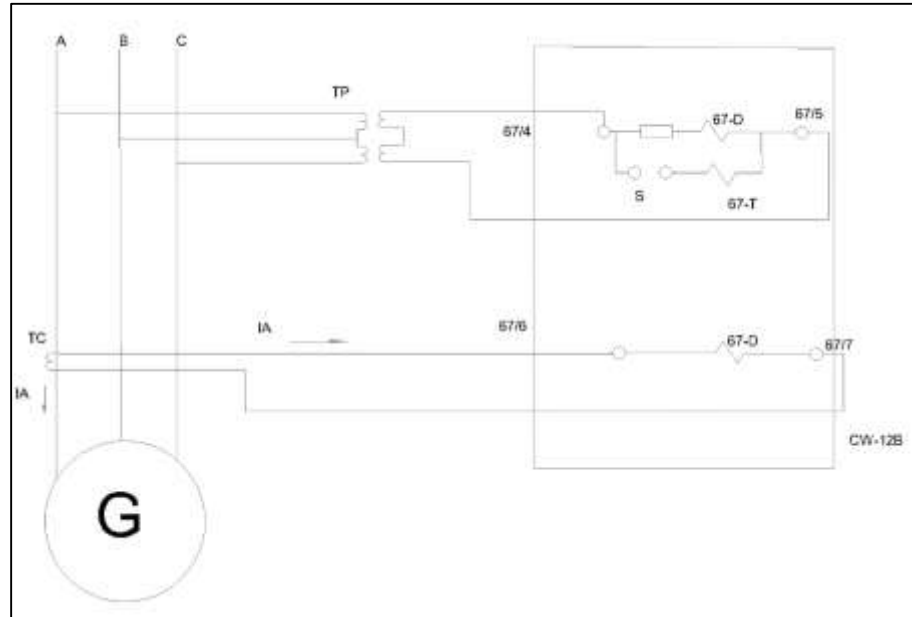


Figura 30. Conexión al generador #1 del relevador contra pérdida de potencia.

Tabla 22. Ajuste actual y datos técnicos del relé 32G

Relé de potencia	
Tipo CW-12B-D	Modelo PD546
Valor nominal 115 V 5 A	60 Hz
Burden TP 66/165 VA TC 4,4 VA	
Resistor externo B1-50 Ω x3 en paralelo	
Serie 88968	Fecha 1 985
Ajuste actual	
Dial	10

Fuente: [16].

11.15.9 Relevador de protección contra sobreexcitación 24G

El relé de protección contra sobreexcitación utilizado en la central Agoyán es del tipo TVF-1-D, es un relé de tensión que detecta la sobreexcitación de equipos electromagnéticos como un generador y un transformador que los protege.

La sobreexcitación se puede detectar observando el valor "V / F", ya que el estado de excitación es proporcional a la relación "V/ F" de voltaje a frecuencia.

Este relé consta de cuatro elementos de temporización final de detección "V / F" independientes de estado sólido, por lo que se puede lograr una protección altamente confiable.

Cada elemento tiene la función de supervisión automática, verificación manual es posible sin bloquear el circuito de disparo y se puede responder a la falla de sobreexcitación durante la verificación.

Tabla 23. Especificaciones del relevador 24G

Tipo		TVF-1-D	
Modelo			
Tipo del circuito PT	Frecuencia	50 Hz	60 Hz
	Voltaje	110V	
	Burden	1,2VA (at 110V)	
Tipo de la fuente de control	Voltaje	DC 110 V Rango de variación: -20 % a +30 %	
	Burden	48 W (a 110 V)	
	Resistencia externa	200 Ω	
Capacidad de corriente de contacto	Para viaje	Cerrado: DC 110 V 15 A (Carga resistente) Abierto: DC 110 V 0,3 A (L/R; menos que 40ms)	
	Para alarma	Cerrado: DC 110 V 5 A (Carga resistente) Abierto: DC 110 V 0,6 A (Carga resistente)	
Rango de ajuste	Elemento H	V/F: 1,10-1,14-1,18-1,22-1,26 (continua) T:0,5 a 5 sec.	
	Elemento L	V/F: 1,02-1,06-1,10-1,14-1,18 (continua) T:6 a 60 sec.	
	Elemento S1	V/F: 1,00-1,02-1,04-1,06-1,08-1,10 (continua) T: menos que 0,3 sec.	
	Elemento S2	V/F: 1,00-1,02-1,04-1,06-1,08-1,10 (continua) T: menos que 0,3 sec.	
ICS		Clasificación de 0.1 A (corriente mínima de operación; menos del 85 %)	
Caso		D-Ds caso	
Peso	Relé	8,6 kg	
	Relé con estuche	14,0 kg	
Tensión soportada		AC 2000 V a la frecuencia nominal durante un minuto	
Estándar aplicado		JEC-174	

Fuente: [16].

Funcionamiento del relé 24G

La figura 31 muestra el diagrama de flujo de operación, donde "TE" es un transformador de potencial, "L" es un reactor y "R" es una resistencia para la transformación de corriente a voltaje.

"IL", la corriente que fluye "L", tiene la siguiente ecuación:

$$I_L = \frac{V/k}{R + j\omega L}$$



Figura 31. Diagrama de flujo de la operación.

Construcción del relé 24G

Se construyen de forma independiente cuatro circuitos de detección, temporización y elemento de conducción.

El circuito de viaje está compuesto de serie del paralelo de 'XS1 "y" XS2 "', elementos de tope, y del paralelo de 'XH" y "XL"', elementos de disparo, por lo que el circuito de disparo funciona solo cuando operan tanto el elemento de tope como el elemento de disparo. Y que el circuito de disparo funcione a menos que ambos elementos de tope no funcionen de forma múltiple. De esta manera se logra una alta confiabilidad para múltiples operaciones y múltiples operaciones.

El paralelo de cada contacto de los elementos de tope y de disparo acciona el relé auxiliar, "Y", el contacto de "Y" tiene el terminal para supervisión automática. Y la lámpara de neón se proporciona para cada contacto para mostrar el funcionamiento.

Tabla 24. Ajuste actual y datos técnicos del relé 24G

Relé de voltaje	
Tipo TVF-1B-D	Modelo 119PEA
AC 120 V 60 Hz	DC 125 V
H: V/f= 1,10-1,26. T=0,5-5 seg	
L: V/f= 1,02-1,18. T=6-60 seg	

S: $V/f= 1,00-1,10$. T=menos que 300 nseg	
Serie 18 560	Fecha 1 986
Ajuste actual	
Tap	0,96

Fuente: [16].

11.15.10 Relevador de protección contra pérdida de potencia 37G

El relé contra pérdida de potencia de la central Agoyán es del tipo KW-3-D, el cual es un relé de potencia monofásico que tiene un elemento de cilindro de 4 polos (en lo sucesivo denominado elemento de cilindro) como principal, y está disponible para detectar la caída de potencia del generador.

En la tabla 25 se muestran las especificaciones del relé 37G

Tabla 25. Especificaciones técnicas del relé 37 G de la central Agoyán

Tipo		KW-3-D
Modelo		PY326
Circuito PT	Voltaje nominal	AC 110 V
	Consumo nominal VA	AC 5 A
Circuito TC	Corriente nominal	AC 5 A
	Consumo nominal VA	17 VA (min, tap)
Frecuencia nominal		50 Hz o 60 Hz
Rango de ajuste		0,25-0,35-0,5-0,7-1 A
Interruptor de contacto indicador (ICS)		DC. 1/1,0 A Ajuste doble
Capacidad de contacto	Elemento de cilindro	Abierto y cerrado DC 110 V 0,1 A (L/R 0,012)
	Contacto ICS	Cerrado 15A, 05 seg, Abierto y cerrado DC 110 V 0,5 A
Tensión de soporte		AC 2000 V, 1 min
Peso	Contenido	4 kg
	Con cubierta	6,8 kg
Estándar aplicado		JEC-174 Relé de protección de potencia

Fuente: [16].

En la tabla 26 se muestra las características más importantes del relé de protección 37 G de la central Agoyán.

Tabla 26. Características importantes del relé 37G de la central Agoyán

Ítem	Condición de garantía	Característica
Valor operativo	Frecuencia nominal Temperatura Ambiente: 20 °C Voltaje de referencia: AC 110 V Conductividad: Corriente de conducción 30 °C	Valor del tap dentro del ± 5
Valor de reinicio	Frecuencia nominal Temperatura Ambiente: 20 °C Voltaje de referencia: AC 110 V Conductividad: Corriente de conducción 30 °C	Valor operativo $\pm 10\%$ o menos
Característica de fase	Frecuencia nominal Temperatura Ambiente: 20 °C Voltaje de referencia: AC 110 V Conductividad: región de Corriente nominal	Ángulo de fase sensible de corriente máximo. Conducción 30 °C ± 5 °C
Tiempo de operación	Frecuencia nominal Temperatura Ambiente: 20 °C Voltaje de referencia: AC110V Conductividad: Corriente de conducción 30 °C	N/C contacto “cerrado” Menor a 40 mseg.

Fuente: [16]

Principio de funcionamiento del relé 37G

- Elemento de cilindro (KW) del relé 37G

El elemento cilíndrico tiene dos juegos de bobinas que se cruzan entre sí; la bobina de voltaje se ha enrollado en la bobina vertical y la bobina de corriente con toma en la bobina horizontal.

El elemento del cilindro asegura el par máximo cuando la diferencia de fase en la corriente a dos juegos de bobinas es 90.

Con la tensión E aplicada en el circuito de tensión, 60 la corriente de retraso IE fluye por la tensión E en la bobina de tensión.

La resistencia de ajuste de fase R está destinada a ajustar la diferencia de fase del voltaje E y la corriente IE para que se convierta en 60.

Con la corriente I suministrada a la bobina de corriente, se proporciona un campo de rotación entre el núcleo fijo e interno de 4 polos mediante la corriente Ie de la tensión E y la corriente I de modo que el cilindro de inducción pueda recibir par (principio del motor de inducción bifásico)

Como se mencionó anteriormente, el par máximo se obtiene cuando la diferencia de fase es la corriente a dos juegos de bobinas para el elemento del cilindro. Por lo tanto, si la entrada se proporciona en la relación de fase en la que la corriente I alcanza 30 conductores en relación con el voltaje E con un factor de potencia de 1, el relé está disponible como relé de potencia.

El relé es un relé de baja potencia; cuando la corriente I de entrada del relé es menor que el valor de la toma de ajuste, el par de restricción dado por el resorte en espiral del elemento del cilindro supera el par del campo giratorio para cerrar el contacto normalmente cerrado y abrir el contacto normalmente abierto.

La bobina de corriente con tap se ha enrollado en la bobina horizontal del elemento cilíndrico y el ajuste del valor de funcionamiento se puede realizar cambiando el giro de la bobina de corriente.

Reactor (L) del relé 37G

El reactor está conectado en paralelo a la bobina de corriente del equipo de derivación del elemento del cilindro para derivar la corriente de entrada excesiva al elemento del cilindro y evitar la aplicación excesiva de fuerza electromagnética al elemento del cilindro.

Contactador de indicación (ICS) del relé 37G

El interruptor de contactor indicador ICS es un relé de CC tipo badajo de tamaño pequeño. Cuando una corriente superior a la corriente nominal fluye a través de la bobina, el inducido es atraído hacia el polo magnético para cerrar el contacto y, al mismo tiempo, hacer una indicación al bajar el indicador. Para restablecer este indicador en su posición original, empuje hacia arriba la barra de restablecimiento del indicador ubicada a la derecha debajo de la cubierta del relé sin quitarla.

Debe tenerse en cuenta que sacar el indicador directamente con la mano cuando no está caído afectará el resorte dentro del relé.

La bobina estándar del interruptor de contactor indicador de tipo ICS tiene una clasificación doble que puede conmutarse en el terminal inferior derecho y, por lo tanto, se debe seleccionar una bobina adecuada.

Normalmente, el interruptor de contactor indicador tipo ICS se enviará conectado a una toma

de 1 A.

Aplicación del relé 37G

El relé tipo KW-3-D garantiza un funcionamiento de baja tensión, baja carga y alta velocidad y, por lo tanto, está disponible para detectar caída de energía de generadores, relé de detección de fallas para dispositivos estabilizados por el sistema, etc.

Precaución de aplicación del relé 37G

Cuando la potencia de entrada del relé está sujeta a cambios abruptos, se producen vibraciones con el contacto cerrado y se necesita tiempo hasta que el contacto esté completamente cerrado. Cuando el retraso del tiempo de operación debido a la vibración causa un problema, se recomienda usar un relé auxiliar de operación rápida y liberación lenta y sellar en el contacto del relé auxiliar.

Relé de indicación de tipo ICS del relé 37G

ICS, que tiene el circuito con una corriente superior al valor especificado, funciona.

En caso de conductividad en muy poco tiempo, ver que fluya una cantidad suficiente de corriente considerando la constante de tiempo de carga.

Cuando la bobina del mismo interruptor o relé auxiliar opera en dos o más relés, se requiere una cantidad de corriente correspondientemente mayor para proporcionar todas las indicaciones, incluso si los relés funcionan al mismo tiempo.

El ICS es tal que cada corriente nominal es conductora en cada toma. La corriente conductora máxima es de 15 A en una toma de 1 A.

Ajuste del relé 37G

Hay dos placas de tap para configurar el valor de operación en la parte inferior del elemento del cilindro.

Para cambiar la configuración del relé, se debe retirar la cubierta, primero abrir el interruptor de prueba de la hoja roja, bloquear el circuito de disparo y luego efectuar el cambio de configuración mediante cualquiera de los siguientes procedimientos:

1. Atornillar completamente el tornillo de rosca de repuesto al ajuste deseado para que no haya fallas de contacto.
2. Desatornillar el tornillo de rosca previamente ajustado y atornille el retén del tornillo de rosca de repuesto.
3. Abrir el interruptor de prueba del circuito CT (7,8) y primero corto el circuito CT en el lado de la caja.
4. Desatornillar el tornillo de rosca previamente ajustado y atornille completamente al ajuste deseado para que no haya fallas de contacto

5. Cerrar el interruptor de prueba del circuito CT (7,8).

Luego, cerrar el interruptor de prueba de la hoja roja y coloque la tapa.

Tabla 27. Ajuste actual y datos técnicos del relé 37G de la central Agoyán.

Relé de potencia	
Tipo KW-3-D	Modelo PY326
Valor nominal AC 115 V	5 A 60 Hz
Rango 0,25 - 1,0 A	ICS nominal 0,1/1,0 A
Nominal VA: TP 320 VA	TC 168 VA
Serie 19 349	Fecha 1 986
Ajuste actual	
Tap	0,25

Fuente: [16].

11.15.11 Relevador de protección contra pérdida de campo 40G

El relé de protección contra pérdida de campo utilizado en la central Agoyán es del tipo TVZF-1-D, este relevador sirve para detectar la pérdida de campo causada por la apertura y cortocircuito. El relé detecta variaciones de impedancia en el momento de la pérdida de campo con el voltaje del terminal del generador y la corriente del inducido como entrada.

Cuando se produce una pérdida de campo en la máquina síncrona, la impedancia calculada a partir del voltaje y la corriente en el terminal de la máquina síncrona varía con el transcurso del tiempo.

Principio de funcionamiento del relé 40G

La señal de tensión proporcional a la tensión y corriente del generador se obtiene del transformador de entrada de tensión y del transformador de entrada de corriente, de donde se derivan los vectores V_i y V_1 y V_2 .

$$V_1 = E - ZFI$$

$$V_2 = -E + ZBI$$

Además, este relé está provisto de un circuito de tope de subcorriente para prevenir el mal funcionamiento del elemento discriminador de fase en zonas de corriente pequeña, y también

está provisto de un mecanismo de bloqueo de las operaciones del relé de salida para la corriente de entrada inferior a 1,6 A (= IR- ES). Este relé, que utiliza fuentes de alimentación tanto negativas como positivas en circuitos de elementos de discriminación de fase, etc., también está provisto de un circuito de bloqueo UV para bloquear las operaciones del relé de salida cuando el voltaje de suministro es inferior a 9 V cada uno en positivo y negativo; prevención de mal funcionamiento en el momento de la falla del circuito de suministro de energía.

Principio de prueba de funcionamiento manual del relé 40G

Este relé está provisto de un circuito de prueba de operación manual, lo que permite una prueba fácil de todo el circuito excepto el transformador de entrada. En el momento de la prueba, este relé se mantiene libre de cualquier influencia en el lado del generador agregando la misma señal con polaridad inversa a las señales del voltaje del generador y la corriente aplicada al amplificador operacional de primera etapa (sumador) del lado del voltaje y los circuitos del lado de corriente en todo momento, y sirve para asegurarse de si el circuito está en buen estado o no aplicando una entrada de falla de simulación a los lados de voltaje y corriente por medio del circuito generador de entrada de prueba de CA integrado en el relé.

El principio de la prueba de operación manual es aplicar la entrada de simulación de falla correspondiente a los puntos de prueba en el círculo de la zona de operación

Las especificaciones del relevador se detallan en la siguiente tabla.

Tabla 28. Especificaciones del relevador 40G.

Tipo		TVZF-1-D			
Modelo		400PEA	401PEA	402PEA	403PEA
		50 Hz	60 Hz	50 Hz	60 Hz
Circuito TP	Voltaje	110 V		120 V	
	Burden	0,3 VA		0,3 VA	
Circuito TC	Corriente	5 A			
	Burden	0,4 VA			
Circuito de control	Voltaje	110 VDC, rango de variación permitido de 88 a 143 V			
	Burden	90 W			
	Resistencia externa	Conexión en paralelo de tres resistencias de 400 ohmios (150 W)			

Capacidad de contacto	Circuito de viaje	Rotura: 110 VDC 0,3 A (menos de L / R 40ms) Fabricación: 110 VDC 15 A (carga resistiva)
	Circuito de alarma	Rotura: 110 VDC 0,6 A (carga resistiva) Fabricación: 110 VDC 5 A (carga resistiva)
Indicador de funcionamiento		0,1 A (valor de resistencia aprox. 10 ohmios, operación mínima menos que 85 %)
Rango de ajuste	Primer elemento (OM1)	ZB 0,4 a 4 Ohms 1 % paso (100 %=0,4 Ω) ZF 5 a 50 Ohms 1 % paso (100 %=5 Ω)
	Segundo elemento (OM2)	ZB 0,4 a 4 Ohms 1 % paso (100 %=0,4 Ω) ZF 5 a 50 Ohms 1 % paso (100 %=5 Ω)
Caso		Tipo D-Es2
Peso	Relé	7,9 kg
	Relé con estuche	15,3 kg

Fuente: [16].

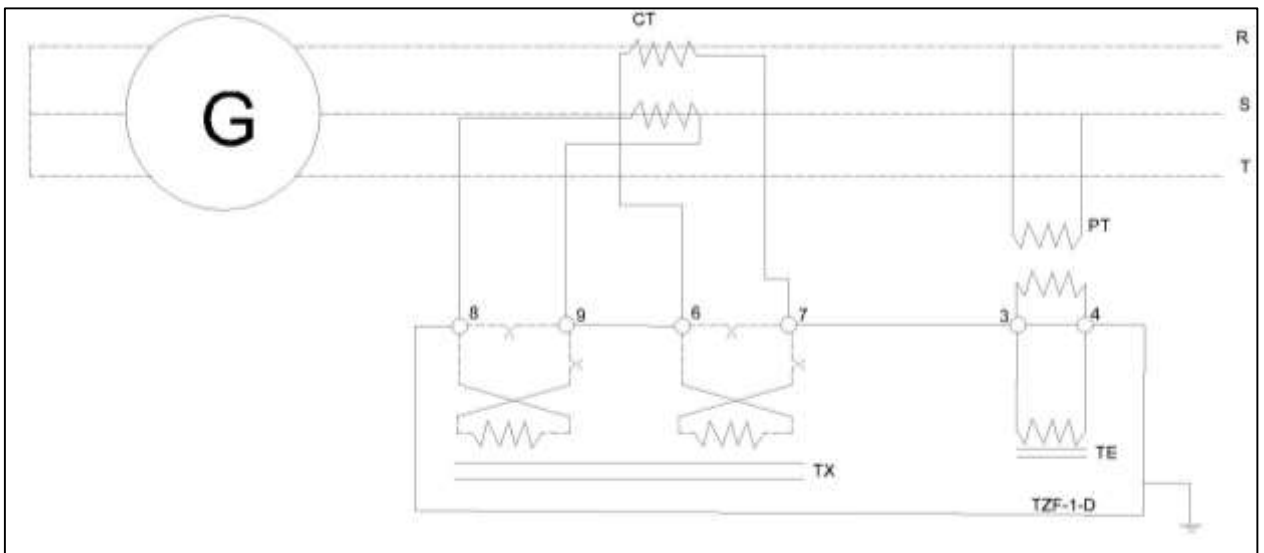


Figura 32. Conexión del circuito en CA

Tabla 29. Ajuste actual y datos técnicos del relé 40G de la central Agoyán.

Relé de pérdida de campo	
Tipo TZF-1-D	Modelo 401PEA
Valor nominal AC 115 V	5 A 60 Hz
Voltaje de control DC 125 V	Externo 400 Ω -150 W-3 Resistencia en paralelo
OM1. OM2: ZB=0,4 - 4 Ω , ZF=5-50 Ω	
Serie 18 556	Fecha 1 986
Ajuste actual	
Tap	1

Fuente: [16].

11.15.12 Relevador de protección de sobrevoltaje 59G

El relevador de sobrevoltaje 59G que utiliza la central Agoyán es del tipo SFB-1-D, este relé funciona con un émbolo como elemento principal. El émbolo se toma cuando el voltaje aplicado a la bobina se vuelve mayor que un valor predeterminado, y la caída se produce cuando el voltaje se vuelve menor que un valor predeterminado.

Dado que cada uno de ellos se puede utilizar como contacto a o b, se pueden obtener configuraciones; como se muestra en la tabla 30.

Tabla 30. Configuración del relevador de voltaje instantáneo.

Tipo	Aplicación	Configuración de contactos	Circuito de contacto
SFB-1	SOBREVOLTAJE	2a	1a (w/ SF como único elemento) 1a (w/ ICS)
SFB-2		1a 1b	1b (w/ SF como único elemento) 1a (w/ ICS)

SFB-3	BAJO VOLTAJE	1a 1b	1a (w/ SF como único elemento) 1b (w/ ICS)
SFB-4		2b	1b (w/ SF como único elemento) 1b (w/ ICS)

Fuente: [16].

Características del relevador de voltaje instantáneo 59G

Definición de valor de tap del relé 59G

Para los tipos SFB-1 y SFB-2, el valor de tap se refiere al valor de voltaje mínimo requerido para levantar el émbolo para abrir el contacto *b* y cerrar el contacto *a* cuando el voltaje aplicado al relé aumenta gradualmente desde cero. Para los tipos SFB-3 y SFB-4, el valor de tap se refiere al valor de voltaje máximo requerido para dejar caer el émbolo para cerrar el contacto *b* y abrir el contacto *a* cuando el voltaje aplicado se reduce gradualmente desde un valor especificado.

1. – *Valor de operación Valor del tap* $\pm 5\%$

2. – *Variación del valor de operación*

Dentro del $\pm 5\%$ del cambio de frecuencia $\pm 5\%$

Dentro del $\pm 20^\circ\text{C}$ del cambio de temperatura $\pm 5\%$

3. – *Valor de caída*

$$\frac{\text{Valor de voltaje de caída}}{\text{Valor de voltaje de arranque}} * 100\%$$

85% o más en la configuración del tap más alto y 83% o más en la configuración de tap más bajo.

Tiempos de operación y puesta a cero (donde el valor de arranque se toma como 100 %.

Tabla 31. Tiempos de operación y reinicio (donde el valor de arranque se toma como 100%).

0 al 200 %	Menos que 35 mseg.
100 % al 0	Menos que 20 mseg.
100 % al 50 %	Menos que 25 mseg.
200 % al 0	Menos que 40 mseg.

Fuente: [16].

Tabla 32. Ajuste actual y datos técnicos del relé 59G de la central Agoyán.

Relé de voltaje	
Tipo SFB-1	Modelo PD535
Valor nominal 115 V	60 Hz
Rango 120-140 V	Voltaje nominal VA 4VA
Valor nominal del Burden 8,5VA	
Serie 88 975	Fecha 1 985
Ajuste actual	
Tap	135

Fuente: [16].

11.15.13 Relevador de protección de bajo voltaje 27G

El relé de protección de bajo voltaje utilizado en la central Agoyán es del tipo KV-13B-D está compuesto por un elemento cilíndrico de 4 polos utilizado como elemento principal. Es un relé de propósito general diseñado para la protección de líneas de transmisión y máquinas. Adecuado para las aplicaciones que requieren un funcionamiento a alta velocidad y una alta relación de restablecimiento.

Además, la clasificación de 190 V es adecuada para la aplicación como relé de sobretensión de falla a tierra en un sistema neutro sin conexión a tierra y totalmente soportable contra un voltaje anormal peculiar del sistema neutro sin conexión a tierra.

Principio de funcionamiento del relé 27G

1. Elemento de cilindro del relé 27G

El elemento cilíndrico tiene dos juegos de bobinas que se cruzan entre sí y una resistencia de cambio de fase y un condensador están conectados en serie con un juego de bobinas. La resistencia de cambio de fase y el condensador se seleccionan de modo que las corrientes que fluyen en los dos conjuntos de bobinas tengan una diferencia de fase de aproximadamente 90° . Por lo tanto, la relación de fase entre la corriente I_H que fluye en las bobinas verticales y la corriente I_H que fluye en las bobinas horizontales se vuelve, como se muestra en la Fig.1, alrededor de 90° entre sí, cuando se aplica el mismo voltaje E a ambos conjuntos de bobinas, a El par de giro se genera en el cilindro de inducción, debido al campo magnético giratorio producido entre el núcleo de hierro estacionario y el núcleo de hierro interior del elemento de 4 polos. Este es el principio del motor de inducción monofásico.

Cuando el voltaje de entrada del relé excede el valor de ajuste, el par de giro del elemento del cilindro supera el par de giro de restricción debido al resorte espiral, entonces el contacto del relé normalmente abierto debe cerrarse. La figura 33 muestra el principio de funcionamiento del elemento cilíndrico.

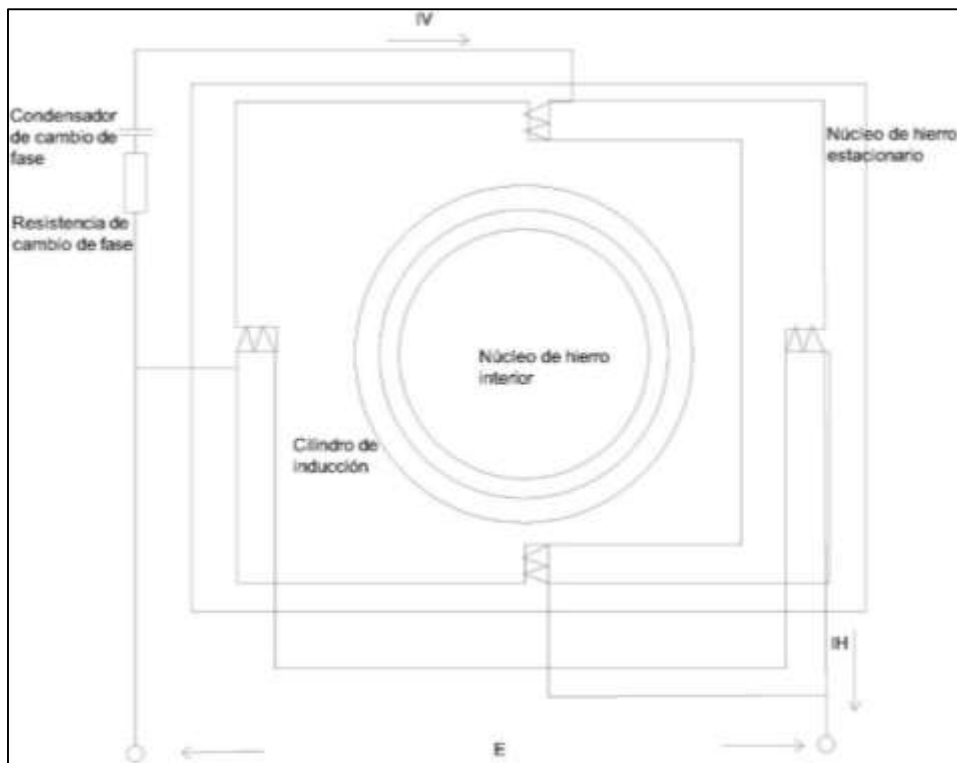


Figura 33. Diagrama de principio del elemento cilíndrico.

2. Transformador de ajuste del relé 27G

Este transformador es del tipo autotransformador y su relación de giro del devanado está diseñada para que se suministre un voltaje constante al elemento del cilindro en cada valor de entrada de toma.

3. El interruptor de contactor indicador de tipo ICS del relé 27G

El interruptor de contactor indicador ICS es un relé de CC tipo crapper compacto. Al hacer fluir una corriente mayor que el valor especificado en la bobina, la armadura es atraída por el polo magnético y se deja caer un objetivo indicador, al mismo tiempo que se cierran sus contactos. El reinicio del indicador es posible empujando hacia arriba la palanca de reinicio del indicador desde fuera de la caja. Se debe tener cuidado, para no tirar hacia abajo del objetivo directamente con los dedos cuando el objetivo no se cae, porque da un mal efecto a su resorte interior.

Tabla 33. Ajuste actual y datos técnicos del relé 27G de la central Agoyán.

Relé de voltaje	
Tipo KV-13B-D	Modelo 576PDA
Valor nominal 115 V	60 Hz
Rango 60 - 90 V	ICS 0,1- 1 A
Valor de consumo nominal 11VA	
Serie 88 860	Fecha 1 985
Ajuste actual	
Tap	90

Fuente: [16].

11.15.14 Relevador de protección de sobrecorriente controlado por voltaje 51V (A, B, C)

El relevador de tensión restringida utilizado por la central Agoyán es de tipo TV-2B-D este es un relé de sobrecorriente restringido por voltaje que, por lo tanto, está diseñado para cumplir con ese propósito. Pero se puede aplicar control direccional. Cuando los terminales 3 y 4 del relé están en cortocircuito por una conexión externa, será solo un relé de sobrecorriente restringido por voltaje.

Cuando los terminales 3 y 4 del relé están conectados con el contacto del relé direccional, será un relé de sobrecorriente de control direccional restringido por voltaje. Este relé es adecuado para proteger los siguientes casos:

- Protección contra cortocircuitos para un sistema que tiene una amplia variación de capacidad de generación del sistema.
- Por ejemplo: Línea de transmisión principal o terminal de salida de una estación generadora que tiene muchos generadores.

Tabla 34. Tabla estándar de relé tipo COR-2B-D.

Tipo	Modelo No.	Clasificación			Rango de ajuste		Comentarios
		Voltaje	Corriente	Frecuencia	Corriente tap	Porcentaje de restricción	
COR-2B-D	PD606	110 V AC	5 A	50 Hz o 60 Hz	1,5-2,0-2,5-3,0 (A)	200-400 %	Caso D-B ICS 0,2/2A o 0,1/1A

Fuente: [16].

Construcción y operación del relevador de tensión restringida

1) Elemento de disco de inducción del relé 51V

El relé tipo COR-2B-D consta de un disco giratorio y dos elementos electromagnéticos, uno de ellos es un elemento de sobrecorriente y el otro es un elemento de restricción de voltaje.

La bobina principal con rosca ubicada en el tronco central de un núcleo laminado en forma de "E" produce un flujo que se divide y regresa a través de las partes exteriores. Una bobina de sombreado hace que el flujo se crea que el polo de la bobina de sombreado sale del flujo del polo principal. Por tanto, los flujos fuera de fase se producen en el entrehierro.

El par giratorio producido por el elemento de sobrecorriente hace que los contactos del relé se cierren y el par girado producido por el elemento de restricción de voltaje tiende a que los contactos del relé se abran.

2) Resistencias de ajuste de porcentaje de restricción del relé 51V

Una resistencia de ajuste de porcentaje de restricción está conectada en serie con el elemento de restricción de voltaje y no solo el voltaje se imprime en el elemento de restricción.

3) Indicador de interruptor de contactos del relé 51V

El contacto o interruptor indicador es un elemento de corriente continua tipo badajo pequeño. En el momento en que una corriente fluye a través de la bobina en exceso del valor especificado, la armadura es atraída hacia el polo magnético para hacer contactos y, simultáneamente, dejar caer el indicador. El indicador se puede restablecer empujando hacia arriba una barra de restablecimiento desde el exterior de la caja del relé.

Este ICS que tiene una clasificación doble estándar de 0,2 A y 2 A (o 0,1 A y 1 A) se puede cargar continuamente con la corriente nominal para cada toma.

La corriente de carga máxima posible puede tomarse como aproximadamente 15 A en la toma de 2 A (o 1 A) tap.

Generalmente, el ICS se entrega conectado a la toma 2A (o 1A) tap.

Ajuste del relé 51V

1) Elemento de disco de inducción del relé 51V

El elemento de disco de inducción se ajusta mediante una llave y el dial de tiempo.

Para evitar que el circuito de TC se rompa al cambiar las tomas, asegúrese de extraer el contenido; o cortocircuito en el interior primero abriendo los interruptores de prueba de los terminales 7 y 8; o atornille una llave de repuesto en el para utilizarlo antes de quitar el toque anterior.

Dado que la corriente de funcionamiento o el relé fluyen a través de un toque, la llave seleccionada debe atornillarse firmemente, teniendo el máximo cuidado de que el circuito del TC no se abra y que la parte de contacto no se caliente.

El relé simplemente cerrará su contacto en la corriente correspondiente de 1,5-2,0-2,5-3 amperios cuando el voltaje de restricción sea igual a cero.

2) Resistencia de ajuste de porcentaje de restricción del relé 51V

El porcentaje de restricción se puede configurar de 200 a 400 de forma continua. Una resistencia de ajuste de porcentaje de restricción está ubicada en el lado del rugido del elemento del disco de inducción.

3) Definición de valor operativo del relé 51V

Valor de funcionamiento= (valor de ajuste de la toma) x (porcentaje de restricción / 100)

4) Interruptor de contactor indicador (ICS) del relé 51V

Es necesario elegir el tap de la bobina que se utilizará. No se requiere ningún otro ajuste.

Tabla 35. Ajuste actual y datos técnicos del relé 51V tipo COR-2B-D de la central Agoyán.

Relé de sobrecorriente	
Tipo COR-2B-D	Modelo PD696
Valor nominal 115 V 5 A	60 Hz
Rango de ajuste actual 1,5 - 3 A	
Rango de ajuste de control 200 - 400 %	
Serie 88 967	Fecha 1 985
Ajuste actual (A, B, C)	
Dial	1
Tap	3

Fuente: [16].

11.15.15 Resumen de los ajustes actuales del sistema de protección del generador #1 de la central Agoyán

Tabla 36. Relés con sus ajustes actuales de la central Agoyán.

TIPO	NOMBRE	MODELO	AJUSTE ACTUAL	FIGURA
87G	PROTECCIÓN DIFERENCIAL	TAG-2-D	-	Anexo 27 – Figura A.
64B	RELÉ DE TENSIÓN A TIERRA	CV-8-D	TAP=60 V DIAL=6	Anexo 27 – Figura B.
64N	RELÉ DE FALLA A TIERRA DEL ESTATOR	RAGEA	TAP= 0,28 V	Anexo 27 – Figura C
12G	RELÉ DE VELOCIDAD	TSG-D	TAP= 140 %	Anexo 27 – Figura D
60G	RELÉ DE VOLTAJE BALANCEADO	TVM-1-D	TAP=20 %	Anexo 27 – Figura E
49G	RELÉ DE PROTECCIÓN TÉRMICO	BL-1F-D	TAP1=4,5 A TAP2=4,5 A	Anexo 27 – Figura F
46G	RELÉ DE SECUENCIA NEGATIVA DE FASE	COQ	TAP=3,8 A DIAL=2	Anexo 27 – Figura G
32G	RELÉ DE POTENCIA INVERSA	CW-12-B-D	DIAL=10	Anexo 27 – Figura H
24G	RELÉ DE SOBREFLUJO	TVF-1B-D	TAP=1,04 V/Hz	Anexo 27 – Figura I
37G	RELÉ DE PERDIDA DE POTENCIA	KW-3-D	TAP=0,25 A	Anexo 27 – Figura J
40G	RELÈ DE PERDIDA DE CAMPO	TZF-1-D	TAP=1	Anexo 27 – Figura K

27G	RELÉ DE BAJOVOLTAJE	KV-13B-D	TAP=90 %	Anexo 27 – Figura L
59G	RELÉ DE SOBREVOLTAJE	SFB-1-D	TAP=135 V	Anexo 27 – Figura M
51V(A)	RELÉ DE SOBRECORRIENTE DE VOLTAJE CONTROLADO	COR-2B-D	TAP=3 A DIAL=1	Anexo 27 – Figura N
51V(B)	RELÉ DE SOBRECORRIENTE DE VOLTAJE CONTROLADO	COR-2B-D	TAP=3 A DIAL=1	Anexo 27 – Figura N
51V(C)	RELÉ DE SOBRECORRIENTE DE VOLTAJE CONTROLADO	COR-2B-D	TAP=3 A DIAL=1	Anexo 27 – Figura N

Fuente: Los Autores.

Los relés electromecánicos de la central Agoyán son conectados a través de TCs y TPs con las características mostradas en los anexos 8 y 9, para complemento de la comprensión del lector, en el anexo 11 se muestra la conexión del sistema de protección de la unidad de generación #1 a sus respectivos TCs y TPs de la central.

11.16 Descripción de la zona segura de operación y parámetros eléctricos

A diferencia de la curva de capacidad de un generador eléctrico provista por el fabricante, las zonas seguras de operación de la central Agoyán consideran el estado actual de todos sus componentes tanto eléctricos como mecánicos. Entre las restricciones de los componentes eléctricos se encuentran los límites de calentamiento de los devanados del estator y rotor. Las restricciones mecánicas están dadas por la capacidad máxima y por las condiciones mínimas de funcionamiento de los elementos constitutivos de la fuente primaria de energía. El sistema eléctrico externo determina los requerimientos de potencia reactiva, fijando el voltaje de transmisión en los terminales del transformador principal, así como de estabilidad en estado estable. De la misma manera, el sistema eléctrico interno, constituido principalmente por el generador y el sistema de auxiliares, imponen límites máximos y mínimos de voltajes, ya sea

por condiciones anormales de la unidad o por condiciones operativas de los equipos de servicios auxiliares.

Límites Mecánicos

La potencia máxima de la turbina, establecida por sus especificaciones de diseño, determina la mayor cantidad de potencia activa que puede suministrar el generador eléctrico a sus terminales. Sin embargo, las potencias P y Q de la unidad dependerán de la disponibilidad y estado de la fuente primaria, sistemas de alimentación, ventilación y enfriamiento, circulación, extracción, lubricación y otros componentes.

Límites Eléctricos

La corriente nominal de armadura impone la restricción de temperatura en el estator, en tanto que las corrientes nominal y mínima de excitación establecen las restricciones de temperatura del rotor en condiciones de sobrecitación y subexcitación, respectivamente. No obstante, la potencia aparente, definida por el voltaje terminal y la corriente de armadura, depende significativamente del enfriamiento de los devanados.

Límite de Calentamiento del Estator

El límite térmico de los devanados del estator se obtiene para los valores de placa: corriente, voltaje y nivel de enfriamiento. Con varios valores de Q, que van desde factor de potencia 0 en adelante hasta factores de potencia 0 en atraso, se calculan las salidas de P para S constante.

Límite de Calentamiento del Rotor

El límite térmico del rotor sobrecitado es calculado como el lugar geométrico de corriente de campo a valores nominales de potencia, voltaje y factor de potencia.

El límite de temperatura del rotor en condición de sobrecitación, determinado por la corriente nominal de campo proveniente del sistema de excitación

Límite de Potencia de Reluctancia

Cuando el generador opera sin corriente de campo, puede entregar potencias eléctricas como máquina sincrónica en función de la diferencia entre las reactancias de eje directo y eje en cuadratura, conocidas como potencias de reluctancias. En esta condición el generador absorbe

grandes cantidades de potencia reactiva que producen recalentamiento en los devanados del estator y principalmente del rotor.

11.17 Evaluación del sistema de protecciones eléctricas de la unidad UG-01 DE LA central Agoyán

11.17.1 Esquema eléctrico en DIgSILENT Power Factory

El uso de software computacionales para diseñar y operar sistemas eléctricos de potencia es importante para las empresas generadoras, transmisoras y distribuidoras. Estos programas hacen posible que los sistemas de potencia sean analizados de forma ágil, ayudando así a la operación, mantenimiento y facilitan la corrección de posibles problemas de operación en el sistema.

Existe una gran variedad de herramientas computacionales que está disponible para realizar el estudio de los sistemas eléctricos de potencia, en el desarrollo de los capítulos planteados en el presente trabajo de tesis se utiliza el software DIgSILENT Power Factory con su versión 15.1.7.

Este software permite realizar simulaciones para analizar el comportamiento de la línea de transmisión que conecta la subestación Baños y Totoras, a su vez el área de influencia de la central Agoyán, así como las características operativas actuales de los elementos de la central.

11.17.2 Aspectos de DIgSILENT Power Factory

El software DIgSILENT Power Factory fue diseñado para el estudio de los sistemas eléctricos de potencia, por su gran eficiencia diversas empresas dedicadas al sector eléctrico alrededor del mundo lo utilizan.

El software muestra un conjunto de herramientas técnicas que sirven para el análisis de escenarios que se presentan dentro de un sistema eléctrico, la aplicación del software se ha generalizado en las áreas de generación, transmisión y distribución, esto se debe a que es un software de diseño completo que facilita el estudio de los sistemas durante su operación y en la etapa de diseño.

Además, está diseñado para contar con una interfaz gráfica, el cual permite dibujar el modelado eléctrico del sistema y luego definir los parámetros de los elementos que lo conforman, existen dos formas de ingreso de datos: pueden ser ingresados manualmente o tomados de bases de datos del usuario. Las opciones del programa permiten estudiar casos específicos de operación, así como la simular escenarios y programar ocurrencia de eventos.

11.17.3 Modelo eléctrico actual

El modelo eléctrico en DIGSILENT Power Factory dibujado por los postulantes de la central Agoyán, está constituido por una red que interconecta la subestación Baños con la central con sus respectivos alimentadores.

El modelo eléctrico actual entregado y dibujado de la central Agoyán se puede observar en el anexo 8.

11.17.4 Ingreso de parámetros de los generadores

Los valores de ingreso para modificar los parámetros de los generadores utilizados para desarrollar el modelo eléctrico en DIGSILENT Power Factory, son tomados de la información de datos proporcionados por la central. En la figura 34 se observa la ventana de ingreso de los parámetros para generadores síncronos.

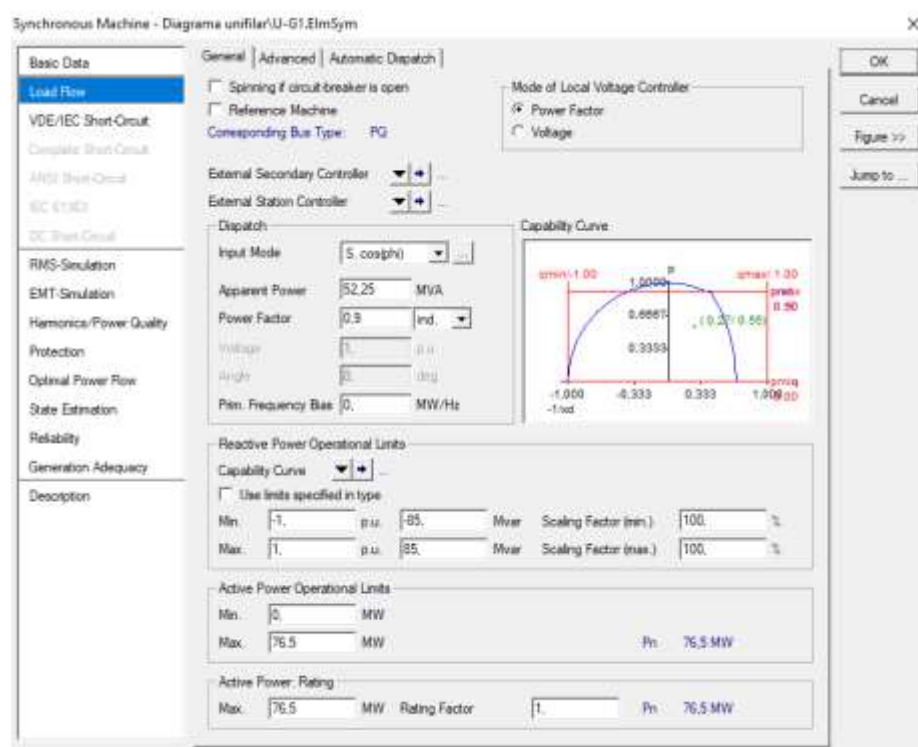


Figura 34. Ventana para editar los parámetros del generador síncrono en DigSILENT Power Factory.

11.17.5 Ingreso de parámetros del transformador

De la misma manera que los generadores, los parámetros del transformador son proporcionados por la central Agoyán. En la figura 35 se observa la ventana de ingreso de parámetros para transformadores.

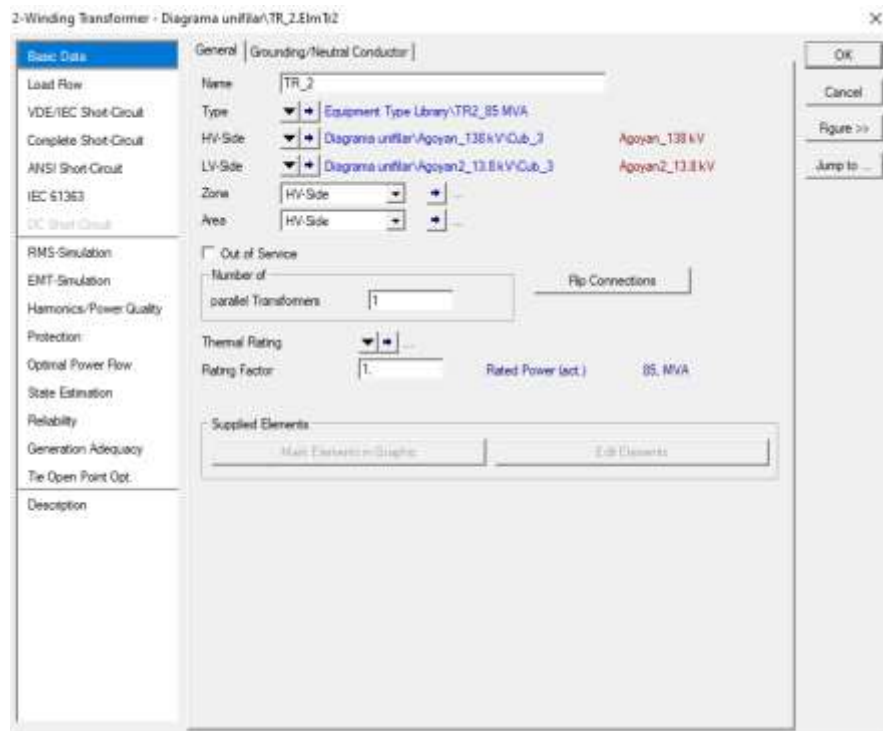


Figura 35. Ventana para el ingreso de parámetros de un transformador de dos devanados en DigSILENT Power Factory

11.17.6 Edición de parámetros de las líneas de transmisión

La línea de transmisión que interconecta la central Agoyán con la subestación Baños es una línea de doble circuito con una longitud de 1.9 Km parte desde la propia subestación de la central hacia la subestación Baños, donde también se conecta la línea de transmisión proveniente de la subestación eléctrica Totoras.

El segundo tramo de línea tiene una longitud de 31.70 Km y parte de la subestación Totoras hacia la subestación Baños.

El ingreso de parámetros de DigSILENT Power Factory para la línea de transmisión se observa en la figura 36.

The screenshot shows a software window titled "Line Type - Equipment Type Library\LT_636MCM.TypeLine". On the left is a vertical menu with categories: Basic Data (selected), Load Flow, VDE/IEC Short-Circuit, Complete Short-Circuit, ANSI Short-Circuit, IEC 61363, DC Short-Circuit, RMS-Simulation, EMT-Simulation, Harmonics/Power Quality, Protection, Optimal Power Flow, Reliability, Generation Adequacy, Cable Sizing, and Description. The main area contains the following fields:

- Name: LT_636MCM
- Rated Voltage: 138 kV
- Rated Current: 0,69 kA
- Nominal Frequency: 60 Hz
- Cable / OHL: Overhead Line
- System Type: AC
- Phases: 3
- Number of Neutrals: 0

Below these are two parameter sections:

- Parameters per Length 1,2-Sequence:**
 - AC-Resistance R'(20°C): 0,09078 Ohm/km
 - Inductance L': 0,684 mH/km
- Parameters per Length Zero Sequence:**
 - AC-Resistance R0': 0,2771 Ohm/km
 - Inductance L0': 1,934 mH/km

Buttons for "OK" and "Cancel" are located in the top right corner.

Figura 36. Ventana para el ingreso de parámetros de la línea de transmisión central Agoyán-S/E Baños en DigSILENT Power Factory.

11.17.7 Ingreso de parámetros de la carga

El esquema de carga es tomado a partir de las demandas máximas y mínimas proporcionados por la central Agoyán para el año enero 2021. El ingreso y modificación de los parámetros para todos los alimentadores es similar, la variante en común es la de la potencia activa y reactiva consumida.

En la figura 37. se puede observar la ventana de ingreso de datos para las cargas en DIGSILENT Power Factory.

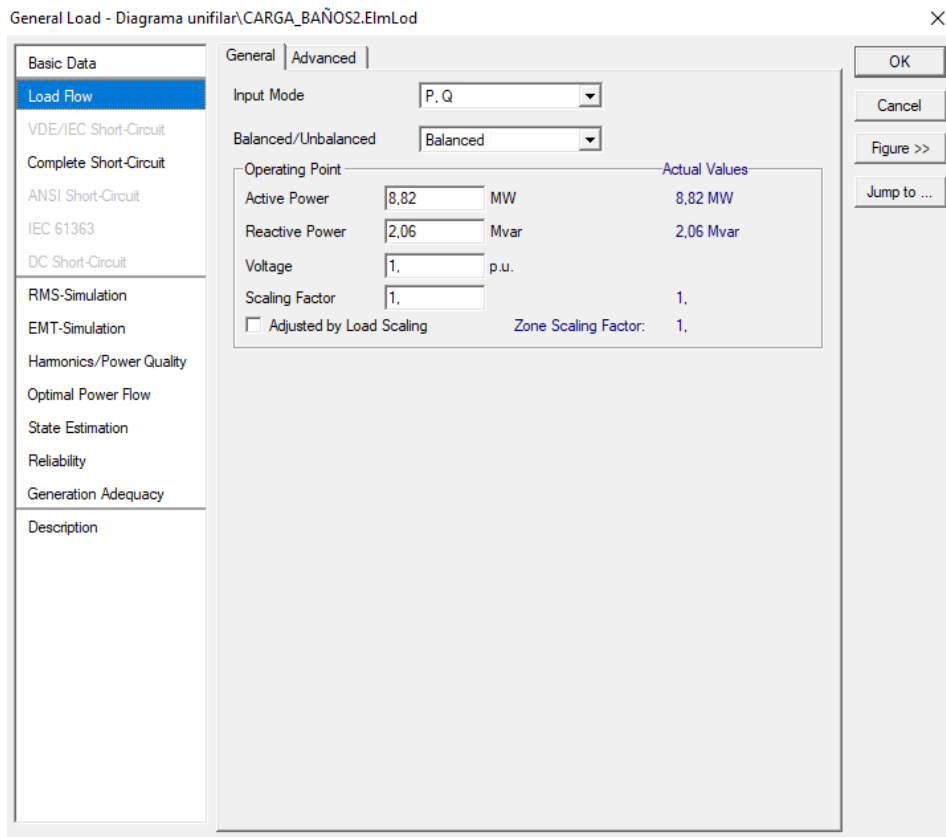


Figura 37. Ventana de ingreso de parámetros de una carga en DigSILENT Power Factory.

11.18 Estudio flujo de potencia

La ingeniería de software en los últimos años ha tenido un importante desarrollo tecnológico, esto ha servido mucho a la ingeniería eléctrica, porque ha permitido diseñar programas que permiten simular y hacer un análisis de los sistemas que son diseñados bajo diferentes condiciones obteniendo resultados muy precisos apegados a la realidad.

El estudio de flujo de potencia es un estudio muy importante que establece la base del análisis de operación en estado estable. Este estudio se lo debe realizar con frecuencia debido a que el sistema eléctrico de potencia siempre está cambiando, ya sea porque la demanda aumenta o por cambios en el diseño de la red.

Los resultados de desarrollar un estudio de flujo de potencia, es detectar sobrecargas, pérdidas en la línea de transmisión y transformadores, tensiones no aceptables en las barras, exceso de generación de potencia activa y reactiva en los generadores. Debido a esto, este estudio permite analizar inconsistencias del sistema, los resultados del estudio permitirán tomar decisiones para mantener la confiabilidad del sistema.

La central Agoyán envía potencia al sistema nacional interconectado por medio de la línea de

transmisión que interconecta la subestación Baños con la central.

Con este estudio a desarrollar se determinará la carga y pérdidas de los transformadores, generadores de la central, y la línea de transmisión que conecta con la central Agoyán, además se determina las tensiones superiores a límite aceptable en las barras que conectan las subestaciones en este caso de estudio.

Todo el análisis de este estudio será utilizado para calibrar determinadas funciones de protección a continuación en el presente trabajo de tesis.

11.18.1 Flujos de potencia

El sistema eléctrico de potencia tiene como prioridad transmitir energía demandada por las cargas a través de líneas de transmisión que incluyen pérdidas en todo momento, con calidad y al menor costo posible.

Para cumplir con el objetivo del sistema eléctrico se debe analizar siempre los problemas técnico-económicos, por ejemplo; cuál es la manera de transportar energía minimizando costos, cual es la capacidad de transformación, de cuántos circuitos debe componerse la línea de transmisión.

El cumplimiento de estas necesidades requiere que la planificación y la operación del sistema sea un problema complejo. Problema que debe ser resuelto permanentemente para conseguir la estabilidad que el sistema requiere.

Se puede resolver los flujos de potencia a través de dos fases, al término de la primera fase se determina las magnitudes y ángulo de la tensión en todas las barras del sistema, y la segunda fase se determina los flujos de potencia activa y reactiva que van de un sector a otro sector a través de los elementos del sistema.

Para la solución del estudio de flujos de potencia mediante fórmulas matemáticas hace falta más que utilizar técnicas tradicionales de circuitos lineales, por la razón que en el flujo de potencia se encuentra incluida la potencia eléctrica, dicha potencia es el resultado de las magnitudes de tensión y corriente, por tal razón la solución implica la no linealidad.

El sistema eléctrico está compuesto por numerosos elementos que intervienen, por tal razón existe complejidad para resolver estos sistemas, además la topología de la red, lo diferentes escenarios de carga hacen fundamental el uso de software para conseguir soluciones rápidas y

precisas.

11.18.2 Modelo matemático para flujos de potencia

La formulación matemática se basa en el modelo representado en la figura 38, la cual está compuesta por dos barras, los elementos que se encuentran en las dos barras generan y consumen potencia, las dos barras son conectadas por una línea de transmisión representando el modelo π , donde Y_s representa la admitancia serie, mientras que Y_d representa la admitancia en paralelo.

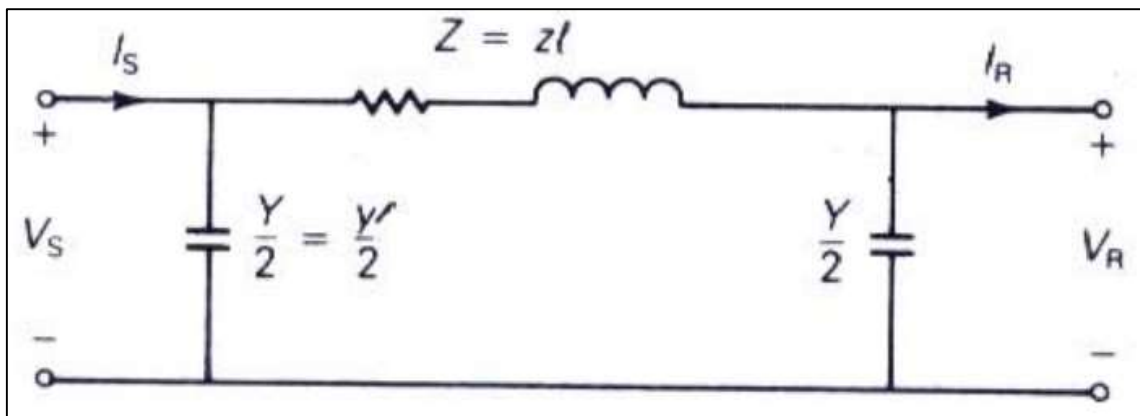


Figura 38. Modelo π para resolver flujos de potencia [17].

La potencia inyectada en la barra 1 y 2 está dada por la siguiente ecuación:

$$S_1 = (P_{g1}) + j(Q_{g1}) = P_1 + jQ_1 = V_1 * I_1^*$$

$$S_2 = (P_{g2}) + j(Q_{g2}) = P_2 + jQ_2 = V_2 * I_2^*$$

La corriente inyectada a cada barra viene dada por:

$$I_1 = \frac{S_1^*}{V_1^*} = Y_s * (v_1 - v_2) + \frac{Y_d}{2} * V_1$$

$$I_2 = \frac{S_2^*}{V_2^*} = Y_s * (v_2 - v_1) + \frac{Y_d}{2} * V_2$$

Se procede a obtener el factor común respectivamente a la tensión de barra de las ecuaciones 3 y 4 se tiene:

$$I_1 = \left(Y_s + \frac{Y_d}{2} \right) * V_1 - Y_s * V_2$$

$$I_2 = \left(Y_S + \frac{Y_d}{2} \right) * V_2 - Y_S * V_1$$

A partir de las ecuaciones 5 y 6 se resuelve de manera matricial de la siguiente manera:

$$\begin{bmatrix} I_1 \\ I_2 \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} Y_S + \frac{Y_d}{2} & -Y_S \\ -Y_S & Y_S + \frac{Y_d}{2} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} V_1 \\ V_2 \end{bmatrix}$$

$$\begin{bmatrix} I_1 \\ I_2 \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} Y_{11} & Y_{12} \\ Y_{21} & Y_{22} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} V_1 \\ V_2 \end{bmatrix}$$

A partir de las ecuaciones 1 y 2 se obtiene:

$$S_1^* = P_1 - jQ_1 = V_1^* * I_1 = Y_{11} * V_1 * V_1^* + Y_{12} * V_2 * V_1^*$$

$$S_2^* = P_2 - jQ_2 = V_2^* * I_2 = Y_{21} * V_1 * V_2^* + Y_{22} * V_2 * V_2^*$$

Las ecuaciones 7 y 8 representan el modelo matemático del flujo de potencia.

Finalmente, tenemos que la potencia activa y reactiva se expresa de la siguiente manera:

$$P_i = |V_i| * \sum_{k=1}^n [Y_{ik}] * [V_k] * \cos(\theta_{ik} + \delta_k - \delta_i) \quad i = 1, 2, 3 \dots n$$

$$Q_i = |V_i| * \sum_{k=1}^n [Y_{ik}] * [V_k] * \sin(\theta_{ik} + \delta_k - \delta_i) \quad i = 1, 2, 3 \dots n$$

La frecuencia del sistema no se encuentra en el desarrollo de la formulación matemática porque se supone que es constante en todo el sistema. Los resultados de tensión en cada barra son afectados por el flujo de potencia que viaja a través de ella, lo cual hace que la tensión varíe.

El objetivo principal es tener un sistema eléctrico con una correcta operación manteniendo la frecuencia constante y las tensiones con una variación en barras la más pequeña posible logrando que se acerquen a su valor nominal.

11.18.3 Criterios considerados para el estudio de flujo de potencia

En la actualidad, para realizar el análisis de flujo de potencia se emplea los métodos más modernos y algoritmos de solución simple, entre ellos los siguientes:

- Método de Gauss-Seidel
- Método de Newton-Raphson
- Método de flujo desacoplado
- Método de Flujo DC

Cuando el sistema de potencia opera en condiciones normales, los valores iniciales que presentan las variables de las barras, son valores que se acercan a la solución, a continuación, se presenta ventajas y desventajas de los métodos citados para la resolución de flujos de potencia.

Método de Gauss-Seidel

- Se considera un método finito para los casos lineales, cuándo el sistema no es lineal existirá un número considerable de iteraciones.
- Se puede simplificar el número de iteraciones si se considera un factor de aceleración a la hora de resolver el sistema, luego de esto, se debe incrementar la corrección del valor después del cálculo.
- Presenta convergencia a la solución cuando el valor del coeficiente de la incógnita, es dominante con relación a los valores de los demás coeficientes de la ecuación.

Método de Newton-Raphson

- Utiliza la famosa matriz Jacobiana que se recalcula y se invierte en cada ecuación
- Se encuentra rápida convergencia en la cuarta a sexta iteración
- Los sistemas no lineales son resueltos en forma iterativa
- El tiempo de solución total del método de Newton-Raphson es menor que el método de Gauss-Seidel, debido a la menor cantidad de soluciones del método

Método de flujo desacoplado

- Este método tiene como fundamento el uso de matrices Jacobianas constantes
- Se realiza ciertas aproximaciones que reducen en gran manera las operaciones y el tiempo de resolución
- Es aplicable cuándo el sistema de potencia tiene una cantidad de barras considerable

Método de flujo DC

- Este método transforma las ecuaciones no lineales en lineales a través de la posibilidad de que el voltaje en todas las barras sean 1 pu
- Es utilizado para la planificación de expansión de transmisión
- Este método no es iterativo debido a la característica de linealidad de las ecuaciones de solución

El método utilizado para el estudio de flujo de potencia en la presente tesis, basa su desarrollo en Newton Raphson debido a las ventajas ya mencionadas. Para poder valorar los resultados del flujo de potencia en el software DIgSILENT, se considera los puntos principales de las regulaciones expuestas por CENACE (operador nacional de electricidad) en su documento procedimiento de despacho y operación (versión 2.0)

Las regulaciones mencionan que cuándo el sistema eléctrico de potencia está en condiciones normales se debe cumplir lo siguiente:

- La frecuencia objetivo del SNI será 60.00 Hz y su rango de variación en condiciones de operación normal, mientras no se disponga de un control automático de generación estará entre 59,85 y 60,15 Hz, excepto en estados de emergencia, fallas y períodos de restablecimiento [18].
- En condiciones de operación normal, las tensiones en las barras de 138 kV y 230 kV, 69 kV y menores, no deberán superar las tolerancias establecidas.
Nivel de 230 kV: + 7% / - 5 %
Nivel de 138 kV: + 5% / - 7 %
Nivel de 69 kV y menores: + 3 % / - 3 %
- En condiciones de operación normal, los voltajes en los puntos de entrega del transmisor a los distribuidores y/o grandes consumidores conectados al SNT no deberán superar las tolerancias establecidas en la Regulación vigente sobre Transacciones de Potencia Reactiva en el MEM. En condiciones de emergencia, los voltajes no deberán superar una tolerancia de $\pm 7 \%$ de su valor nominal [18].
- En el SNI el perfil de voltaje de las redes de 230 kV, 138 kV y puntos de entrega, deberá mantenerse en lo posible en los valores nominales, minimizando la transmisión de potencia reactiva, y disponer de una reserva de potencia reactiva ajustados a los valores definidos en estos Procedimientos, para permitir, afrontar las perturbaciones y desconexiones de equipos en el SIN [18].

- El CENACE podrá solicitar variaciones en la potencia reactiva absorbida o entregada a su red por un generador o un distribuidor dentro de los límites aprobados en este Procedimiento [18].
- Los generadores deberán enviar al CENACE una copia de la curva de capacidad P-Q actualizada, con indicación de las zonas seguras de operación en estado estable, de cada una de sus unidades. En caso de no hacerlo, el CENACE actuará de acuerdo a la mejor información disponible [18].
- Los generadores deberán mantener la producción de potencia reactiva de las unidades y/o los niveles de voltaje en barras que solicite el CENACE, limitados por su curva de capacidad o por restricciones del sistema de transmisión [18].
- Sobre la base del despacho económico diario programado o último redespacho vigente, el CENACE dispondrá en la operación de tiempo real el ingreso, variación de la generación y salida de las unidades, de acuerdo a las condiciones del sistema [18].
- La máxima transferencia por las líneas de transmisión se considera como el menor valor entre el límite térmico de los conductores, máxima capacidad de los transformadores de corriente, el límite de transmisión por regulación de voltaje y el límite por estabilidad transitoria y dinámica. El respectivo propietario de las instalaciones, será el responsable de definir los valores límites de transferencia de las líneas de transmisión, los cuales deberán ser validados por el CENACE [18].

11.18.4 Escenarios para el estudio de flujo de potencia

Para la simulación de flujo de potencia del sistema eléctrico de potencia de la central Agoyán se utilizan los siguientes datos:

- Barras de Voltaje
- Líneas de transmisión
- Generadores
- Transformadores
- Equipos de protección
- Demandas máximas y mínimas

Los escenarios para el análisis de flujo de potencia de la central Agoyán se realiza en base a dos escenarios teniendo en cuenta la topología actual de la red.

El primer escenario se realiza considerando las condiciones de operación máximas, este escenario es el más exigente, cuándo se presenta, existen defectos en los valores y ángulos de las tensiones en las barras.

El segundo escenario se realiza considerando las condiciones de operación mínimas, este escenario cumple el objetivo de descartar sobrecargas en los elementos, y también se considera si existen defectos en los valores y ángulos de las tensiones en las barras.

11.18.5 Resultados del estudio de flujo de potencia en DIGSILENT Power Factory

11.18.5.1 Resultado: Primer escenario

Los resultados obtenidos para este escenario dependen de las demandas en los alimentadores, para el presente estudio la cargabilidad de las líneas conectadas a Topo y a S/E Totoras, contando además del alimentador Baños 2 ubicado en la S/E Baños, debido a que la generación en todo momento intenta ser estable con la demanda, se produce caídas de tensión, perfil de tensión en las barras del sistema, etc.

La demanda máxima se considera a la 09:00 AM, y la demanda mínima se considera a las 02:00 am del 12 de enero el 2021. En el anexo 13 se presentan los resultados de todo el flujo de potencia para este caso de estudio, los resultados de los parámetros eléctricos en las barras se detallan en la siguiente tabla

Tabla 37. Tensión en las barras de la central Aگویán hasta S/E Baños

TOPOLOGIA DEL SISTEMA ACTUAL				
BARRAS	TENSIÓN NOMINAL	MAGNITUD	ÁNGULO	MAGNITUD
	kV	kV	grados	PU
BARRA UG-01 AGOYÁN	13,8	13,9	31	1,01
BARRA	13,8	14	31,5	1,01

UG-02 AGOYÁN				
BARRA 2 UG-01 AGOYAN	138	138,1	-0,1	1,0
BARRA 2 UG-02 AGOYAN	138	138,2	0,1	1,00
BARRA S/E BAÑOS	138	138,0	0,00	1,0
BARRA A CIUDAD BAÑOS	69	68,98	-0,5	1,00

Fuente: Los Autores

El nivel de tensión en las barras del sistema eléctrico en estudio está dentro de los límites correctos de operación, con una pequeña variación en la barra de la subestación Baños debido a la carga en niveles de 69 kV, en la S/E Baños existe un transformador reductor que satisface la demanda de la ciudad de Baños con un alimentador, el otro alimentador de la ciudad de Baños es provisto por la S/E Totoras.

Tabla 38. Resultado del flujo de potencia de los generadores en la central Agoyán

TOPOLOGÍA DEL SISTEMA ACTUAL			
GENERADORES	POTENCIA ACTIVA	POTENCIA REACTIVA	CARGABILIDAD
	MW	MVAR	%
UG-01	48	23,3	62,8
UG-02	70,5	34,1	92,1

Fuente: Los Autores

La generación actual de potencia activa de la central para la unidad de generación #1 es de 48 MW, mientras que para la unidad de generación 2 es de 70,5 MW. Todas las unidades se encuentran suministrando toda la potencia activa que el CENACE les pide, por lo cual la cargabilidad depende del nivel de potencia reactiva generado. Si la demanda aumenta el nivel de potencia activa y reactiva deben aumentar dentro de los límites permitidos por la curva de capacidad de las unidades generadoras.

Tabla 39. Resultado del flujo de potencia de los transformadores en la central Agoyán

TOPOLOGÍA DEL SISTEMA ACTUAL							
Transformadores	Lado de alta tensión		Lado de baja tensión		Pérdidas		Cargabilidad
	Potencia activa	Potencia reactiva	Potencia activa	Potencia reactiva	Potencia activa	Potencia reactiva	
	MW	MVAR	MW	MVAR	MW	MVAR	%

TR1 Agoyán	48	23,3	48	22,3	0,00	1,0	62,2
TR2 Agoyán	70,5	34,1	70,5	32	0,00	2,1	90,9
TR DE S/E Baños	8,8	2,1	8,8	2,1	0,00	0.1	27,3

Fuente: Los Autores

Todos los transformadores que se encuentran operando actualmente, lo están haciendo de una manera normal, los resultados del flujo de potencia muestran que la cargabilidad de los transformadores de la central es aceptable dentro el sistema. Los transformadores para cada unidad de generación de la central Agoyán elevan la tensión de generación en 138 kV, esta tensión es la que viaja por las líneas de transmisión hasta la subestación más cercana S/E Baños.

Tabla 40. Resultados del flujo de potencia en las líneas de transmisión que interconectan con la S/E Baños.

TOPOLOGÍA DEL SISTEMA ACTUAL							
Líneas de transmisión	Nodo I		Nodo J		Pérdidas		Cargabilidad
	Potencia activa	Potencia reactiva	Potencia activa	Potencia reactiva	Potencia activa	Potencia reactiva	
	MW	MVAR	MW	MVAR	MW	MVAR	%
LT1 A S/E BAÑOS	48	22,3	48	22,2	0,00	0,1	32,1
LT2 A S/E	70,5	32	70,4	31,9	0,00	0,2	46,9

BAÑOS							
--------------	--	--	--	--	--	--	--

Fuente: Los Autores

La línea de transmisión que interconecta la central Agoyán con la S/E Baños es de tipo ASCR Rook de calibre 636 MCM con corriente nominal continua de 690 A y en estado de emergencia de 778 A, la LT tiene dos circuitos y una distancia de 1,9 Km hasta la barra de la S/E, en el presente escenario se observa que la cargabilidad de la LT está dentro de los rangos correctos de operación con niveles aceptables para el transporte de energía eléctrica.

11.18.5.2 Resultado: Segundo escenario

Los resultados obtenidos en el escenario 1 sirven para guía de la interpretación de resultados en el segundo escenario, el modelado de la red es la misma empleada para el escenario 1, el cambio con respecto al escenario dos es el despacho de las unidades generadoras, debido a la demanda de los alimentadores.

Por deducción, se manifiesta que la cargabilidad de los dos generadores de la central, transformadores del sistema y líneas de transmisión son menores que el primer escenario, también con respecto a las pérdidas en los transformadores y en las líneas de transmisión, el nivel de tensión depende de la generación y demanda.

La demanda mínima se considera a las 02:00 am. En el anexo 14 se presentan los resultados de todo el flujo de potencia para este caso de estudio, los resultados de los parámetros eléctricos en las barras se detallan en la siguiente tabla.

Tabla 41. Tensión en las barras de la central Agoyán hasta S/E Baños para el segundo escenario

TOPOLOGIA DEL SISTEMA ACTUAL				
BARRAS	TENSIÓN NOMINAL	MAGNITUD	ÁNGULO	MAGNITUD
	kV	kV	grados	PU
BARRA UG-01	13,8	13,9	31	1,01

AGOYÁN				
BARRA UG-02 AGOYÁN	13,8	14	31,5	1,01
BARRA 2 UG-01 AGOYAN	138	138,1	0,1	1,0
BARRA 2 UG-02 AGOYAN	138	138,2	0,1	1,00
BARRA S/E BAÑOS	138	138,0	0,00	1,0
BARRA A CIUDAD BAÑOS	69	68,9	-0,5	1,00

Fuente: Los Autores

Al igual que el primer escenario, el nivel de tensión de la barra 1 y 2 de las unidades de generación de la central se mantienen debido a que por medio de ellas fluye el aporte de potencia al SNI, y se observa que existe una muy pequeña variación en los niveles de tensión en las demás barras, estos se encuentran dentro de los límites permitidos para una correcta operación del sistema.

Tabla 42. Resultado del flujo de potencia de los generadores en la central Agoyán para el segundo escenario

TOPOLOGÍA DEL SISTEMA ACTUAL			
GENERADORES	POTENCIA ACTIVA	POTENCIA REACTIVA	CARGABILIDAD
	MW	MVAR	%
UG-01	47,4	22,9	61,9
UG-02	69,7	33,7	91,1

Fuente: Los Autores

La generación de potencia activa de la central para la unidad de generación #1 para el caso de estudio es de 47,4 MW, mientras que para la unidad de generación 2 es de 69,7 MW. Esto es por la demanda mínima planteada en este escenario, los dos generadores se encuentran operando con niveles de cargabilidad menores al escenario primero, los límites de generación obedecen a la curva de capacidad de los generadores.

Tabla 43. Resultado del flujo de potencia de los transformadores en la central Agoyán para el segundo escenario

Topología del sistema actual							
Transformadores	Lado de alta tensión		Lado de baja tensión		Pérdidas		Cargabilidad
	Potencia activa	Potencia reactiva	Potencia activa	Potencia reactiva	Potencia activa	Potencia reactiva	
	MW	MVAR	MW	MVAR	MW	MVAR	%
TR1	47,4	22,9	47,4	22	0,00	1	61,4

AGOYAN							
TR2 AGOYAN	69,7	33,7	69,7	31,7	0,00	2,1	89,9
TR DE S/E BAÑOS	8,8	2,1	8,8	2,1	0,00	0,1	27,3

Fuente: Los Autores

La cargabilidad de los transformadores trabaja en conjunto con la potencia de despacho por partes de las unidades de generación. Para este escenario, la cargabilidad de los transformadores de la central disminuyen en porcentaje, pero trabajando en sus límites de operación en estado estable.

Tabla 44. Resultados del flujo de potencia en las líneas de transmisión que interconectan con la S/E Baños para el segundo escenario.

Topología del sistema actual							
Líneas de transmisión	Nodo I		Nodo J		Pérdidas		Cargabilidad
	Potencia activa	Potencia reactiva	Potencia activa	Potencia reactiva	Potencia activa	Potencia reactiva	
	MW	MVAR	MW	MVAR	MW	MVAR	%
LT1 A S/E BAÑOS	47,4	22	47,4	21,9	0,00	0,1	31,6
LT2 A S/E BAÑOS	69,7	31,7	69,6	31,5	0,00	0,2	46,3

Fuente: Los Autores

Se observa que los niveles de cargabilidad de las líneas de transmisión salientes de la central a la S/E Baños son muy bajos, por lo cuales las perdidas también se disminuyen en comparación con los resultados del escenario 1.

11.19 Estudio de cortocircuitos

En estado de falla un cortocircuito se ejecuta mediante el comportamiento de las variables eléctricas de un Sistema Eléctrico de Potencia puede ser analizado por medio de ecuaciones algebraicas lineales escritas de manera matricial.

Para realizar el diseño de un Sistema Eléctrico de Potencia es inevitable impedir fallas y cortocircuitos que afecten sus condiciones normales de operación en consecuencia es necesario realizar el estudio de cortocircuito como parte importante de la instalación eléctrica, mediante la realización de este, se determinan las corrientes que circulan por cada uno de los elementos que conforman el sistema eléctrico cuando se presenta un evento o falla. Las fallas en la red eléctrica se evalúan en diferentes puntos, diversos niveles de tensión y diferentes tipos de falla: trifásica, monofásica, bifásica y bifásica a tierra.

Por lo tanto, es importante realizar un estudio de cortocircuitos para determinar las magnitudes de las corrientes de falla, cuyos resultados son necesarios para el estudio de coordinación del sistema de protecciones de la central hidroeléctrica Agoyán.

11.19.1 Cortocircuitos

El estudio de cortocircuitos establece bases de seguridad del sistema eléctrico, debido a que sus resultados permiten calibrar, configurar la operación y selectividad de su sistema de protecciones, además permite asegurar el despeje de las fallas en el menor tiempo posible, con el objetivo de evitar accidentes del personal y daños en los equipos.

Las principales causas que provocan los cortocircuitos en un SEP son:

- Defectos del aislante
- Agentes mecánicos
- Agentes eléctricos
- Calentamiento
- Envejecimiento de los equipos que conforman el sistema de potencia
- Maniobras incorrectas

- Otros factores

Los principales efectos de los cortocircuitos dependen de su origen, ubicación, magnitud y tiempo que se presentan son los siguientes:

- Deterioro del aislante de los conductores y componentes eléctricos
- Daño o ruptura de las barras en las subestaciones
- Circulación de elevadas corrientes de falla
- Incendios
- Sobrecalentamientos en los equipos del sistema
- Desconexión y pérdida de la continuidad del servicio eléctrico.

Los resultados del estudio de cortocircuitos de un SEP permiten:

- Determinar las corrientes de cortocircuito que circulan por los diferentes elementos de un sistema eléctrico
- Determinar las tensiones posteriormente que se produzca una falla en los diferentes nodos del sistema
- Determinar la potencia de cortocircuito en el punto de falla
- Determinar las impedancias de falla en el punto donde se produce el cortocircuito
- Realizar la coordinación de las protecciones del sistema mediante un estudio
- Dimensionar las mallas de puesta a tierra
- Minimizar los daños que puedan producirse en los elementos que conforman el sistema eléctrico

11.19.2 Corriente de cortocircuito

Un cortocircuito es una de falla que se produce cuando dos o más elementos con tensiones diferentes y aislados entre sí, entran en contacto, llevando a un cambio brusco de la estructura del SEP y a la aparición de corrientes y tensiones diferentes a las que existían antes de la perturbación [19].

En la figura 39 se puede observar el esquema representativo de un cortocircuito producido en un nodo i de cualquier sistema.

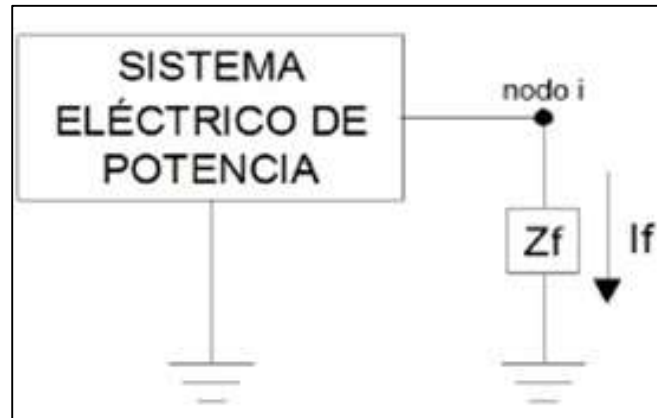


Figura 39. Cortocircuito en un nodo i de un sistema eléctrico de potencia [20].

Una de las características principales de la corriente de falla I_f , es que el valor de su magnitud puede incrementarse rápidamente, tomando valores pico de su corriente nominal en tiempos demasiado cortos, por tanto, se puede deducir los graves daños al sistema que puede ocasionar.

La corriente de cortocircuito depende de su ubicación, fases involucradas, tiempo que permanece antes de ser despejada, demanda de la carga y el despacho de los generadores. Además, el momento en que se produce con respecto al paso por cero de la onda de tensión, número, tipo de fuentes que alimentan el cortocircuito y está limitada por medio de las impedancias entre las fuentes y la falla.

En el caso del SNI, en condiciones de operación normal, la onda de corriente es sinusoidal, de amplitud constante y una frecuencia de 60 Hz. Cuando se origina un cortocircuito permanece la frecuencia en 60 Hz, pero la envolvente de la onda se reduce exponencialmente, por lo tanto, el cortocircuito es de carácter transitorio.

La onda de corriente de cortocircuito puede ser detallada en tres etapas: subtransitoria, transitoria y régimen permanente. Las etapas se diferencian por la amplitud de su onda, duración y dependen de la variación de las impedancias de las fuentes en el transcurso del tiempo.

En el momento que se origina el cortocircuito puede presentarse una condición de simetría o de asimetría de la onda de corriente de falla con respecto a su eje. Si el cortocircuito se provoca cuando la onda de tensión se encuentra en su valor máximo, la onda adquiere una característica simétrica, es decir los semiciclos positivos y negativos tienen igual amplitud.

Sin embargo, si el cortocircuito se produce cuando la onda de tensión no se halla en su valor máximo, se origina una condición de asimetría que es máxima cuando la onda de tensión se

encuentra en su paso por cero. En esta condición los semiciclos positivos y negativos de la onda de la corriente de cortocircuito toman valores diferentes y se encuentran desfasados con respecto a su eje.

La asimetría de la onda de corriente de cortocircuito está conformada por dos componentes que son: corriente alterna y directa. La componente de corriente directa decrece conforme pasa el tiempo ya que su energía se disipa por la resistencia del circuito eléctrico debido al efecto Joule.

En la figura 40 se puede observar una curva típica de la onda de corriente de cortocircuito asimétrica.

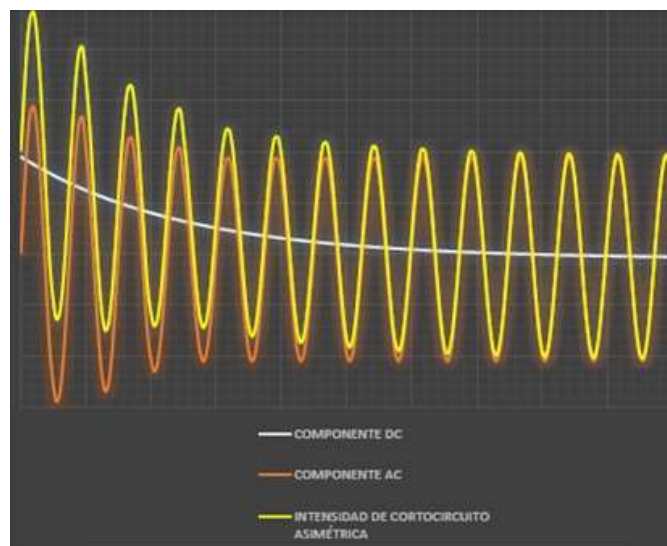


Figura 40. Forma de onda de la corriente de cortocircuito asimétrica [20].

La corriente de cortocircuito máxima se establece cuando la mayoría de fuentes de generación se encuentran en operación. Es empleada para realizar el cálculo de los ajustes del sistema de protecciones y determinar la capacidad de ruptura de los interruptores. Mientras que la corriente de cortocircuito mínima determina que cuando el menor número de fuentes de generación se encuentran en operación. Es empleada para realizar verificaciones en el diseño del sistema de protecciones y la selección de la curva de disparo de los relés.

Para examinar el comportamiento de un cortocircuito en cualquier punto del sistema, es necesario identificar las fuentes que van a favorecer a la corriente de falla.

Sistema eléctrico

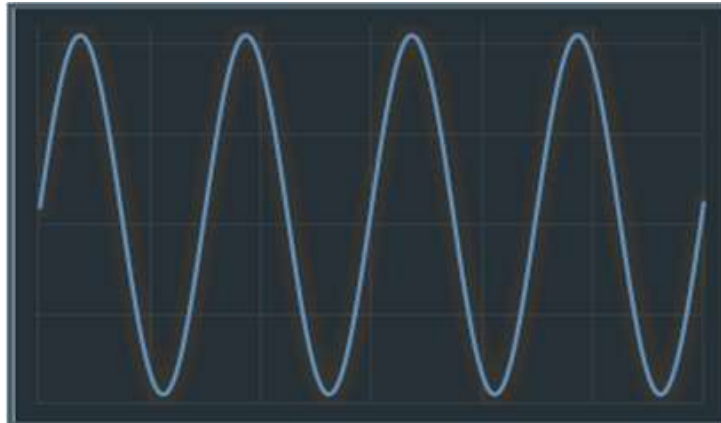


Figura 41. Contribución del Sistema Eléctrico a la forma de onda de cortocircuito [21].

Generador

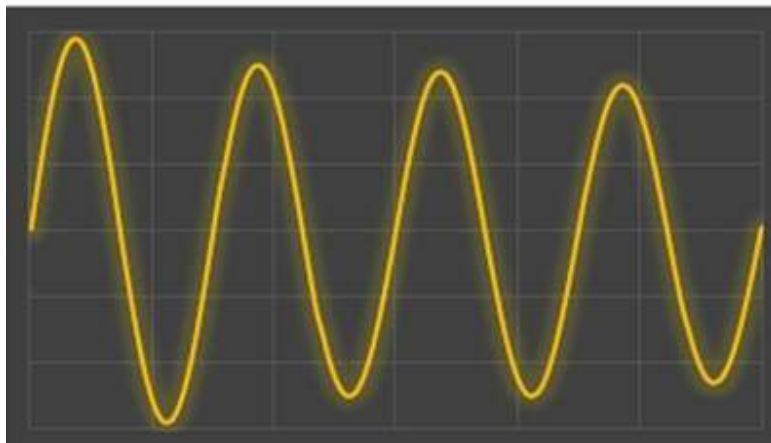


Figura 42. Contribución de los Generadores a la forma de onda de cortocircuito [21].

Motores Síncronos

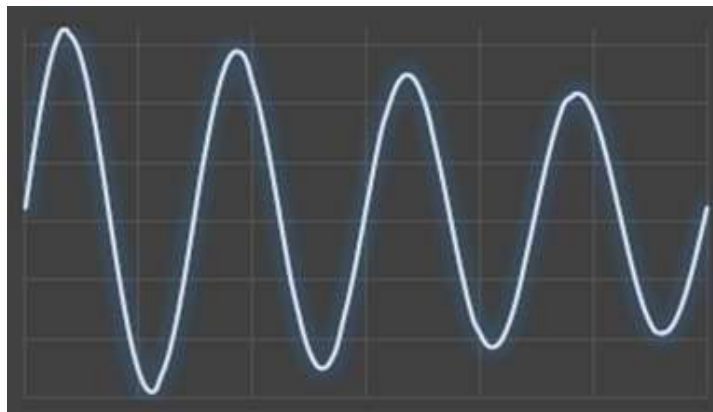


Figura 43. Contribución de los Motores Síncronos a la forma de onda de cortocircuito [21].

En conclusión, al sumar todas estas ondas, se obtiene la forma de onda de corriente de cortocircuito.

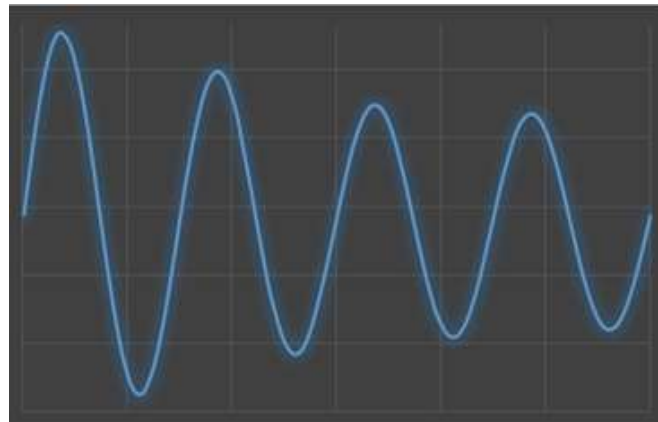


Figura 44. Forma de onda de la corriente de cortocircuito [21].

Los componentes que limitan la magnitud de la corriente de cortocircuito son las impedancias de los equipos, líneas de transmisión, conductores, cables y barras.

Por lo tanto, la amplitud de la corriente de cortocircuito depende de dos elementos básicos, el número de fuentes que alimentan el cortocircuito y la impedancia existente entre las fuentes y el punto donde se produce el cortocircuito.

Para ello existen diversos métodos de cálculo para determinar las corrientes de cortocircuito que son los siguientes:

- Método de componentes simétricas
- Método de reducción de Thévenin
- Método por unidad
- Método matricial Z_{BARRA}
- Método de los MVA

Al elegir unos de los métodos para realizar un estudio de cortocircuitos depende de la precisión, velocidad y las herramientas disponibles para efectuar los cálculos. Para sistemas eléctricos de gran magnitud es indispensable utilizar un software, debido a la alta complicación que presentan estos métodos al momento de realizarlos manualmente.

Por lo general, el software que se utiliza está basado en el método matricial Z_{BARRA} o matriz de impedancia de barra. Este método se usa para resolver sistemas complejos debido a que proporciona resultados confiables.

11.19.3 Potencia de cortocircuito

La potencia de cortocircuito también conocido como nivel de falla se utiliza para evaluar la robustez del sistema y su efecto en el punto de falla. En cualquier barra dentro de un sistema eléctrico se define como el producto entre la tensión de pre-falla y la corriente de falla. En la ecuación 52 se define la potencia SCC para un cortocircuito en una barra del sistema.

$$SCC = \sqrt{3}xV_f x I''_f$$

Donde:

V_f =Tensión pre-falla.

I''_f =Corriente de falla.

Cuando la tensión de pre-falla este dado en por unidad la potencia de cortocircuito viene dada por la siguiente ecuación:

$$S_{base} = \sqrt{3}xV_{base}xI_{base}$$

$$SCC_{pu} = \frac{SCC}{S_{base}} = \frac{\sqrt{3}xV_f x I''_f}{\sqrt{3}xV_{base}xI_{base}} = V_{f pu} x I''_{f pu}$$

Si la tensión de la barra donde se produce el cortocircuito es igual a su tensión nominal, la SCC se reduce a la siguiente expresión:

$$SCC_{pu} = \frac{1}{I''_{f pu}}$$

Para obtener la impedancia equivalente de Thévenin Z_{th} se utiliza la ecuación siguiente conociendo la magnitud de la corriente de cortocircuito en ese punto y la tensión de pre-falla en la barra, por lo tanto, se tiene:

$$Z_{th} = \frac{V_{f pu}}{I''_{f pu}} = \frac{1}{SCC}$$

11.19.4 Tipos de cortocircuitos

En condiciones normales, un sistema eléctrico trifásico balanceado tiene sus corrientes y tensiones en todas sus fases el mismo valor. Cuando se produce un evento de cortocircuito las

corrientes y tensiones sufren variaciones con respecto a su condición normal de operación, por lo tanto, depende del tipo de cortocircuito que se produce.

Los cortocircuitos que se producen en un sistema eléctrico se clasifican en dos grupos los simétricos y asimétricos.

Los cortocircuitos simétricos provocan que las variaciones de las corrientes y tensiones en las distintas fases estén afectadas de igual manera, es decir que el sistema continúe siendo trifásico balanceado, pero con magnitudes diferentes a las de su condición de operación normal. En este grupo de cortocircuitos se encuentran los trifásicos y trifásicos a tierra.

Los cortocircuitos asimétricos se producen con más frecuencia en un sistema eléctrico debido a que estos provocan que las corrientes y tensiones varíen de una fase a otra, es decir que el sistema se convierta en desbalanceado. En este grupo de cortocircuitos se encuentran los monofásicos a tierra, bifásicos, bifásicos a tierra y de doble fase a tierra.

11.19.5 Cortocircuito trifásico

Se produce cuando sus tres fases se conectan directamente a una impedancia de valor bajo. Como resultado las tensiones en el punto de falla son nulas, mientras que las amplitudes de las corrientes son superiores en comparación a las que circulan en operación normal.

Para calcular se utiliza la componente de secuencia positiva, debido a que las magnitudes de las corrientes después del cortocircuito se desfasan 120° y el sistema mantiene las características de un sistema simétrico. Por lo tanto, se puede utilizar el diagrama unifilar de cualquiera de sus fases. En la figura 45 se observa el esquema de un cortocircuito trifásico.

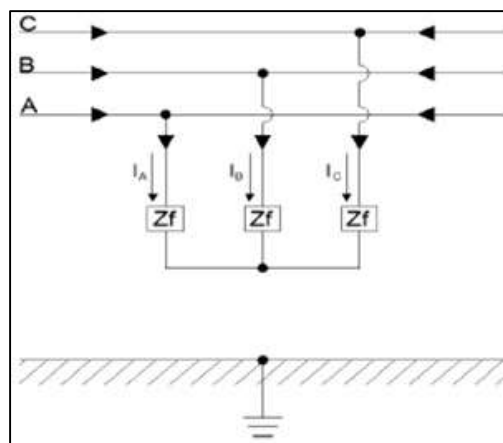


Figura 45. Cortocircuito trifásico [22].

Utilizando el método de Thévenin, el sistema puede reducirse a una fuente de tensión en serie con una impedancia equivalente al lugar del sistema donde se produce el cortocircuito. En la figura 46 se observa un esquema del método de Thévenin que representa un cortocircuito de las tres fases del sistema eléctrico y en la figura 47 el diagrama unifilar de una de sus fases.

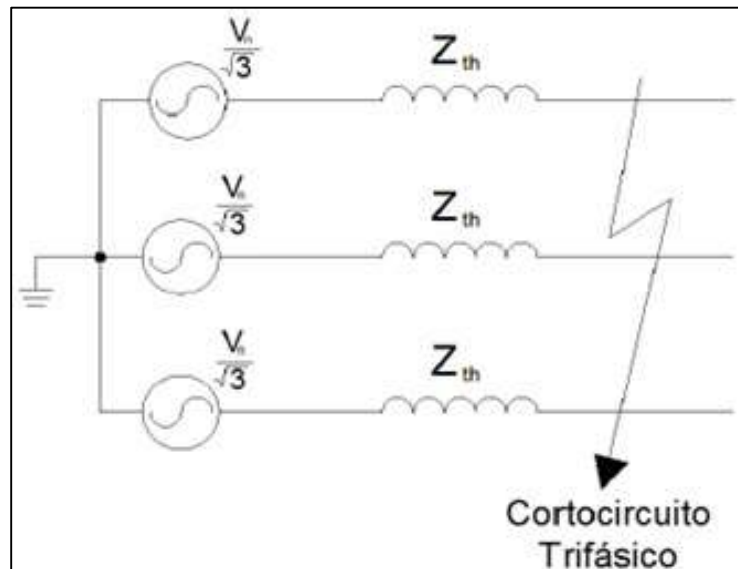


Figura 46. Equivalente de Thévenin de un cortocircuito trifásico equilibrado [21].

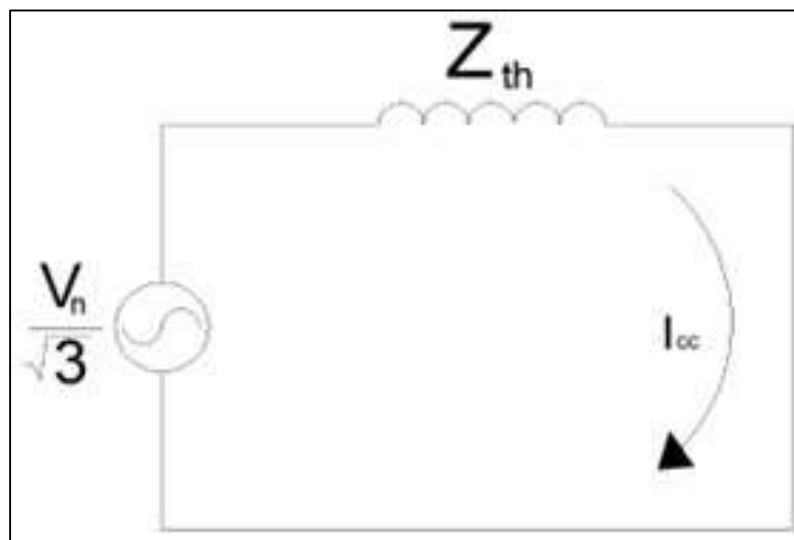


Figura 47. Diagrama unifilar de la figura 48 [21].

De la figura 48 se deduce la expresión para el análisis de cortocircuitos trifásicos. Debe entenderse que esta corriente es la misma en todas las fases.

$$I_{CC} = \frac{V_n}{\sqrt{3}xZ_{th}}$$

Donde:

I_{CC} =Corriente de cortocircuito.

V_n =Fuente de tensión equivalente.

Z_{th} =Impedancia equivalente de Thévenin.

11.19.6 Cortocircuito monofásico

Se produce cuando una de sus fases se conecta directamente a tierra o por medio de una impedancia de valor bajo.

Para analizar un cortocircuito monofásico se considera que la falla es producida en la fase a y para su cálculo es necesario utilizar las tres componentes de secuencia. Con estas consideraciones y con la interpretación de la figura 48, se obtienen las correspondientes ecuaciones para el análisis del cortocircuito monofásico.

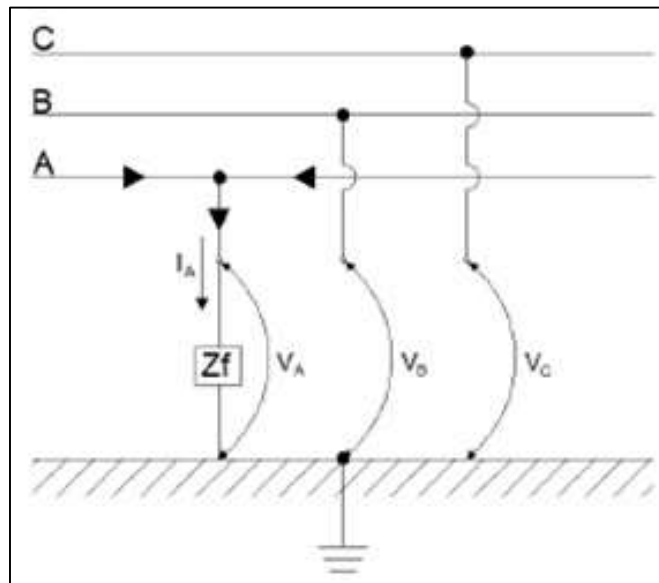


Figura 48. Cortocircuito monofásico [19].

Las condiciones de operación son las siguientes:

$$V_A = I_A \times Z_f$$

$$I_B = 0$$

$$I_C = 0$$

El criterio de las componentes simétricas se tiene:

$$\begin{bmatrix} Ia0 \\ Ia1 \\ Ia2 \end{bmatrix} = \frac{1}{3} \begin{bmatrix} 1 & 1 & 1 \\ 1 & a & a^2 \\ 1 & a^2 & a \end{bmatrix} \begin{bmatrix} I_A \\ 0 \\ 0 \end{bmatrix}$$

Al resolver las multiplicaciones de la ecuación matricial se obtiene:

$$Ia0 = Ia1 = Ia2 = \frac{I_A}{3}$$

$$I_A = 3Ia0 = 3Ia1 = 3Ia2$$

Por el método de componentes simétricas se determina lo siguiente:

$$Va0 + Va1 + Va2 = V_A$$

Reemplazando las ecuaciones, en la primera expresión se tiene:

$$(Va0 + Va1 + Va2) = 3Z_f Ia1$$

La ecuación final permite establecer el siguiente diagrama de conexión de redes de secuencia utilizado para el análisis de cortocircuitos monofásicos.

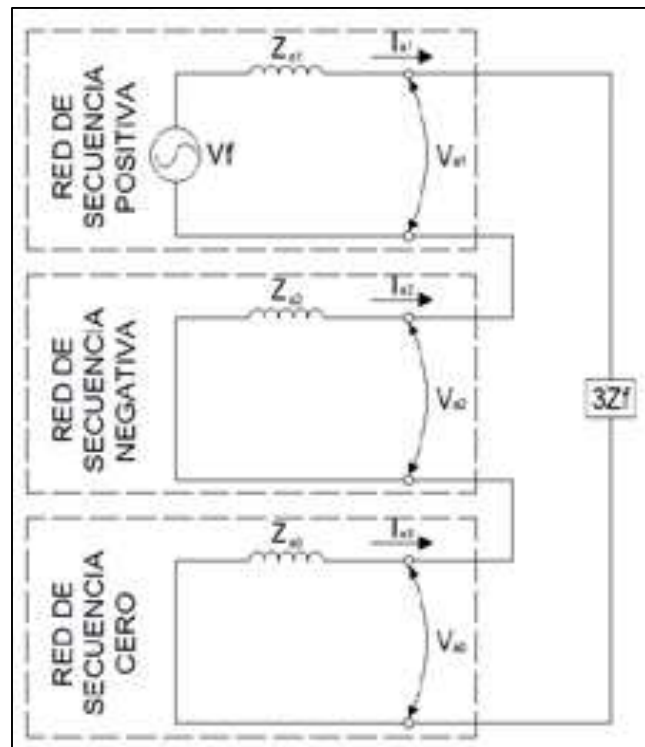


Figura 49. Redes interconectadas cortocircuito monofásico [19].

Posteriormente, de la figura 50 se obtiene ecuación utilizada para analizar los cortocircuitos monofásicos:

$$I_{a0} = I_{a1} = I_{a2} = \frac{V_F}{Z_0 + Z_1 + Z_2 + 3xZ_F}$$

11.19.7 DIgSILENT Power Factory para cortocircuitos

DIgSILENT Power Factory permite realizar el estudio de cortocircuitos de sistemas complejos con resultados confiables.

El módulo de cortocircuitos permite realizar un estudio de fallas simétricas y asimétricas. Para realizar el estudio de fallas simétricas el programa utiliza el mismo modelo empleado para el estudio de flujos de potencia, mientras que, para realizar el estudio de fallas asimétricas se debe ingresar las impedancias de secuencia de todos los elementos.

El software puede ser configurado para obtener corrientes de cortocircuito máximos y mínimas, también permite analizar al sistema cuando se producen fallas en distintos puntos a la vez.

Este programa permite realizar el estudio de cortocircuitos utilizando las siguientes normas:

- Norma Alemana VDE 0102 (Verband Deutscher Electrotechniker)
- Norma Internacional IEC 60909. (International Electrotechnical Commission)
- Norma ANSI/IEEE (American National Standards Institute). ANSI C37.010 Cálculo de cortocircuito para niveles de tensión superiores a 1000 V. ANSI C37.13 Cálculo de cortocircuito para niveles de tensión inferiores a 1000 V.
- Método DIgSILENT Complete (superposición)

En la figura 50 se puede observar la ventana de ingreso de datos donde se pueden configurar las diferentes características del estudio de cortocircuitos en DIgSILENT Power Factory.

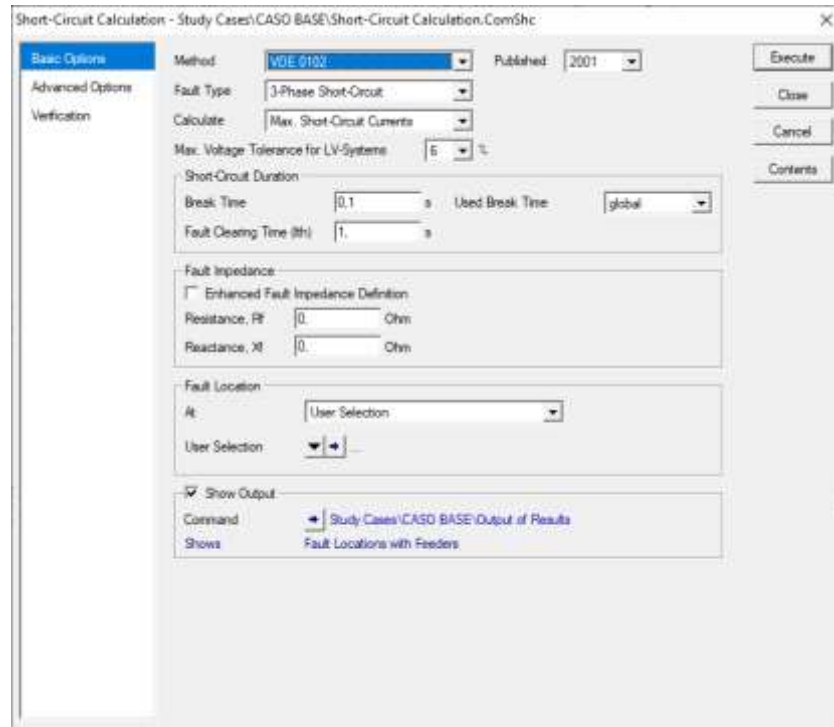


Figura 50. Ventana de ingreso para configurar las opciones del estudio de cortocircuitos.

11.20 Casos de análisis para el estudio de cortocircuitos

Es importante mencionar que el sistema de protección de la unidad de generación #1 es la protección primaria en caso de ocurrir un cortocircuito en la barra de generación de 13,8 kV, debido a que este nodo eléctrico es de responsabilidad de la central Agoyán.

En caso de producirse alguna falla en la línea de transmisión que interconecta la central Agoyán con la subestación eléctrica Baños, las protecciones de la Línea de transmisión actuarán como protección primaria, para evitar bajo cualquier circunstancia daños a los equipos en la central generadora.

Para poder cumplir con el objetivo de la evaluación y propuesta de calibración del sistema de protección, es necesario realizar simulaciones de fallas de cortocircuito trifásicos y monofásicos en determinados puntos, para este caso de análisis, los puntos determinados para el estudio de cortocircuito se centran en la barra de generación de 13,8 kV, 138 kV y la línea de transmisión que evacua la potencia de generación de la central al nodo de la subestación Baños ubicada a 1,9 Km de la central. De esta manera se establecen los aportes de las corrientes de falla que viajan por los elementos conectados al sistema.

Por lo regular, cuándo se presenta un cortocircuito trifásico, que de hecho no es muy común

que se dé, son los que resultan en mayores exigencias para el sistema. Esto quiere decir, que los picos de corrientes originados por un cortocircuito trifásico son superiores a las originadas por otro tipo de cortocircuito. Sin embargo, en ciertas condiciones de falla, los cortocircuitos monofásicos son los que pueden ocasionar mayores amplitudes de corriente, por tal razón, se analiza los dos tipos de cortocircuito

El escenario de demanda máxima se usará para determinar el cálculo de las corrientes máximas de cortocircuito, mientras que para el cálculo de las corrientes mínimas se usará el escenario de demanda mínima, estos escenarios fueron utilizados para el análisis del flujo de potencia.

11.21 Resultados del estudio de cortocircuitos

Para el cálculo de las corrientes de cortocircuito se emplea la norma IEC 60909, la norma sirve para obtener las corrientes de cortocircuitos en sistemas de tres fases en alta y baja de tensión hasta 230 kV, con el funcionamiento de 50 o 60 Hz.

Las magnitudes de las corrientes de cortocircuito subtransitoria I_K'' y I_p ; su capacidad de cortocircuito S_K'' , y los aportes de los elementos conectado al punto de cortocircuito, esto servirá para los cortocircuitos trifásicos y monofásicos. Los resultados obtenidos a través del software del modelado eléctrico de la central Agoyán para cada una de las simulaciones se presentan en los anexos 15 al 26.

Los resultados obtenidos que servirán para la evaluación del sistema de protecciones de la central Agoyán se presentan a continuación, la primera tabla muestra los resultados para el cálculo de corrientes de cortocircuito máximo, y la segunda tabla presenta los valores de las corrientes de cortocircuito mínimo.

Tabla 45. Resultados del cortocircuito trifásico y monofásico- Corriente máxima de cortocircuito

Cortocircuito trifásico						
PUNTO DE FALLA				ELEMENTOS CONECTADOS A PUNTO DE CORTOCIRCUITO		
ELEMENTO	$S_{K''}$	$I_{K''}$	I_P	ELEMENTO	$S_{K''}$	$I_{K''}$
	MVA	kA	kA		MVA	kA
BARRA 13,8 kV	2833,01	118,52	318,29	UG-01	460,92	19,28
				Lado de BT TRAFO 1 AGOYAN	2372,39	99,25
BARRA 138 kV	10276,00	42,99	103,27	Lado de AT TRAFO 1 AGOYAN	401,04	1,68
				LT A S/E BAÑOS	4737,79	19,82
LT A S/ BAÑOS	10504,91	43,95	106,11	BARRA S/E BAÑOS 138 kV	0,00	0,00
				BARRA S/E BAÑOS BT	0,00	0,00

				69 kV		
Cortocircuito monofásico						
PUNTO DE FALLA				ELEMENTOS CONECTADOS A PUNTO DE CORTOCIRCUITO		
ELEMENTO	$S_{K''}$	$I_{K''}$	I_P	ELEMENTO	$S_{K''}$	$I_{K''}$
	MVA	kA	kA		MVA	kA
BARRA 13,8 kV	559,36	70,21	188,54	UG-01	247,16	31,02
				Lado de BT TRAFO 1 AGOYAN	312,20	39,18
BARRA 138 kV	3971,06	49,84	119,72	Lado de AT TRAFO 1 AGOYAN	336,43	4,22
				LT A S/E BAÑOS	1651,84	20,73
LT A S/ BAÑOS	4007,77	50,30	121,45	BARRA S/E BAÑOS 138 kV	0,00	0,00
				BARRA S/E	0,62	0.01

				BAÑOS BT		
				69 kV		

Fuente: Los Autores

Tabla 46. Resultados del cortocircuito trifásico y monofásico- Corriente mínima de cortocircuito.

Cortocircuito trifásico						
PUNTO DE FALLA				ELEMENTOS CONECTADOS A PUNTO DE CORTOCIRCUITO		
ELEMENTO	$S_{K''}$	$I_{K''}$	I_P	ELEMENTO	$S_{K''}$	$I_{K''}$
	MVA	kA	kA		MVA	kA
BARRA 13,8 kV	2485,13	103,97	277,63	UG-01	419,02	17,53
				Lado de BT TRAFO 1 AGOYAN	2066,33	86,45
BARRA 138 kV	7951,97	33,27	79,74	Lado de AT TRAFO 1 AGOYAN	364,58	1,53
				LT A S/E BAÑOS	3616,89	15,13
LT A S/ BAÑOS	8092,45	33,86	81,60	BARRA S/E	0,00	0,00

				BAÑOS 138 kV		
				BARRA S/E BAÑOS BT 69 kV	0,00	0,00
Cortocircuito monofásico						
PUNTO DE FALLA				ELEMENTOS CONECTADOS A PUNTO DE CORTOCIRCUITO		
ELEMENTO	$S_{K''}$	$I_{K''}$	I_P	ELEMENTO	$S_{K''}$	$I_{K''}$
	MVA	kA	kA		MVA	kA
BARRA 13,8 kV	501,33	62,92	168,02	UG-01	223,50	28,05
				Lado de BT TRAFO 1 AGOYAN	277,83	34,87
BARRA 138 kV	2965,96	37,23	89,23	Lado de AT TRAFO 1 AGOYAN	327,79	4,11
				LT A S/E BAÑOS	1158,58	14,54

LT A S/ BAÑOS	2941,71	26,92	88,99	BARRA S/E BAÑOS 138 kV	0,00	0,00
				BARRA S/E BAÑOS BT 69 kV	0,78	0.01

Fuente: Los Autores.

Con respecto a la tabla 45, en el cortocircuito trifásico se deduce que la potencia de cortocircuito en la línea de transmisión y en las barras de 13,8 kV y 138 kV da como resultado valores altos en comparación con el cortocircuito monofásico en el escenario de demanda máxima mientras que, en el cortocircuito monofásico correspondiente al escenario uno, esto es cuándo el generador está despachando la máxima potencia, para este caso se calcula las corrientes máximas de cortocircuito, se observa que en la barra de 138 kV existe la potencia inicial de cortocircuito superior al que se presenta en la barra de generación esto se debe por el voltaje diferente en cada barra.

Si se observa la tabla 46, corresponde al escenario de demanda mínima de despacho, esto es de utilidad para el cálculo de las corrientes mínimas de cortocircuito, las corrientes son menores que las corrientes en un escenario de demanda máxima, es decir existe una disminución de corrientes en los puntos que se originaron las barras, por lo tanto, en el cortocircuito trifásico respecto a la demanda mínima la potencia de cortocircuito sus resultados son menores a la demanda máxima.

11.22 Comportamiento de señales eléctricas frente a cortocircuito trifásico y monofásico

En la figura 51, se observa el comportamiento de la corriente en kA de las fases de la unidad de generación #1 de la central Agoyán conectadas a la barra de 13,8 kV, la gráfica corresponde a un evento de cortocircuito monofásico ocurrido en la fase b a los dos segundos como ejecución, se puede observar claramente el incremento de corriente desde 3,05 kA en condiciones normales de operación. Al momento de ocurrir el cortocircuito monofásico en la barra de generación, las magnitudes de corriente de las fases se incrementan a valores de 82,047 kA en

la fase afectada. A los 2.1 seg en donde se procede a despejar la falla se observa que, en los 100 milisegundos posteriores al despeje, las corrientes vuelven a sus valores nominales de operación.

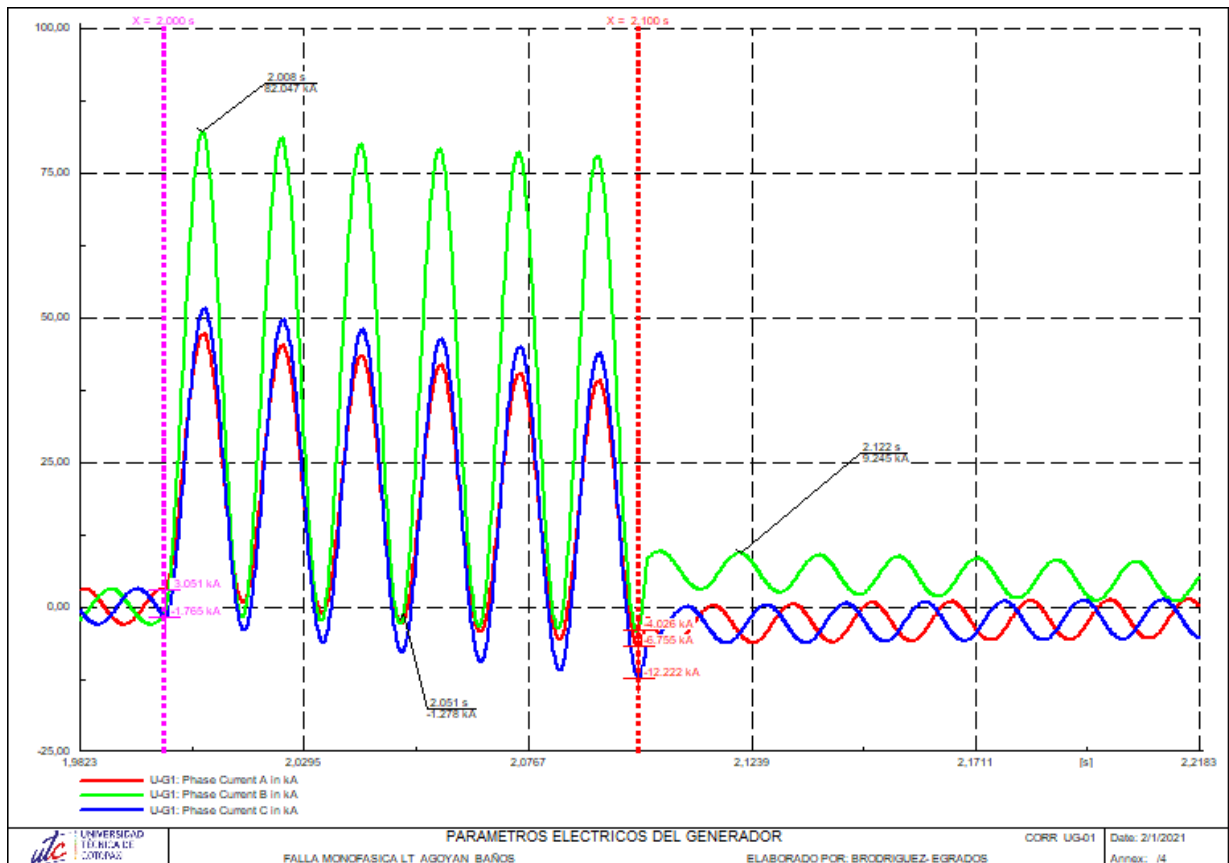


Figura 51. Oscilografía de corrientes de un cortocircuito monofásico (fase b) en la barra de 13,8 kV.

En la figura 52, se observa el comportamiento de las señales de tensión del generador #1 luego de ocurrir un evento de cortocircuito monofásico, claramente se observa que en la fase b en donde se produce el cortocircuito disminuye su nivel de tensión de 11,32 kV a 0 kV, y las fases sanas aumentan su nivel de tensión a 14,32 kV, tal y como menciona la teoría de los cortocircuitos monofásicos. Luego del transcurso de 2,1 seg; la falla es despejada y las fases del generador intentan estabilizarse a sus valores de tensiones nominales.

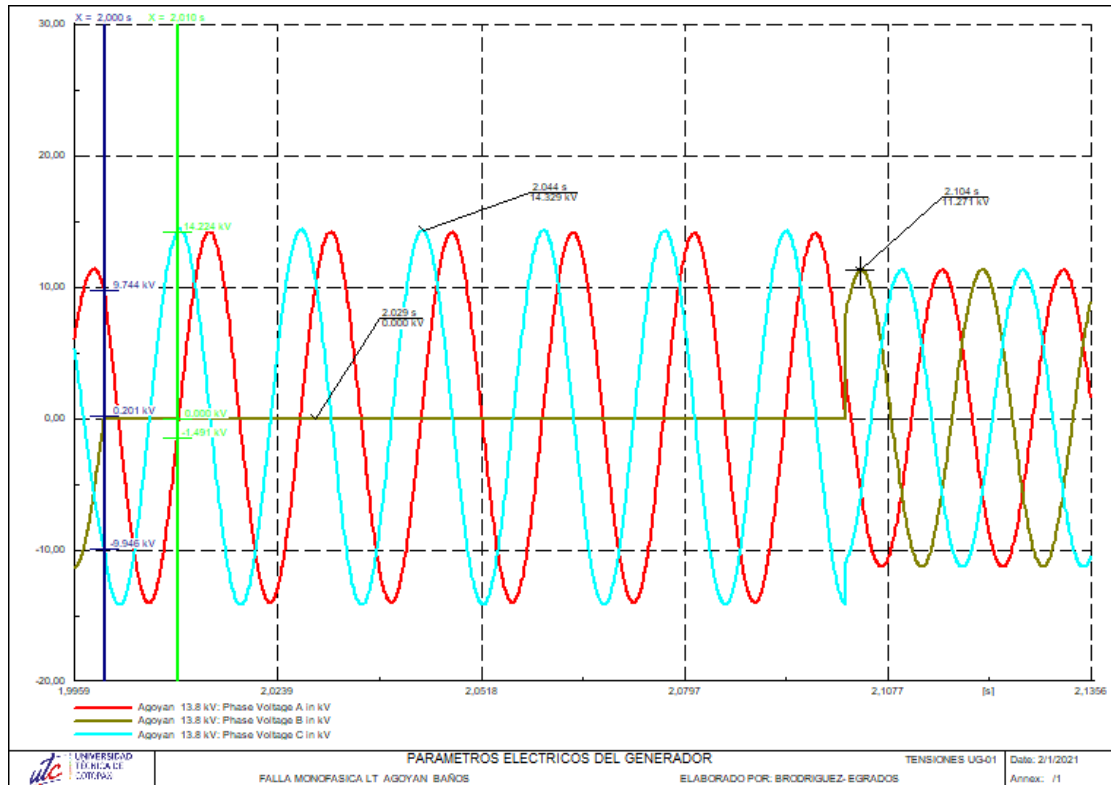


Figura 52. Oscilografía de tensiones de un cortocircuito monofásico (fase b) en la barra de 13,8 kV.

En la figura 53 se presenta la gráfica de estabilidad angular de la unidad de generación #1, a los 2 segundos sucede un evento de cortocircuito monofásico en la barra de generación, esto hace que el ángulo del rotor con referencia al ángulo de la máquina varíe un poco, es decir empieza a oscilar en el tiempo, esto es peligroso debido a que una oscilación grave dentro del sistema podría hacer que el sistema nacional colapse. Transcurrido 2 segundos la falla es despejada, y el generador empieza a volver a condiciones normales de operación, en la gráfica se muestra que el tiempo de oscilación de la máquina es de hasta tres segundos. Luego de este tiempo, el generador vuelve a sus condiciones normales de operación.

En la figura 55, se observa la potencia de la turbina del generador # 1 en por unidad de un cortocircuito trifásico y se concluye que la potencia permanece constante con un valor de 0,61 p.u. es decir, no se ve afectado por el cortocircuito suscitado.

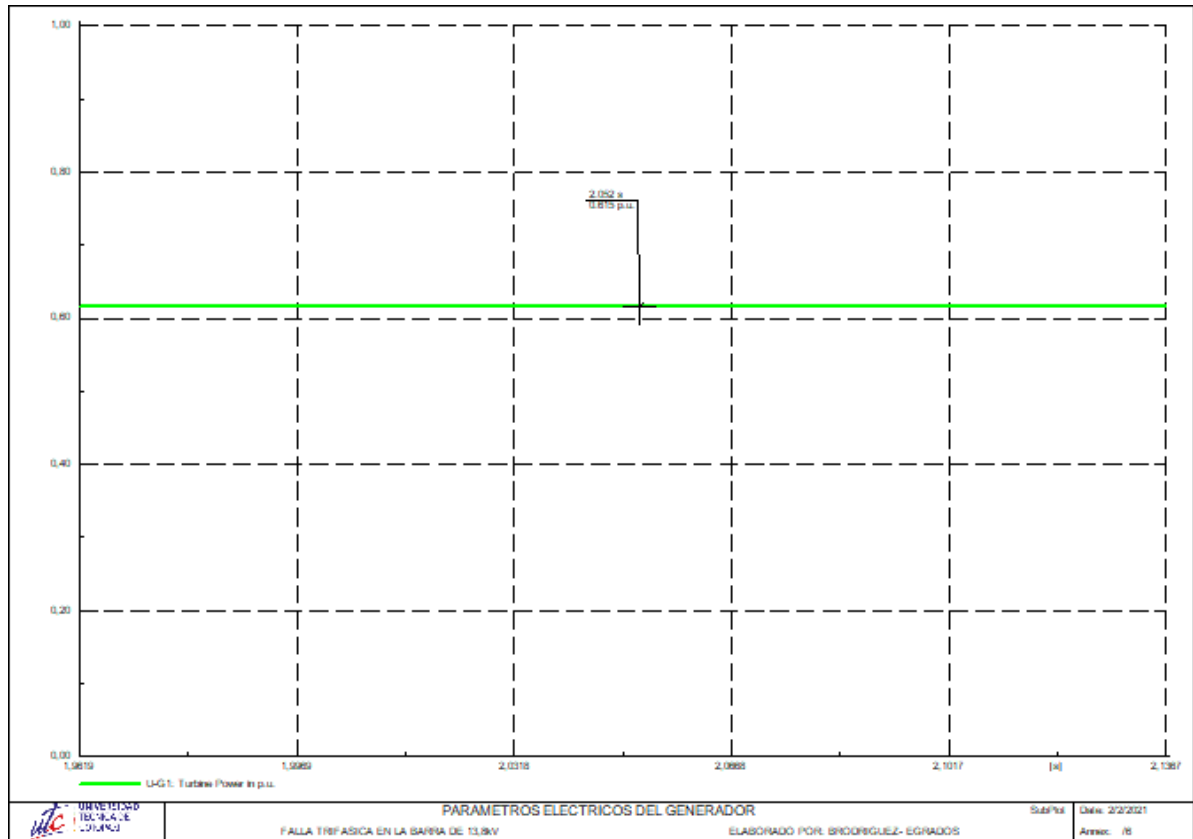


Figura 55. Potencia de la turbina en p.u. trifásica.

En la figura 56, se observa el comportamiento de la corriente en kA de las fases de la unidad de generación #1 de la central Agoyán conectadas a la barra de 13,8 kV, la gráfica corresponde a un evento de cortocircuito trifásico ocurrido en la fase b durante los dos segundos, se observa que la corriente tiene un valor de 3,03 kA en condiciones normales de operación. Después de que el cortocircuito trifásico en la barra de generación, las magnitudes de corriente de las fases se incrementan a valores de 51,20 kA en la fase afectada.

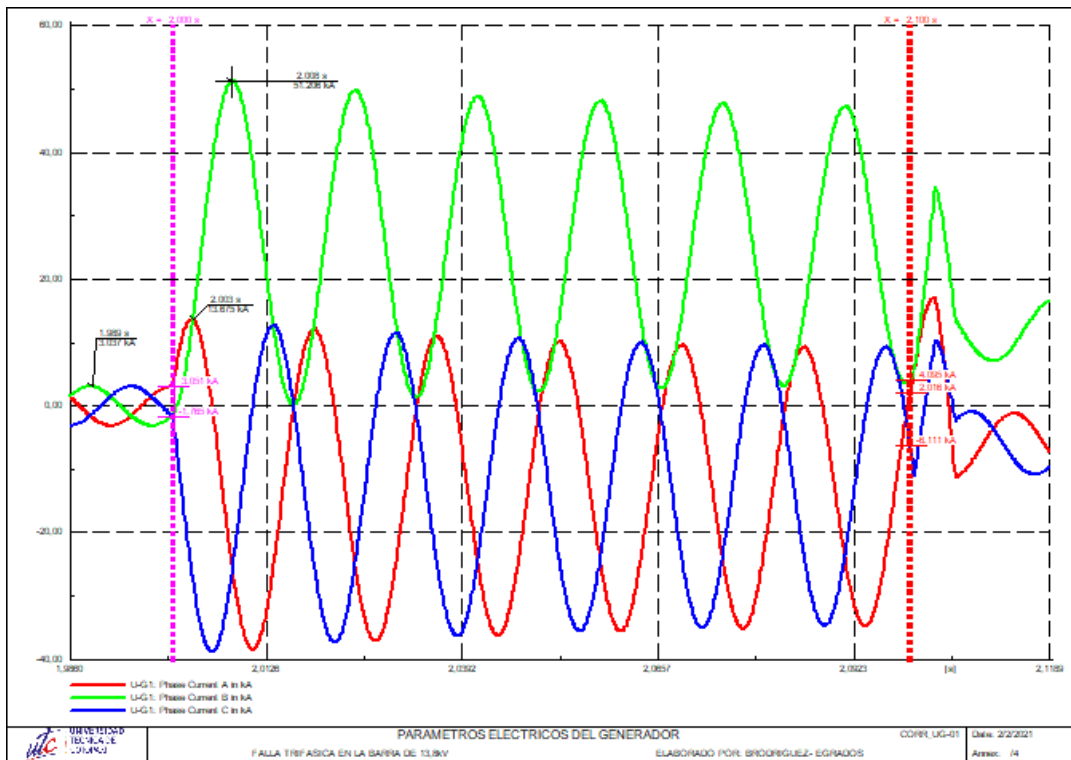


Figura 56. Oscilografía de corrientes de un cortocircito trifásico en la barra de 13,8 kV.

En la figura 57, se observa el comportamiento de las señales de tensión que están conectadas al generador mediante la barra de 138 kV inmediatamente de ocurrir un evento de cortocircito trifásico, se observa que en las fases donde se produce el cortocircito disminuye su nivel de tensión de 111,78 kV a 0 kV. Después del transcurso de 2.1 seg; la falla es despejada y las fases intentan estabilizarse a su valor de tensión nominal.

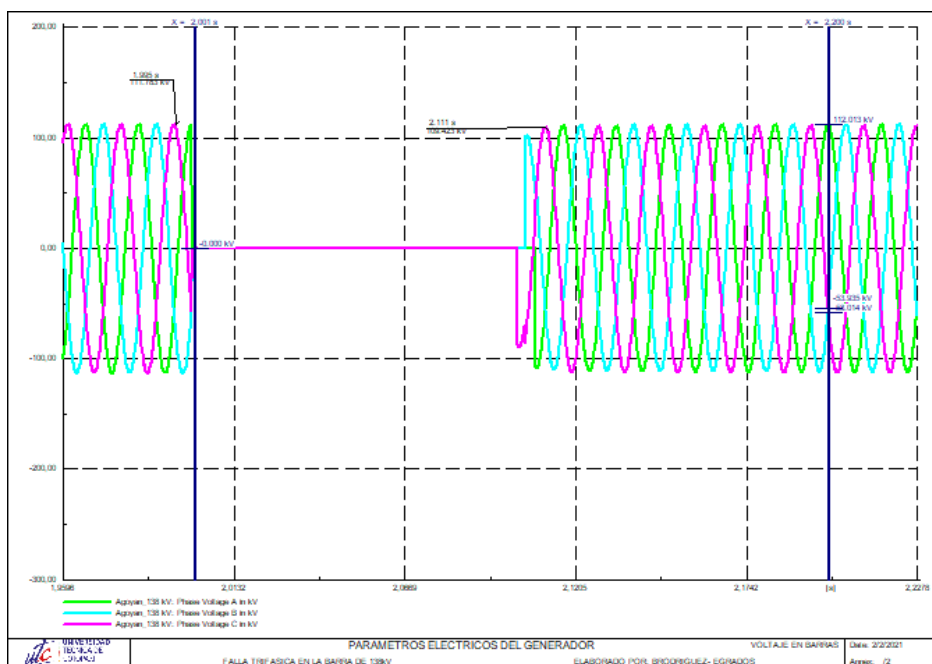


Figura 57. Oscilografía de tensiones de un cortocircito trifásico en la barra de 138 kV.

11.23 Evaluación de las protecciones eléctricas del generador UG-01

En el momento que se presentan condiciones anormales en el sistema de potencia, los principales elementos que protegen a las unidades de generación son los relés de protección, estos se establecen dependiendo del comportamiento del sistema eléctrico cuándo se enfrentan a perturbaciones.

En esta sección se realiza la evaluación y la propuesta de ajuste de las funciones de protección definidas en la sección 11 para la unidad de generación #1 de la central Agoyán.

Para poder cumplir con este objetivo es importante estudiar el modelo eléctrico del sistema actual de protecciones del generador #1, esto permitirá que los relés de protección cumplan con sus propiedades básicas como son: selectividad y fiabilidad. Cuando se cuenta con un buen sistema de protección se garantiza anulación y reducción de daños en los equipos de la central y la disminución de costos por la salida de las unidades de generación.

El correcto ajuste de los relés del sistema de protección debe ser selectivo frente a cualquier evento de falla o condición anormal del sistema, por tal razón es importante determinar tiempos de actuación en coordinación con los demás relés del sistema, de esta manera permite clasificar a la protección como primaria o de respaldo.

Para el respectivo ajuste de cada relé de protección se utiliza recomendaciones de bibliografía especializada, y se basa en normas dictadas por la IEEE o la IEC.

El modelo, el tipo y el nombre de los relés de protección del generador #1 de la central Agoyán se detallan en la tabla 47:

Tabla 47. Relés electromecánicos empleados para proteger al generador #1 de la central Agoyán.

TIPO	NOMBRE	MODELO
87G	PROTECCIÓN DIFERENCIAL	TAG-2-D
64B	RELÉ DE TENSIÓN A TIERRA	CV-8-D
64N	RELÉ DE FALLA A TIERRA DEL ESTATOR	RAGEA
12G	RELÉ DE VELOCIDAD	TSG-D
60G	RELÉ DE VOLTAJE BALANCEADO	TVM-1-D

49G	RELÉ DE PROTECCIÓN TÉRMICO	BL-1F-D
46G	RELÉ DE SECUENCIA NEGATIVA DE FASE	COQ
32G	RELÉ DE POTENCIA INVERSA	CW-12-B-D
24G	RELÉ DE SOBREFLUJO	TVF-1B-D
37G	RELÉ DE PERDIDA DE POTENCIA	KW-3-D
40G	RELÉ DE PERDIDA DE CAMPO	TZF-1-D
27G	RELÉ DE BAJOVOLTAJE	KV-13B-D
59G	RELÉ DE SOBREVOLTAJE	SFB-1-D
51V(A)	RELÉ DE SOBRECORRIENTE DE VOLTAJE CONTROLADO	COR-2B-D
51V(B)	RELÉ DE SOBRECORRIENTE DE VOLTAJE CONTROLADO	COR-2B-D
51V(C)	RELÉ DE SOBRECORRIENTE DE VOLTAJE CONTROLADO	COR-2B-D

11.24 Calibración y ajuste del sistema de protección del generador #1

El generador síncrono es el elemento del sistema eléctrico de potencia que cuenta con el mayor número de protecciones para su actuación. Debido a que tiene que enfrentarse tanto a fallas internas como externas en condiciones anormales de operación.

Los relés seleccionados para el ajuste correcto de operación son los que se detallan a continuación:

- 87G PROTECCIÓN DIFERENCIAL
- 64B RELÉ DE TENSION A TIERRA
- 64N RELÉ DE FALLA A TIERRA DEL ESTATOR
- 12G RELÉ DE VELOCIDAD
- 60G RELÉ DE VOLTAJE BALANCEADO
- 49G RELÉ DE PROTECCIÓN TÉRMICO
- 46G RELÉ DE SECUENCIA NEGATIVA DE FASE
- 32G RELÉ DE POTENCIA INVERSA
- 24G RELÉ DE SOBREFLUJO
- 37G RELÉ DE PERDIDA DE POTENCIA
- 40G RELÉ DE PERDIDA DE CAMPO
- 27G RELÉ DE BAJOVOLTAJE
- 59G RELÉ DE SOBREVOLTAJE
- 51V(A) RELÉ DE SOBRECORRIENTE DE VOLTAJE CONTROLADO
- 51V(B) RELÉ DE SOBRECORRIENTE DE VOLTAJE CONTROLADO
- 51V(C) RELÉ DE SOBRECORRIENTE DE VOLTAJE CONTROLADO

Utilizando los resultados obtenidos en el estudio de flujo de potencia y en el de cortocircuitos, y teniendo los datos técnicos de la unidad de generación #1, los datos de los TCs y TPs, se procede a realizar el ajuste correcto del sistema de protección, en función a los manuales de operación de los fabricantes de los relés de protección.

11.24.1 Protección diferencial 87G

Para realizar la calibración del relevador 87G primeramente se debe dimensionar los TCs.

Corriente nominal del generador

$$I_n = 3556 \text{ A}$$

Corriente máxima de cortocircuito

$$Ik'' = 19,28 \text{ kA}$$

La norma IEC 60044-1 menciona los TCs que deben usarse para la protección diferencial en el caso de la central Agoyán están instalados los TCs de clase 5P20.

$$\frac{Ik''}{20} = \frac{19,28 \text{ kA}}{20} = 964 \text{ A}$$

$$I_n = 3556 \text{ A}$$

Por lo tanto, la corriente nominal define la relación de transformación asumiendo que el relé trabajará con una corriente nominal de 5 A, la relación de transformación es igual a:

$$RTC = \frac{3556}{5}$$

La relación de transformación estándar del relé es la siguiente:

$$RTC = \frac{4000}{5}$$

El porcentaje de error introducido por los TCs es del 1% cuando fluye una corriente de 5 A.

$$\text{máximo error} = 1 \% + 1 \% = 2 \%$$

La corriente nominal secundaria de los TCs es:

$$I_{n \text{ sec}} = 3556 \text{ A} * \frac{5}{4000} = 4,445 \text{ A}$$

A continuación, se realiza el cálculo de la corriente diferencial y de restricción.

Corriente diferencial:

$$I_d = I_{n \text{ sec}} * \%error$$

$$I_d = 4,445 \text{ A} * 0,02 = 0,088 \text{ A}$$

Corriente de restricción:

$$I_r = \frac{I_{n \text{ sec}1} + I_{n \text{ sec}2}}{2}$$

$$I_r = \frac{4,445 + 4,445}{2}$$

$$I_r = 4,445 \text{ A} \approx 5 \text{ A}$$

En la figura 58 se muestra las zonas de operación del relé diferencial con su respectivo diagrama de conexiones.

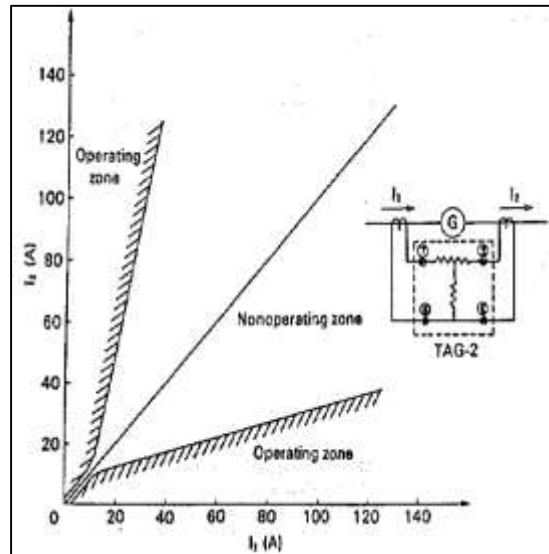


Figura 58. Características de la protección diferencial de la unidad de generación UG1 de la central Agoyán: [23].

11.24.2 Protección de sobretensión a tierra 64B

El relé de la central Agoyán es de 208 V con Taps posibles de 30 - 60 V, este relé es para protección de tierra del sistema.

Actualmente el relé está ajustado con un TAP de 60 y un dial de 6, con estos datos obtenemos el tiempo de actuación para la tensión de falla a tierra en el devanado secundario del TP:

$$\text{Valor de tensión} = 5\% * V_{\text{nominal}} T_c$$

$$\text{Valor de tensión} = 5\% * \frac{13800}{\sqrt{3}} = 398,7$$

$$RTP = \frac{13800}{115} = 120 \text{ V}$$

$$\text{Valor de tensión} = \frac{398,37}{120} = 3,32 \text{ V}$$

$$\text{Veces el Tap} = \frac{3,32}{60} = 0,055$$

La curva de actuación viene dada por el fabricante de relé presentada en la figura 59.

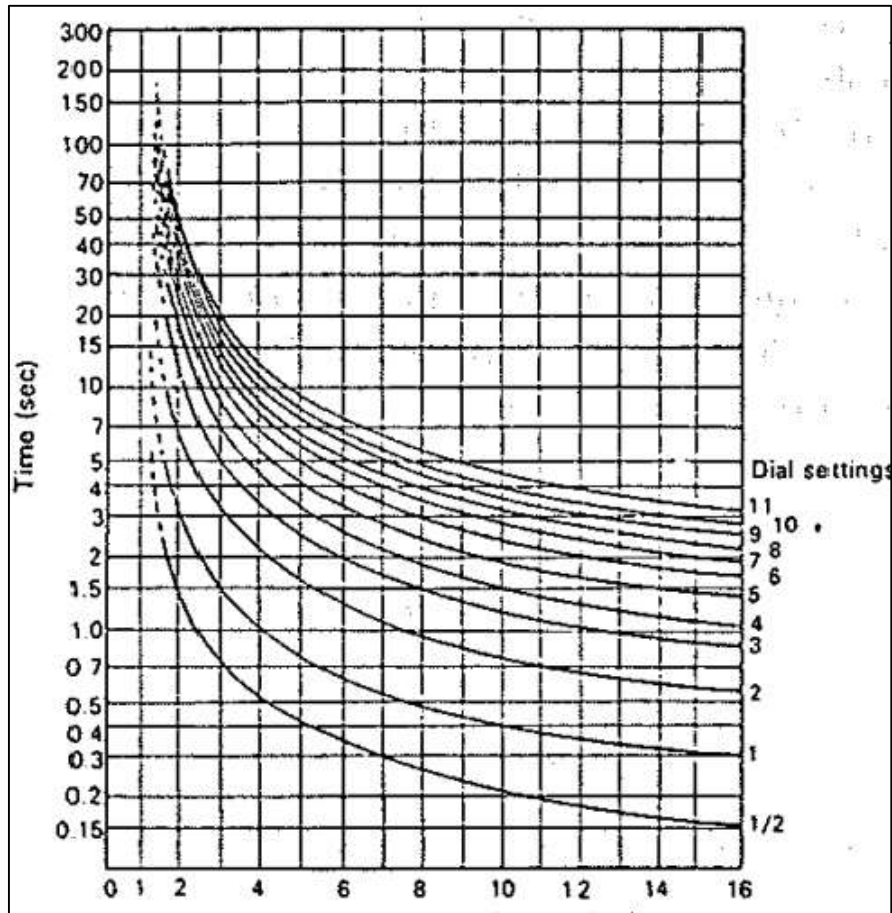


Figura 59. Curva de actuación del relé de sobretensión a tierra de la central Agoyán [24].

Por lo tanto, con un dial de 6 y una tensión de 0.055 veces e Tap, el tiempo de actuación es de 15 segundos según la gráfica 59.

El valor de reinicio según el fabricante es el 80 % del valor Del TAP actual, es decir:

$$V_{reinicio} = 48 V$$

11.24.3 Protección de falla a tierra del estator 64N

Al momento de seleccionar un valor típico de voltaje del tercer armónico que el generador sea capaz de entregar se obtiene la siguiente expresión:

$$V_{hmax} = 5\%V_{FN}$$

$$V_{hmax} = 5\% \left(\frac{13800}{\sqrt{3}} \right) = 398,37 V$$

$$V_{hmin} = \frac{V_{hmax}}{2} = \frac{398,37}{2} = 199,18 V \approx 200 V$$

Cuando ocurre una falla a tierra al 5% del estator se tiene $V_{64N} = \frac{V_{TD}}{N}$, donde N es la relación de transformación del transformador. El voltaje de ajuste para la protección 64N, es igual a:

$$V_{64N} = 5\%V_{hmax} * \frac{1}{N}$$

$$V_{64N} = 0,05 * 398,37 * \frac{115}{\frac{13800}{\sqrt{3}}} = 0,28 V$$

El tiempo de operación es $t_{op} = 5 \text{ segundos}$.

El ajuste de inhibición bajo voltaje deberá ser del 20 % del nominal, ajuste recomendado 40 V.

11.24.4 Protección de velocidad 12G

De acuerdo a la tabla 14, el fabricante del relé de sobre velocidad recomienda que el ajuste de la protección sea 140 % con condiciones de entrada del 105 % del valor seteado.

Por lo tanto, el ajuste de la protección 12 de la unidad generadora #1 de la central Agoyán se mantiene en 140 % del tap.

11.24.5 Protección de voltaje balanceado 60G

A continuación, se realiza el ajuste típico de esta protección:

$$\Delta V = 20 \% \text{ de desbalance}$$

$$\Delta V = 0,20(115) = 23 V$$

11.24.6 Protección térmica 49G

Con la intensidad de corriente térmica de forma permanente $I_{\max pri}$ se puede calcular el factor k_{prim} .

$$k_{prim} = \frac{I_{\max pri}}{I_{n prim}}$$

La intensidad permanente admisible para el objeto a proteger generalmente se conoce a partir de los datos del fabricante. En caso de no disponer este dato se elige el valor de aproximado de 1,15 veces la intensidad nominal.

$$k_{prim} = \frac{1,15 * 3556}{4000} = 1,02$$

La constante térmica de tiempo es de 600 segundos en el cual la sobrecarga encuentra su límite y se activan las protecciones. Este valor se toma por recomendación debido a que se hace necesaria la curva de calentamiento de la máquina.

Cuando se llega a determinado nivel de sobrecarga es posible emitir una señal de alarma, este nivel representa al mismo tiempo el umbral de reposición para la orden de disparo. El nivel de alarma se introduce como un porcentaje de la sobre temperatura de disparo con un 83 %.

A continuación, se realiza el ajuste típico de esta protección:

$$I = 4,5 A * 1,02 = 4,5 A$$

$$Tap 1 = 4,5 A$$

$$Tap 2 = 4,5 A$$

11.24.7 Protección de sobreflujo 24G

El nivel de alarma donde la relación de tensión y frecuencia para el generador en trabajo normal no debe sobrepasar el valor de operación, este valor se configura teniendo en cuenta la norma IEEE STD C37.102-2006 donde indica que para generadores el valor típico de alarma debe ser de 1,05 V/Hz, con un tiempo de 10 segundos.

Además, el nivel de disparo es cuando la relación tiene un valor de 1,18 V/Hz recomendado por la norma IEEE STD C37.102-2006. El tiempo para generar el disparo es de 2 segundos.

$$Valor_{alarma} > 1,05 \frac{V}{Hz}; t_{alarma} = 10 \text{ seg}$$

$$Valor_{disparo} \gg 1,18 \frac{V}{Hz}; t_{disparo} = 2 \text{ seg}$$

11.24.8 Protección de bajovoltaje 27G

A continuación, se realiza el ajuste típico de esta protección:

- Voltaje de alarma

$$U(Alarma) = 90\%V_n$$

$$U(Alarma) = 0,9 * 13800V * \frac{115}{13800} = 103,5 V$$

- Voltaje de disparo

$$Udisapro = 60\%V_n$$

$$Udisapro = 0,6 * 13800V * \frac{115}{13800} = 69 V$$

$$t_{op} = 0,5 \text{ seg}$$

11.24.9 Protección de relé de sobrevoltaje 59G

El relé electromecánico actualmente instalado en la central Agoyán tiene una característica de actuación instantáneo, debido a esto, se toma valores recomendados por la norma IEEE Std C37.102-2006, y luego se determina el Tap que debe tener el relé para despejar la falla de una forma instantánea.

Los valores recomendados por la norma son:

Alarma: 110 % Vn; 10 < t < 15 s

Disparo: 150 % Vn; tiempo: 2 ciclos < t < 5 ciclos

- Ajuste de arranque del primer umbral.

Este ajuste corresponde a la etapa de alarma del relé, el ajuste es de 110 % de la tensión nominal del generador, es importante indicar el valor de ajuste de alarma al secundario del TP, por lo cual será dividido por su relación de transformación.

$$RTP = \frac{13800}{115} = 120 V$$

$$Valarma = 1,1 * Vn$$

$$Valarma = 1,1 * 13800$$

$$Valarma = 15180 V$$

$$V < 1 AJUSTE = \frac{Valarma}{RTP}$$

$$V < 1 AJUSTE = \frac{15180}{120}$$

$$V < 1 AJUSTE = 126,5 V$$

- Ajuste de temporización del primer umbral de funcionamiento

Este valor según la norma debe encontrarse entre el rango de: 10 < t < 15 s.

Para nuestro relé se escogerá 10 segundos.

$$V < 1 Temporización = 10 seg$$

- Ajuste de disparo del relé

El ajuste de disparo es el 150 % de la tensión nominal del generador según la norma.

$$RTP = \frac{13800}{115} = 120 V$$

$$Valarma = 1,5 * Vn$$

$$Valarma = 1,5 * 13800$$

$$Valarma = 20700 V$$

$$V < 2 AJUSTE = \frac{Valarma}{RTP}$$

$$V < 2 AJUSTE = \frac{20700}{120}$$

$$V < 2 AJUSTE = 172,5 V$$

El rango máximo permitido según el fabricante para el disparo del relé es de 140 V. Con este valor se calibrará este relé.

Actualmente el relé está ajustado con un tap de 135, no hay dial en este tipo de relé. Entonces se tiene:

Para Valarma se tiene:

$$veces\ el\ TAP = \frac{Valor\ de\ tensión}{TAP}$$

$$veces\ el\ TAP = \frac{126,5}{135} = 0,9370$$

Para Vdisparo se tiene:

$$veces\ el\ TAP = \frac{Valor\ de\ tensión}{TAP}$$

$$veces\ el\ TAP = \frac{140}{135} = 1,04$$

Para acercarnos a la curva de operación más exacto del relé electromecánico actual de la central, se utiliza la curva de actuación del relé de sobretensión de la figura 60.

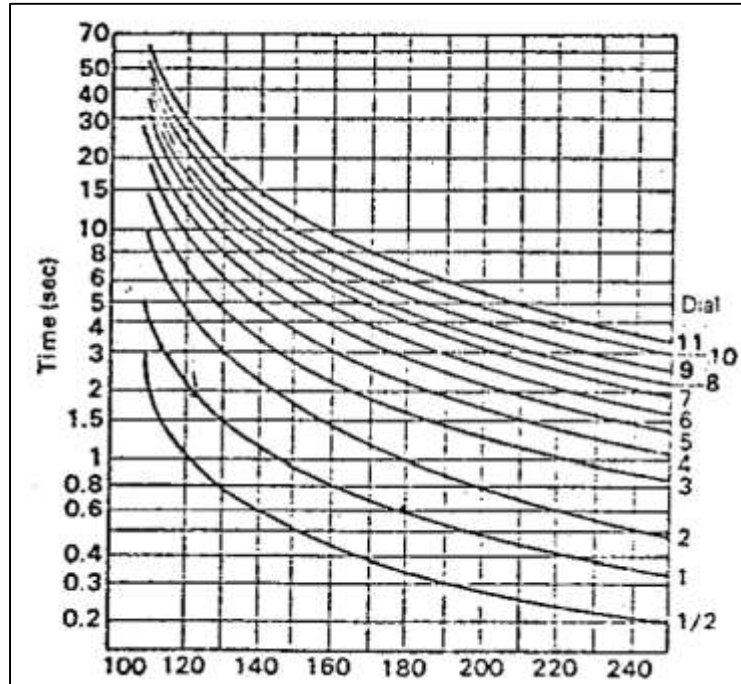


Figura 60. Curva de actuación del relé de sobretensión CV5 (Datasheet Mitsubishi Ac Voltage Relay) [24].

Utilizando la curva de actuación del DIAL 1 se obtienen los tiempos recomendados de actuación del relé 59 G.

Para Valarma se obtiene un tiempo de actuación de: 1,5 seg.

Para Vdisparo se obtiene un tiempo de actuación de: 1 seg.

11.24.10 Protección de sobrecorriente de voltaje controlado 51V

A continuación, se realiza el ajuste típico de esta protección:

Cálculo del tap:

$$I_{tap} = 0,8 * I_n * \frac{5}{4000}$$

$$I_{tap} = 0,8 * 3556 * \frac{5}{4000} = 3,5A$$

Cálculo del dial:

$$I_{sc} = 3556A * \frac{5}{4000} = 4,445A$$

Veces del tap

$$\frac{4,445A}{3,5A} = 1,27$$

$$t1 = 0,17 \text{ seg}$$

El tiempo de margen para estos relés es de 0,3 a 0,5 segundos en este caso se utilizó un tiempo

de 0,4 segundos por recomendación del fabricante.

$$t_{\text{margen}} = 0,4 \text{ seg}$$

$$t_2 = t_1 + t_{\text{margen}}$$

$$t_2 = 0,17 + 0,4 = 0,57 \text{ seg}$$

Se calcula la constante k

$$k = \frac{2}{0,22} = 9$$

$$\text{corriente de entrada en \%} = \frac{k(1,25 - 1) + 1}{1,25} * 100$$

$$\text{corriente de entrada en \%} = \frac{9(1,25 - 1) + 1}{1,25} * 100 = 260 \%$$

$$\text{Dial} = 1$$

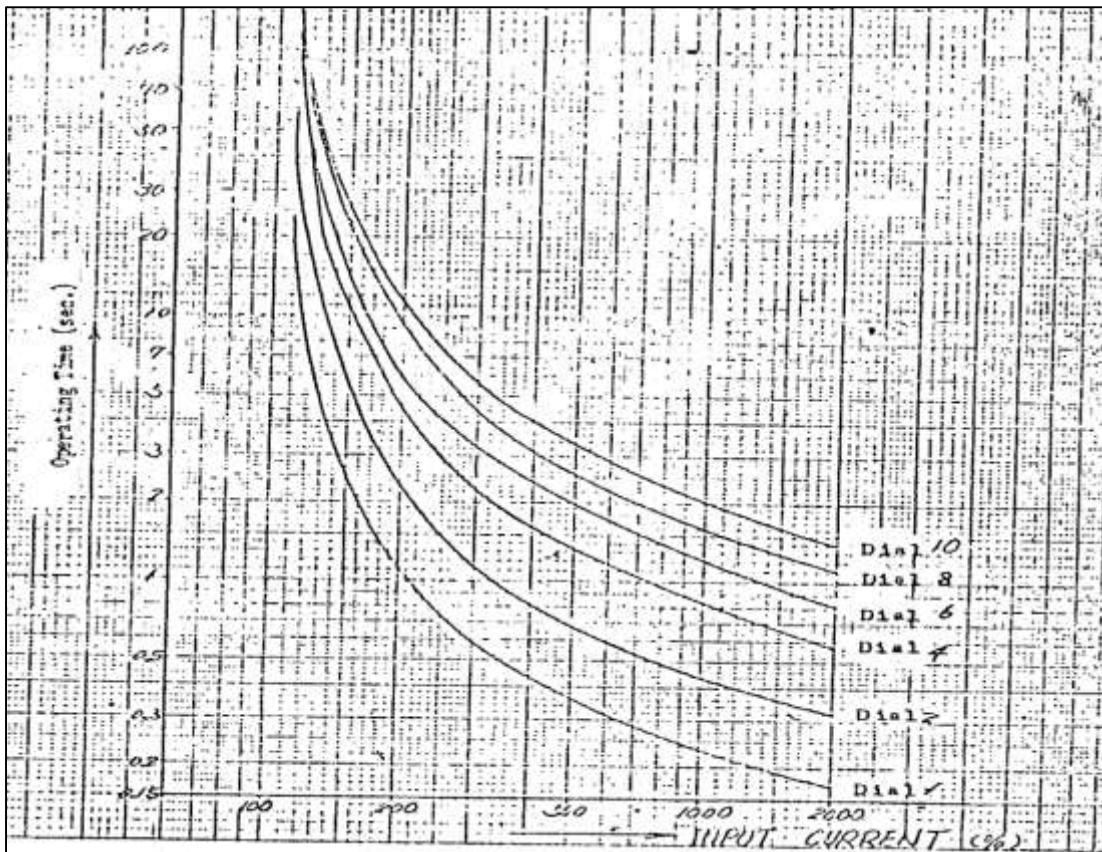


Figura 61. Curva de actuación del relé de sobrecorriente tipo COR-2B-D [25].

Utilizando la curva de actuación del relé de sobrecorriente 51V se obtiene el DIAL 1 con un tiempo de operación de 0,57 seg y la corriente de entrada porcentual es de 260 %.

11.24.11 Protección de pérdida de campo 40G

Para realizar el ajuste de la protección 40G primero se debe tener los datos necesarios que son los siguientes:

Capacidad nominal del generador=85000 kVA

Voltaje nominal=13,8 kV

Impedancia síncrona X_d p.u.=0,937

Impedancia transitoria X_d' p.u.=0,57

RTC=4000/5

RTP=13800/115

Impedancia de referencia del lado ZmB=0,4 Ω

Impedancia de referencia del lado ZmF=5 Ω

La impedancia de referencia del generador está determinada por:

$$GZ = \frac{kV^2}{kVA} * 1000$$

$$GZ = \frac{13,8^2}{85000} * 1000$$

$$GZ = 2,24 \Omega$$

El valor de la conversión del relé GZ se encuentra de la siguiente manera:

$$RZ = GZ * \frac{RTC}{RTP}$$

$$RZ = 2,24 * \frac{\frac{4000}{5}}{\frac{13800}{115}}$$

$$RZ = 14,93 \Omega$$

El valor de conversión de la impedancia síncrona X_d del lado del relé es el siguiente:

$$RXd = RZ * X_d \text{ p. u.}$$

$$RXd = 14,93 * 0,937$$

$$RXd = 13,98 \Omega$$

El valor de conversión del lado del relé de la impedancia transitoria X_d' es el siguiente:

$$RXd' = RZ * X_d' \text{ p. u.}$$

$$RXd' = 14,93 * 0,57$$

$$RXd' = 8,51 \Omega$$

El valor del tap porcentual de ajuste del lado ZF es el siguiente:

$$\%tap = 100 * \frac{ZmF}{RXd}$$

$$\%tap = 100 * \frac{5}{13,98}$$

$$\%tap = 35,76 \%$$

El valor del tap porcentual de ajuste del lado ZB es el siguiente:

$$\%tap = 100 * \frac{ZmB}{\frac{1}{2} * RXd'}$$

$$\%tap = 100 * \frac{0,4}{\frac{1}{2} * 8,51}$$

$$\%tap = 9,40 \%$$

Valor de ajuste del tap de voltaje

$$Vtap = \frac{13800 * \frac{115}{13800}}{115}$$

$$Vtap = 1$$

11.24.12 Protección contra potencia inversa 32G

Es importante configurar la protección 32G con alta sensibilidad, debido a las graves consecuencias que puede sufrir el primo motor, el fabricante del relé menciona que este tipo de primo motores requiere una potencia de motorización en el rango de 0,2 % - 2 % de la potencia nominal del generador.

Lo ajuste de calibración del relé son:

- Ajuste de puesta en marcha del relé

Potencia máxima en la central generadora

$$P_{max} = S_n * F_p$$

$$P_{max} = 85 \text{ MVA} * 0,9$$

$$P_{max} = 76,5 \text{ MW}$$

El valor de arranque debe ser menor al 50 % del valor de la potencia de motorización, el fabricante recomienda el rango de 0,2 % - 2 % para turbinas hidráulicas de la potencia nominal del generador. La potencia nominal en MW de la unidad de generación #1 de la central Agoyán es 76,5 MW. Por lo tanto, tenemos:

$$P_{nominal} = \sqrt{3} \times V_n \times I_n \times \cos\phi$$

$P_{nominal}$ = Potencia activa nominal del generador [kW].

V_n = Tensión nominal del generador [kV].

$I_n =$ Corriente nominal del generador [A].

$\cos\varphi =$ Factor de potencia del generador.

Considerando que la potencia de motorización se produce a un 2 % de la potencia nominal del generador, se tiene que: P

$$\text{motorización} = \sqrt{3} \times V_n \times I_n \times \cos\varphi \times 0,02$$

$$P_{\text{motorización}} = \sqrt{3} \times 13,8 \times 3556 \times 0,9 \times 0,02$$

$$P_{\text{motorización}} = 1,53 \text{ kW}$$

Por recomendación del dispositivo de protección el ajuste debe ser menor que el 50 % de la potencia de motorización para calibrar el relé, por lo cual se usa el 45 % para tener mayor sensibilidad en la actuación.

Es importante conocer los datos de los lados secundarios de los TPs y TCs, de la siguiente manera:

$$RTP = \frac{13800}{115} = 120 \text{ V}$$

$$RTC = \frac{4000}{5} = 800 \text{ A}$$

$$- P > 1 \text{ Ajuste} = \frac{P_{\text{motorización}}}{RTP * RTC} \times 0,45$$

$$- P > 1 \text{ Ajuste} = \frac{1,53 \text{ kW}}{120 * 800} \times 0,45$$

$$- P > 1 \text{ Ajuste} = 7,17 \text{ W}$$

- Ajuste de tiempo para el funcionamiento de la protección.

Para evitar disparos innecesarios en caso de presentarse una condición anormal en el sistema es importante ajustar el tiempo de actuación del relé, el fabricante menciona que para el elemento de temporización debe estar en el rango de 2 a 25 segundos. El fabricante recomienda un tiempo de 20 segundos en el dial 10.

$$\text{Tiempo} = 20 \text{ segundos}$$

Actualmente el relé está ajustado con un DIAL de 10, no hay tap en este tipo de relé. Y debido a que este relé es utilizado para la protección de motor, el fabricante recomienda el valor de ajuste en la posición del dial 10.

11.24.13 Protección de secuencia negativa de fase 46G

Las corrientes trifásicas desbalanceadas con producto del sistema cuando producen componentes de secuencia negativa de fase, lo cual origina una corriente de doble frecuencia en la superficie del rotor. Por tal razón es importante calcular su ajuste de una manera correcta para lograr sensibilidad en el relé de protección.

- Cálculo de ajuste

Para calibrar esta protección se procede a usar la siguiente formula:

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

Donde:

I_{alarma} = Corriente de alarma en pu

I_{Nsec} = Corriente nominal en el secundario

I_{sec} = Corriente en el secundario del TC

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

La ecuación planteada permite obtener la corriente de alarma en p.u conociendo el ajuste de alarma que debe tener el relé, la norma IEEE Std C37.102-2006 establece que para generadores de polos salientes la I_2 permisible es el 10 % de la corriente nominal.

Ahora se calcula la corriente nominal en el secundario del TC

$$I_{NSEC} = 3556 * \frac{5}{4000} = 4,445 \text{ A}$$

Se recomienda ajustar el tap en valores de 4,5 A si no existiera potencia de pérdidas.

Con esto se calcula la corriente de alarma, para el caso de estudio de la central Agoyán la corriente permisible de secuencia negativa es 10 %:

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

$$I_{alarma} = 0,1 * \left(\frac{4,445}{5}\right)$$

$$I_{alarma} = 0,0889 = 8,89\%$$

El tiempo de alarma se ajusta con el mayor admisible por el relé el cual es 40 segundos.

Ahora, se procede a realizar el cálculo que nos permitirá determinar el tiempo máximo que circula la corriente negativa, para poder ajustar la curva del relé actual, la ecuación a utilizar es:

$$K = I_2^2 * t$$

$K =$ Constante de capacidad de secuencia negativa del generador

$I_2 =$ Corriente de secuencia negativa

$t =$ tiempo en segundos

El valor de K nos da el fabricante del relé, estableciendo un valor de 40 para generadores hidráulicos. I_2 es determinado en el lado secundario del TC y el valor de K visto por el relé cambia y es el siguiente:

$$K_{rele} = K * \left(\frac{Insec}{Isec}\right)^2$$

$$K_{rele} = 40 * \left(\frac{4,445}{5}\right)^2 = 31,61 \text{ seg}$$

Por lo tanto, se ajusta a K_{rele} en 32 segundos.

Se recomienda ajustar el valor del DIAL en 4.

El valor K actualmente calibrado es de 15 segundos, esta es determinado por la curva dada por el fabricante del relé que se detalla en la figura 62.

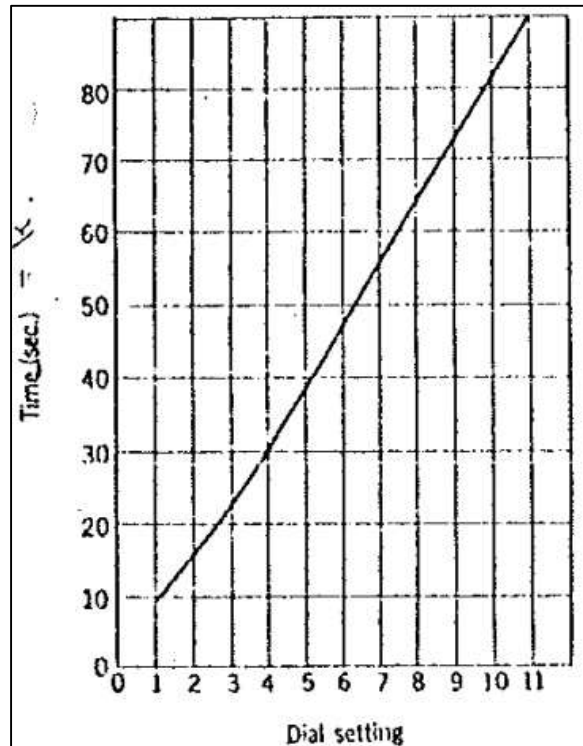


Figura 62. Calibración del dial vs K del relé de secuencia negativa de la central Agoyán [26].

Por tanto, se calcula, los valores actuales en el devanado secundario del TC.

$$K_{sec} = K_{prim} * \left(\frac{I_n}{I_{ct - prim}}\right)^2$$

$$K_{sec} = 15 * \left(\frac{3556}{4000}\right)^2 = 11,85 \text{ seg}$$

11.24.14 Protección de baja potencia 37G

El relé de protección detecta la caída de potencia del generador. El fabricante recomienda que el valor de operación el Tap debe estar en $\pm 5\%$, además para el tiempo de operación se debe seleccionar el TAP mínimo dado por el relé, para nuestro caso es el siguiente:

$$TAP_{minimo} = 0,25$$

En el relé existen dos placas de ajuste de TAPS, por tanto, el ajuste en el TAP hacia arriba y hacia abajo debe ser el mismo ajuste de corriente.

En caso de ser distintos los valores operativos tendrán error.

Por recomendación del fabricante se establece que el ajuste estándar para este relé es el Tap mínimo. Es decir:

$$TAP1 = 0,25$$

$$TAP2 = 0,25$$

En caso de ser distintos el Tap1 con el Tap2 los valores operativos tendrán error.

El tiempo de actuación de este relé es menos que 40 ms y para el tiempo de restablecimiento es

menor a 10 ms de acuerdo a la figura 63:

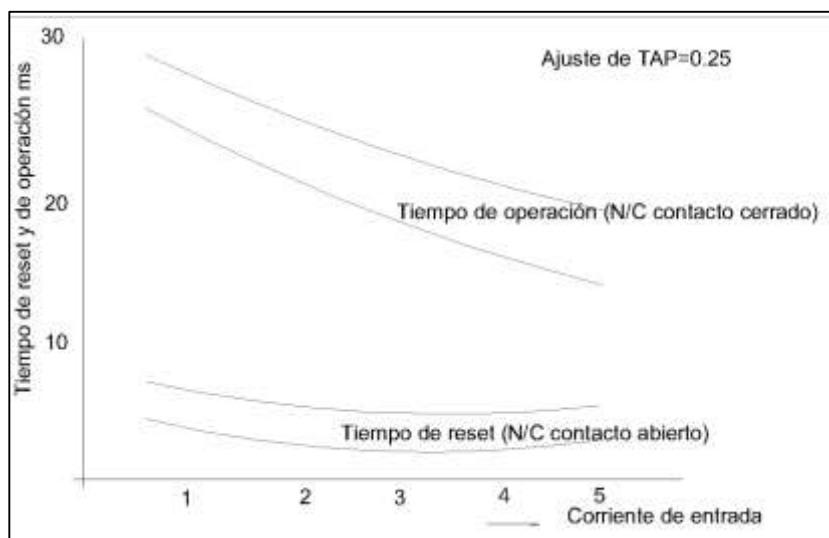


Figura 63. Características de tiempo de operación y de restablecimiento del relé 37G.

11.25 Análisis de los TCs de protección de la unidad de generación UG-01, de la central Agoyán

En el sistema de protección de la unidad de generación #1 de la central Agoyán, el equipo primario en el transformador de corriente, este cumple con el objetivo de enviar toda la información desde su devanado primario hacia los equipos conectados en el lado secundario, esto es algo de suma importancia en el sistema por tanto no deben existir errores en el funcionamiento de los TCs, debido a que puede originarse una deformación en la corriente del secundario y por ende hacer que las protecciones conectadas al Tc actúen de una incorrecta manera.

Cuando ocurre una falla en el sistema se requiere que el sistema de protección vea la falla y actúe inmediatamente dejando fuera de servicio al equipo protegido. El devanado secundario del TC debe tener de una manera aceptable la corriente de falla que atraviesa el devanado primario.

TCs de protección para el generador #1- UG-1

El Tc U-1C; utilizado para protección del generador #1 tiene la capacidad de suministrar hasta 20 veces su corriente nominal si saturarse y tiene un error máximo del 5 %, por lo tanto, un transformador saturado pierde su relación de transformación por efectos de sobrecarga o por corrientes altas de falla que soporta el equipo.

Los TCs para protección cumplen fielmente con las siguientes condiciones:

- La prestación del TC. - es el conjunto de equipos conectados en serie en el devanado secundario, es menor que en un TC de protección, debido que a que los transformadores

de instrumentos consumen menos que los relevadores.

- La clase. -viene dada por el error del valor del módulo del TC, en medición es mayor, y en los de protección, los relés electromecánicos necesitan valores aproximados de corriente.
- La saturación. - este parámetro indica hasta donde la curva de saturación puede ser lineal, es mayor en un TC de protección, aunque tenga 10 o 20 veces la corriente nominal en el primario.

Para cada TC se considera las corrientes de falla más críticas que se pueden originar en la barra de 13,8 kV. Para propósito de estudio en el análisis del proceso de saturación del TC, el efecto de la componente de corriente continua durante una falla se añade como parámetro la relación X/R de cada uno de los que aportan a la falla.

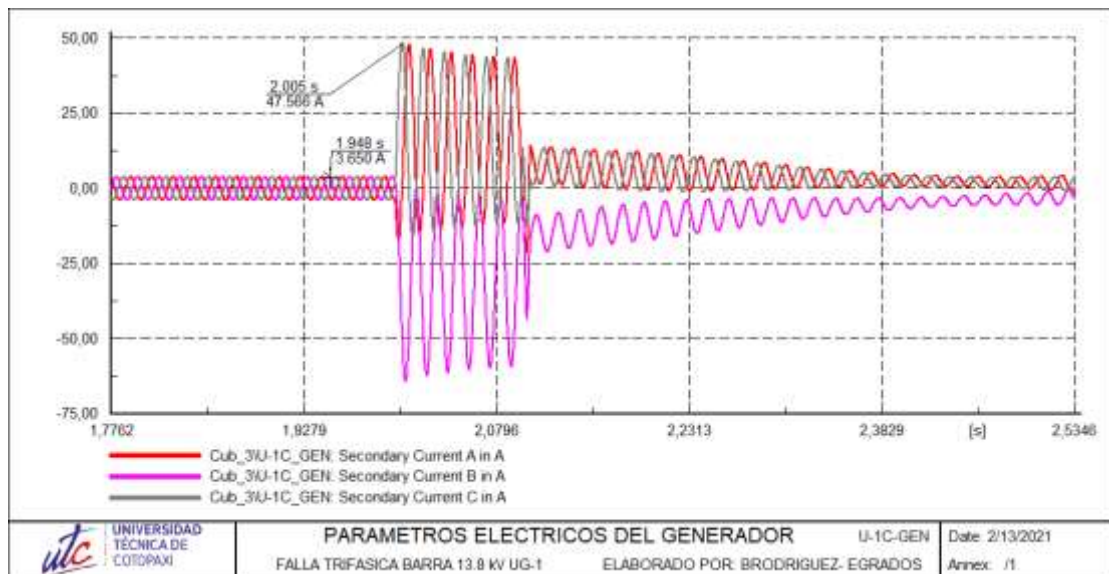


Figura 64. Esquema de saturación del Tc UC-1 de la central Agoyán

Según la simulación se obtiene que ante una falla externa trifásica en la barra de 13,8 kV, EL TC nombrado como U-1C con relación de transformación de 4000/5 que corresponde a la unidad de generación #1 tiende a saturarse una vez ocurrida la falla, para efecto de simulación se establece que la falla ocurre a los 2 segundos, las corrientes en el secundario del transformador tienden a tener un pico de corriente elevado de 47,57 A, la falla es despejada para efecto de simulación a los 100 mseg. Y esto hace que las corrientes del secundario vuelvan a sus condiciones iniciales. Este tiempo permitido es debido a la máxima corriente de cortocircuito en la barra, pudiendo variar el tiempo ante otras consideraciones.

Para el estudio del tiempo de saturación del TC U-1C se utiliza el programa de cálculo CT Saturation Calculator de la IEEE.

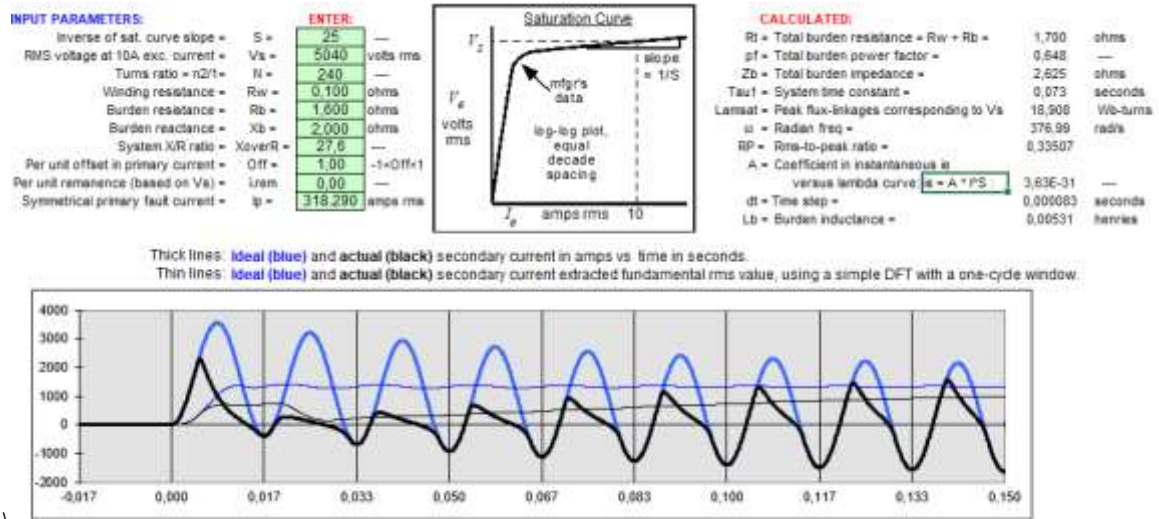


Figura 65. Tiempo de saturación del Tc U-C1 de protección del generador #1 de la central Agoyán

La grafica de la figura 65 nos permite observar lo que ocurre con el tiempo de saturación del U-1C de la central Agoyán, el TC U-1C tiende a saturarse a los antes de los 0,017 segundos, es decir que el tiempo de despeje de falla debe ser antes de los 0,1 segundos para prevención de saturación del TC. En caso de presentarse una falla monofásica en la barra de 13,8 kV, el tiempo de despeje varía en función del tipo de falla y la ubicación de la misma.

Los TC 2C Y 6C de protección para la unidad generadora tienen las mismas características eléctricas que el TC U-1C por lo cual el tiempo de saturación será igual obtenido para la falla trifásica en la barra de 13,8 kV.

Los TCs de la central Agoyán está operando de una manera correcta ante posibles eventos de falla que puedan ocurrir en el sistema.

Tabla 48. Relevadores asociados a los TCs de protección del generador #1

ESPECIFICACIONES DE LOS TCs DE PROTECCION DEL GENERADOR #1									
Nombre	Voltaje (kV)	Relación	Capacidad	Clase de Precisión	Relés asociados	Resistencia del relé Ω	Corriente máx. de cortocircuito kA	Contribución de la barra 13,8 kV	
		Primario	Secundario	Va				Corriente (A)	Relación X/R
U-1C	Neutro	4000	5	5P20	87G	0,4	19,28	99250	27,56

U-2C	Neutro	4000	5	5P20	49; 46; 32; 37; 51V A; 51V B; 51V C; 40	0,4	19,28	99250	27,56
U-6C	13.8	4000	5	5P20	87G	0,4	19,28	99250	27,56
U-7C	13.8	400	5	5P20	51V DE TENSION	0,4	19,28	99250	27,56

Fuente: Los Autores.

11.26 Análisis de fallas y disparos de la unidad UG-01, por actuación de las protecciones eléctricas.

Mediante el documento proporcionado por la central hidroeléctrica Agoyán con la colaboración del CENACE se determina que no existe fallas ni disparos de las protecciones eléctricas en el mes de enero 2020 en la unidad de generación #1 de dicha central.

Sin embargo, en el esquema de protección del autotransformador ATT 230/138 kV de la S/E Totoras se mantiene activado permanentemente el relé de sobrecorriente de 198 MVA para evitar el disparo del autotransformador por sobrecarga sostenida ante una apertura Agoyán-Totoras especialmente en demanda mínima con máxima generación de Agoyán, Topo y Pusuno.

Si la transferencia por el autotransformador ATT 230/138 kV de la S/E Totoras es superior a 128 MVA (321 A), por un tiempo mayor a 10 minutos se produce el disparo del disyuntor 52-132 de la posición Ambato en la S/E Totoras 138 kV.

11.27 Ventajas y desventajas de las protecciones electromecánicas del generador UG-01 de la central Agoyán.

Ventajas:

- Los relés de la central Agoyán tienen un menor costo en estructura que los actuales relés digitales que existen en el mercado
- La corriente nominal de los contactos de los relés puede ser superada sin quedarse fuera de servicio
- Existe la posibilidad según los manuales del fabricante de que ciertos relés puedan ser

dados en mantenimiento sin quedarse fuera de servicio

Desventajas

- Los relés de protección de la central no tienen la capacidad de buscar fallas internas en sus elementos propios
- Ocupan mayor espacio en la central
- Ya no se fabrican repuestos para los relés electromecánicos de la central
- Sus piezas móviles se degradan con el paso del tiempo
- Tienen un mayor tiempo de operación
- Algunos relés pueden contar con tecnología actual

12 CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

CONCLUSIONES

- El esquema eléctrico actual y el sistema de protecciones de la central Agoyán se encuentra en operación normal, los elementos de protección presentan tecnología electromecánica utilizando diversos elementos móviles, principio de funcionamiento basado en bobinas, estas características, en especial la velocidad responde a una coordinación de protecciones, manteniendo confiabilidad en el sistema.
- El estudio de flujo de potencia de la central mostró que los niveles de tensión en barras de baja y alta potencia cumplen los parámetros de la regulación vigente. La barra de 13,8 kV Y 138 kV posee una tensión de 1,01 e 1 p.u. respectivamente encontrándose en los rangos establecidos.
- El estudio de la curva de capacidad de la central fue indispensable en este estudio porque permite establecer los límites máximos y mínimos de potencia activa y reactiva que el generador entrega o recibe. Si los límites son superados, las respectivas protecciones actúan conforme detecten estas condiciones anormales de corrientes, tensión e impedancia.
- El ajuste correcto de las protecciones de la unidad generadora #1 a diferencia de los que ocurre con las protecciones en LT, subestaciones y alimentadores, es que no se necesita de mayor información sobre los ajustes de los relés ubicados en todo el sistema, debido a que están destinados a operar únicamente cuando se presente un evento de falla en el sistema de generación.
- El estudio de cortocircuitos efectuada en la barra de generación 13,8 kV, se efectuó para fallas trifásicas y monofásicas, obteniendo las máximas corrientes de cortocircuito para

el sistema de generación, esto fue útil para evaluar las protecciones debido a que el sistema de protección se enfrenta a las condiciones más críticas de operación.

- La conexión de los TCs y TPs los cuales envían señales de voltaje y corriente a los relés electromecánicos conectados a si, influyen en el correcto ajuste de las protecciones, por tal razón en el análisis de los TCs y TPs del generador #1 arrojó resultados positivos debido a que el tiempo de saturación son los adecuados para un correcto funcionamiento en el sistema.
- Los métodos utilizados para la evaluación de las protecciones en la central Hidroeléctrica Agoyán, basado en normas, especificaciones del fabricante y estándares. Del mismo modo, para el ajuste de cada protección se basa en el comportamiento y características que se presentan en el sistema eléctrico ante la presencia de fallas o un comportamiento inapropiado en el sistema o equipos del mismo.
- El programa DigSILENT Power Factory es una excelente herramienta de cálculo para simular sistemas eléctricos de potencia, debido a que contiene una librería para realizar estudios diversos aplicados al sistema de potencia.
- Considerando los requerimientos de la central Hidroeléctrica Agoyán y recomendaciones por parte del personal se realizó la evaluación del sistema de protecciones referente a la unidad de generación #1 de los siguientes relés de protección:

Generador

- Relé diferencial 87G
- Relé de tensión a tierra 64B
- Relé de falla a tierra del estator 64N
- Relé de velocidad 12G
- Relé de voltaje balanceado 60G
- Relé de protección térmico 49G
- Relé de secuencia negativa de fase 46G
- Relé de potencia inversa 32G
- Relé de sobreflujo 24G
- Relé de pérdida de potencia 37G
- Relé de pérdida de campo 40G
- Relé de bajo voltaje 27G
- Relé de sobrevoltaje 59G
- Relé de sobrecorriente de voltaje controlado 51V (A, B, C)

- La evaluación de las protecciones del generador se realizó correctamente, a excepción de la protección térmica 49G ya que su ajuste requiere datos de la temperatura de los devanados del generador en funcionamiento.
- Adicional al trabajo de tesis se realizó las traducciones de los manuales de las protecciones del generador que será entregado a la central Hidroeléctrica Agoyán, con el objetivo de que puedan contar con un folleto de consulta para realizar las debidas instalaciones, mantenimiento y ajustes de los relevadores.

RECOMENDACIONES

- La central Hidroeléctrica Agoyán es una de las más importantes centrales de generación en el Ecuador, por ende, debe contar con calibraciones precisas de su sistema de protección, esto hará que la confiabilidad de las dos unidades de generación mejore.
- Lo TCs del sistema de protección del generador #1 son importantes para el correcto ajuste de protecciones, por tal razón es necesario realizar pruebas de magnetización a través de un plan de mantenimiento preventivo correcto, para conseguir buena calidad y continuidad del sistema. Además, se recomienda conseguir parámetros como resistencia interna, capacidad, clase y precisión de cada TC para un estudio de saturación con el efectuado en esta tesis.
- Es recomendable seguir en tiempo real los ajustes de calibración de los relés de protección, para lograr un alto grado de confiabilidad en el sistema.
- El sistema de protección de la central Agoyán tiene tecnología electromecánica desde hace más de 30 años, por tanto, es recomendable actualizar el sistema de protección a tecnología digital. Mediante el estudio de la presente tesis se determina que las funciones de protección de SIPROTEC 5 7UM85 serían aplicables a la protección del generador.
- La propuesta de ajuste de las protecciones del generador #1 será usado como referencia, será el fabricante de estos equipos que defina el ajuste final de los relés de protección para garantizar un correcto funcionamiento dentro del sistema.
- Es recomendable mencionar a los docentes de la carrera de Ingeniería Eléctrica que en la cátedra de protecciones eléctricas se abarque el estudio de protecciones de todos los relés del sistema de generación y se amplié el estudio mediante relés digitales, de tal modo que al poner en práctica los conocimientos en el ámbito laboral puedan hacer uso de estos conocimientos de la mejor manera.

- Al momento de realizar el mantenimiento de los relés de protección de la central Hidroeléctrica Agoyán es recomendable revisar el manual para realizar la instalación correcta, calibración y evitar errores humanos por parte del personal.
- Se recomienda al personal técnico que realice capacitaciones para el buen funcionamiento de los equipos y conexiones del sistema de protección de la central Hidroeléctrica Agoyán.

13 BIBLIOGRAFÍA

- [1] R. C. Senmache, *Estudio de coordinación de protecciones con el software ETAP versión 12.6 del proyecto túnel línea amarilla ubicado en el distrito de Rimac, región Lima-Perú*, Villa-El Salvador : 1, 2018.
- [2] A. P. Q. Carrera, «Implementación de un sistema de protección mediante relés digitales multifuncionales para el generador y transformador de la unidad #3 de la central Termoeléctrica Santa Rosa, parroquia Cutuglagua, cantón Mejía de la provincia de Pichincha.,» 1, Latacunga-Ecuador , 2015.
- [3] J. P. Fárez Pucha y W. F. Mendieta Benavides , «Estudio de definición del sistema de protecciones de la central hidroeléctrica Saymirín y su coordinación.,» 1, Cuenca-Ecuador, 2013.
- [4] S. Ramírez, *Protección de Sistemas Eléctricos, Manizales: Universidad Nacional de Colombia*, 2003.
- [5] G. E. Simbaña Pulupa y R. V. Apolo Armijos , «Coordinación de protecciones de la Refinería Shushufindi considerando el ingreso de un nuevo turbogenerador de 5 MW,» 1, Cuenca, 2018.
- [6] M. Ramírez, «Protección de Sistemas Eléctricos de Potencia,» 1, Nuevo León , 2005.
- [7] M. Villaroel , *Protecciones Eléctricas*, Bogotá : 3, 2002.
- [8] . S. Horowitz y A. Phadke, *Power System Relaying Fourth Edition*, United Kingdom: Research Studies Press Limited, 2014.
- [9] I. S. C37.102-1995, «IEEE Guide for AC Generator Protection,» *IEEE*, vol. 1, n° 1, p. 26, 1995.
- [10] H. Joachim-, «Generator Protection,» Nuremberg, 2017.
- [11] C. Heredia, «Protección digital diferencial y frecuencia.,» Quito, 2011.

- [12] P. Vásquez, «CFE,» 15 Mayo 2011. [En línea]. Available: <https://proteccionesitp.files.wordpress.com/2017/06/9-proteccion-de-generadores-cfe.pdf>.
- [13] E. Harper, Protección de instalaciones eléctricas industriales y comerciales., México: Limusa S.A., 1990.
- [14] H. Bentarzi, «Relé de protección digital,» 2009. [En línea]. Available: https://es.qwe.wiki/wiki/Digital_protective_relay.
- [15] A. Guile, Electrical Power Systems, Pergamon: Volume One, 1977.
- [16] C. E. U. D. N. HIDROAGOYAN, *Información central*, Baños de Agua Santa : 1, 2021.
- [17] J. Duncan Glover y M. Sarma, Análisis y diseño de Sistema de Potencia, Tercera edición, 2002.
- [18] CENACE, «Procedimiento de despacho y operación (Versión 2.0),» Quito, 2002.
- [19] J. Grainger, Análisis de Sistemas de Potencia, Mc Graw Hill, 1996.
- [20] J. C. Guizar, Análisis de fallas en sistemas eléctricos de potencia, Lima, 2008.
- [21] J. P. Fárez, Coordinated Power Systems Protection., Department of the Army, 1991.
- [22] IEEE, Guide for AC Generator Protection..
- [23] Mitsubishi, Datasheet Mitsubishi Ratio Differential Relay, Japan, 1984.
- [24] Mitubishi, *Datasheet Mitsubishi Ac Voltage relay type CV-1-2-4*, Japan, 1984.
- [25] M. O. Relay, «Datasheet Mitsubishi Type COR-2B-D.,» Japan, 1984.
- [26] Mitsubishi, *Datasheet Mitsubishi negative phase sequence overcurrent relays, types COQ*, JAPAN, 1984.
- [27] B. Electric, «Protecciones eléctricas del generador,» 2019.
- [28] Mitsubishi, *Datasheet Mitsubishi AC Overcurrent. Types CO-8-D*, JAPAN.
- [29] Siemens, *Manual del relé diferencial de protección..*

ANEXOS

ANEXO 1

La siguiente tabla muestra según la norma ANSI la lista de los dispositivos de protección.

Nomenclatura ANSI de los elementos de protección

NOMENCLATURA ANSI	Función del elemento
1	Elemento principal
2	Relé de cierre o arranque temporizado
3	Relé de comprobación o bloqueo
4	Contactador principal
5	Dispositivo de parada
6	Interruptor de arranque
7	Interruptor de ánodo
8	Dispositivo de desconexión de energía de control
9	Dispositivo de inversión
10	Conmutador de secuencia

11	Reservado para aplicaciones futuras
12	Dispositivo de exceso de velocidad
13	Dispositivo de velocidad síncrona
14	Dispositivo de falta de velocidad
15	Dispositivo de regulador de velocidad o frecuencia
16	Reservado para aplicaciones futuras
17	Conmutador para puentear el campo serie
18	Dispositivo de aceleración
19	Contactos de transición de arranque a marcha normal.
20	Válvula maniobrada eléctricamente
21	Relé de distancia
22	Interruptor igualador
23	Dispositivo regulador de temperatura
24	Sobreexcitación

25	Dispositivo de sincronización
26	Dispositivo térmico
27	Relé mínimo tensión
28	Detector de llama
29	Contactador de aislamiento
30	Relé anunciador
31	Dispositivo de excitación separada
32	Relé direccional de potencia
33	Conmutador de posición
34	Conmutador de secuencia movido a motor
35	Dispositivo de cortocircuito de las escobillas
36	Dispositivo de polaridad
37	Relé de baja intensidad
38	Dispositivo térmico de cojinetes
39	Detector de condiciones mecánicas

40	Relé de campo
41	Interruptor de campo
42	Interruptor de marcha
43	Dispositivo de transferencia
44	Relé de secuencia de arranque del grupo
45	Detector de condiciones atmosféricas
46	Relé de intensidad para equilibrio
47	Relé de tensión para secuencia de fase
48	Relé de secuencia incompleta
49	Relé térmico para máquina, aparato o transformador
50	Relé instantáneo de sobre intensidad
51	Relé de sobreintensidad temporizado
52	Interruptor de c.a
53	Relé de la excitatriz
54	Reservado para aplicaciones futuras

55	Relé de factor de potencia
56	Relé de aplicación de campo
57	Dispositivo de cortocircuito
58	Relé de fallo de rectificador de potencia
59	Relé de sobretensión
60	Relé de equilibrio de tensión
61	Relé de parada
62	Reservado para aplicaciones futuras
63	Relé de presión de gas, líquido o vacío
64	Relé de protección de tierra
65	Regulador mecánico
66	Relé de pasos
67	Relé direccional de sobreintensidad de c.a
68	Relé de bloqueo
69	Dispositivo de supervisión y control

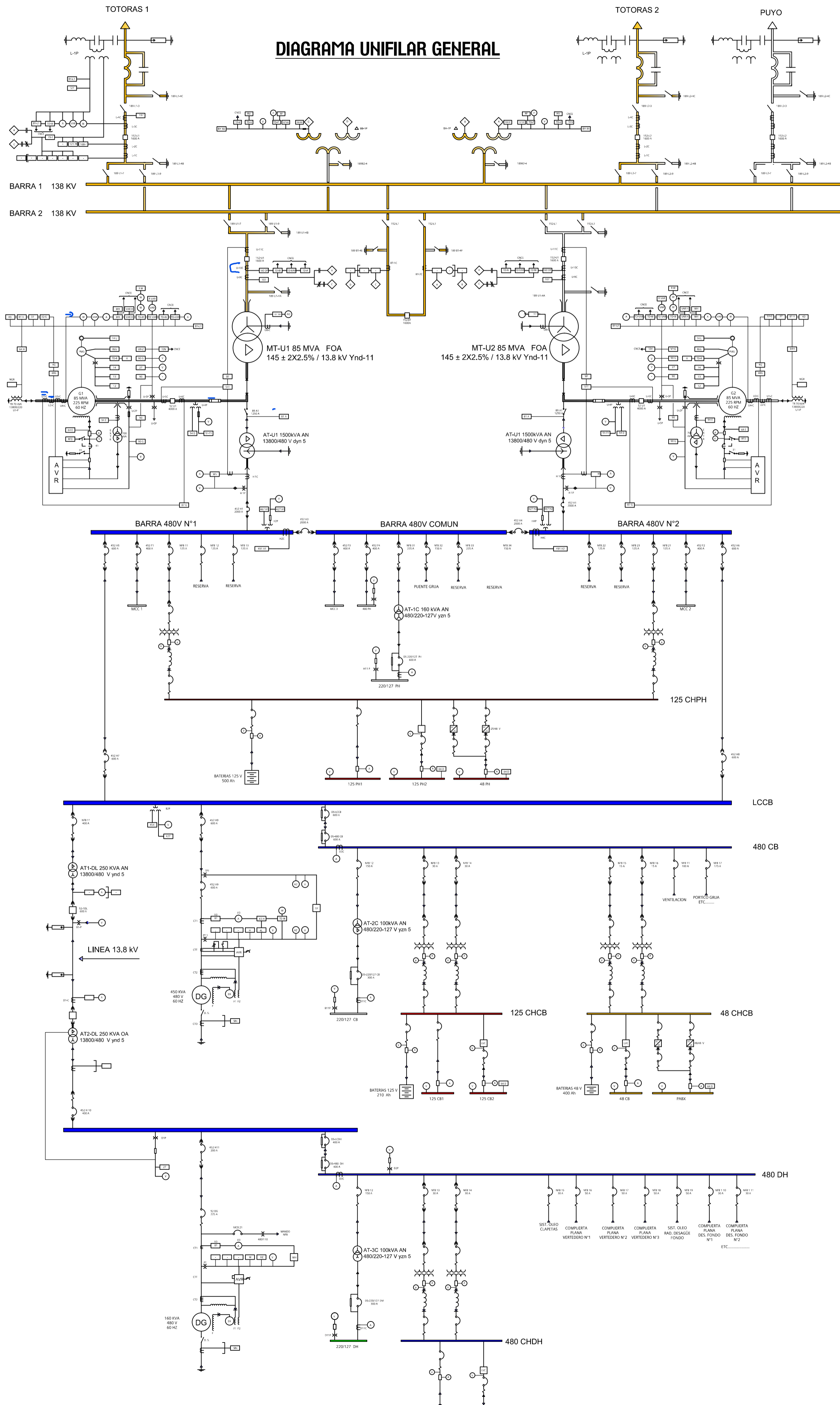
70	Reóstato
71	Relé de nivel líquido o gaseoso
72	Interruptor de c.c.
73	Contactador de resistencia de carga
74	Relé de alarma
75	Mecanismo de cambio de posición
76	Relé de sobreintensidad de c.c
77	Transmisor de impulsos
78	Relé de medio ángulo de desfase
79	Relé de reenganche de c.a
80	Relé de flujo líquido o gaseoso
81	Relé de frecuencia
82	Relé de reenganche de c.c
83	Relé de selección
84	Mecanismo de accionamiento

85	Relé receptor de ondas portadoras
86	Relé de enclavamiento
87	Relé de protección diferencial
88	Motor o grupo motor generador auxiliar
89	Desconectador de línea
90	Dispositivo de regulación
91	Relé direccional de tensión
92	Relé direccional de tensión y potencia
93	Contador de cambio de campo
94	Relé de disparo o disparo libre
95	Reservado para aplicaciones futuras
96	Reservado para aplicaciones futuras
97	Reservado para aplicaciones futuras
98	Reservado para aplicaciones futuras
99	Reservado para aplicaciones futuras

Fuente: [9].

ANEXO 2

DIAGRAMA UNIFILAR GENERAL



PATIO DE MANIOBRAS

CASA DE MAQUINAS

EDIFICIO DE CONTROL

PRESA

ANEXO 3

Características eléctricas de los generadores.

DATOS NOMINALES	SÍMBOLO	UNIDAD	
Potencia aparente	S	KVA	85 000
Potencia activa	P	KW	85 000
Tensión entre fases	V	V	13800
Factor de potencia			0,9
Frecuencia	F	HZ	60
Potencia máxima aparente del generador alimentando una LT	S	KVA	48000
REACTANCIAS	UNIDAD	SATURADA	NO SATURADA
X_d	pu	0.937	1.088
X'_d	pu	0.241	0.274
X''_d	pu	0.190	

Xq	pu	0.57	0.57
X2	pu	0.230	
X0	pu	0.155	
CONSTANTES DE TIEMPO	UNIDAD	SATURADA	NO SATURADA
Ta	S	0.2	
Td`	S	1.6	1.82
Td``	S	0.0378	
Tdo`	S	7.36	
Tdo``	S	0.05	

ANEXO 4

Características técnicas del transformador de la central Agoyán

CARACTERISTICAS TÉCNICAS DEL TRANSFORMADOR UG-1	
Potencia nominal continua en cualquier toma	85 000 KVA
Norma	Núcleo
Modelo	CLUB
Clase	FOA
No de fases	3
Relación de transformación	BT 13.8 KV / 145 KV ± 5 %
Cambiador de taps sin carga	Alto Voltaje
Grupos de conexión	YnD11
Reactancias y resistencias de secuencias	
Nivel de ruido	81 dBA
Peso Total	78700Kg

ANEXO 5

Características de los TCs conectados al generador #1 de la central Agoyán.

CÓDIGO	U-1C ; U-2C -	U-6C	U-7C
Nivel de aislamiento	95 kV	95kV	95kV
Lado línea de los generadores			
Corriente nominal primaria	4000 A	4000 A	4000 A
Corriente nominal secundaria	5 A	5 A	5 A
Corriente de cortocircuito nominal térmica	50 kA	50 kA	50 kA
Potencia y clase de precisión para núcleo 1	5P , 40 VA	5P , 40 VA	5P , 15 VA
Potencia y clase de precisión para núcleo 2	5P , 40 VA	5P , 40 VA	5P , 15 VA
Potencia y clase de precisión para núcleo 3	-----	-----	-----
Factor límite de	20	20	

precisión de los núcleos de protección			
Lado neutro del generador			
Corriente nominal primaria	4000 A	-----	-----
Corriente nominal secundaria	5 A	-----	-----
Corriente de cortocircuito térmica	50 kA	-----	-----
Potencia y clase de precisión para núcleo 1 para medida	0.5, 40 VA	-----	-----
Potencia y clase de precisión para núcleo 2 Y 3 para protección	5P20, 40 VA	-----	-----
Potencia y clase de precisión para núcleo 4 para protección	5P20, 60VA	-----	

Cantidad total (unidades)	2	1	1
--------------------------------------	---	---	---

ANEXO 6

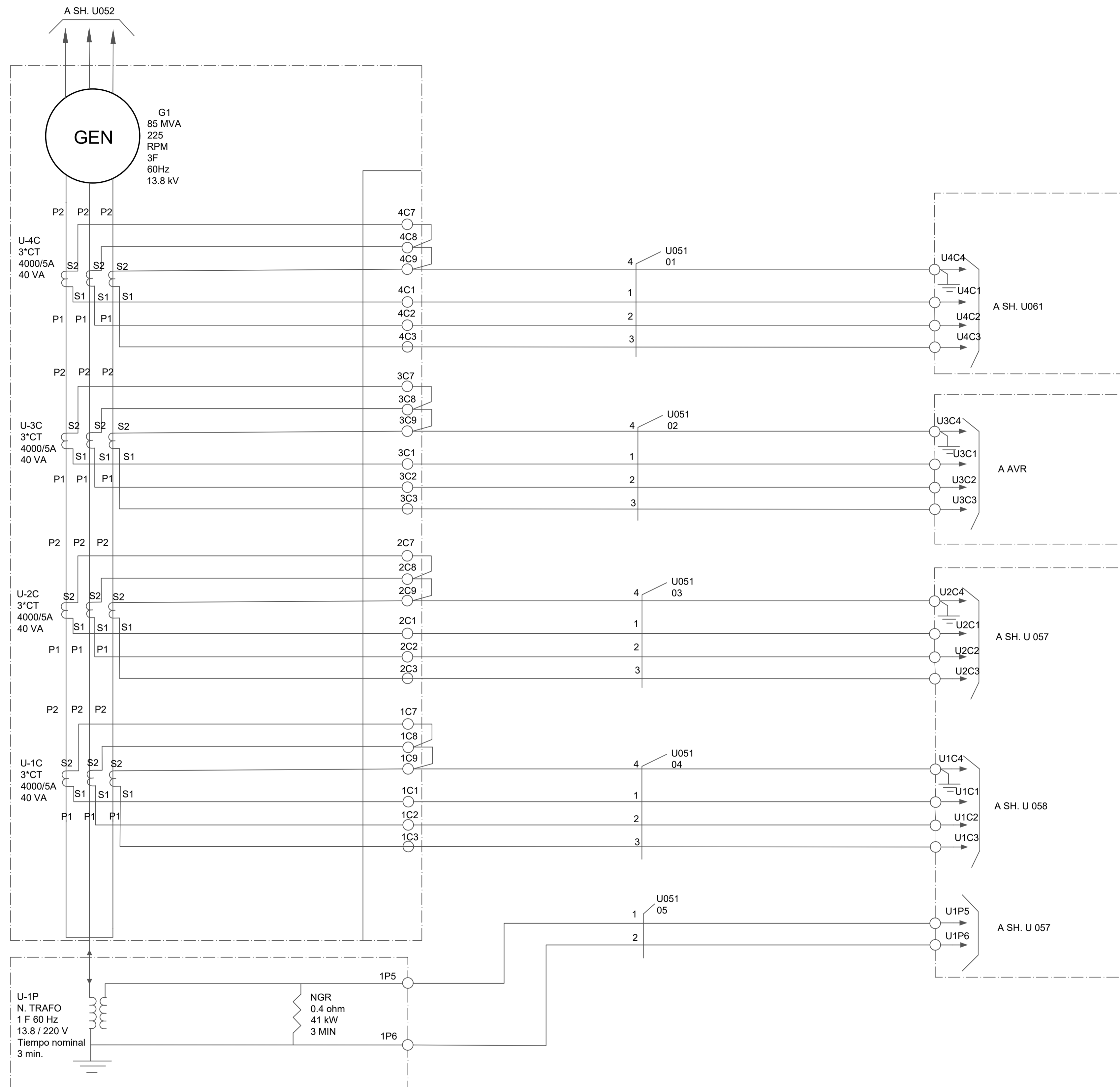
Características de los TPs conectados al generador #1 de la central Agoyán


CÓDIGO	U1P	U2P – U3P	U4P
Nivel de aislamiento	95 / 38 kV	95 / 38 kV	95 / 38 kV
Tensión nominal primaria	13.8 kV	13.8 kV	13.8 kV
Tensión nominal secundaria	220 V	115 V	115 V – 115 V
Potencia nominal	70 kVA	-----	-----
Potencia y clase de precisión del bobinado para medición y protección	-----	0.5; 200 VA 3P ; 200 VA	0.5; 200 VA 3P ; 200 VA
Transformador para el regulador			
Tensión nominal primaria	13.8 kV		
Tensión nominal secundaria	115 V		
Potencia y clase de precisión	0.5, 200 VA		

Transformador para sincronización y relé de tierra	
Tensión nominal primaria	13.8 / $\sqrt{3}$ kV
Tensión nominal secundaria	115 / $\sqrt{3}$ V
Potencia y clase de precisión del bobinado para sincronización del bobinado para el relé 64 B	0.5, 200 VA 3P, 200 VA
Transformadores de puesta a tierra del neutro de los generadores	
Tensión nominal primaria	13.8 kV
Tensión nominal secundaria	220 V
Potencia y clase de precisión del bobinado para sincronización del bobinado para el relé 64 B	70 kVA

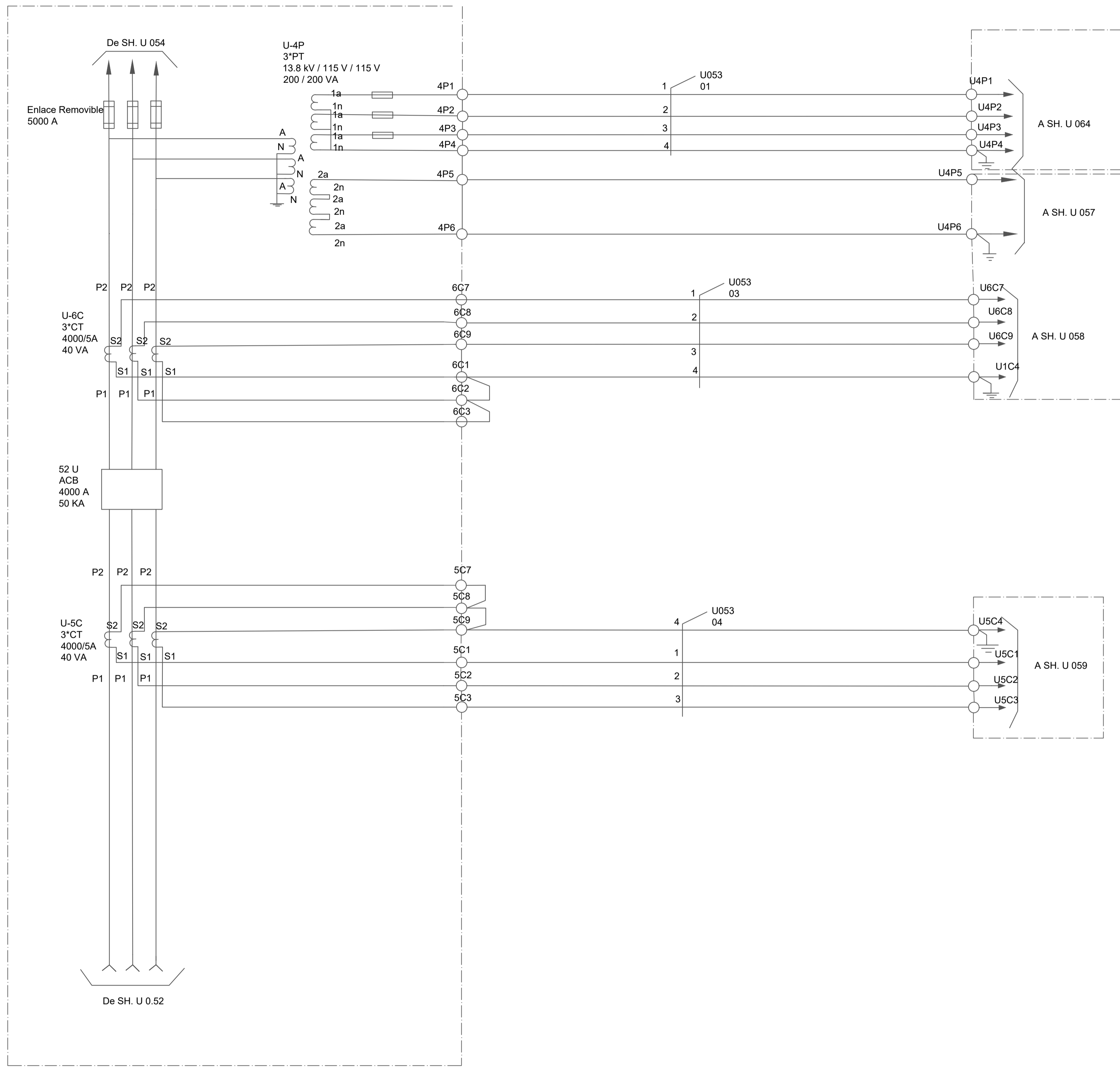
ANEXO 7

ANEXO 8



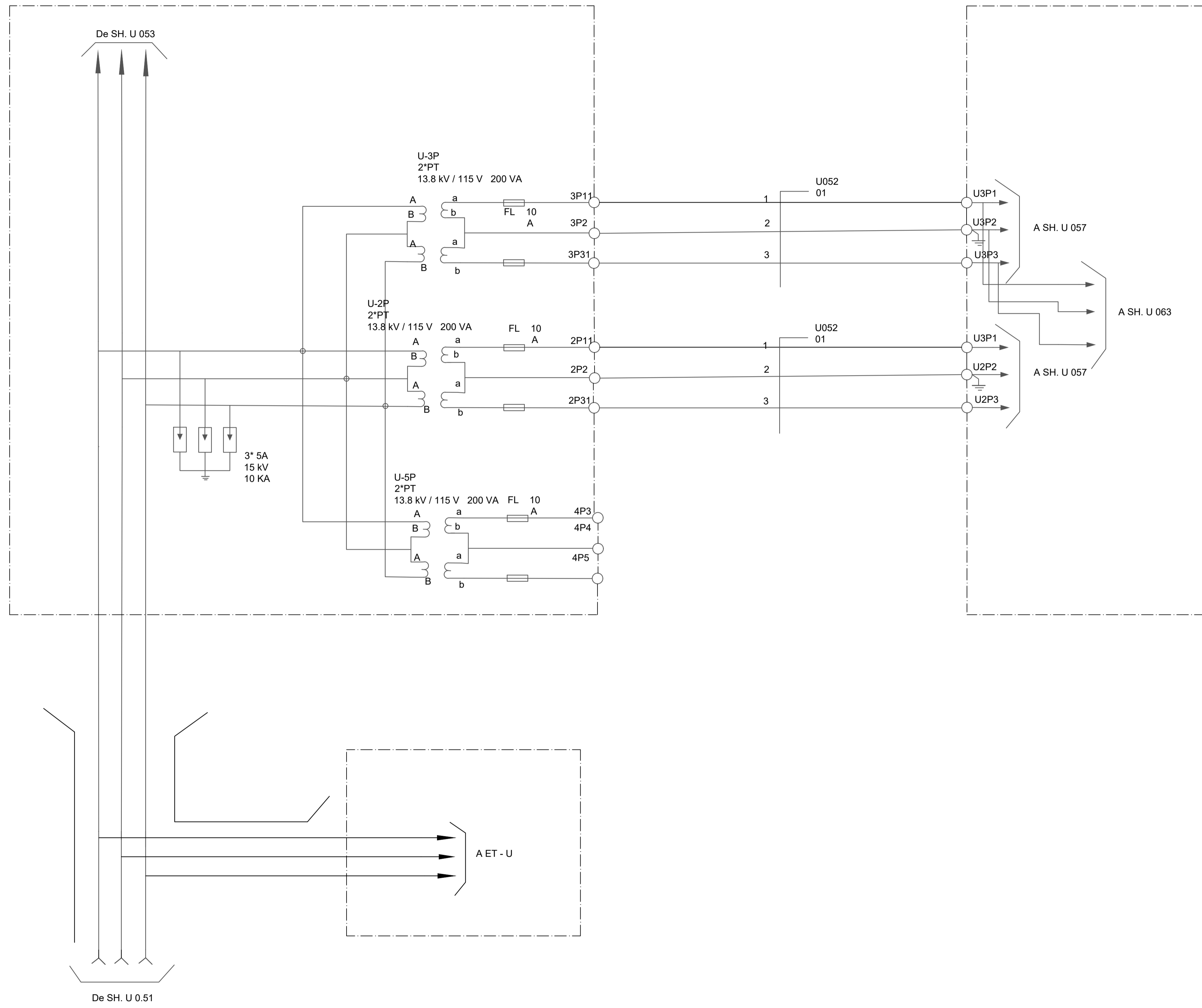
PROYECTO HIDROELECTRICO AGOYAN						
 UNIVERSIDAD TÉCNICA DE COTOPAXI		<h2>CONEXIÓN DE TCs DEL GENERADOR #1</h2>				
DIBUJO:					GRADOS RODRIGUEZ	
REVISO:					CENTRAL AGOYAN	
RECOMENDÓ:						
APROBÓ:		ESCALA:	COORDENADA X:	COORDENADA Y:		
UTC		1 / 200	NA	NA		
FECHA:		OFICINA:	FACTIBILIDAD No.	HOJA: 1 DE: 1		
ENERO 2021				ANEXO No. 08		
CÓDIGO DEL PROYECTO		SUBESTACIÓN:	PRIMARIO:	TRAMITE No. 01		


ANEXO 9



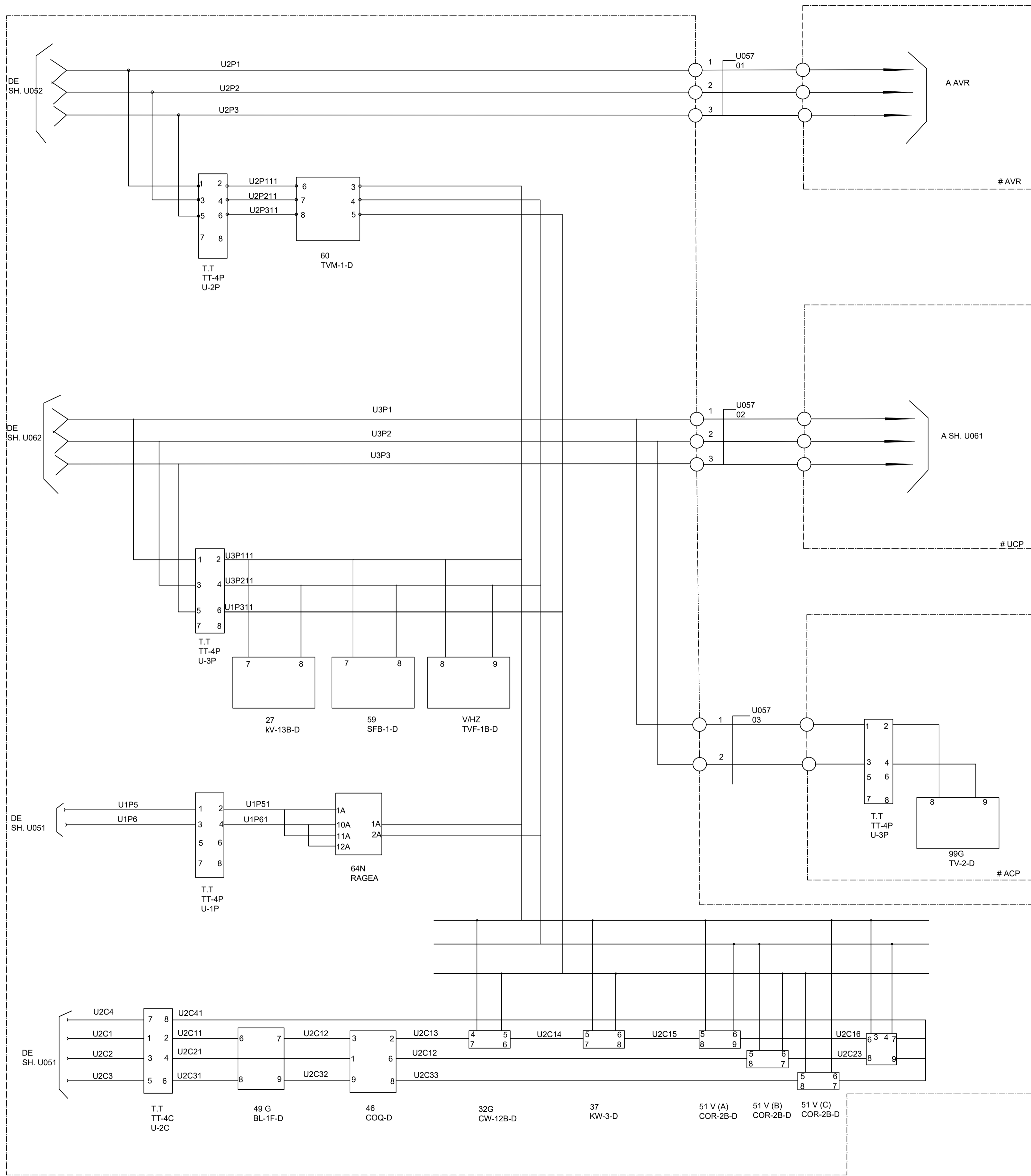
PROYECTO HIDROELECTRICO AGOYAN										
	<h2>CONEXIÓN DE TCs Y U-4P DEL GENERADOR #1</h2>									
						DIBUJO:	GRADOS RODRIGUEZ			
						REVISO:	CENTRAL AGOYAN			
RECOMENDÓ:										
APROBÓ:										
UTC	ESCALA: 1/200	COORDENADA X: NA	COORDENADA Y: NA	HOJA: 1	DE: 1					
FECHA: ENERO 2021	OFICINA:	FACTIBILIDAD No.		ANEXO No. 09						
CÓDIGO DEL PROYECTO	SUBESTACIÓN:	PRIMARIO:	TRAMITE No. 01							

ANEXO 10



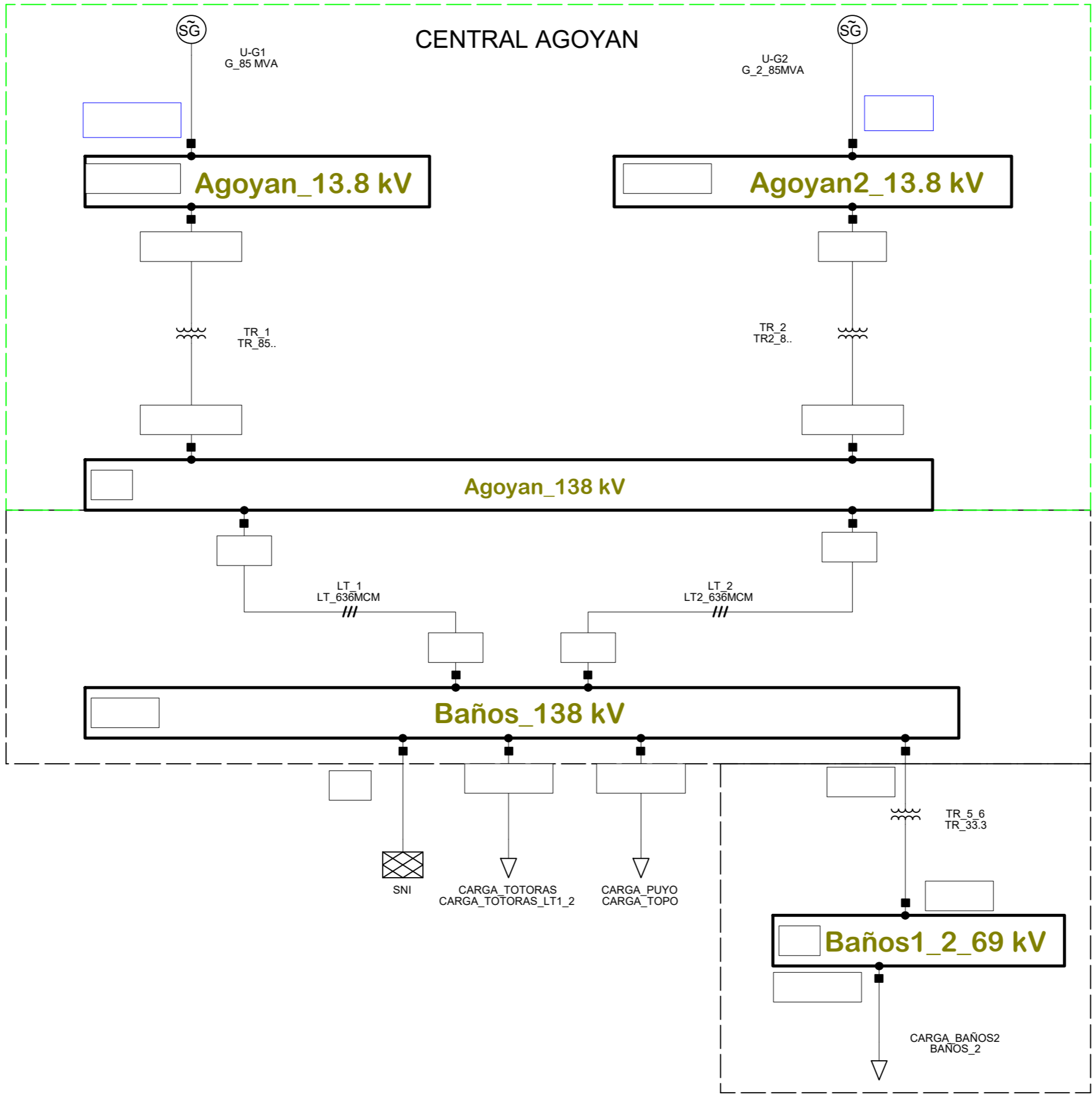
PROYECTO HIDROELECTRICO AGOYAN					
 UNIVERSIDAD TÉCNICA DE COTOPAXI		CONEXIÓN DE TPs U-2P, U-3P, U-5P DEL GENERADOR #1			
DIBUJO:					
GRADOS RODRIGUEZ					
REVISO:					
CENTRAL AGOYAN		ESCALA:		COORDENADA X:	COORDENADA Y:
RECOMENDÓ:		1/200		NA	NA
APROBÓ:		OFICINA:		FACTIBILIDAD No.	
UTC		ENERO 2021		ANEXO No. 10	
CÓDIGO DEL PROYECTO		SUBESTACIÓN:		PRIMARIO:	TRAMITE No. 01

ANEXO 11



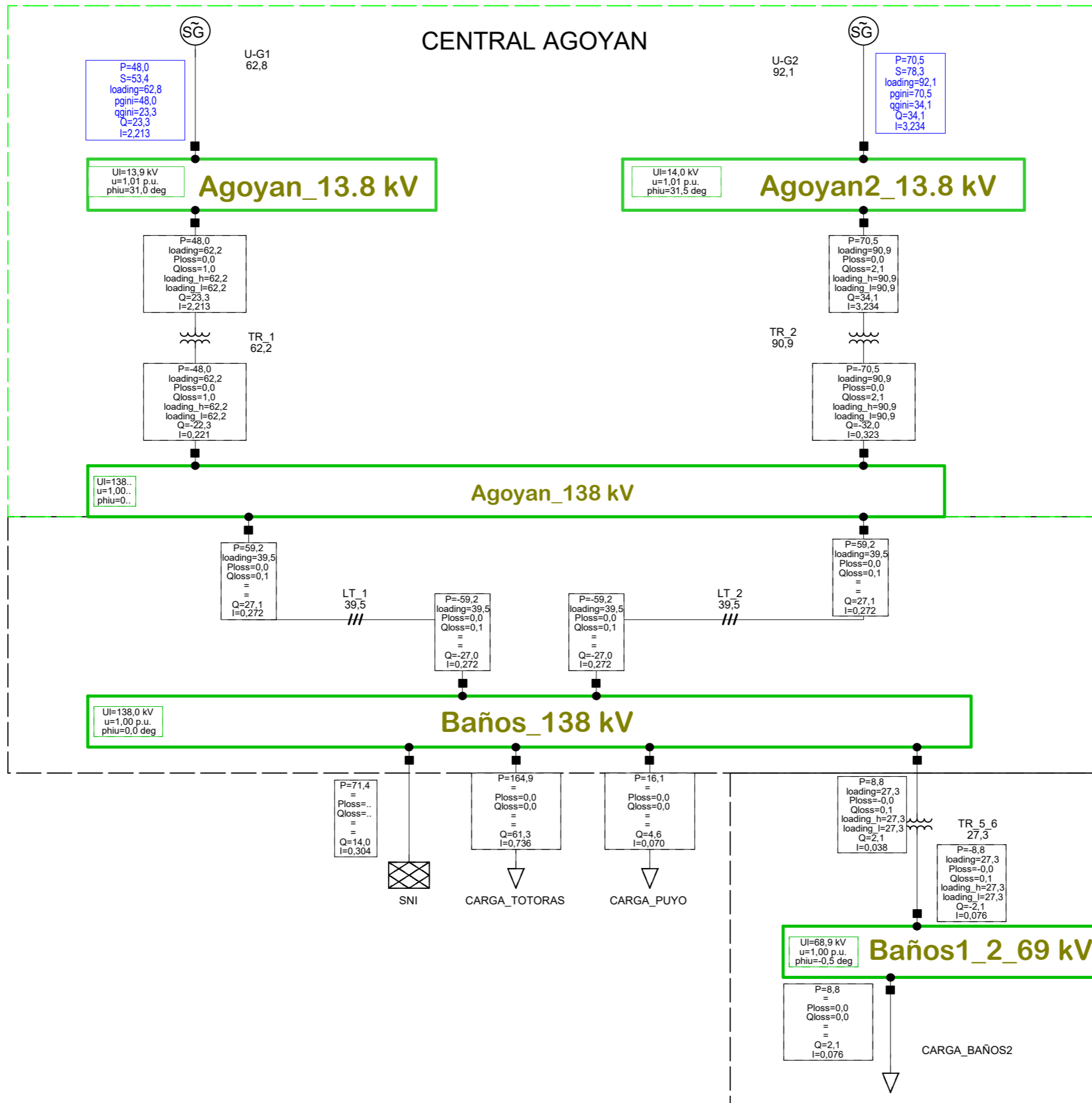
PROYECTO HIDROELECTRICO AGOYAN					
 DISEÑO: GRADOS RODRIGUEZ REVISO: CENTRAL AGOYAN RECOMENDÓ:	RELÉS DE PROTECCIÓN DEL GENERADOR #1				
APROBÓ: UIC:	ESCALA: 1: 200	COORDENADA X: NA	COORDENADA Y: NA	Hoja: 1 DE 1	
FECHA: ENERO 2021	OFICINA:	FACTIBILIDAD No.:	ANEXO No.:	11	
CÓDIGO DEL PROYECTO:	SUBESTACION:	PRIMARIO:	TRAMITE No.:	01	

ANEXO 12

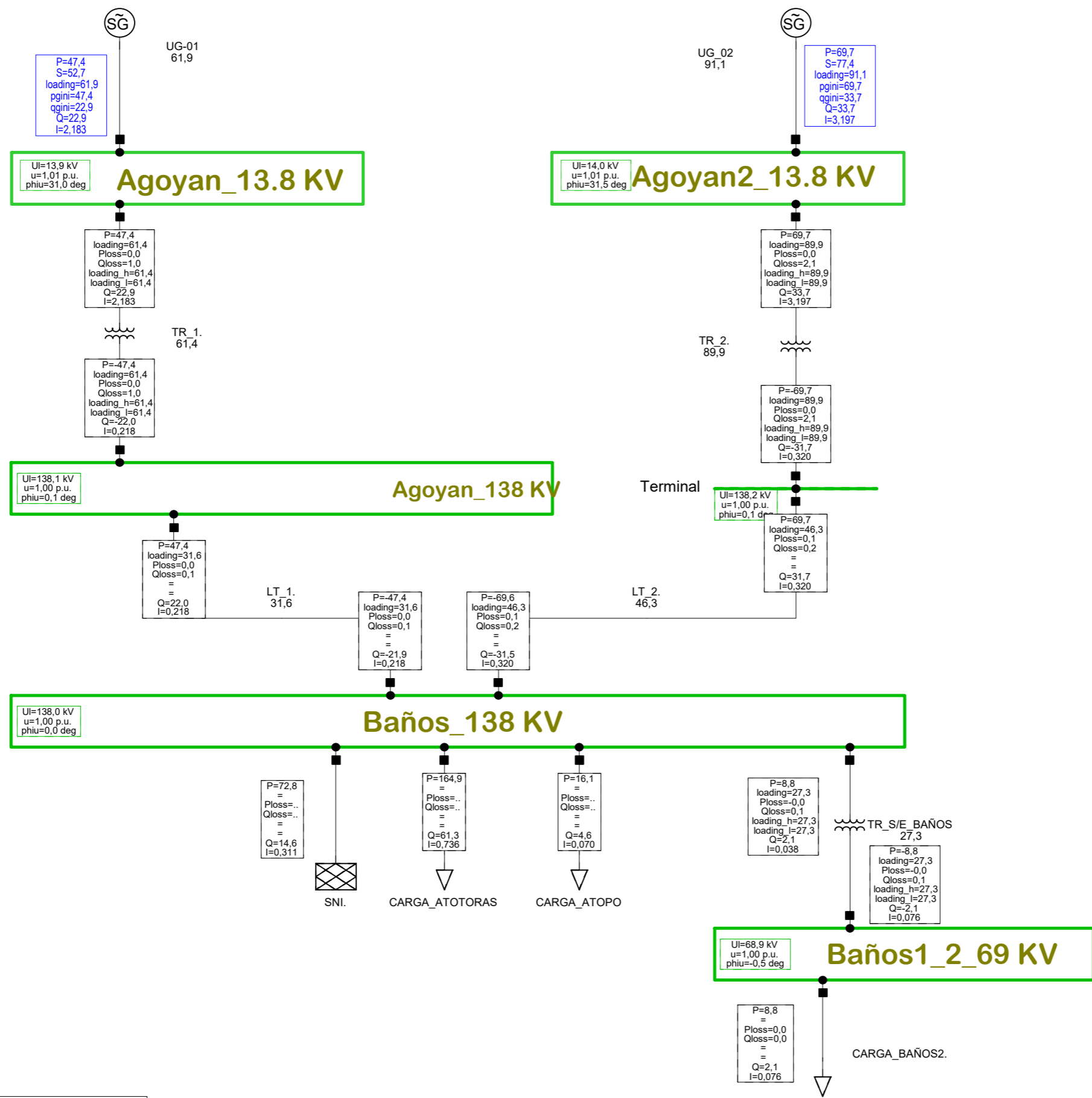


- Inactive
- Out of Calculation
- De-energized

ANEXO 13



ANEXO 14



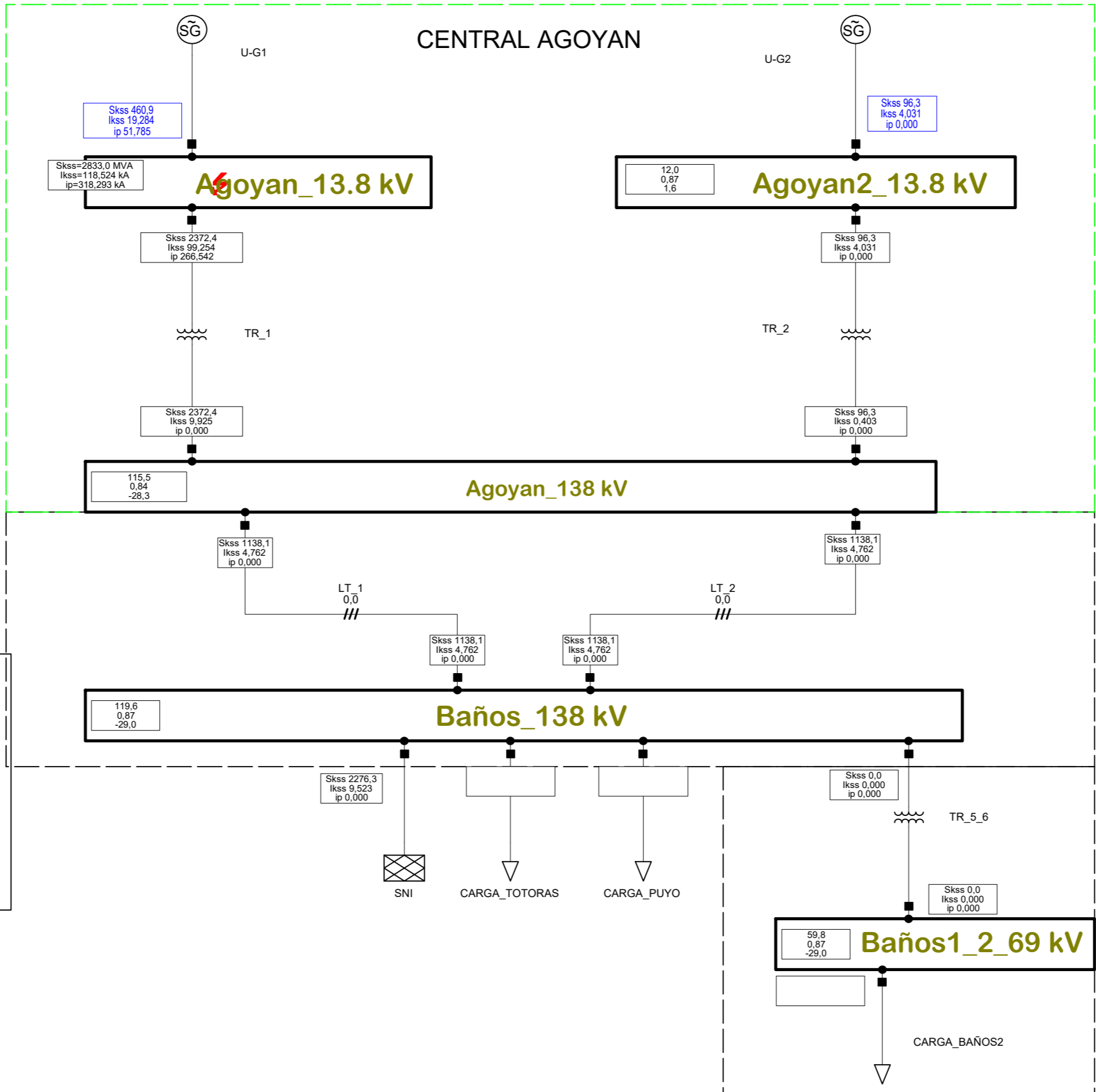
Load Flow Balanced	
Nodes	Branches
Line-Line Voltage, Magnitude [kV]	Active Power [MW]
Voltage, Magnitude [p.u.]	Loading [%]
Voltage, Angle [deg]	Losses (total) [MW]

UNIVERSIDAD TÉCNICA DE COTOPAXI
 PowerFactory 15.1.7

PROYECTO HIDROELECTRICO AGOYAN
 TOPOLOGIA DE RED ACTUAL
 ESTUDIO DE FLUJO DE POTENCIA
 ESCENARIO DEMANDA MINIMA

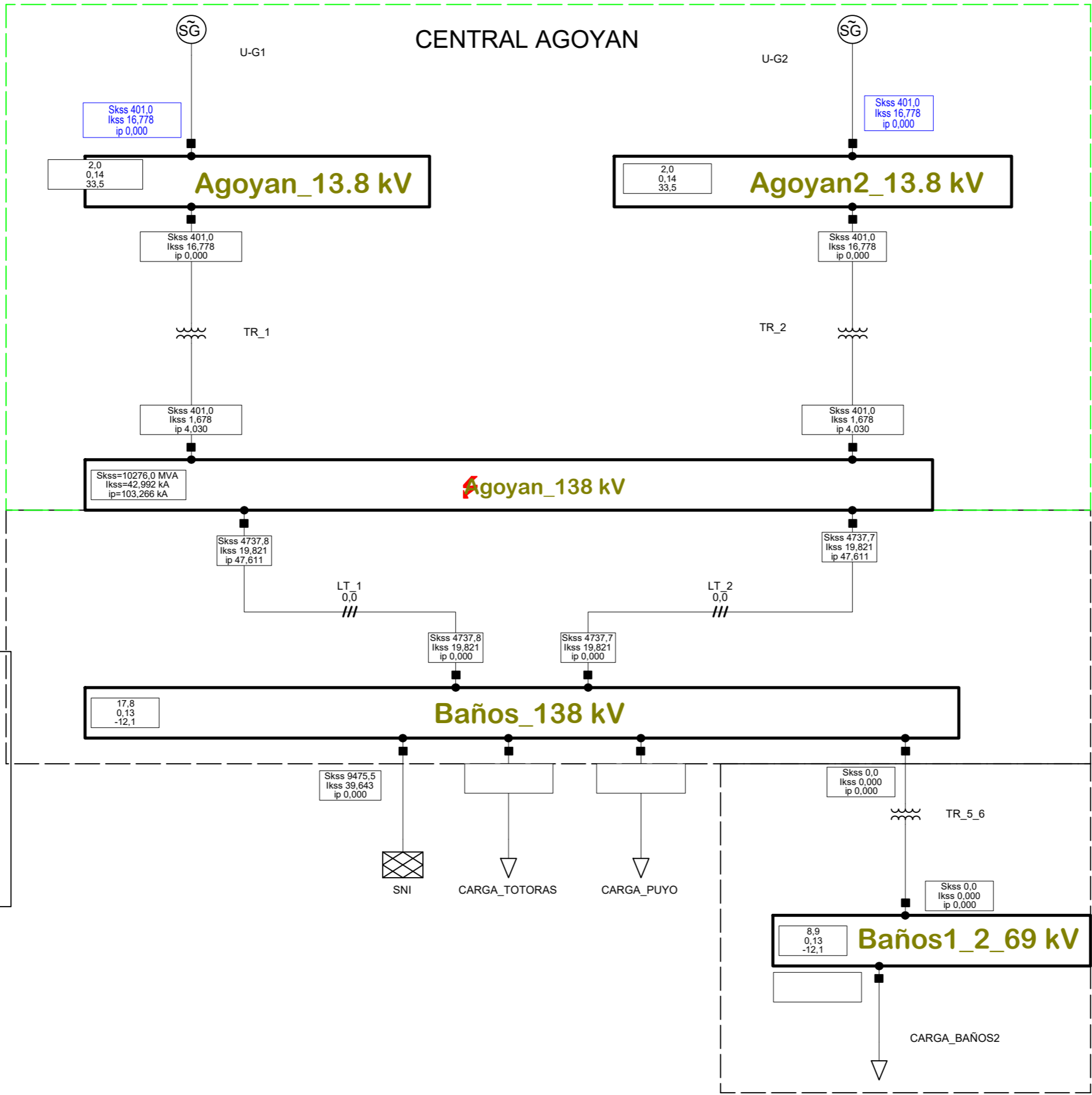
Project: TESIS
 Graphic: FLUJO DE POT
 Date: 1/20/2021
 Annex: 14

ANEXO 15



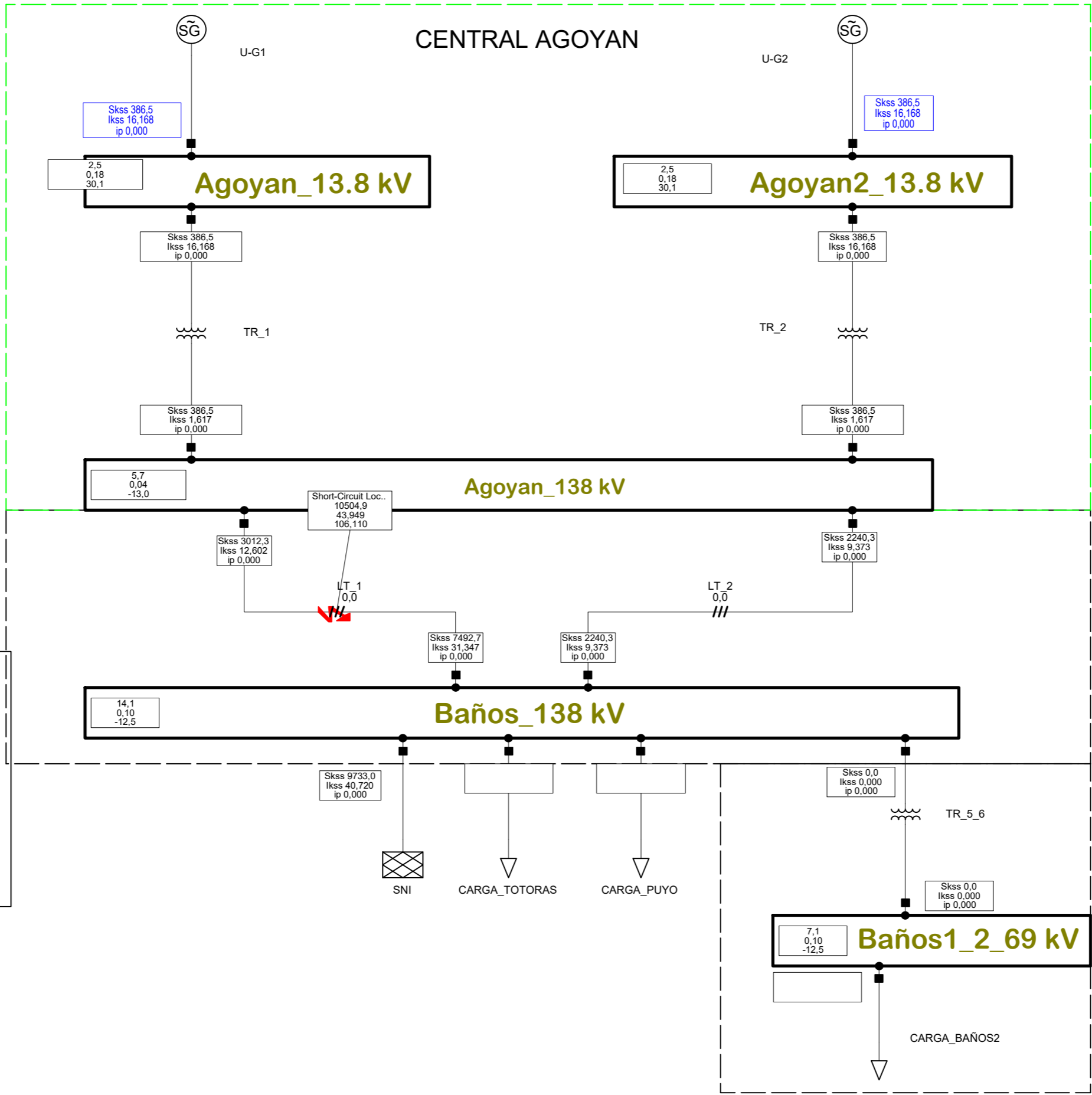
ation
 rmal / Peak Short-Circuit Current
 g
 ng

ANEXO 16



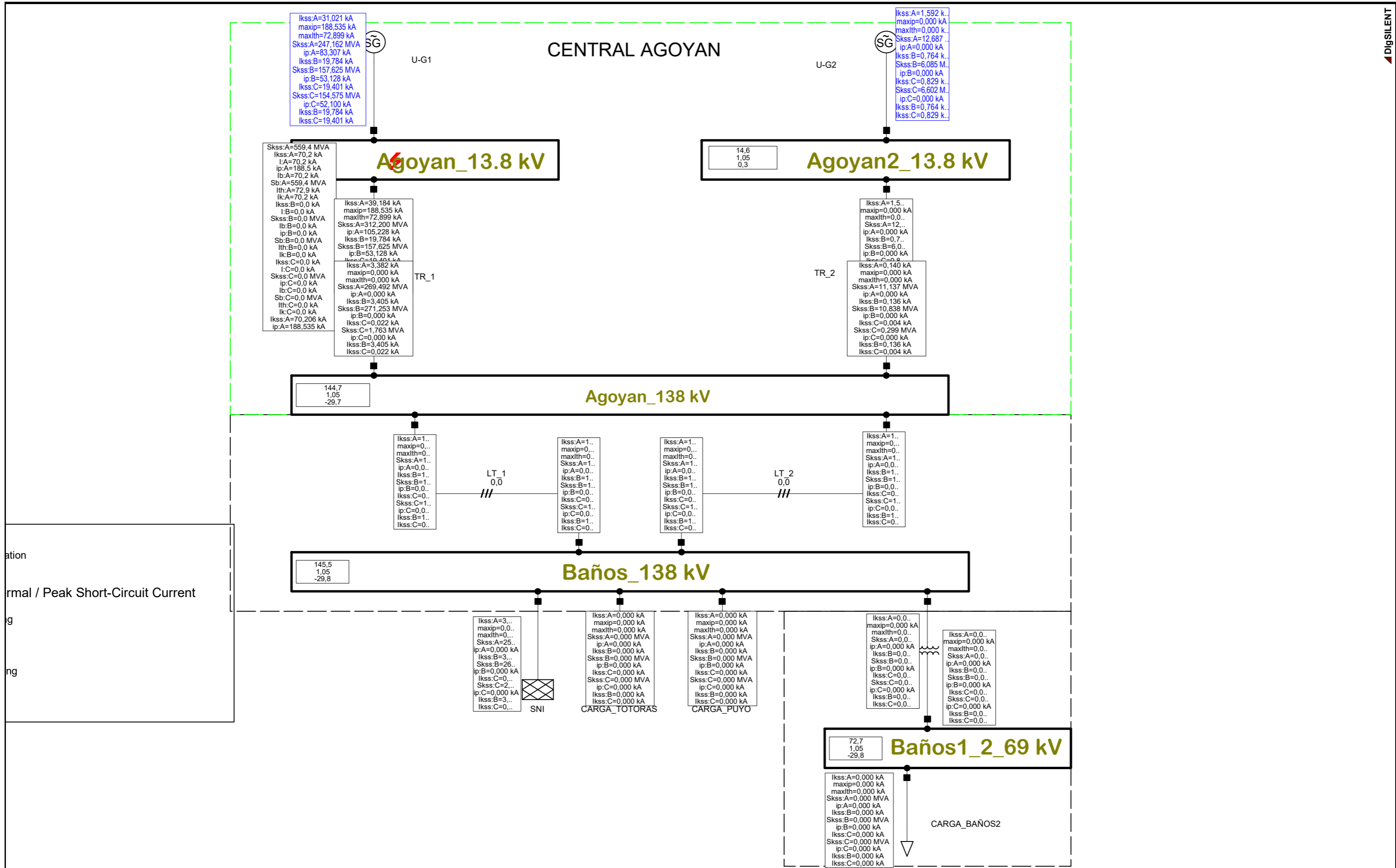
ation
 rmal / Peak Short-Circuit Current
 g
 ng

ANEXO 17



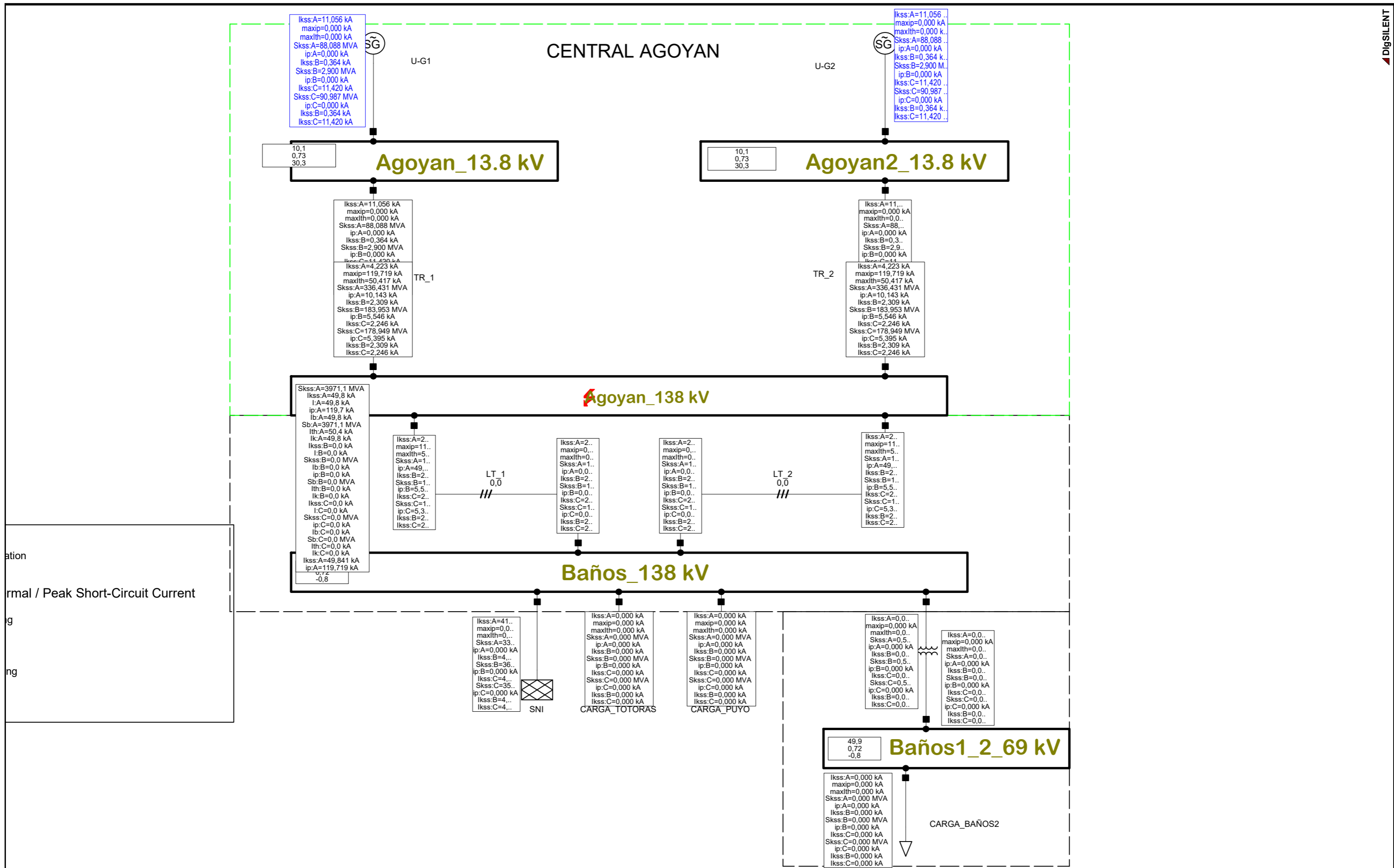
ation
 rmal / Peak Short-Circuit Current
 g
 ng

ANEXO 18



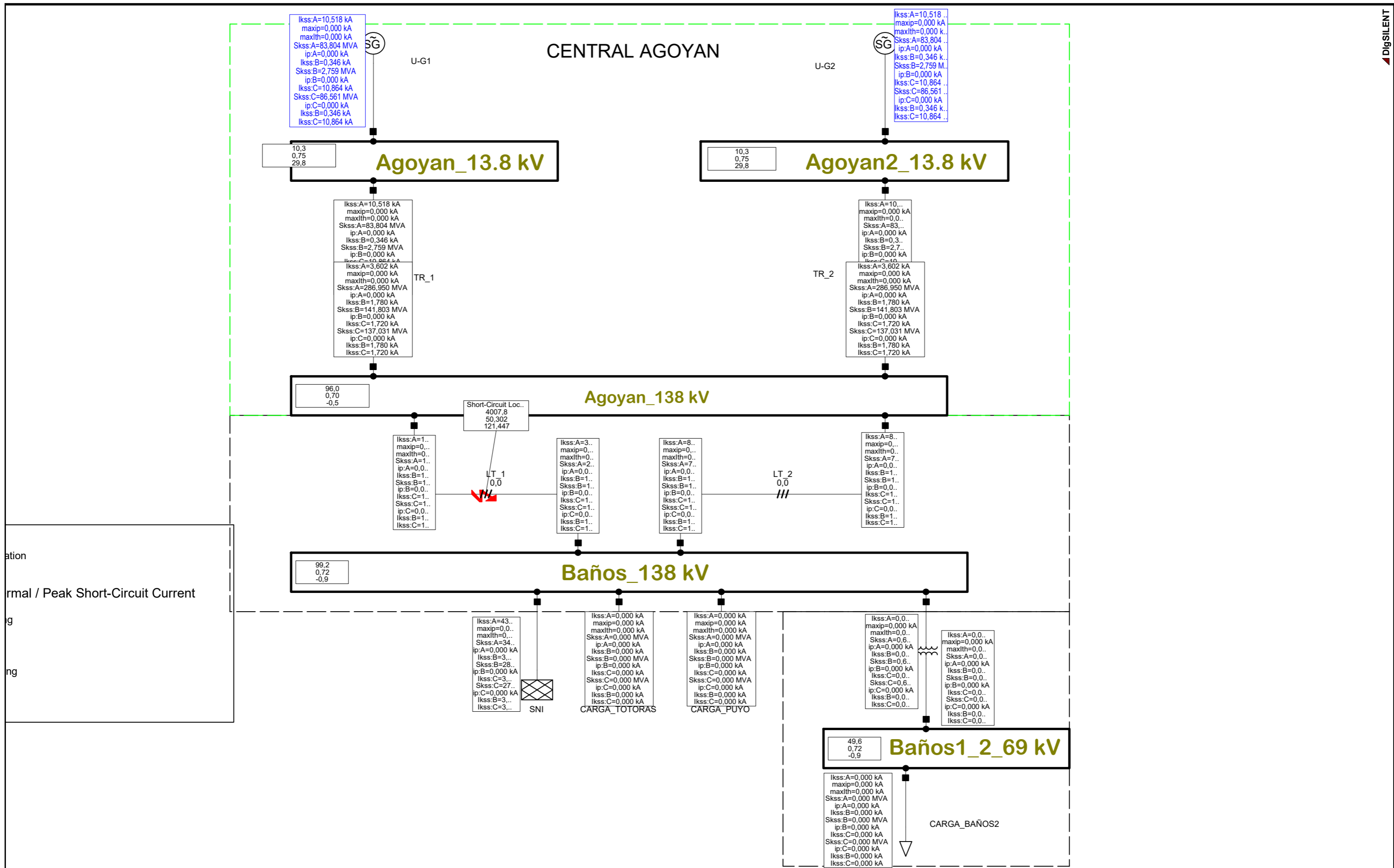
ation
ormal / Peak Short-Circuit Current
g
ng

ANEXO 19



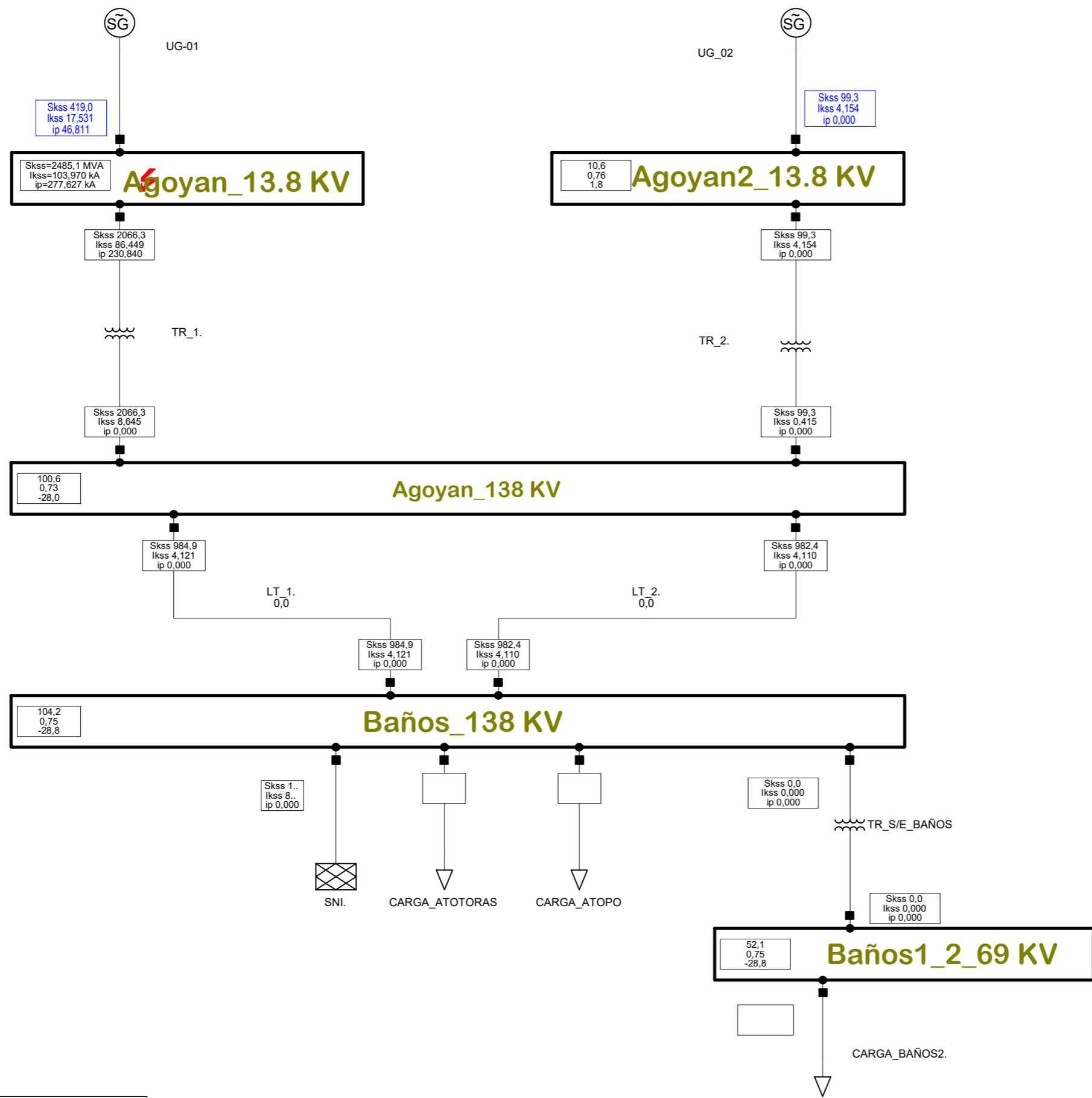
ation
ormal / Peak Short-Circuit Current
g
ng

ANEXO 20



ation
ormal / Peak Short-Circuit Current
g
ng

ANEXO 21



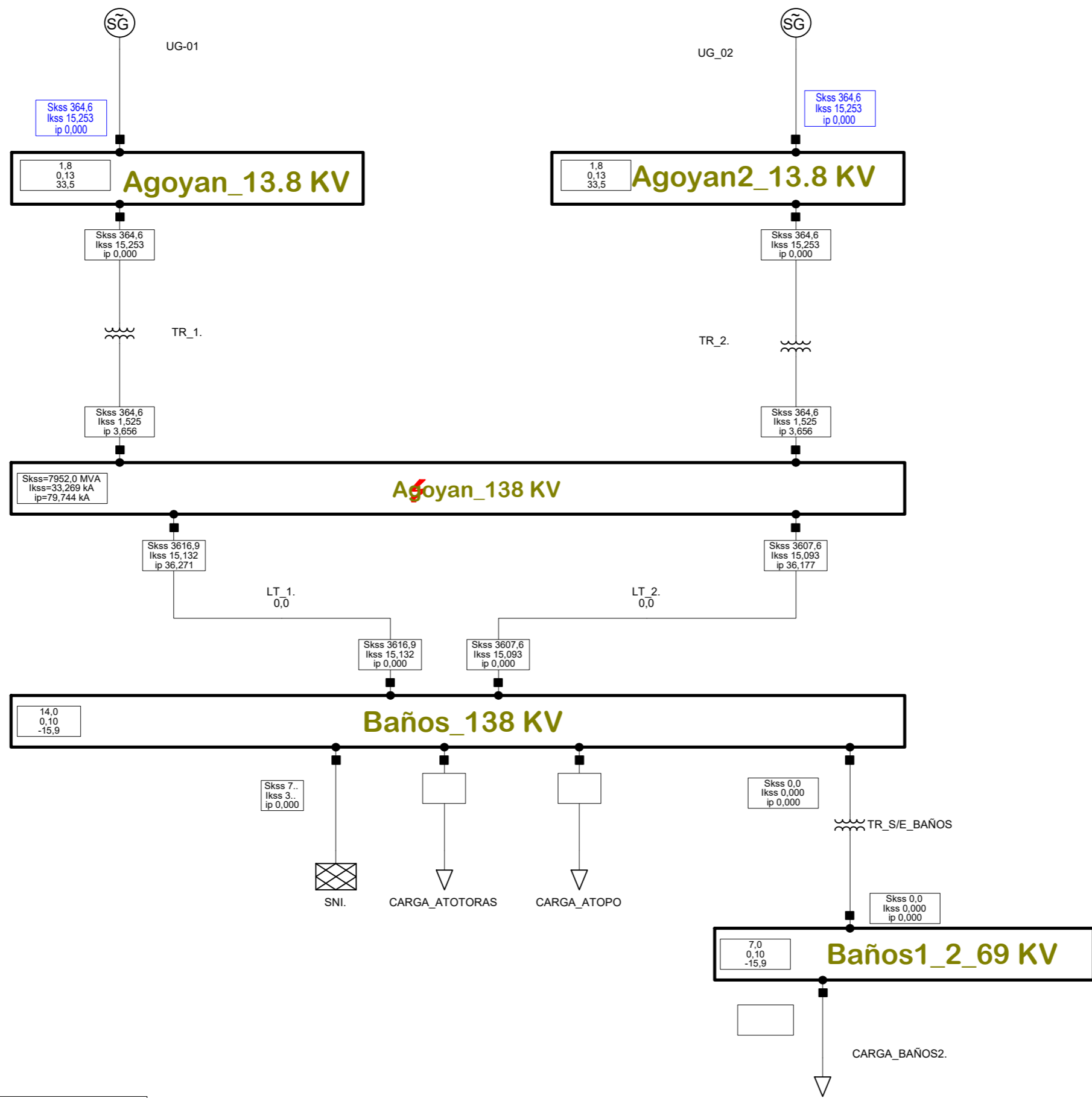
Min. 3-Phase Short-Circuit IEC 60909	
Short Circuit Nodes	Nodes
Initial Short-Circuit Power [MVA]	Line-Line Voltage, Magn
Initial Short-Circuit Current [kA]	Voltage, Magnitude [p.u]
Peak Short-Circuit Current [kA]	Voltage, Angle [deg]

UNIVERSIDAD TÉCNICA DE COTOPAXI
 PowerFactory 15.1.7

PROYECTO HIDROELECTRICO AGOYAN
 ESTUDIO DE CORTOCIRCUITO
 PUNTO DE FALLA: BARRA DE 13.8 KV
 FALLA TRIFASICA - CORRIENTE MINIMA

Project: TESIS
Graphic: FLUJO DE POT
Date: 1/20/2021
Annex: 21

ANEXO 22



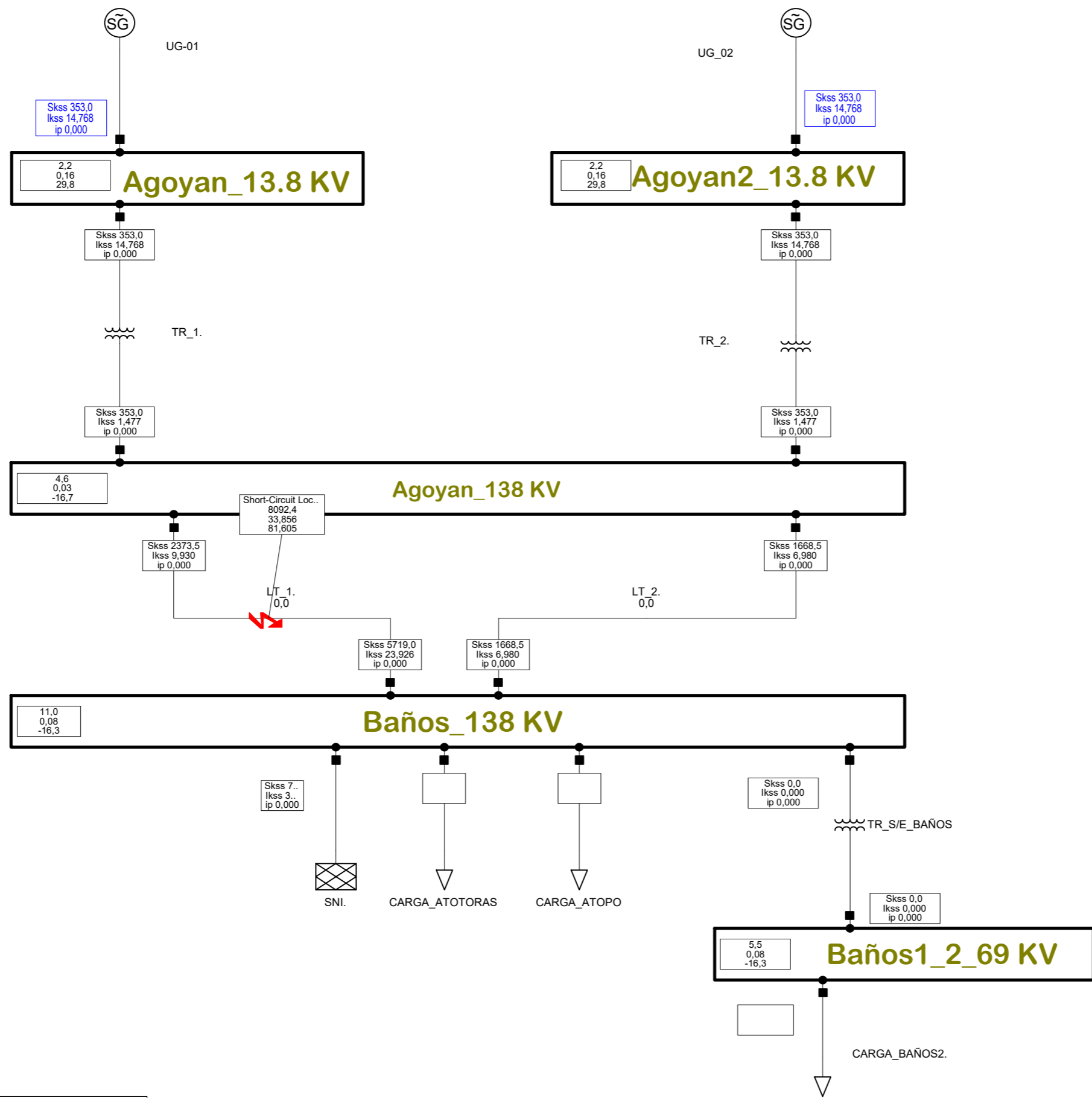
Min. 3-Phase Short-Circuit IEC 60909	
Short Circuit Nodes	Nodes
Initial Short-Circuit Power [MVA]	Line-Line Voltage, Magn
Initial Short-Circuit Current [kA]	Voltage, Magnitude [p.u
Peak Short-Circuit Current [kA]	Voltage, Angle [deg]

**UNIVERSIDAD
TÉCNICA DE
COTOPAXI**
 PowerFactory 15.1.7

PROYECTO HIDROELECTRICO AGOYAN
 ESTUDIO DE CORTOCIRCUITO
 PUNTO DE FALLA: BARRA DE 138 kV
 FALLA TRIFASICA - CORRIENTE MINIMA

Project: TESIS
Graphic: FLUJO DE POT
Date: 1/20/2021
Annex: 22

ANEXO 23



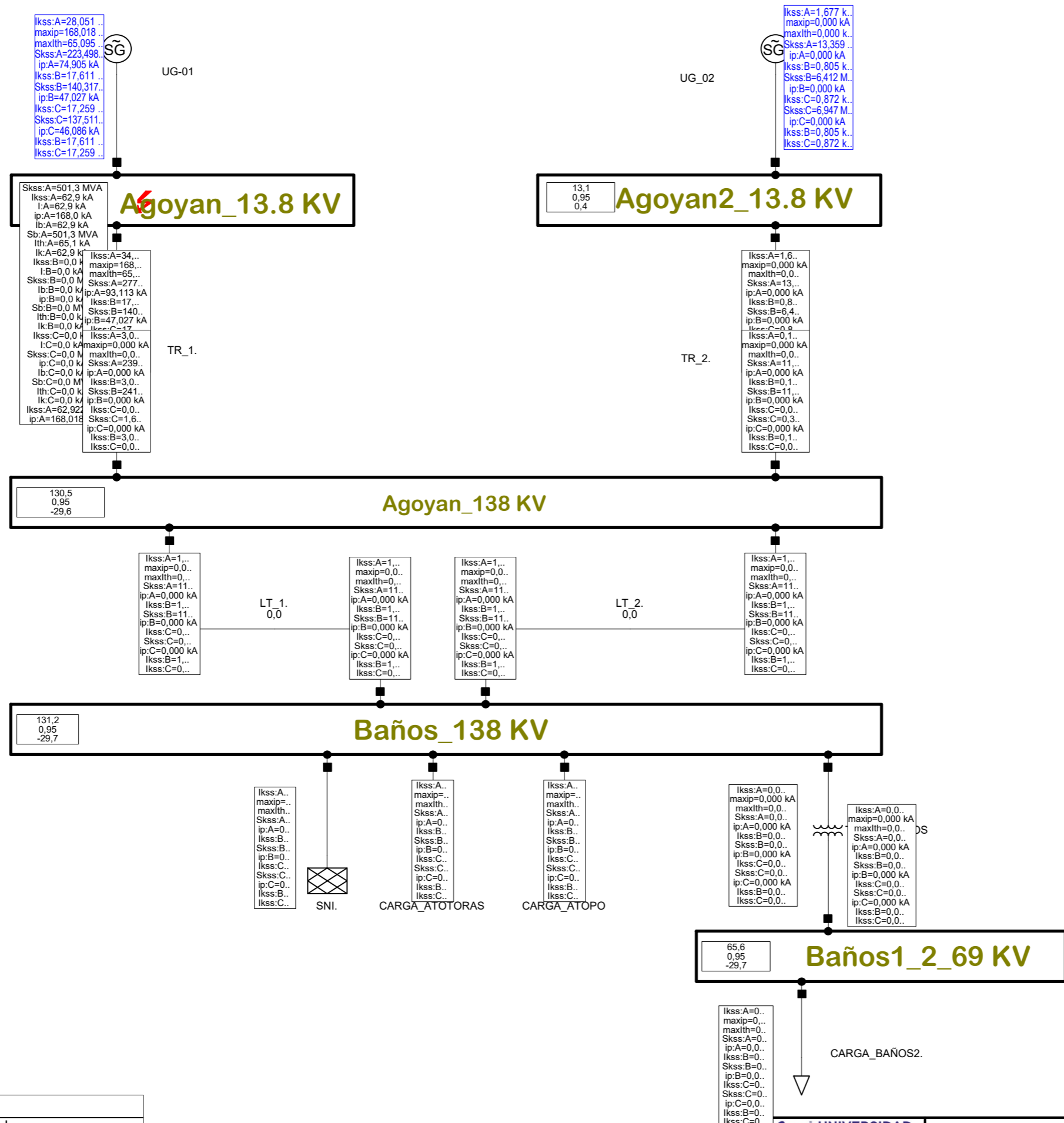
Min. 3-Phase Short-Circuit IEC 60909	
Short Circuit Nodes	Nodes
Initial Short-Circuit Power [MVA]	Line-Line Voltage, Magn
Initial Short-Circuit Current [kA]	Voltage, Magnitude [p.u]
Peak Short-Circuit Current [kA]	Voltage, Angle [deg]

UNIVERSIDAD TÉCNICA DE COTOPAXI
 PowerFactory 15.1.7

PROYECTO HIDROELECTRICO AGOYAN
 ESTUDIO DE CORTOCIRCUITO
 PUNTO DE FALLA: LT A S/E BAÑOS
 FALLA TRIFASICA - CORRIENTE MINIMA

Project: TESIS
Graphic: FLUJO DE POT
Date: 1/20/2021
Annex: 23

ANEXO 24



Min. Single Phase to Ground IEC 60909	
Short-Circuit Nodes	Nodes
Initial Short-Circuit Power A [MVA]	Line to L
Initial Short-Circuit Current A [kA]	Positive-
Short-Circuit Current A [kA]	Positive-

UNIVERSIDAD TÉCNICA DE COTOPAXI

 PowerFactory 15.1.7

PROYECTO HIDROELECTRICO AGOYAN

 ESTUDIO DE CORTOCIRCUITO

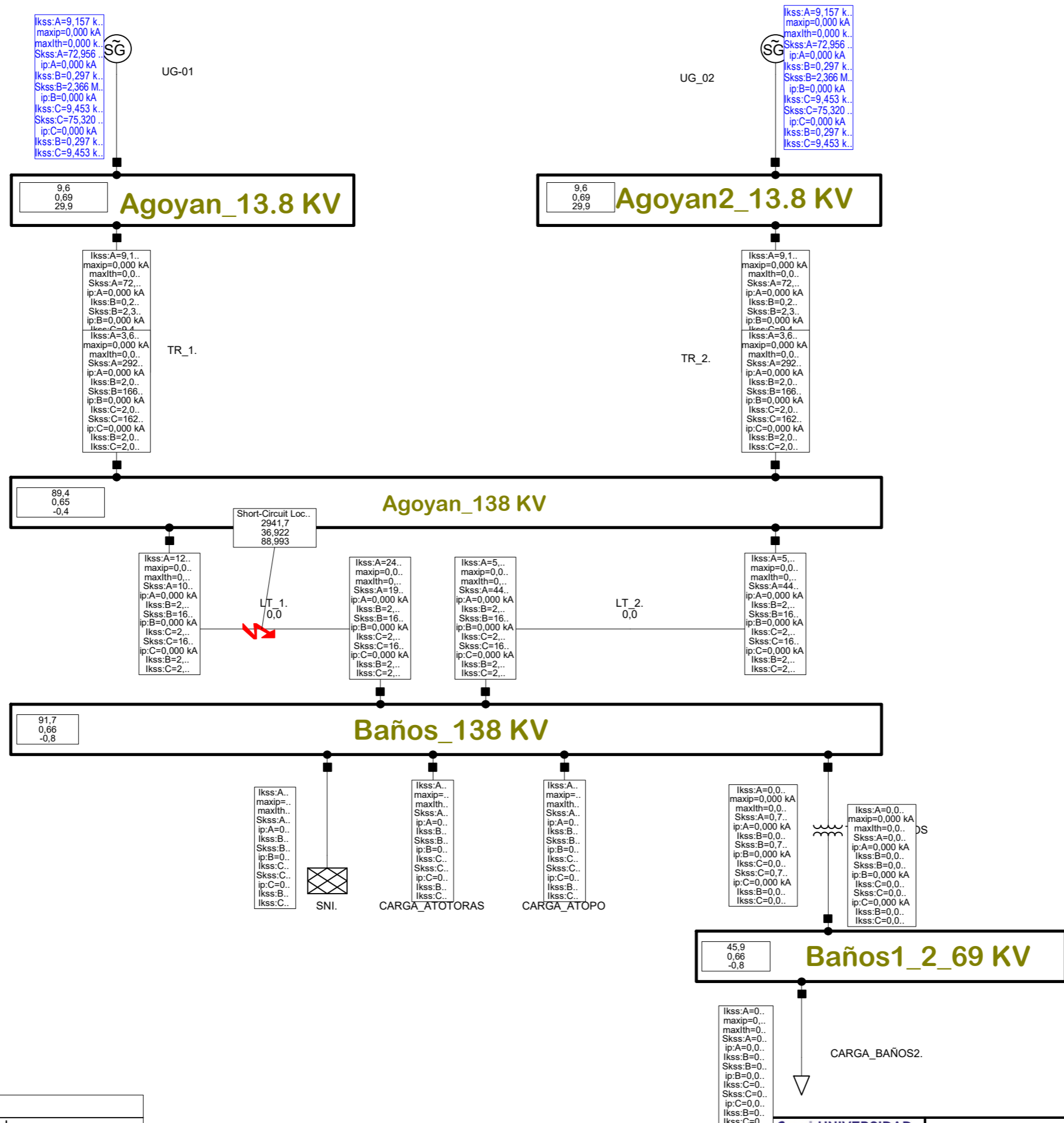
 PUNTO DE FALLA: BARRA 13.8

 FALLA MONOFASICA A TIERRA - CORRIENTE MI

Project:	TESIS
Graphic:	FLUJO DE POT
Date:	1/20/2021
Annex:	24

ANEXO 25

ANEXO 26



Min. Single Phase to Ground IEC 60909	
Short Circuit Nodes	Nodes
Initial Short-Circuit Power A [MVA]	Line to L
Initial Short-Circuit Current A [kA]	Positive-
Short-Circuit Current A [kA]	Positive-

UNIVERSIDAD TÉCNICA DE COTOPAXI

 PowerFactory 15.1.7

PROYECTO HIDROELECTRICO AGOYAN

ESTUDIO DE CORTOCIRCUITO

PUNTO DE FALLA: LT A S/E BAÑOS

FALLA MONOFASICA A TIERRA - CORRIENTE MI

Project: TESIS
Graphic: FLUJO DE POT
Date: 1/20/2021
Annex: 26

ANEXO 27

Figura A. RELÉ 87G



Figura B. RELÉ 64B.



Figura C. RELÉ 64N



Figura D. RELÉ 12G



Figura E. RELÉ 60G



Figura F. RELÉ 49G



Figura G. RELÉ 46G



Figura H. RELÉ 32G



Figura I. RELÉ 24G



Figura J. RELÉ 37G



Figura K. RELÉ 40G



Figura L. RELÉ 27G



Figura M. RELÉ 59G



Figura N. RELÉ 51V

