



INFORME TÉCNICO

ESTUDIO DE COORDINACIÓN Y AJUSTES DE PROTECCIONES (ECAP)

GENERADOR TG4 - CENTRAL YUNGAY

09.04.2024

Documento

Preparado para:



inkia

INFORME TECNICO



ESTUDIO DE COORDINACIÓN Y AJUSTES DE PROTECCIONES (ECAP)

RETROFIT PROTECCIÓN

GENERADOR TG4 - CENTRAL YUNGAY

PROYECTO: Retrofit Protección Generador TG4

DOCUMENTO: IT-2024-VE-IN-001-Rev.B

 VASCO ENERGY INGENIERÍA / ESTUDIOS / GESTIÓN  reliable energy CONFIANZA, SEGURIDAD Y EXPERENCIA					
FECHA	DETALLE	REVISIÓN	EJECUTÓ	REVISÓ	APROBÓ
09-04-2024	Revisión y Comentarios del Cliente	B	VASCO	RELE	INKIA
25-03-2024	Revisión Interna	A	VASCO	RELE	

Índice General

Índice General.....	3
Índice Tablas.....	4
Índice Figuras	6
1. Introducción.....	7
2. Objetivo	7
3. Criterios Generales.....	7
3.1. Antecedentes.....	7
3.2. Normativa	8
4. Descripción General del Proyecto	8
4.1. Descripción del Sistema Eléctrico – Zona de Influencia	9
4.2. Protecciones consideradas y transformadores de medida	10
4.3. Parámetros Generador y Transformador TG4.....	11
5. Transformadores de Corriente en Central Yungay.....	15
6. Característica PQ del Generador TG4 de Central Yungay.....	16
7. Criterios de Ajustes de Funciones de Protección Generador - Unidad TG4	17
7.1. Esquema Unilineal simplificado de funciones de protección	17
7.2. Función diferencial Generador TG4 (87G).....	17
7.3. Función potencia inversa (32R)	18
7.4. Función de desbalance de corriente (46).....	18
7.5. Función de sobre corriente para sobrecarga (51)	19
7.6. Función de sobre corriente controlada por tensión (51V).....	20
7.7. Función de pérdida de excitación o de subexcitación (40).....	21
7.8. Función de Sobreexcitación (24)	23
7.9. Función de sobre tensión (59)	25
7.10. Función de baja tensión (27).....	25
7.11. Función de baja impedancia (21)	25
7.12. Función de pérdida de sincronismo (78).....	26
7.13. Función de sobre y baja frecuencia (81O y 81U).....	26
7.14. Función falla a tierra rotor (64F 1-3 Hz).....	27
7.15. Función contra sobrecargas en el estator (49S).....	27
7.16. Función falla a tierra en el estator - 90% (59N)	29

7.17.	Función falla a tierra del estator con 3era armónica (27TH, 59TH, 59THD)	29
7.18.	Función falla de fusible.....	29
7.19.	Función energización accidental (27/50)	30
7.20.	Función falla de interruptor (50BF)	30
8.	MEMORIA DE CÁLCULO	31
8.1.	Función diferencial Generador TG4 (87G).....	31
8.2.	Función de potencia inversa (32R)	38
8.3.	Función de desbalance de corriente (46).....	40
8.4.	Función de sobre corriente para sobrecarga (51)	44
8.5.	Función de sobre corriente controlada por tensión (51V).....	46
8.6.	Función de pérdida de excitación (40)	49
8.7.	Función de Sobreexcitación (24)	54
8.8.	Función de sobre tensión (59)	57
8.9.	Función de baja tensión (27)	61
8.10.	Función de baja impedancia (21)	64
8.11.	Función pérdida de sincronismo (78)	71
8.12.	Función de sobre frecuencia (81O)	76
8.13.	Función de baja frecuencia 81U).....	80
8.14.	Función falla a tierra rotor (64F 1-3 Hz).....	83
8.15.	Función contra sobrecargas en el estator (49S).....	87
8.16.	Función falla a tierra en el estator (90%) (64S – 59N).....	92
8.17.	Función falla a tierra del estator con 3era armónica (27TH, 59TH, 59THD)	95
8.18.	Función Measuring-Voltage Failure. (60-Falla Fusible).....	99
8.19.	50/27 – Unidad de protección contra energización accidental.	101
8.20.	Función falla de interruptor (50BF)	104
9.	CONCLUSIONES.....	107
10.	ANEXOS	108
10.1	Manual de Protección Siemens 7UT85.....	109
10.2	SIPROTEC CONFIGURATION.....	110
10.3	Esquemas y ajustes de Protecciones existentes Unidad TG4 Central Yungay.....	111
	> Ajustes	115
Índice Tablas		

Tabla 1: Protecciones consideradas.....	10
Tabla 2: Generador TG4.....	11
Tabla 3: Transformador dos devanados TG 110/10,5kV.....	12
Tabla 4: Transformador tres devanados T4 154/110/10,5kV.	13
Tabla 5: Transformadores de corriente asociados a Central Yungay	15
Tabla 6: Transformadores de potencial asociados a Central Yungay	16
Tabla 7: Corriente Sec.Negativa v/s MVA Generador.....	19
Tabla 8: Curva Voltaje de Campo v/s Tiempo	19
Tabla 9: DGT 801 – Ajustes 87G.....	31
Tabla 10: Siemens 7UM85 – Ajustes propuestos 87G.....	31
Tabla 11: DGT 801 – Ajustes protección de potencia inversa (32)	38
Tabla 12: Siemens 7UM85 – Ajustes propuestos 32.....	38
Tabla 11: DGT 801 – Ajustes protección de potencia inversa (46)	40
Tabla 12: Siemens 7UM85 – Ajustes propuestos 46.....	41
Tabla 12: Siemens 7UM85 – Ajustes propuestos 51.....	44
Tabla 16: DGT 801 – Ajustes protección sob. Controlada tensión (51V)	46
Tabla 17: Siemens 7UM85 – Ajustes propuestos 51V.....	46
Tabla 18: DGT 801 – Ajustes pérdida de excitación (40).....	49
Tabla 17: Siemens 7UM85 – Ajustes propuestos 40.....	49
Tabla 20: Siemens 7UM85 – Ajustes propuestos 24.....	54
Tabla 21: DGT 801 – Ajustes sobretensión (59).....	57
Tabla 20: Siemens 7UM85 – Ajustes propuestos 59.....	57
Tabla 23: Siemens 7UM85 – Ajustes propuestos 27.....	61
Tabla 24: Siemens 7UM85 – Ajustes propuestos 21.....	64
Tabla 25: Siemens 7UM85 – Ajustes propuestos 78.....	71
Tabla 26: Limites frecuencia Unidades Generadoras– Norma Técnica	76
Tabla 27: Siemens 7UM85 – Ajustes propuestos 81O	77
Tabla 28: Limites frecuencia Unidades Generadoras– Norma Técnica	80
Tabla 29: Siemens 7UM85 – Ajustes propuestos 81U.....	80
Tabla 30: DGT 801 – Ajustes Falla a tierra rotor (40).....	83
Tabla 31: Siemens 7UM85 – Ajustes propuestos 64F.....	83
Tabla 32: Siemens 7UM85 – Ajustes propuestos 49.....	87
Tabla 33: DGT 801 – Ajustes Falla a tierra estator (64S-59N).....	92
Tabla 34: Siemens 7UM85 – Ajustes propuestos 64G-59N	92
Tabla 35: Siemens 7UM85 – Ajustes propuestos 64G-27TH	95
Tabla 36: Ejemplo ajuste P v/s 3era armónica	97
Tabla 37: Siemens 7UM85 – Ajustes propuestos Falla Fusible.....	99
Tabla 38: Siemens 7UM85 – Ajustes propuestos 50/27.....	101
Tabla 39: Siemens 7UM85 – Ajustes propuestos 50BF.....	104

Índice Figuras

Figura 1: Ubicación Proyecto.....	8
Figura 2: Zona de Influencia TG4 S/E Yungay.....	9
Figura 3: Diagrama Unilineal existente G4 110/10,5 kV Central Yungay.....	14
Figura 4: Característica PQ Central Yungay TG4.....	16
Figura 5: Diagrama Unilineal Simplificado	17
Figura 6: Aporte de generador a falla externa.....	20
Figura 7: Curva característica Función 40.....	21
Figura 8: Límites de estabilidad generador.....	22
Figura 9: Conexión relé 40	22
Figura 10: Curva típica V/Hz Generador	24
Figura 11: Esquema de operación propuesto V/Hz.....	24
Figura 12: Característica de disparo 87G.....	33
Figura 13: Modelamiento DIgSILENT	34
Figura 14: Simulación fallas internas/externas	35
Figura 15: Simulación falla 3F bornes Generador	37
Figura 16: Corriente dependiente de Tensión.....	47
Figura 17: 51V-Tiempos de operación frente a fallas	48
Figura 18: Característica de operación TG4- CH1	53
Figura 19: Parámetros All-Loops	65
Figura 20: Protección distancia - Zonas.....	70
Figura 21: Cálculo valor de R	72
Figura 21: Temp. Vs Corriente	89
Figura 22: % Tercera armónica de tensión en función de la potencia.....	97

1. Introducción

INKIA encomendó a la empresa RELIABLE INGENIERÍA LTDA el desarrollo del estudio de coordinación y ajustes de las protecciones eléctricas (ECAP) asociado a la Unidad TG4 en la Central de Generación Yungay, producto de un proyecto de Retrofit de las protecciones asociadas a dicha máquina.

La central térmica Central Yungay está conformada por las unidades TG1, TG2, TG3 (67,5 MVA, $\cos \phi=0,8$; 54 MW) y TG4 (48,75 MVA, $\cos \phi=0,8$; 39 MW), tiene una potencia instalada de 201 MW, que inyecta su energía a través de la barra de 154 kV de la S/E Yungay por medio de una línea de transmisión de 2,90 km que se conecta a la barra de 154kV de la S/E Charrúa.

2. Objetivo

El objeto del presente informe es indicar los umbrales de operación de las funciones de protección que se habilitarán en las nuevas protecciones SIEMENS modelo 7UM85, las que reemplazarán a las actuales protecciones GUODIAN modelo DGT801 en la unidad de gas N°4 (TG4) de Central Yungay.

3. Criterios Generales

Los ajustes presentados se han estudiado conforme a las recomendaciones para protecciones de generadores de norma internacional de referencia IEEE Std. C.37.102, manual de fabrica del rele de protección, y literatura técnica relacionada.

3.1. Antecedentes

En la confección de este informe se utiliza la información facilitada por el Cliente y la recopilada en el levantamiento realizado en terreno:

- Documento "Generator Protection Comissioning"
- Documento "Colección LEAD: Central Térmica de Zhejiang Jiaogiang (2014). Alambrados"
- Documento "Esquema de Conexión Protección Principal"
- Documento "Protocolo pruebas CMC-356 protecciones generador TG4 "
- Plano: Diagrama Unilineal Central Campanario Versión U4.

3.2. Normativa

- [1]. Norma técnica de seguridad y calidad de servicio. Comisión nacional de energía, septiembre del año 2020 ([Normas Técnicas - Comisión Nacional de Energía \(cne.cl\)](#))
- [2]. Documento COOR-DID-CP-TEC-ET-DIS-AIS-NA-00001 "Criterios de Diseño General de Sistemas de Control, Protecciones y Medida, emitido por la Gerencia de Ingeniería y Proyectos del Coordinador Eléctrico Nacional.
- [3]. C37.102-1995 - IEEE Guide for AC Generator Protection
- [4]. ANSI C50.13 - Cylindrical Rotors Synchronous Generator
- [5]. EE-2023-VE-IN-ECAP-V0 . Estudio de Revisión de Ajustes Central Yungay

4. Descripción General del Proyecto

El Proyecto consiste en el reemplazo de la protección GUODIAN modelo DGT801 por una protección Siemens 7UM85 en la unidad de gas N°4 (TG4) de Central Yungay.

En la figura 1, se muestra la ubicación del Proyecto con apoyo del software Google Earth.

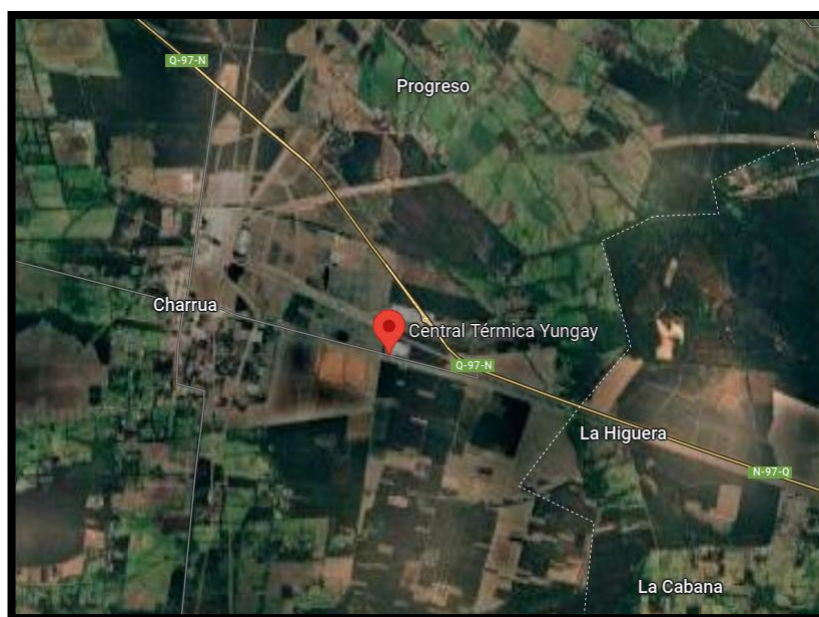


Figura 1: Ubicación Proyecto

4.1. Descripción del Sistema Eléctrico – Zona de Influencia

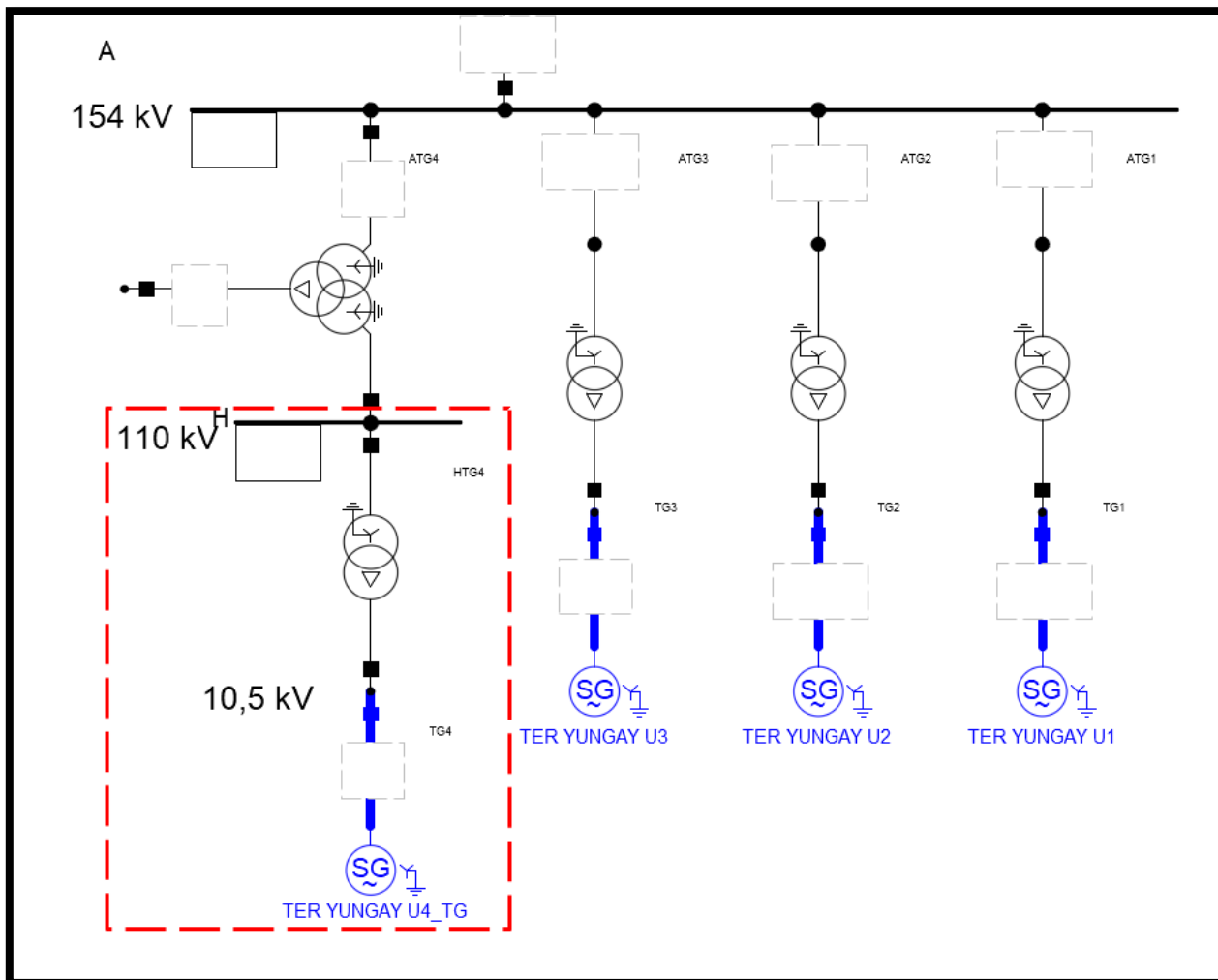


Figura 2: Zona de Influencia TG4 S/E Yungay

4.2. Protecciones consideradas y transformadores de medida

En la siguiente tabla se muestran los relés de protección, con sus respectivas funciones y los transformadores de medida de cada paño asociados al sistema bajo estudio:

Tabla 1: Protecciones consideradas

S/E	Tensión [kV]	Paño	Sistema	Protección	Funciones	TT.CC.	TT.PP.
Yungay	154	A1	S1	Siemens 7SD522	87L	1200/5	161/0,115 kV
Yungay	154	A1	S2	Siemens 7SA612	21/21N/51/50/50G	1200/5	161/0,115 kV
Yungay	154	Barra Prin.	S1	Siemens 7UT613	87B	---	161/0,115 kV
Yungay	154	ATG1	S1/S2	GE T60	87T/51G1	300/5 5000/5	154 / 11,5kV
Yungay	154	ATG1		7VK610	50BF	300/5	154 / 11,5kV
Yungay	154	ATG2	S1/S2	GE T60	87T/51G1	300/5 5000/5	154 / 11,5kV
Yungay	154	ATG2		7VK610	50BF	300/5	154 / 11,5kV
Yungay	154	ATG3	S1	GE T60	87T/51G1	300/5 4000/5	154 / 11,5kV
Yungay	154	ATG3		7VK610	50BF	300/5	154 / 11,5kV
Yungay	110 kV	ATG4	S1	DMP-321/324	87T/51V/59/51N	400/5 4000/5	115/10,5kV
Yungay	11,5	TG1	S1	BECKWITH M3425A	87/51V/46/81/27/59/24/32/21	5000/5	11,5/0,115kV
Yungay	11,5	TG2	S1	BECKWITH M3425A	87/51V/46/81/27/59/24/32/21	5000/5	11,5/0,115kV
Yungay	11,5	TG3	S1	BECKWITH M3425A	87/51V/46/81/27/59/24/32/21	4000/5	11,5/0,115kV
Yungay	11,5	TG4	S1	DGT-801	87/51V/64/32/40/59/46/	4000/5	10,5/0,105kV

4.3. Parámetros Generador y Transformador TG4

Los parámetros del Generador TG4, obtenidos de INFOTECNICA, se muestran en la siguiente Tabla:

Tabla 2: Generador TG4.

Tipo de tecnología según cálculo de Índice de Disponibilidad Programada y Forzada (NTSyCS)	---	Turbina Gas
Subestación de inyección	-----	S/E YUNGAY
11.1.2 Puntos de conexión al SI a través de los cuales inyecta energía.	-----	S/E YUNGAY 110KV
11.1.3 Potencia aparente máxima	[MVA]	48.75
11.1.4 Potencia máxima bruta, para cada tipo de combustible que pueda operar	[MW]	36,9
11.1.5 Consumos propios como % de la potencia máxima bruta	[%]	0,813
11.1.6 Capacidad máxima, potencia neta efectiva	[MW]	36,6
11.1.7 Potencia mínima técnica, para cada combustible que pueda operar	[MW]	35
Mínimo técnico acorde a normativa ambiental	[MW]	25
11.1.8 Tensión nominal	[kV]	10,5
11.1.9 Factor de potencia nominal	-----	0,8
11.1.10 Método de conexión del neutro a tierra	-----	YN
11.1.11 Fecha de entrada en operación	[dd-mm-aaaa]	23-07-2010
11.1.12 Tipo de rotor (polos salientes , rotor cilíndrico, etc.)	-----	Rotor cilíndrico
11.1.13 Reactancia sincrónica de eje directo (Xd)	[p.u]	2,47
11.1.14 Reactancia sincrónica de eje en cuadratura (Xq)	[p.u]	2,38
11.1.15 Reactancia de secuencia cero (X0)	[p.u]	0,095
11.1.16 Resistencia de secuencia cero (r0)	[p.u]	PENDIENTE
11.1.17 Reactancia de secuencia negativa (X2)	[p.u]	0,19
11.1.18 Resistencia de secuencia negativa (r2)	[p.u]	0
11.1.19 Reactancia subtransitoria saturada (X''dsat)	[p.u]	0,17
11.1.20 Resistencia del estator Ra	[p.u]	0.0036/0.01322

11.1.21 Cte. de tiempo transitoria de cortocircuito eje directo (T'd)	[s]	0,5789474
11.1.22 Cte. de tiempo transitoria de cortocircuito eje en cuadratura (T'q)	[s]	0,2426471
11.1.23 Cte. de tiempo subtransitorio de cortocircuito eje directo (T''d)	[s]	0,0270455
11.1.24 Cte. de tiempo subtransitorio de cortocircuito eje en cuadratura (T''q)	[s]	0,0112121
11.1.25 Reactancia transitoria de eje directo (X'd)	[p.u]	0,22
11.1.26 Reactancia transitoria de eje en cuadratura (X'q)	[p.u]	0,462
11.1.27 Reactancia subtransitoria de eje directo (X''d)	[p.u]	0,17
11.1.28 Reactancia subtransitoria de eje en cuadratura (X''q)	[p.u]	0,148
11.1.30 Momento de inercia del generador	[kg m ²]	4.312,229
11.1.31 Reactancia de neutro a tierra	[Ω]	0
11.1.32 Resistencia de neutro a tierra	[Ω]	0
11.1.37 Constante de inercia mecánica H del conjunto turbina-generador (incluyendo compresor cuando corresponda).	[s]	5,6
11.1.37 Tiempo de lanzamiento [Ta]	[s]	11,2

⇒ El generador TG4 se encuentra **sólidamente conectado a tierra.**

Tabla 3: Transformador dos devanados TG 110/10,5kV

YUNGAY 110/11.5KV 70MVA G	
Potencia nominal	70 MVA
Razón	110/10,5 kV
Tipo conexión	YNd1
Frecuencia	50 Hz
Impedancia sec +	11,889 %
Impedancia sec 0	21,304%

Tabla 4: Transformador tres devanados T4 154/110/10,5kV.

YUNGAY 154/110KV 75MVA 4	
Potencia nominal	75/75/25 MVA
Razón	154/100/10,5 kV
Tipo conexión	YN0yn0d1
Frecuencia	50 Hz
Impedancia sec +	10/21,1/25,8 %
Impedancia sec 0	8,7/18,36/22,45%

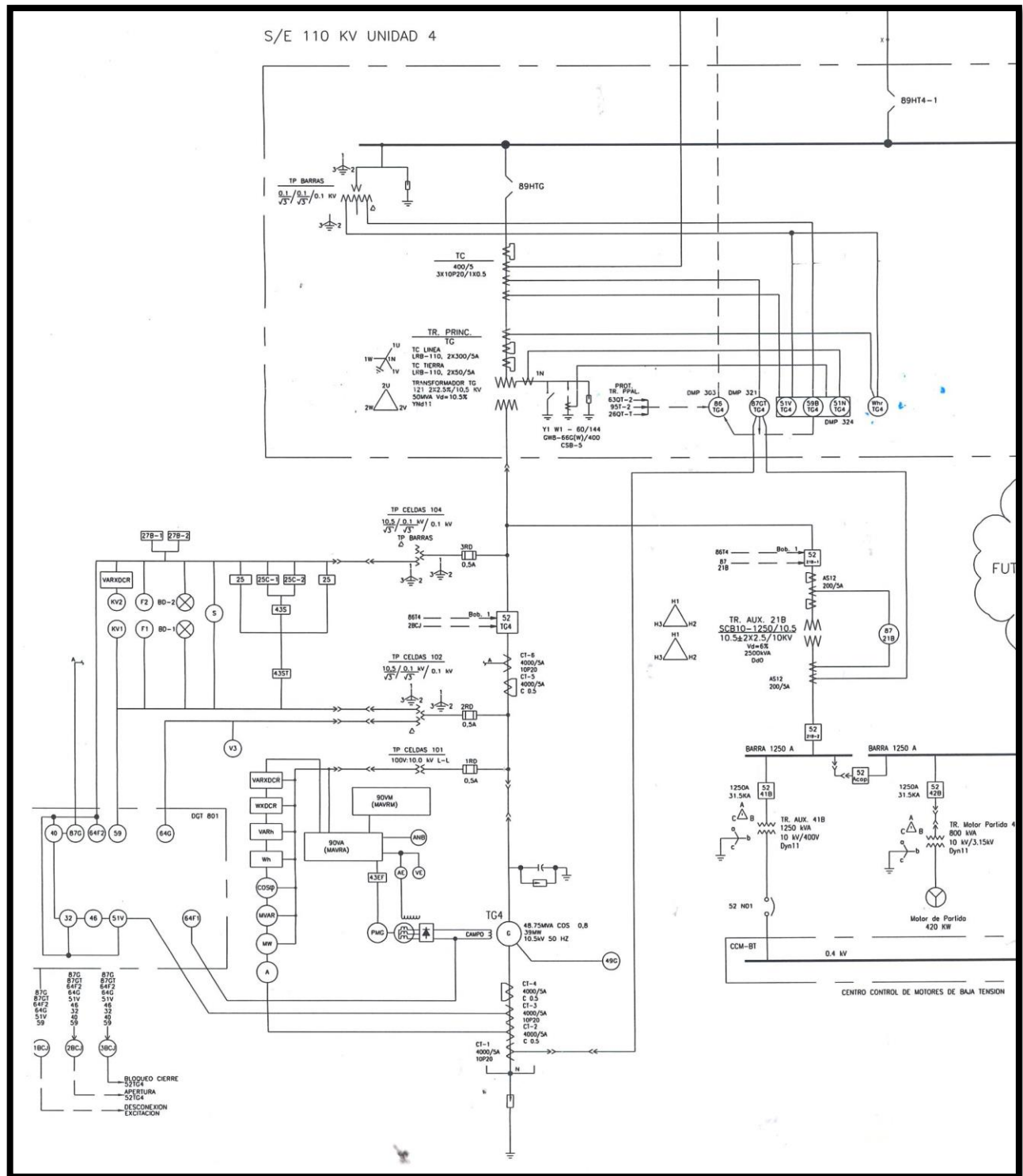


Figura 3: Diagrama Unilineal existente G4 110/10,5 kV Central Yungay

5. Transformadores de Corriente en Central Yungay

A continuación, se detalla un resumen de los equipos de medida de interés para el presente informe técnico:

Tabla 5: Transformadores de corriente asociados a Central Yungay

Paños	Protección	Relaciones [A]	Potencia	Clase	Utilizado [A]
TG1	BECKWITH M 3425A	5000-4000/5-5	Sin información	C200	5000/5
TG2	BECKWITH M 3425A	5000-4000/5-5	Sin información	C200	5000/5
TG3	BECKWITH M 3425A	5000-4000/5-5	Sin información	C200	5000/5
TG4	DGT 801	4000/5 (lado Tr) 4000/5 (lado N)	Sin información	10P20	4000/5 4000/5
ATG1	GE T60	300-600 / 5-5 5000-4000/ 5	30VA	5P20 C200	300/5 5000/5
ATG2	GE T60	300-600 / 5-5 5000-4000/ 5	30VA	5P20 C200	300/5 5000/5
ATG3	GE T60	300-600 / 5-5 5000-4000/ 5	30VA	5P20 C200	300/5 4000/5
ATG4	AREVA P633	300-600-1200/5-5 400/5	Sin información	10P20 10P20	300/5
HTG4	DMP 321 DMP 324	400/5 4000/5	Sin información	10P20 10P20	4000/5

Tabla 6: Transformadores de potencial asociados a Central Yungay

Paños	Relaciones [kV]
TG1	11,5 / 0,115
TG2	11,5 / 0,115
TG3	11,5 / 0,115
TG4	10,5 / 0,105
A1	161 / 0,115

6. Característica PQ del Generador TG4 de Central Yungay

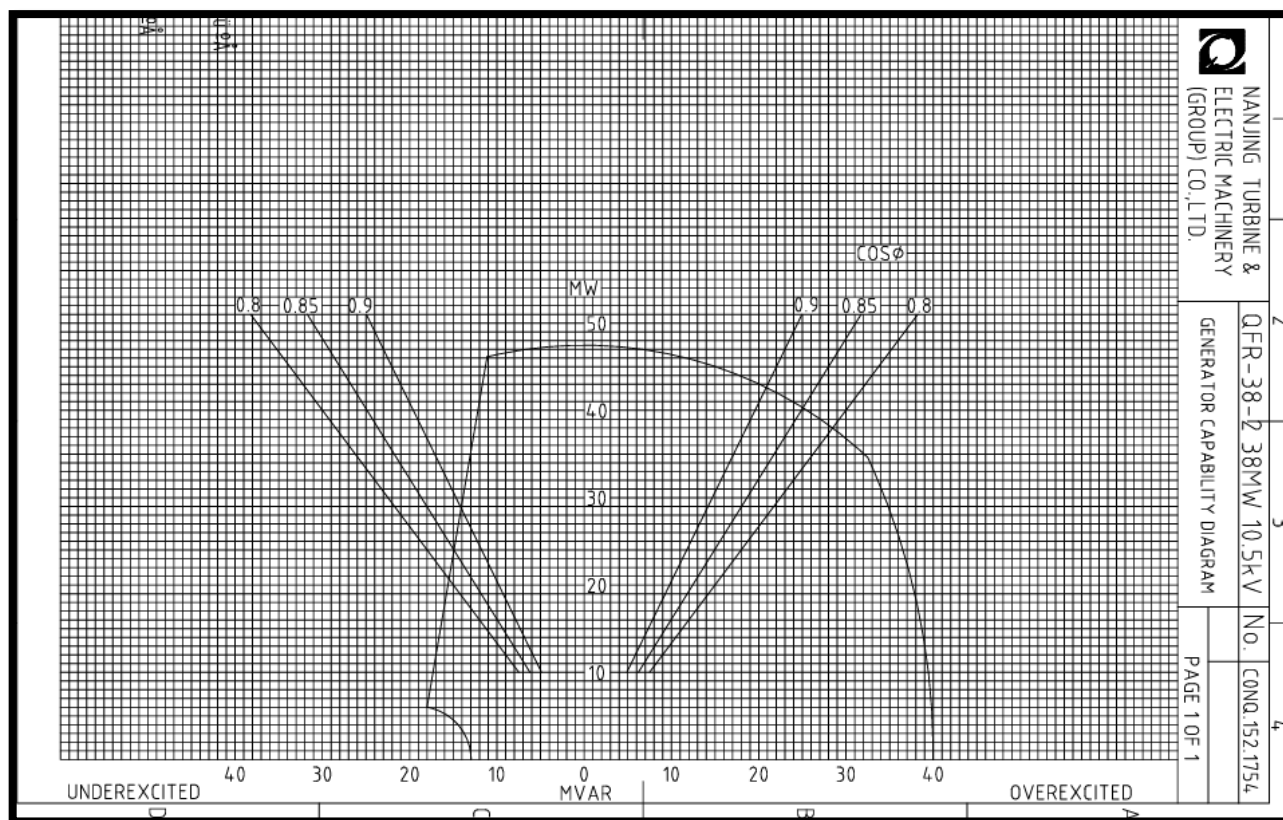


Figura 4: Característica PQ Central Yungay TG4

7. Criterios de Ajustes de Funciones de Protección Generador - Unidad TG4

A continuación, se presentan las consideraciones generales y criterios de ajuste para las funciones de protección recomendadas para la protección 7UM85 asociada al Generador N° 4 de Central Yungay:

7.1. Esquema Unilineal simplificado de funciones de protección

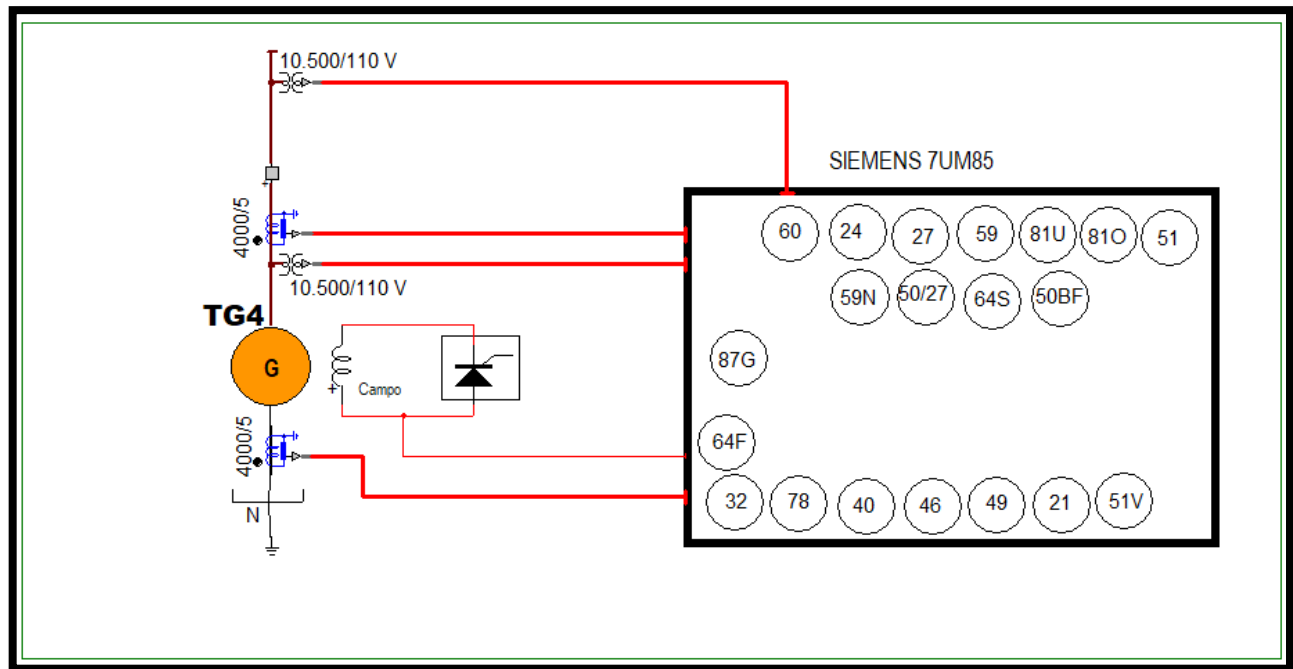


Figura 5: Diagrama Unilineal Simplificado

7.2. Función diferencial Generador TG4 (87G)

I-DIFF: Threshold : Se recomienda utilizar un pick up y una pendiente tan sensible como sea posible, con el fin de detectar fallas internas en los devanados del estator . Típicamente, se recomienda ajustar el pickup con valores comprendidos entre 0,1 y 0,2 p.u. para la unidad diferencial de generador actual este valor se encuentra ajustado en "0,15 p.u. (0,75 A sec)", por tanto se propone mantenerlo.

I-DIFF: Slope 1 Corresponde a la pendiente de la primera línea recta de la característica de operación. Actualmente este valor está ajustado en "0,30", dado que se encuentra dentro de los rangos típicos se recomienda conservarlo.

I-DIFF: Slope 2: Corresponde a la pendiente de la primera línea recta de la característica de operación. Se propone ajustar este parámetro en "0,70", que corresponde a un valor típico para el ajuste de este parámetro.

7.3. Función potencia inversa (32R)

La protección de potencia inversa se utiliza para detectar si el generador está actuando como motor.

En los ajustes generales de la función de protección se ajusta el valor de tensión mínimo para el cual la función se inhabilita.

El nivel de potencia activa de entrada se determina por las pérdidas de fricción que tienen que superarse, y para las turbinas de gas, como es el caso objeto de estudio, se encuentran dentro del siguiente intervalo:

$$\frac{P_{Reverse}}{S_n} = \text{hasta un 30\% (turbinas a gas)}$$

Para la función de potencia inversa (32R), se propone un umbral de operación el que se encuentra en 3% de la potencia nominal del generador, con tiempo de operación retardado en 10 segundos, tiempo que permite prevenir operaciones erróneas al momento de sincronizar la máquina con el sistema, considerando la carga de los SSAA, las pérdidas en el estator, o frente a fenómenos de oscilación de potencia activa.

7.4. Función de desbalance de corriente (46)

La función de protección contra cargas desequilibradas (ANSI 46) es una protección capaz de detectar faltas externas ante condiciones de funcionamiento anormales de la red que afectan al generador. Esta protección evalúa las intensidades de secuencia negativa (I_2) del generador a partir de la medición de la intensidad y aplica el teorema de las componentes simétricas para realizar el cálculo.

La intensidad de secuencia negativa (I_2) genera estrés térmico en el devanado del rotor, por lo que la protección tiene como función proteger a los generadores en caso de una carga asimétrica de larga duración, señalar la presencia de cargas asimétricas en la red, detectar interrupciones del conductor en el sistema primario y detectar cortocircuitos monofásicos y bifásicos con una sensibilidad mayor que la protección de sobreintensidad.

La protección utiliza los transformadores de corriente en el lado del neutro del generador. El tiempo de actuación de la protección está relacionado con el tiempo que se puede permitir que un generador opere con corrientes desbalanceadas y obteniendo un suficiente margen de seguridad. Este tiempo se obtiene de la siguiente expresión:

$$I_2 \cdot T = K$$

Dónde:

K = constante, que depende del tipo de máquina y de refrigeración de la misma.

I_2 = corriente de secuencia inversa.

T = tiempo de duración de la falla [s].

La fracción de secuencia negativa con respecto a la nominal depende del tipo de construcción. La siguiente tabla muestra los valores especificados en la norma americana ANSI C50.13:

TIPO DE GENERADOR			% I_n
ROTOR LISO	Refrigeración indirecta		10
	Refrigeración directa	0 - 960 MVA	8
		960 - 1200 MVA	6
		1201 - 1500 MVA	5
POLOS SALIENTES	Con arrollamiento amortiguador		10
	Sin arrollamiento amortiguador		5

Tabla 7: Corriente Sec.Negativa v/s MVA Generador

El valor de K, indica el tiempo máximo que el generador podría soportar una corriente inversa igual a la nominal (100%). Este factor debe ser facilitado por el fabricante y viene especificado en distintas normas (ANSI, BS). Se ajustará el valor K de manera que la máquina se desconecte antes de sufrir daños pero a su vez debe haber una selectividad adecuada con las demás protecciones.

Para el ajuste de esta función, se considerará como referencia un factor térmico $k=10$ para una unidad a gas, y ambos con una corriente de secuencia negativa permanente admisible de 10%.

7.5. Función de sobre corriente para sobrecarga (51)

Para el ajuste de la corriente de operación de esta función, se utilizará la recomendación señalada en la norma IEEE Std. C50.13, la que indica que para sobrecarga de corta duración de los enrollados de armadura de un generador está definida por:

Tabla 8: Curva Voltaje de Campo v/s Tiempo

Time (seconds)	10	30	60	120
Armature current (percent)	226	154	130	116

De acuerdo con lo anterior, se propone utilizar dos etapas de operación, siendo la primera para alarma y la segunda para desengache (Trip).

Para la primera etapa, se propone ajustar la corriente de operación en un valor igual al 120% de la corriente nominal del generador, con curva de operación de tiempo definido y un retardo a la operación de 60 segundos.

Para la segunda etapa, se recomienda ajustar la corriente de operación en un valor igual a 130% de la corriente nominal del generador, con una curva de operación de tiempo definido y un retardo de operación 30 segundos.

7.6. Función de sobre corriente controlada por tensión (51V)

La protección de sobrecorriente controlada por tensión (ANSI 51V) es una protección de apoyo propia del generador.

En caso de falla entre fases, se recomienda la utilización de protecciones de sobrecorriente con control de tensión (51V) debido a que, en caso de falla externa, la intensidad de cortocircuito que aporta el generador a la falla tiene el siguiente comportamiento:

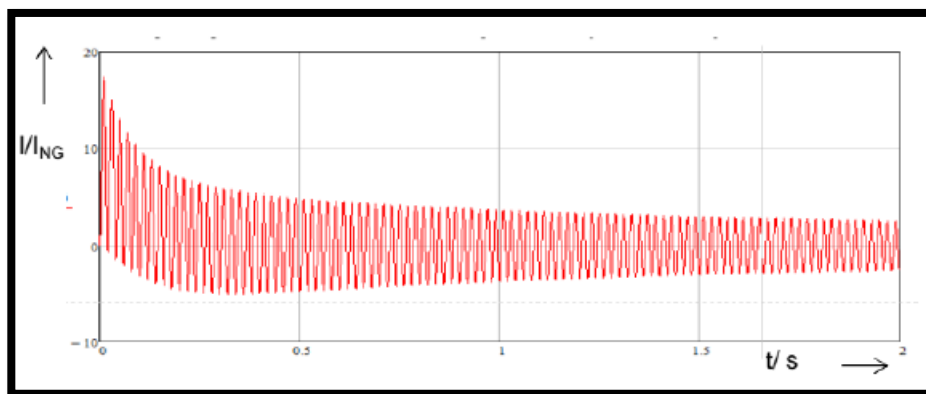


Figura 6: Aporte de generador a falla externa

Como se puede observar, la corriente que aporta el generador a la falla va decreciendo con el tiempo hasta mantenerse estable, pudiendo ser el valor de la corriente de cortocircuito aproximadamente igual a la corriente nominal del generador o incluso estar por debajo de ésta. De esta forma el relé de sobrecorriente puede desactivarse sin llegar a dar disparo al no detectar la suficiente corriente de cortocircuito mientras que la falla permanece. El problema es que en condiciones de falla se reduce la tensión y la excitación no puede mantener la corriente por encima del umbral durante la temporización ajustada.

Es por lo señalado en el párrafo anterior que es necesaria la utilización de la función de protección de sobrecorriente controlada por tensión (51V). Esta función es propia del generador y tiene como misión la detección de fallas externas entre fases.

En caso de pérdida de la medida de tensión, la función deberá ser bloqueada con objeto de no producir disparos intempestivos.

La función 51V debe actuar abriendo el interruptor del generador (52GT4), de forma que desconecte al generador de la red para que deje de aportar al cortocircuito. En cuanto a su tiempo de actuación, dado que se trata de una protección de respaldo, se debe coordinar con las demás protecciones dejándoles tiempo para actuar, ya que tiene como objetivo disparar sólo en caso de que las demás protecciones no lo hicieran o en caso de que se produjese un cortocircuito en barras. Es por esto por lo que su tiempo de disparo es bastante alto, del orden de segundos.

Para esta aplicación proponemos los siguientes criterios de ajuste:

- ✚ Corriente de arranque con tensión nominal: $150\% \cdot I_N$
- ✚ Control por tensión (51V):
Curva inversa, lever 1,5

7.7. Función de pérdida de excitación o de subexcitación (40)

Esta función será ajustada de manera de prevenir un acoplamiento del generador con el sistema de forma tal, que la absorción de potencia reactiva sobrepase su capacidad de diseño y lo lleve a comportarse como generador de inducción. La característica genérica de la función 40 del equipo Siemens 7UM85 se presenta en el siguiente gráfico:

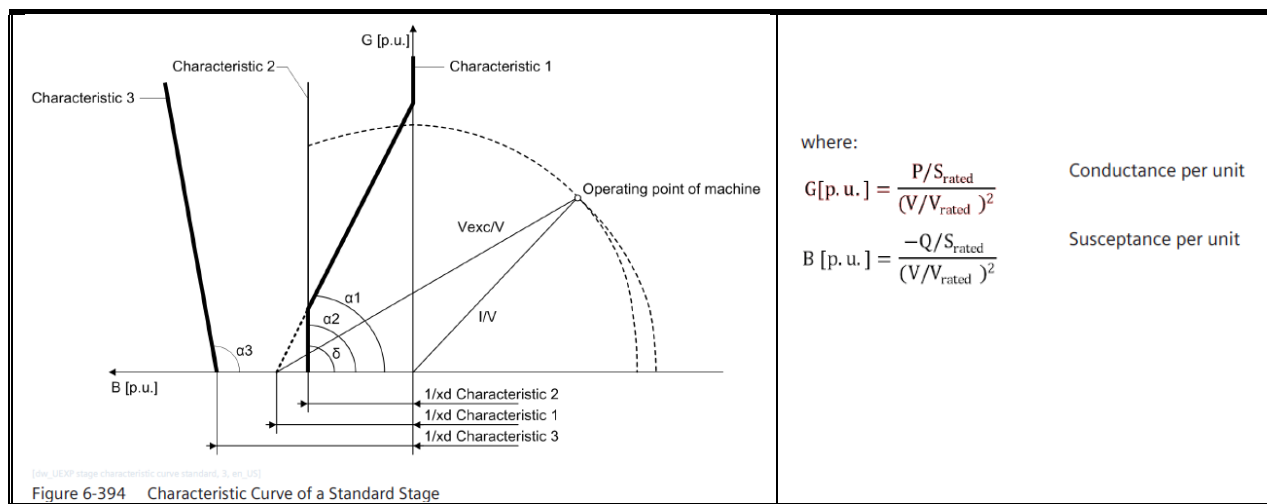


Figura 7: Curva característica Función 40

De acuerdo con las recomendaciones del fabricante y lo indicado en la norma IEEE Std C37.102, se propone el criterio de 3 características independientes en el plano de admitancia (ver figura anterior), las dos primeras adaptadas a la curva de estabilidad permanente (estado estacionario) y la tercera adaptada a la curva del límite de estabilidad dinámica. La siguiente figura muestra los

límites de estabilidad del generador:

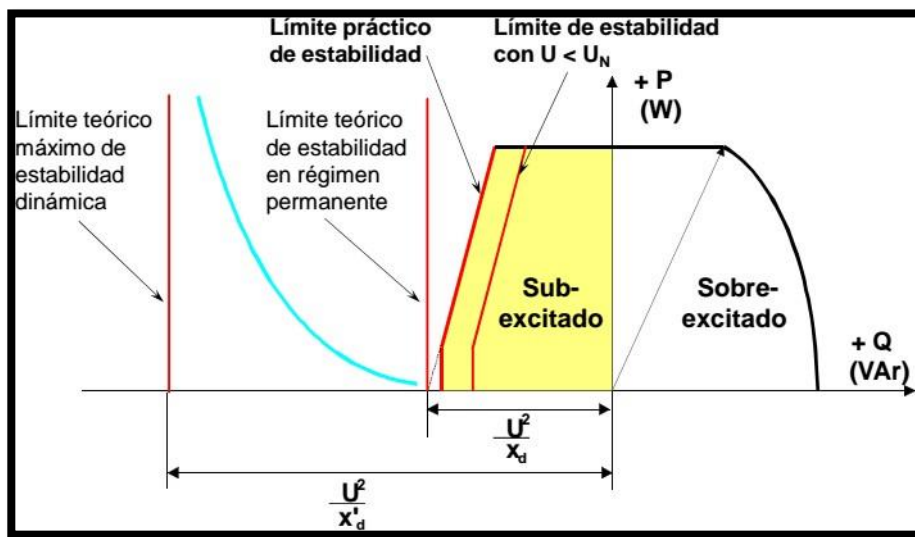


Figura 8: Límites de estabilidad generador

El relé se conecta a ambos extremos del generador con un transformador de corriente y otro de tensión, tal como muestra la siguiente figura:

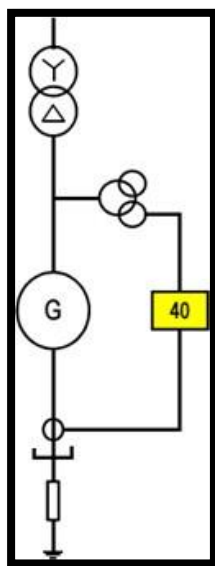


Figura 9: Conexión relé 40

Las características 1 y 2 se propone ajustar con un tiempo de retardo de 10 seg. Para la característica 3 se propone un tiempo de actuación de 0,3 segundos.

7.8. Función de Sobreexcitación (24)

La protección contra sobreexcitación (ANSI 24), es una función de protección contra funcionamientos anómalos del generador que producen daños a sí mismo y/o perturban la red. Tiene como objetivo proteger a los generadores (y transformadores) de niveles excesivos de densidad de flujo magnético causados por sobreexcitaciones en el generador.

La sobreexcitación del generador se produce frecuentemente durante el arranque y la parada de éste, ya que en estas condiciones la frecuencia es menor a la nominal y la tensión se mantiene constante debido a la actuación del regulador de tensión. Además, se puede producir cuando el grupo generador-transformador opera en modo "isla" y también debido a la pérdida de carga si el regulador de tensión y el regulador de frecuencia del generador no funcionan correctamente o si la función de regulación del transformador es insuficiente o se encuentra fuera de servicio.

La sobreexcitación conlleva flujos magnéticos excesivos que atraviesan su entrehierro y afectan al núcleo de hierro del generador, al estator y rotor, y a su sistema de excitación, produciendo daños, muchas veces irreversibles, en cortos periodos de tiempo.

Según la "Ley de Faraday" que establece que el voltaje inducido en un circuito cerrado es directamente proporcional a la rapidez con que cambia en el tiempo el flujo magnético, y teniendo en cuenta que el hierro del estator está construido de un material ferromagnético que presenta una característica especial de saturación cuando el flujo magnético que lo atraviesa se incrementa y alcanza un valor determinado, el valor máximo de flujo magnético que es capaz de soportar un generador sin llegar a saturarse se rige por la siguiente ecuación:

$$\Phi_{\max} = \frac{\sqrt{2} \cdot E_{rms}}{N \cdot 2\pi f}$$

Donde: E_{rms} = Tensión interna reducida
 N = número de vueltas de los devanados del estator.

Tal como se puede observar, el flujo magnético es directamente proporcional a la tensión e inversamente proporcional a la frecuencia. Por lo que ante valores elevados de tensión y/o valores reducidos de frecuencia se presenta un aumento del flujo magnético. Las normas estandarizadas (ANSI/IEEE) establecen que los generadores deben poder funcionar para niveles de tensión y frecuencia dentro de unos límites establecidos. Según la norma ANSI C50.13, los generadores deben operar con un valor de 1,05 veces su valor nominal. Lo que quiere decir que por encima de estos valores se puede producir un incremento del flujo magnético. La protección de sobreexcitación mide la tensión y la frecuencia, para así evaluar la relación de V/Hz de la red y determinar la cantidad de flujo magnético que atraviesa su entrehierro, actuando si se supera el valor predefinido.

En condiciones de falla, la protección debe abrir tanto el interruptor de campo como el interruptor del generador y dar orden de cierre a la turbina.

Los ajustes para la protección deberán tener en cuenta las normas utilizadas para el diseño y la construcción del generador, siendo los límites de capacidad del generador (V/Hz) de vital importancia para la determinación de la curva característica que se le debe aplicar. Los fabricantes normalmente

proporcionan estos datos en término V/Hz porcentuales contra tiempo, como se muestra en la siguiente curva típica:

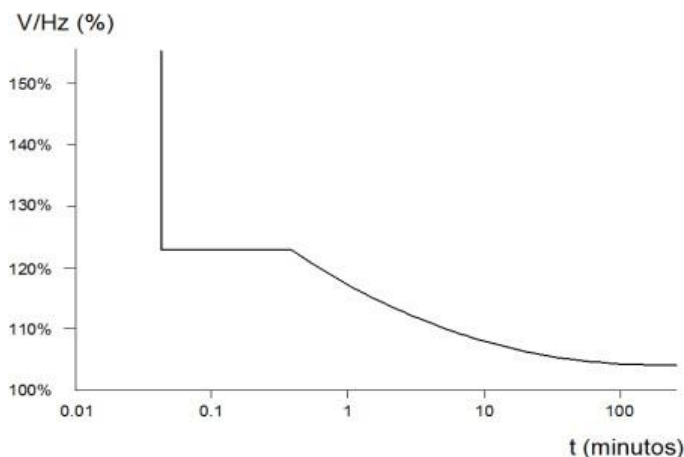


Figura 10: Curva típica V/Hz Generador

Para este estudio se ajustará una curva característica de operación con dos escalones independientes, el primero de ellos, dada su alta temporización, aparte de generar disparo, genera alarma al superar el umbral $U/f >$ asociado a la alarma y arranque de la protección que utiliza una curva de tiempo inverso relacionada con la capacidad térmica de generador (tiempo de actuación propuesto de 10 seg), y un segundo escalón de tiempo definido de actuación mucho más rápida asociado con el disparo por sobreexcitación (tiempo de actuación propuesto de 2seg):

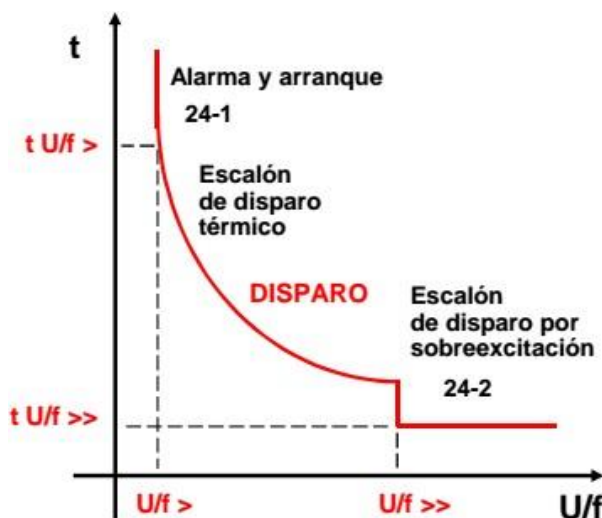




Figura 11: Esquema de operación propuesto V/Hz

7.9. Función de sobre tensión (59)

La función de sobre tensión contará con dos etapas, de manera de prevenir sobretensiones por fallas que pudieran provenir desde el sistema, o bien, fallas en los sistemas de regulación de tensión o excitación.

-  Se propone utilizar para el primer estado (no severo) de sobre tensión, una característica de tiempo definido con un pick up de 110% del voltaje nominal y tiempo de operación de 5 seg.
-  Para el segundo estado se propone una característica de tiempo definido, con pick up igual al 130%Un y tiempo de operación de 0,5 seg.

7.10. Función de baja tensión (27)

Para la función de baja tensión se propone utilizar una etapa, siendo los ajustes para la primera etapa una curva de tiempo definido con un umbral de operación igual al 90% de la tensión nominal del generador y 4 segundos de retardo.

7.11. Función de baja impedancia (21)

La función de baja impedancia está implementada como respaldo a la protección principal del generador (87G), y su aplicación corresponde a una protección de subimpedancia de fases.

Se proponen los siguientes ajustes, en concordancia con documento EE-2023-VE-IN-ECAP-V0, mediante el cual se revisan los ajustes existentes en S/E Yungay.

Zona 1 (21 fase y residual): Esta zona se propone ajustar con dirección hacia adelante (forward), con un alcance del 90% de la impedancia de los Transformadores TG 110/10,5kV y T4 154/110 kV. El tiempo de operación es de 0,3 segundos.

Zona 2 (21 fase y residual): Esta zona se ajusta con dirección hacia adelante (forward), con un alcance del 100% de la impedancia de los Transformadores Transformador TG 110/10,5kV y Transformador N°4 154/110/10,5kV, más el 100% de la impedancia de la línea 154 kV Charrúa-Yungay, El ajuste de tiempo es de 0,9 segundos.

El punto de medida será desde los T/C de lado neutro del generador, de manera que mida el conjunto Generador-Transformador-Sistema.

7.12. Función de pérdida de sincronismo (78)

La operación del generador bajo condiciones de pérdida de sincronismo, provoca un grave riesgo de daño del eje entre la turbina y el generador, inducción de corrientes parásitas sobre el generador en partes donde no está diseñado para conducción de corrientes, absorción severa de potencia reactiva desde el sistema, etc. Para ciertas condiciones, las funciones 78 y 40 pueden verse como redundantes, sin embargo, se debe tener un suficiente grado de protección desde el punto de vista del acoplamiento electromecánico entre turbina y generador.

La protección contra pérdida de sincronismo mide la impedancia entre el generador y la red para plasmar los vectores de impedancia en el plano R-X, dónde se estudia si se trata de una trayectoria durante una oscilación de potencia que causa una pérdida de sincronismo o una trayectoria durante una oscilación de potencia que tiende a estabilizarse. El disparo de la función de protección se produce cuando la característica es atravesada un número de veces ajustable y además sigue la trayectoria correspondiente a la posible pérdida de sincronismo.

Se propone ajustar los valores umbrales de intensidad de secuencia positiva y negativa, con el fin de que en caso de ser traspasados la función quede bloqueada. Siemens recomienda un valor umbral del 20%.

Se propone ajustar una única zona en el polígono de detección (Zona 1) correspondiente a la zona de bloqueo de la turbina de gas.

Se propone utilizar las recomendaciones del fabricante en la detección de las oscilaciones de potencia.

7.13. Función de sobre y baja frecuencia (81O y 81U)

En general, las turbinas térmicas poseen más restricciones a las variaciones de frecuencia para su correcta operación, respecto de las hidráulicas. Bajo esta premisa, se proponen los siguientes ajustes, según lo indicado en la Norma Técnica de Seguridad y Calidad de Servicio, para unidades térmicas del sistema eléctrico nacional:

Para la función de baja frecuencia se propone las siguientes etapas:

Etapas 1= 47,5 Hz, tiempo de operación de 15 segundos.

Etapas 2= 47,0 Hz, tiempo de operación de 5 segundos.

Para la función de sobre frecuencia se propone las siguientes etapas:

Etapas 1 = 51,5 Hz, tiempo de operación de 5 segundos.

Etapas 2 = 52,0 Hz, tiempo de operación de 3 segundos.

Etapas 2 = 52,5 Hz, tiempo de operación de 1 segundos.

7.14. Función falla a tierra rotor (64F 1-3 Hz)

La protección contra fallas a tierra en el rotor (ANSI 64F 1-3 Hz) es una función de protección capaz de detectar fallas a tierra en el rotor del propio generador. Esta función se utiliza para detectar fallas en el campo (field ground).

En principio una falla a tierra en el rotor de un generador síncrono no perturba al correcto funcionamiento de la máquina. El problema radica cuando se produce una segunda falla a tierra que tiene como principales consecuencias el sobrecalentamiento del rotor y la aparición de vibraciones en el mismo, siendo una situación muy grave en la que se requiere la desconexión del generador del sistema eléctrico.

La protección contra fallas a tierra en el rotor detecta cuando se ha producido una primera falla a tierra, dando una alarma. Además, se trata de una protección independiente que no requiere ser coordinada con las demás protecciones. Para detectar la primera falla a tierra en el circuito de excitación se utilizará el Método de inyección de corriente alterna, el cual inyecta una tensión alterna al circuito de excitación a través de un transformador y controla el paso de la corriente. Cuando se produce una falla a tierra, el paso de intensidad genera el cierre de un contacto de alarma del relé. El condensador de acoplamiento bloquea el paso de corriente continua de excitación al circuito de medida del relé de protección. Además, la corriente que se inyecta es de frecuencia inferior a 50Hz, para así poder distinguir la intensidad de medida de otras corrientes parásitas a 50 Hz.

Nota: Para el funcionamiento de esta unidad de protección es necesario considerar los siguientes accesorios:

- Unidad de inyección 7XT71.
- Resistor serie 7XR6004 (o 7XR8004, o equivalente para montaje según proyecto)

En este documento se emitirán ajustes referenciales, por lo tanto, se recomienda efectuar un proceso de medidas para diferentes condiciones de operación del generador, esto es: detenido, en vacío, durante todo el proceso de partida y para diferentes estados de carga que alimente el generador. El objetivo es medir las magnitudes y las variaciones relativas de las resistencias, para poder determinar los valores de los parámetros con los que se ajustará la unidad de falla a tierra del rotor.

7.15. Función contra sobrecargas en el estator (49S)

La función de protección contra sobrecargas (ANSI 49) detecta fallas internas (en el estator y en el rotor del generador) y fallas externas (en la red). Esta protección, también llamada de sobrecarga térmica, tiene como función calcular, estimar, continuamente la temperatura (θ) de la máquina eléctrica (imagen térmica), partiendo de la medición de la corriente (I). Este cálculo, se realiza con un modelo térmico de la máquina eléctrica.

Una situación de sobrecarga consiste cuando ocurre una carga superior al nominal, no

provocado por un cortocircuito. Las sobrecargas vienen dadas sobre todo por un flujo excesivo de potencia reactiva que aumenta la corriente total de la máquina produciendo calentamientos y pérdidas, aunque también viene dada por fallas en el sistema de refrigeración, como la obstrucción de los conductos.

Dada la complejidad del modelo térmico del generador, se utiliza un modelo aproximado que asume las siguientes tres premisas:

- La máquina eléctrica es un cuerpo homogéneo.
- El calor es generado en función del cuadrado de la intensidad.
- El calor es disipado en función de la diferencia de temperatura.

El proceso de calentamiento del generador comienza con la circulación de corriente I por el devanado de la máquina en funcionamiento. En la resistencia R_p del devanado se pierde la potencia $P_p = I^2 \cdot R_p$. Una parte de este calor calienta la máquina según su capacidad térmica C_{th} la otra parte es evacuada al exterior de la máquina según su resistencia térmica R_{th} . La constante térmica de la máquina es $\tau_{th} = R_{th} \cdot C_{th}$. Siendo (θ) la temperatura de la máquina y (θ_{Amb}) la temperatura ambiente exterior o del medio refrigerante. Por lo tanto, la máquina eléctrica se rige por la siguiente ecuación diferencial:

$$I_{p.u.}^2 = \tau_{th} \frac{d\theta}{dt} + \theta - \theta_{Amb}$$

Dónde:

$\tau_{th} \rightarrow$ Constante de tiempo del objeto protegido

$\theta \rightarrow$ Sobretemperatura de corriente, en relación con la temperatura final máxima permisible

$\theta_{amb} \rightarrow$ Temperatura ambiente

La función 49 del equipo 7UM85 se ajustará a un 115% de la intensidad nominal del generador.

7.16. Función falla a tierra en el estator - 90% (59N)

La protección de sobretensión de neutro (59N) mide la tensión de secuencia cero (U_0) en el lado de línea de generador. Se considera una protección de apoyo a la protección contra fallas a tierra en el 95% del estator (64G), que sería la principal de las protecciones contra fallas fase-tierra, ya que ésta es capaz de actuar cuando el interruptor de generador está abierto.

Para la protección 59N es preferible una elevada sensibilidad capaz de detectar un cortocircuito entre pocas espiras.

La función normalmente utiliza una etapa de tiempo definido, pudiendo tener hasta tres etapas o escalones funcionando simultáneamente.

Actúa de la siguiente manera, el equipo de protección de generador generalmente mide la tensión residual a partir de las tensiones de fase-neutro. A continuación, el equipo compara el umbral ajustado con la tensión medida para que se produzca el arranque de la función. Además hay un parámetro que ajusta a cada etapa una temporización en función de la tensión de secuencia cero.

La función dispone de un método capaz de detectar la fase que se ve afectada por la falla a tierra.

7.17. Función falla a tierra del estator con 3era armónica (27TH, 59TH, 59THD)

La función de protección de falla a tierra del estator con 3er armónica (27TH) permite detectar las fallas a tierra del estator en el punto neutro del generador (aprox. 10% a 25%). Se utiliza para generadores en una conexión unitaria, midiendo el 3er armónico de la tensión residual (tensión cero $V_{0 \text{ 3 harm}}$). Sólo puede utilizarse si el generador ha generado suficientes 3ª armónicos.

Se puede realizar una protección contra falla a tierra del estator del 100 % en combinación con la función de protección contra falla a tierra del estator del 90 % (59N) del estator.

La función de protección de falla a tierra del estator con 3er armónico medirá el 3er armónico con el TTPP ubicado en el lado transformador del generador.

7.18. Función falla de fusible

Esta función se deberá ajustar para que detecte la pérdida de la medida de voltaje desde los transformadores de potencial, bloqueando la operación de las funciones que utilicen dicha medida en sus cálculos internos y emitiendo alarma. Para ello se contemplan monitorear el las tensiones de transformador de potencial asociado.

Se propone un ajuste igual al 20% de la corriente nominal del generador.

7.19. Función energización accidental (27/50)

La protección de energización accidental del generador (ANSI 50/27) es una protección contra un funcionamiento anormal del generador que produce daños a sí mismo.

Su función es limitar los posibles daños causados por una energización no intencionada del generador detenido o ya puesto en marcha pero aún sin sincronizar con la red. Ya que cuando ocurre lo anterior, el generador funciona con un gran deslizamiento como máquina asíncrona, acelerándose e induciendo así en el rotor elevadas intensidades no admisibles que pueden dar lugar a daño térmico en muy poco tiempo.

En cuanto al criterio de ajustes de la protección, el umbral asociado a la corriente se ajusta de tal forma que la protección de energización accidental sólo pueda estar activa si la máquina está detenida o si todavía no se han alcanzado las condiciones nominales. El umbral de tensión mínima se ajusta al 50% de la tensión nominal.

7.20. Función falla de interruptor (50BF)

La finalidad de esta función es detectar la falta de apertura del interruptor 52GT4al recibir la orden de disparo enviada por alguna protección. Se considera una lógica de detección por corriente y contactos, se propone ajustar esta función con un pick up de fases del 120% de la corriente nominal del TC, y en el caso de fallas residuales se propone un ajustar el pick up a un 10% de la corriente nominal del TC.

Se consideran dos etapas de operación, de las cuales la primera etapa considera un retrip al mismo interruptor con un tiempo instantáneo y luego una segunda etapa que abre el interruptor 52ATG4 con un tiempo de 200 milisegundos.

8. MEMORIA DE CÁLCULO

8.1. Función diferencial Generador TG4 (87G)

A continuación se muestran los ajustes actuales de la función diferencial (87G) de la protección DGT 801:

Tabla 9: DGT 801 – Ajustes 87G

Descripción	Parámetro	Valor	Unidad	Valor p.u
Corriente de partida diferencial Idiff>	Ig	0,75	A	0,15
Factor de curva (pendiente)	Kz	0,30		
Punto de inflexión (Balance)	Ig	4,00	A	0,80
Corriente nominal	In	5,00	A	
Diferencial instantánea Idiff >> (multiple)	Isd	4		4 veces

En la siguiente tabla se muestran los ajustes propuestos para la unidad diferencial del relé Siemens 7UM85:

T/C = 4.000 / 5 (lado bornes generador 10,5 kV)

T/C = 4000 / 5 (lado neutro del generador)

Tabla 10: Siemens 7UM85 – Ajustes propuestos 87G

Número	Nombre del ajuste	Valor
General		
_:11041:1	I-DIFF: Mode	ON
_:11041:2	I-DIFF: Operate &flt. Rec. blocked	NO
_:11041:6	I-DIFF: Operate delay	0,00 s
Operate curve		
_:11041:3	I-DIFF: Threshold	0,10
_:11041:100	I-DIFF: Slope 1	0,25
_:11041:101	I-DIFF: Intersection 1 Irest	0,50
11041:102	I-DIFF: Slope 2	0,70
_:11041:103	I-DIFF: Intersection 2 Irest	2,50
Starting detection		

_:11041:106	I-DIFF: Starting detection	NO
_:11041:107	I-DIFF: Thresh. Startup detection	0,1 s (*)
_:11041:108	I-DIFF: Factor increasing char.	2 (*)
_:11041:109	I-DIFF: Max. perm. Start time	5 (*)
DC offset detection		
_:11041:110	I-DIFF: Factor increasing char. DC	2,0
Ext. fault detection		
_:11041:128	I-DIFF: Threshold add-on stabiliz.	2,00
_:11041:129	I-DIFF: Time of add-on stabiliz.	0,30 s
_:11041:130	I-DIFF: Crossblk. Time add-on st.	0,30 s
I-DIFF fast		
_:11071:1	I-DIFF fast: Mode	ON
_:11071:3	I-DIFF fast: Threshold	8,0
_:11071:6	I-DIFF fast: Operate delay	0,00 s
_:11071:100	I-DIFF fast: Operate & flt.rec. blocked	NO
I-DIFF unrest		
_:18002:1	I-DIFF unrest: Mode	ON
_:18002:3	I-DIFF unrest: Threshold	10,0
_:18002:6	I-DIFF unrest: Operate delay	0,00 s
_:18002:100	I-DIFF unrest: Operate & flt.rec. blocked	NO

87G: Especificación de los ajustes:

Sección: "General".

En esta sección se habilitan las funciones a utilizar en la unidad de protección diferencial (87G) del relé SIEMENS 7UM85. Se propone considerar los siguientes parámetros:

I-DIFF: Mode (dirección _:11041:1): Actualmente, en el relé GUODIAN - DGT801 se encuentra ajustada una unidad de protección diferencial que protege el grupo generador, por tanto este parámetro se debe ajustar en **"ON"**.

I-DIFF: Operate & flt. Rec. blocked (dirección _:11041:2): Este parámetro permite bloquear la operación de la unidad, como también la generación de registros de falla e indicaciones de operación. Esta función es de utilidad en el caso que no se desee disparar la función de protección y tampoco se quieran generar reportes. Se propone ajustar en la opción **"NO"**.

I-DIFF: Operate delay (dirección _:11041:6): Este parámetro corresponde al tiempo de operación de la unidad diferencial, se recomienda ajustarlo en **"0,00 sec"**.

Sección: "Operate curve".

La característica de disparo de la unidad diferencial consta de dos rectas, los ajustes de cada una de ellas se indican a continuación:

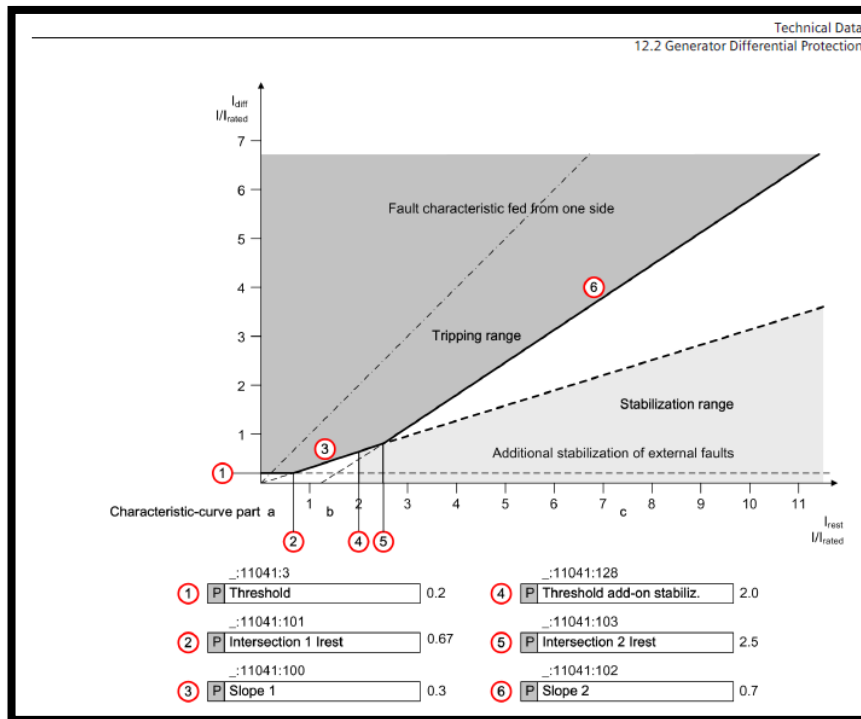


Figura 12: Característica de disparo 87G

Unidad TG: T/C lado fase 10,5 kV : 4000/5 A, RTC Fase = 800
T/C lado neutro 10,5 kV : 4000/ 5 A, RTC lado Neutro=800

Para $S_{max} = 48,75$ MVA, $U_{nom} = 10,5$ kV, se tiene:

$I_{nominal} = I_{base} = 2680,5$ A

$I_{pu\ nom} = 3,45$ pu

I-DIFF: Threshold (dirección _:11041:3): Se recomienda utilizar un pick up y una pendiente tan sensible como sea posible, con el fin de detectar fallas internas en los devanados del estator. El fabricante recomienda ajustar el pickup con valores comprendidos entre 0,1 y 0,2 p.u. para las unidades diferenciales de generador actualmente este valor se encuentra ajustado en **"0,15"**, por tanto se propone mantenerlo.

I-DIFF: Slope 1 (dirección _:11041:100): Corresponde a la pendiente de la primera línea recta de la característica de operación. Actualmente este valor está ajustado en **"0,30"**, dado que se encuentra dentro de los rangos típicos se recomienda conservarlo.

I-DIFF: Intersection 1 I_{rest} (dirección _:11041:101): Este parámetro representa la

máxima corriente del punto de medida que es usada como corriente de retención para una corriente diferencial fija antes de cambiar a la zona con pendiente. Se propone ajustar este parámetro en **"0,5"** (menor al que actualmente tiene la protección GUODIAN - DGT801 que es aproximadamente "0,8")

I-DIFF: Slope 2 (dirección _:11041:102): Corresponde a la pendiente de la primera línea recta de la característica de operación. Se propone ajustar este parámetro en **"0,70"**, que corresponde a un valor típico para el ajuste de este parámetro.

I-DIFF: Intersection 2 Irest (dirección _:11041:103): Este parámetro de ajuste determina desde que valor de corriente de retención comienza la pendiente SLOPE 2. Se propone ajustar este parámetro en **"2,5"** que corresponde a un valor recomendado por el fabricante.

Para verificar estos parámetros, modelamos el sistema eléctrico: sistema de 154 kV, Transformadores, generadores, etc., en DIGSILENT Power Factory y simulamos cortocircuitos en bornes del generador (100% de impedancia del reactor) y cortocircuitos al interior del transformador (simulamos fallas internas del generador):

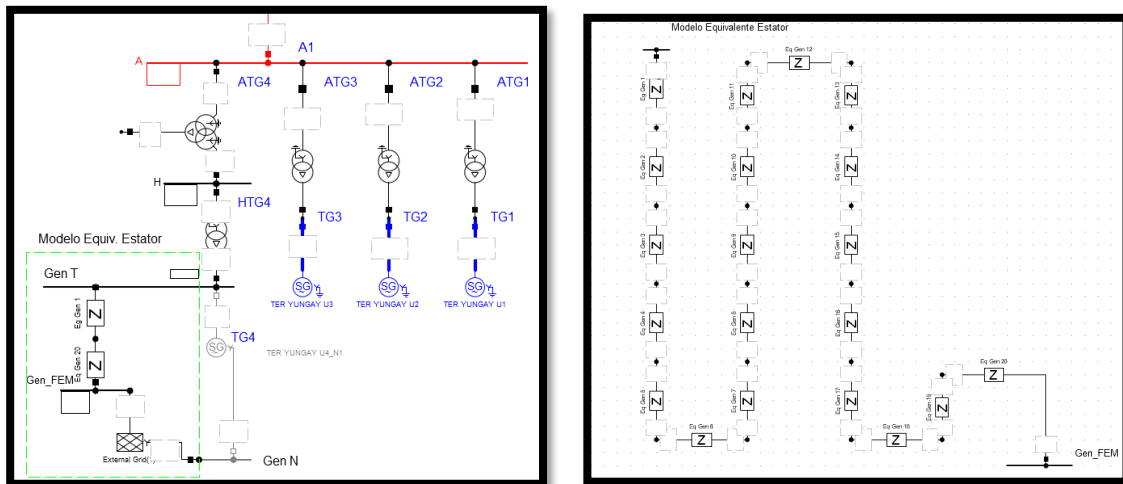


Figura 13: Modelamiento DIGSILENT

De acuerdo con lo anterior, verificamos que los ajustes propuestos permiten asegurar que frente a fallas francas la protección opera para fallas internas y no opera para fallas externas:

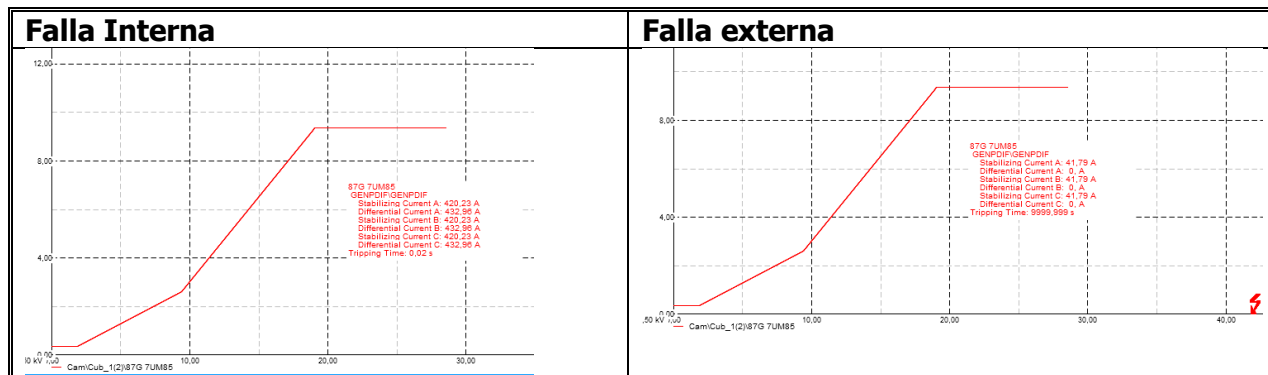


Figura 14: Simulación fallas internas/externas

Sección: “Starting detection”.

I-DIFF: Starting detection (dirección _:11041:106): El parámetro de detección de partida se sugiere activar en caso que haya motores conectados a la misma barra del generador, para insensibilizar la unidad diferencial al momento de la partida de los motores. Dado que en esta aplicación no existen motores que se conecten a la misma barra del generador, no es necesario activar este parámetro. Por tanto, se ajusta en **“NO”**.

I-DIFF: Thresh. Startup detection, Factor increasing char. y Max. perm. Start time: Como el ajuste de Starting detection esta desactivado, el ajuste de estos parámetros es “*”, el cual debe ser completado al momento de la puesta en servicio (se proponen valores típicos en este informe).

Sección: “DC offset detection”.

I-DIFF: Factor increasing char. DC (dirección _:11041:110): La detección de la componente continua siempre está activa, este factor incrementa la primera pendiente (Slope 1) y el mínimo de operación (Threshold), El ajuste por defecto de **“2,0”** ha sido probado en numerosas aplicaciones dando resultados favorables, por lo tanto se propone mantener el ajuste que viene por defecto.

Sección: “Ext. fault detection”

I-DIFF: Threshold add-on estabiliz. (dirección _:11041:128): La corriente de estabilización es la suma aritmética de las corrientes que entran y salen de la zona protegida, es decir, es el doble de la corriente que se encuentra circulando. Por lo tanto, se recomienda mantener el ajuste por defecto del umbral de operación **“2,0”**.

I-DIFF: Time of add-on stabilz (dirección _:11041:129): Este parámetro corresponde al tiempo máximo de duración de la estabilización adicional. Se recomienda mantener el ajuste por defecto en **“0,3 seg”**.

I-DIFF: Crossblk. Time add-on st. (dirección _:11041:130): Este tiempo corresponde al tiempo de bloqueo cruzado de la función de estabilización adicional. Se recomienda mantener el ajuste por defecto en **“0,3 seg”**.

Sección: “I-DIFF fast”

I-DIFF fast: Mode (dirección _:11071:1): Existe una segunda unidad diferencial para enviar orden de trip ante corrientes de gran magnitud. Si bien en el ajuste existente no posee esta unidad de alta corriente, es recomendable activarlo, por lo que se debe ajustar en **“ON”**.

I-DIFF fast: Threshold (dirección _:11071:3): Cuando se supera el umbral de operación de esta unidad se inicia el disparo, independiente de la magnitud de la corriente de restricción. Por tanto, el mínimo de operación debe ser mucho mayor que el ajustado en la primera unidad diferencial (I-DIFF: Threshold; dirección 11041:3). Para ajustar este parámetro se recomienda tomar como referencia la expresión siguiente:

$$\text{I-DIFF fast Threshold} = 1 / U_k = 1 / 11,889\% \approx 8,41. \text{ (} U_k \text{ corresponde a la impedancia del transformador elevador de la Turbina a Gas TG4)}$$

Para esta aplicación se propone ajustar este parámetro en **“8 veces”**.

I-DIFF fast: Operate delay (dirección _:11071:6): Este parámetro corresponde al tiempo de operación de la unidad diferencial para corrientes altas, se recomienda ajustarlo en **“0,00 sec”**.

I-DIFF fast: Operate & flt.rec. blocked (dirección _:11071:100): Este parámetro permite bloquear la operación de la unidad, como también la generación de registros de falla e indicaciones de operación. Esta función es de utilidad en el caso que no se desee disparar la función de protección y tampoco se quieran generar reportes. Se propone ajustar en la opción **“NO”**.

Sección: “I-DIFF unrest”

I-DIFF unrest: Mode (dirección _:18002:1): Existe una unidad diferencial sin restricción para enviar orden de trip ante corrientes de gran magnitud. Si bien en el ajuste existente no posee esta unidad de alta corriente, es recomendable activarlo, por lo que se debe ajustar en **“ON”**.

I-DIFF unrest: Threshold (dirección _:18002:3): Cuando se supera el umbral de operación de esta unidad se inicia el disparo, independiente de la magnitud de la corriente de restricción. Por tanto, el mínimo de operación debe ser mucho mayor que el ajustado en la primera unidad diferencial (I-DIFF: Threshold; dirección 11041:3). Para ajustar este parámetro, utilizamos la modelación realizada en DIgSILENT y simulamos un cortocircuito trifásico en bornes del generador (100% de impedancia del reactor):

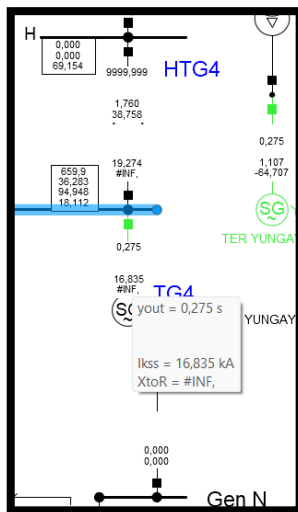


Figura 15: Simulación falla 3F bornes Generador

El aporte del generador TG4 es de 16,8 kA

Tal como hemos señalado, el TTCC es de razón 4000/5, entonces la corriente por el secundario es de 21 Asec. Por lo tanto, el valor de 10 veces es un valor conservador.

Para esta aplicación se propone ajustar este parámetro en **"10 veces"**.

I-DIFF unrest: Operate delay (dirección _:18002:6): Este parámetro corresponde al tiempo de operación de la unidad diferencial para corrientes altas, se recomienda ajustarlo en **"0,00 sec"**.

I-DIFF unrest: Operate & flt.rec. blocked (dirección _:18002:100): Este parámetro permite bloquear la operación de la unidad, como también la generación de registros de falla e indicaciones de operación. Esta función es de utilidad en el caso que no se desee disparar la función de protección y tampoco se quieran generar reportes. Se propone ajustar en la opción **"NO"**.

8.2. Función de potencia inversa (32R)

A continuación, se indican los ajustes actuales para la unidad contra potencia inversa en el relé DGT 801:

Tabla 11: DGT 801 – Ajustes protección de potencia inversa (32)

DESCRIPCION	SIMBOLO	VALOR	UNIT
Potencia	$-P_{1.dz}$	-10	W (sec)
Tiempo	t1	2	s
Tiempo	t2	-	s

En la tabla siguiente se muestran los ajustes propuestos la unidad de potencia inversa del relé 7UM85:

Tabla 12: Siemens 7UM85 – Ajustes propuestos 32

Número	Nombre del ajuste	Valor
Stage 1		
_:991:1	Stage 1:Mode	ON
_:991:2	Stage 1:Operate & flt.rec. blocked	NO
_:991:3	Stage 1:Threshold	-3,00%
_:991:4	Stage 1:Dropout ratio	0,6
_:991:102	Stage 1:Dropout delay	0,50 sec
_:991:6	Stage 1:Operate delay	10,00 sec
_:991:103	Stage 1:Operate delay stop valve	1 sec

El valor propuesto se obtiene de los siguientes cálculos:

- $P_{nominal} = S_{base} \cdot \cos \varnothing = 48,75 \cdot 0,80 = 39,0 \text{ MW}$
- Consumos propios del generador:
 - i) Consumo propio = $0,813\%$ de $P_{max_Bruta} = 0,813 \cdot 39 / 100 = 0,317 \text{ MW}$
 - ii) Pérdidas estator = $R_s \cdot I_{nom}^2 = 0,08145 \cdot (2,68)^2 = 0,585 \text{ MW}$

Aplicamos un 30% de holgura: $1,3 \cdot 0,902 = 1,1726 \text{ MW}$

Donde: $1,1726 / 39 = 3\%$.

32: Especificación de los ajustes:

Stage 1: Mode (dirección _:991:1): Mediante este parámetro se habilita la unidad de protección contra inversión de potencia, por tanto se ajusta en **"ON"**.

Stage 1: Operate & flt.rec. blocked (dirección _:991:2): Este parámetro permite bloquear la operación de la unidad, como también la generación de registros de falla e indicaciones de operación. Esta función es de utilidad en el caso que no se desee disparar la función de protección y tampoco se quieran generar reportes. Se propone ajustar en la opción **"NO"**.

Stage 1: Threshold (dirección _:991:3): Este parámetro corresponde al umbral de operación de la unidad de protección contra inversión de potencia. El mínimo de operación de la unidad de potencia inversa utilizado en turbinas a gas, típicamente se ajusta con hasta un 30% de la potencia nominal de la máquina. Actualmente, en la unidad TG4 el mínimo de operación de la unidad de potencia inversa está ajustado en **"-10 W"**, lo que equivale a un -2% de la potencia nominal. Se propone modificar el ajuste existente a **"- 3%"**, según los cálculos señalados más arriba.

Stage 1: Dropout ratio (dirección _:991:4): Si la unidad de protección se ha activado porque se alcanzó su umbral de operación, pero durante el retardo la potencia cae transitoriamente bajo el umbral de operación, la unidad se mantendrá activa si la relación entre la potencia medida y el mínimo de operación es superior al valor ajustado en este parámetro. Se propone ajustar este parámetro según las recomendaciones del fabricante, que corresponde a **"0,6"**.

Stage 1: Dropout delay (dirección _:991:102): En este parámetro se ajusta el tiempo en que se completa el dropout de la potencia. Se propone ajustar este parámetro en **"0,50 segundos"**

Stage 1: Operate delay (dirección _:991:6): En este parámetro se debe ajustar el tiempo de operación de la unidad de protección contra inversión de potencia. Este tiempo de operación debe ser ajustado para superar cualquier estado transitorio de potencia inversa, después de la sincronización u oscilaciones de potencia posteriores a una falla en el sistema eléctrico. Por lo general, para esta unidad se recomienda ajustar un tiempo de operación largo, actualmente las unidades de protección contra potencia inversa de la turbina se encuentran ajustados con un tiempo de retardo de **"2 segundos"** lo que se considera bajo. Por tanto, recomienda modificar este tiempo de operación a **"10 segundos"**.

Stage 1: Operate delay stop valve (dirección _:991:103): En condiciones de emergencia, la protección de potencia inversa puede operar con un tiempo de retardo breve, el que es habilitado cuando ocurre un disparo de emergencia en el interruptor de presión de aceite, o bien por medio de la posición de un interruptor en la válvula de trip de emergencia. Antes del disparo se debe asegurar que la potencia inversa únicamente es causada por la pérdida de potencia en el accionamiento desde el lado de la turbina. El retardo de tiempo debe ser lo suficientemente largo como para evitar que la unidad envíe orden de apertura en caso de ocurrir una oscilación de potencia activa, debido al cierre intempestivo de la válvula. Se propone el ajuste de **" 1 segundo"**, el cual corresponde al propuesto por el fabricante. Es necesario que para que esta aplicación funcione se encuentre alambrada la señal externa necesaria para su funcionamiento.

8.3. Función de desbalance de corriente (46)

A continuación se indican los ajustes actuales para el relé DGT 801:

Tabla 13: DGT 801 – Ajustes protección de potencia inversa (46)

DESCRIPCION	SIMBOLO	VALOR	UNIT
Definite time limit negative sequence over current set value	$I_{2.g1}$	0,35	A
Definite time limit negative sequence over current set value	t_{11}	9	s
Inverse time limit over current startup set value	I_{2s}	0,36	A
Inverse time limit over current	$I_{2.up}$	13,8	A
Heat extractor factor	K_1	10	
Heat value factor	K_2	0,1	
Long time	t_s	1000	s
Quick break active time	t_{up}	0,1	s

- TT/CC : 4000/5; $I_{gen\ sec} = 3,35\ A_{sec}$.
- Ajuste actual de sobrecorriente de secuencia negativa equivale a un 10%.
- Como se observa, la protección actual tiene ajustes que operan en tiempo definido y ajustes que operan frente a una curva de tiempo inverso.

En la tabla siguiente se muestran los ajustes propuestos la unidad contra carga desequilibrada del relé 7UM85:

Tabla 14: Siemens 7UM85 – Ajustes propuestos 46

Número	Nombre del ajuste	Valor
Therm. Stage 1		
_:11011:1	Therm. Stage 1:Mode	ON
_:11011:2	Therm. Stage 1:Operate & flt.rec. blocked	NO
_:11011:101	Therm. Stage 1:Max. continuously perm. I2	10%
_:11011:102	Therm. Stage 1:Unbalanced load factor K	9 s
_:11011:103	Therm. Stage 1:Cooling time therm.replica	900 s
_:11011:104	Therm. Stage 1:Warning delay	5 s
Therm. Stage 2 (*)		
_:11012:1	Therm. Stage 2:Mode	ON
_:11012:2	Therm. Stage 2:Operate & flt.rec. blocked	NO
_:11012:101	Therm. Stage 2:Max. continuously perm. I2	9%
_:11012:102	Therm. Stage 2:Unbalanced load factor K	15 s
_:11012:103	Therm. Stage 2:Cooling time therm.replica	1851 s
_:11012:104	Therm. Stage 2:Warning delay	5 s

Nota 1 (*): La etapa número 2 de la unidad contra carga desequilibrada, sólo se usará para emitir una alarma, por lo que se debe utilizar el bit de salida denominado Warning (dirección _:11012:301). En ningún caso se debe utilizar el bit Operate.

46: Especificación de los ajustes:

Sección: “Therm. Stage 1”

Therm. Stage 1: Mode (dirección _:11011:1): Mediante este parámetro se habilita la unidad de protección contra carga desequilibrada. Por tanto se ajusta en **“ON”**.

Therm. Stage 1: Operate & flt.rec. blocked (dirección _11011:2): Este parámetro permite bloquear la operación de la unidad, como también la generación de registros de falla e indicaciones de operación. Esta función es de utilidad en el caso que no se desee disparar la función de protección y tampoco se quieran generar reportes. Se propone ajustar en la opción **“NO”**.

Therm. Stage 1: Max. continuously perm. I2 (dirección _11011:101): El ajuste de este parámetro se utiliza para definir un umbral de operación. El relé que actualmente se encuentra en

servicio, está ajustado para permitir que la máquina funcione con un máximo de secuencia negativa de un **"10%"** de la corriente nominal de la máquina. Se propone mantener el ajuste existente, debido a que es un valor típico para turbinas a gas.

Therm. Stage 1: Unbalanced load factor K (dirección _11011:102): Este parámetro representa el tiempo máximo en segundos en el cual la maquina puede operar con 100% de carga desequilibrada. Este tiempo depende de cada máquina, pero está dentro del rango de 5 – 40 segundos. El ajuste actual está en **"9 segundos"**, el cual se mantendrá.

Therm. Stage 1: Cooling time therm.replica (dirección _11011:103): Este parámetro representa el tiempo que toma la máquina para enfriarse luego de bajar desde el umbral de máxima corriente de secuencia negativa permitida de forma continua (dirección _11011:101), según el ajuste existente, este tiempo es de 1000 segundos, sin embargo el fabricante recomienda ajustar este parámetro mediante la siguiente formula:

$$T \text{ cooling time} = \text{Unbalance load factor K} / (\text{Max. continuously perm. I}_2)^2 = 9 \text{ s} / (0,10)^2 = 900 \text{ s}$$

Se propone modificar el ajuste de este parámetro, según lo que recomienda el fabricante, por lo que se debe ajustar en **"900 segundos"**.

Therm. Stage 1: Warning delay (dirección _:11011:104): Este parámetro corresponde al tiempo de retardo de la alarma. Dado que esta etapa sólo se utilizará para emitir la señal de Trip, el ajuste de este parámetro no es requerido, sin embargo se parametriza con ajuste habitual de **"5 segundos"**.

Sección: "Therm. Stage 2"

Therm. Stage 2: Mode (dirección _:11012:1): Mediante este parámetro se habilita la segunda unidad de protección contra carga desequilibrada, la cual se utilizará para emitir la señal de alarma. Por tanto, se ajusta en **"ON"**.

Therm. Stage 2: Operate & flt.rec. blocked (dirección _11012:2): Este parámetro permite bloquear la operación de la unidad, como también la generación de registros de falla e indicaciones de operación. Esta función es de utilidad en el caso que no se desee disparar la función de protección y tampoco se quieran generar reportes. Como esta etapa sólo se utilizará para emitir la señal de alarma y no de trip, el ajuste de este parámetro no es requerido, sin embargo, se parametriza con ajuste habitual de **"NO"**.

Therm. Stage 2: Max. continuously perm. I₂ (dirección _11012:101): El ajuste de este parámetro se utiliza para definir un umbral de operación. En el relé que actualmente se encuentra en servicio, no se tiene configurada una etapa de alarma, por lo tanto se propone un ajuste **"9%"** de la corriente nominal de la máquina.

Therm. Stage 2: Unbalanced load factor K (dirección _11012:102): Este parámetro representa el tiempo máximo en segundos en el cual la maquina puede operar con 100% de carga

desequilibrada. Como esta etapa sólo se utilizará para emitir la señal de alarma y no de trip, el ajuste de este parámetro no es requerido, sin embargo, se ajuste a un valor típico de **"15 segundos"**.

Therm. Stage 2: Cooling time therm.replica (dirección _11012:103): Este parámetro representa el tiempo que toma la máquina para enfriarse luego de bajar desde el umbral de máxima corriente de secuencia negativa permitida de forma continua (dirección _11012:101), Debido a que esta etapa sólo se utilizará para emitir la señal de alarma y no de trip, el ajuste de este parámetro no es relevante. Sin embargo, dado que en la puesta en servicio se requiere parametrizar este ajuste, se propone ajustar en **"1851 segundos"**

$$T \text{ cooling time} = \text{Unbalance load factor } K / (\text{Max. continuously perm. } I_2)^2 = 15 \text{ s} / (0,09)^2 = 1851 \text{ s}$$

Therm. Stage 2: Warning delay (dirección _:11012:104): Este parámetro corresponde al tiempo de retardo de la alarma, actualmente este valor está ajustado en **"5 segundos"**. Se propone mantener el ajuste existente. Es muy importante tener en cuenta que el bit que se utilizará para esta etapa de alarma se denomina **Warning** y su dirección es **_:11012:301**, en ningún caso se debe utilizar el bit **Operate**.

8.4. Función de sobre corriente para sobrecarga (51)

Esta función de protección se propone incorporar al sistema de protecciones.

En la tabla siguiente se muestran los ajustes propuestos las unidades de sobrecorriente de fase de tiempo definido del relé 7UM85:

Tabla 15: Siemens 7UM85 – Ajustes propuestos 51

Número	Nombre del ajuste	Valor
Definite-T 1		
_:661:1	Definite-T 1:Mode	ON
_:661:2	Definite-T 1:Operate & flt.rec. blocked	NO
_:661:8	Definite-T 1:Method of measurement	Fundamental comp
_:661:3	Definite-T 1:Threshold	4,02 A
_:661:6	Definite-T 1:Operate delay	60,00 s
Definite-T 2		
_:662:1	Definite-T 2:Mode	ON
_:662:2	Definite-T 2:Operate & flt.rec. blocked	NO
_:662:8	Definite-T 2:Method of measurement	Fundamental comp
_:662:3	Definite-T 2:Threshold	4,355 A
_:662:6	Definite-T 2:Operate delay	30 s

Nota 1: Se utiliza la unidad de sobrecorriente básica (50/51 OC-3ph-B), la cual posee dos etapas de tiempo definido y una etapa de tiempo inverso.

Nota 2: La etapa 1 se debe configurar como etapa de alarma.

51: Especificación de los ajustes:

Sección "Definite T-1"

Definite-T 1: Mode (dirección _:661:1): En este parámetro se habilita (on) o inhabilita (off) la unidad de sobrecorriente de fases de tiempo definido N°1. Por tanto, se debe ajustar en **"ON"**.

Definite-T 1: Operate & flt.rec. blocked (dirección _:661:2): Este parámetro permite bloquear la operación de la unidad, como también la generación de registros de falla e indicaciones de operación. Esta función es de utilidad en el caso que no se desee disparar la función de protección y tampoco se quieran generar reportes. Se propone ajustar en la opción **"NO"**.

Definite-T 1: Method of measurement (dirección _:661:8): En este parámetro se debe seleccionar el método de medida a utilizar, el cual puede ser mediante la componente fundamental

de corriente, o bien el valor RMS. Para esta aplicación se recomienda utilizar la medida de la componente fundamental, ya que con este método se eliminan peaks transitorios de corriente y armónicos. Debido a lo anterior, para este parámetro se debe seleccionar la opción **"fundamental comp."**.

Definite-T 1: Threshold (dirección _:661:3): Este parámetro corresponde al umbral de alarma de la unidad de sobrecorriente de tiempo definido N°1, para determinar el ajuste se tomó un 120% de la corriente nominal del Generador:

- $\text{Threshold} = 1,2 * 2.680.55 / (4000/5) = 4,02 = \text{"4,02 (A-sec)"}'$

Definite-T 1: Operate delay (dirección _:661.6): Este parámetro corresponde al tiempo de alarma de la unidad de sobrecorriente de tiempo definido N°1, el cual corresponde a **"60,00 segundos"**.

Es muy importante tener en cuenta que el bit que se utilizará para esta etapa de alarma se denomina **Warning** y su dirección es **_:11012:301**, en ningún caso se debe utilizar el bit **Operate**.

Sección "Definite T-2"

Definite-T 2: Mode (dirección _:662:1): En este parámetro se habilita (ON) o inhabilita (off) la unidad de sobrecorriente de fases de tiempo definido N°2. Por tanto, se debe ajustar en **"ON"**.

Definite-T 2: Operate & flt.rec. blocked (dirección _:662:2): Este parámetro permite bloquear la operación de la unidad, como también la generación de registros de falla e indicaciones de operación. Esta función es de utilidad en el caso que no se desee disparar la función de protección y tampoco se quieran generar reportes. Se propone ajustar en la opción **"NO"**.

Definite-T 2: Method of measurement (dirección _:662:8): En este parámetro se debe seleccionar el método de medida a utilizar, el cual puede ser mediante la componente fundamental de corriente, o bien el valor RMS. Para esta aplicación se recomienda utilizar la medida de la componente fundamental, ya que con este método se eliminan peaks transitorios de corriente y armónicos. Debido a lo anterior, para este parámetro se debe seleccionar la opción **"fundamental comp."**.

Definite-T 2: Threshold (dirección _:662:3): Este parámetro corresponde al umbral de operación de la unidad de sobrecorriente de tiempo definido N°2, para determinar el ajuste se tomó en consideración lo siguiente:

- $\text{Threshold} = 1,3 * 2.680.55 / (4000/5) = 4,355 = \text{"4,355 (A-sec)"}'$

Definite-T 2: Operate delay (dirección _:662.6): Este parámetro corresponde al tiempo de operación de la unidad de sobrecorriente de tiempo definido N°2, , el cual corresponde a **"30 segundos"**.

8.5. Función de sobre corriente controlada por tensión (51V)

Los actuales ajustes de la protección DGT 801 son los siguientes:

Tabla 16: DGT 801 – Ajustes protección sob. Controlada tensión (51V)

DESCRIPCION	SIMBOLO	VALOR	UNIT
Sobre Corriente	I_{gl}	5,05	A
Baja Tensión	UI	60	V
Tensión Secuencia Negativa	U2	8	V
Tiempo	t1	4	S

Donde: I_{gl} corresponde a un 150% de la corriente nominal y el ajuste de tensión un 60% de la tensión en valores secundarios.

En la tabla siguiente se muestran los ajustes propuestos para la unidad de sobrecorriente con retención de tensión del relé 7UM85:

Tabla 17: Siemens 7UM85 – Ajustes propuestos 51V

Número	Nombre del ajuste	Valor
V-dependent 1		
_:11491:1	Mode	ON
_:11491:2	Operate & flt.rec. blocked	NO
_:11491:8	Method of measurement	Fundamental comp.
_:11491:3	Threshold	5,026 A
_:11491:101	Type of character. Curve	IEC very inverse
_:11491:102	Reset	Instantaneous
_:11491:103	Time dial	1,15

Nota: Se utilizan los transformadores de potencial y corriente que actualmente se encuentra en servicio, los cuales corresponden a:

$$T/C = 4.000 / 5 \text{ (lado bornes generador 10,5 kV)}$$

$$TT/PP = 10.500:\sqrt{3} / 100:\sqrt{3}$$

51V: Especificación de los ajustes:

Mode (dirección _:11491:1): Mediante este parámetro se habilita la unidad de protección contra sobrecorriente con retención de tensión. Por tanto, se ajusta en **"ON"**.

Operate & flt.rec. blocked (dirección _:11491:2): Este parámetro permite bloquear la operación de la unidad, como también la generación de registros de falla e indicaciones de operación. Esta función es de utilidad en el caso que no se desee disparar la función de protección y tampoco se quieran generar reportes. Se propone ajustar en la opción **"NO"**.

Method of measurement (dirección _:11491:8): En este parámetro se debe seleccionar el método de medida a utilizar, el cual puede ser mediante la componente fundamental de corriente, o bien el valor RMS. Para esta aplicación se recomienda utilizar la medida de la componente fundamental, ya que con este método se eliminan peaks transitorios de corriente y armónicos. Debido a lo anterior, para este parámetro se debe seleccionar la opción **"fundamental comp."**.

Threshold (dirección _:11491:3): Este parámetro corresponde al mínimo de operación de la unidad de sobrecorriente. Se propone ajustar este valor en 1,5 veces la Corriente nominal del generador (ídem ajuste actual). En el relé Siemens 7UM85 se debe ajustar el mínimo de operación en amperes secundarios. Por lo tanto, se tiene que:

$$\text{Pickup} = 1,5 \times 2680 \times (5 / 4.000) = \mathbf{5,026 \text{ A}}$$

Cabe destacar que el mínimo de operación de la unidad de sobrecorriente depende del nivel de tensión. A medida que la tensión se reduce, el mínimo de operación también lo hace. Existe una dependencia directamente proporcional en la zona comprendida entre V/V_{rated} [0,25 ; 1,00]. En la imagen siguiente se muestra la dependencia del pickup de corriente respecto al nivel de tensión:

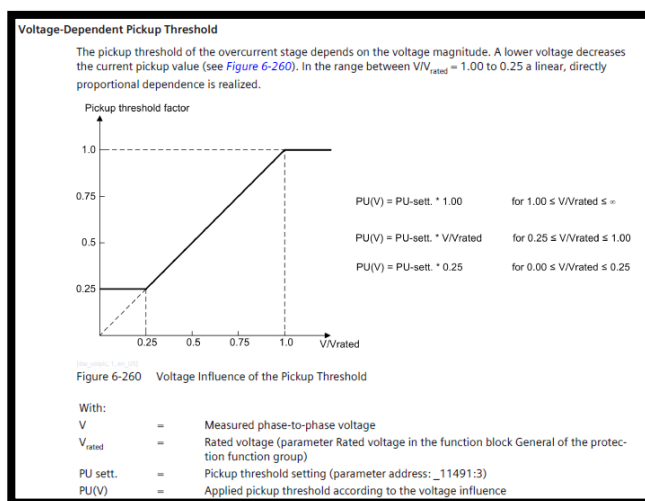


Figura 16: Corriente dependiente de Tensión

Type of character. curve (dirección _:11491:101): Este parámetro fija el tipo de curva de tiempo inverso que utilizará la unidad de sobrecorriente con retención de tensión para determinar el tiempo de operación. Se propone ajustar este parámetro en **"IEC very inverse"** la cual permite plena coordinación con las unidades de sobrecorriente del entorno.

Reset (dirección _:11491:102): Se utiliza el parámetro de reposición o Reset, para definir si la etapa decae de acuerdo a la curva característica del Dropout (de acuerdo con la emulación del disco de inducción) o decae en forma instantánea, se propone ajustar este parámetro en **"Instantaneous"**.

Time dial (dirección _:11491:103): Este parámetro corresponde al lever o multiplicador de tiempo de la unidad de sobrecorriente de tiempo inverso con retención de tensión, se propone este ajuste en **"1,15"**.

En la siguiente figura es posible visualizar los tiempos de operación de esta protección frente a fallas en bornes del generador y fallas en el lado AT del transformador 110/10,5 kV:

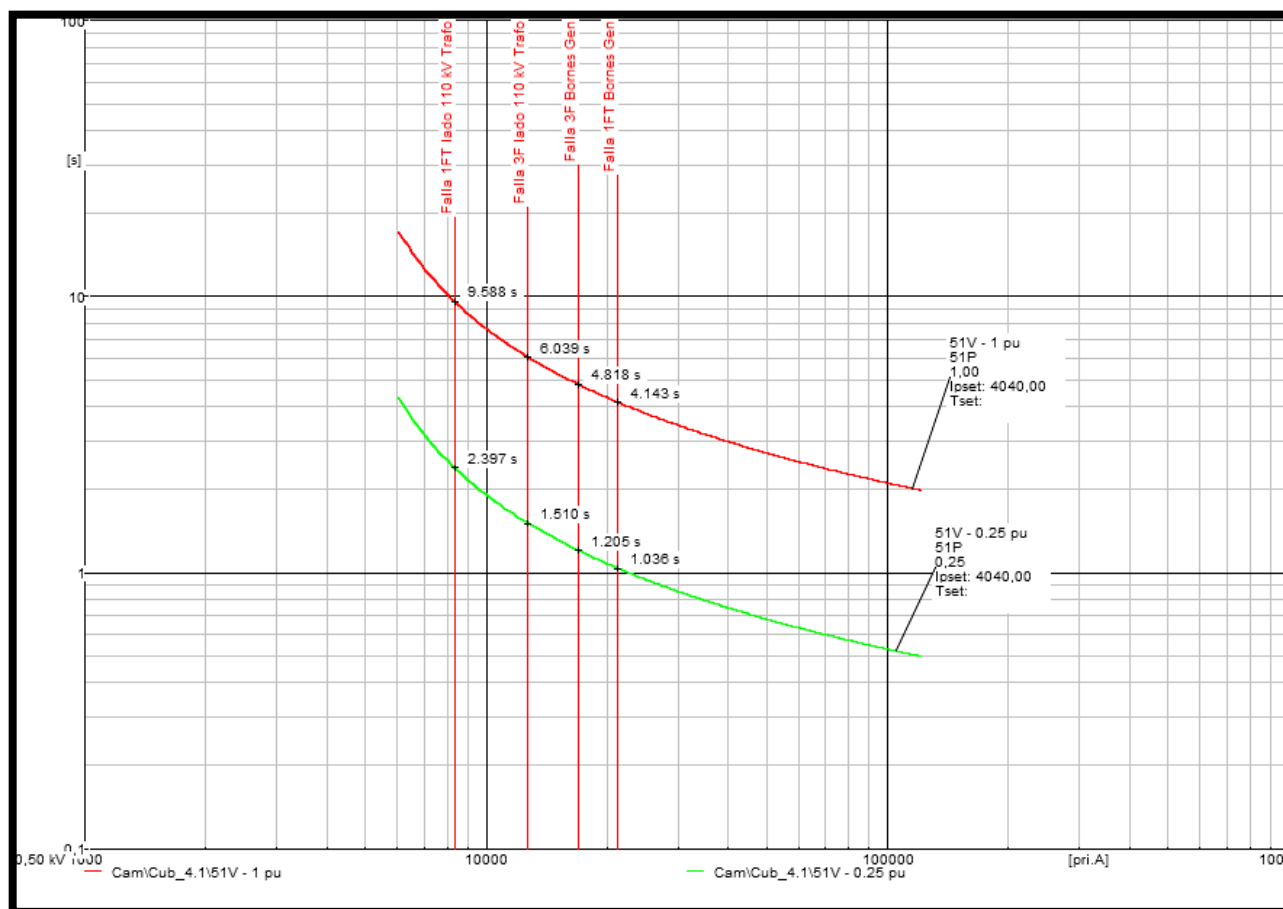


Figura 17: 51V-Tiempos de operación frente a fallas

8.6. Función de pérdida de excitación (40)

Los ajustes actuales presentes en la protección DGT 801 son los siguientes:

Tabla 18: DGT 801 – Ajustes pérdida de excitación (40)

DESCRIPCION	SIMBOLO	VALOR	UNIT
Reactancia Centro	-Xc	-18,7	Ω
Reactancia Radio	Xr	16,9	Ω
Tiempo	t1	2	s

En la tabla siguiente se muestran los ajustes propuestos la unidad 40 del relé 7UM85:

Tabla 19: Siemens 7UM85 – Ajustes propuestos 40

Número	Nombre del ajuste	Valor
General		
_:2311:103	General: Threshold V1 min	14,4 V
_:2311:10	General: Blk. By meas – volt. failure	YES
Characteristics		
_:16531:1	Characteristic:Mode	ON
_:16531:2	Characteristic:Operate & flt.rec. blocked	NO
_:16531:3	Characteristic:1/xd characteristic 1	0,49
_:16531:4	Characteristic:Angle characteristic 1	80 deg
_:16531:5	Characteristic:Operate delay char. 1	10 sec
_:16531:6	Characteristic:1/xd characteristic 2	0,43
_:16531:7	Characteristic:Angle characteristic 2	90 deg
_:16531:8	Characteristic:Operate delay char. 2	10 sec
_:16531:9	Characteristic:1/xd characteristic 3	0,70
_:16531:10	Characteristic:Angle characteristic 3	100 deg
_:16531:11	Characteristic:Operate delay char. 3	0,3 sec

Los transformadores de medida involucrados son:

Unidad TG: T/C lado fase 10.5 kV: 4000/5 A
 T/P 10.5 kV: 10.5/√3 / 0.100/√3 kV

40: Especificación de los ajustes:

Sección: "General".

General: Threshold V1 min (dirección _:2311:103): Este parámetro indica el límite inferior de tensión con la cual la unidad de protección comienza a funcionar, si la tensión en bornes de generador es menor al valor ajustado, la función se bloqueará. Este parámetro se ajustará en **"14,4300 V"** – secundarios, lo cual corresponde al 25% de la tensión nominal fase a tierra.

$$V1 \text{ min} = 0,25 \times \frac{100}{\sqrt{3}} = 14,43 \text{ V sec}$$

General: Blk. By meas – volt. failure (dirección _:2311:10): Si se encuentra activo este parámetro la unidad contra sub excitación se bloquea ante falla de la medida de tensión. Para evitar una operación incorrecta de la unidad de protección, este parámetro se debe ajustar en **"YES"**.

Sección: "Characteristics".

Characteristic: Mode (dirección _:16531:1): Mediante este parámetro se habilita la unidad de protección contra baja excitación, por tanto se ajusta en **"ON"**.

Characteristic: Operate & flt.rec. blocked (dirección _:16531:2): Este parámetro permite bloquear la operación de la unidad, como también la generación de registros de falla e indicaciones de operación. Esta función es de utilidad en el caso que no se desee disparar la función de protección y tampoco se quieran generar reportes. Se propone ajustar en la opción **"NO"**.

Characteristic: 1/xd characteristic 1 (dirección _:16531:3): Este parámetro se ajusta el límite de baja excitación de la característica 1. Para la determinación de este parámetro se utilizará como referencia la carta de operación de la unidad generadora de la turbina TG4 que se presenta más adelante. En dicha carta se muestra en color verde la curva de operación del UEL, que se aprecia que actúa a partir de aproximadamente -20 MVar, considerando este valor y llevándolo al plano de admitancia acorde a la expresión:

$$B \text{ (p.u.)} = (-Q/SN) / (U/UN)^2,$$

Se tiene que el límite de actuación del UEL corresponde a:

$$B \text{ (p.u.)} = (-(-20) / 48,75) / (10,5/10,5)^2 = 0,41 \text{ p.u.}$$

Para el ajuste de la característica 1 se considera un 20% adicional sobre el valor antes calculado. Por tanto, se tiene que el valor de ajuste es:

$$0,41 \times 1,2 \approx \mathbf{0,49 \text{ p.u.}}$$

Characteristic: Angle characteristic 1 (dirección _:16531:4): Este parámetro corresponde al ángulo de inclinación de la característica de operación 1. Para ajustar este parámetro se tomará como referencia la carta de operación de la turbina a gas TG4 que se presenta más adelante. En dicha carta se muestra en color verde la curva de operación del UEL, el ajuste de este parámetro se determinará de manera que la característica de operación 1 de la unidad de protección por baja excitación quede paralela a la curva de operación del UEL. Por tanto, acorde a lo comentado anteriormente se propone ajustar este parámetro en **"80°"**.

Characteristic: Operate delay char. 1 (dirección _:16531:5): Este parámetro corresponde al tiempo de operación de la característica de operación 1. Se propone ajustar este parámetro en **"10 segundos"**, con el fin de dar tiempo al regulador de tensión para actuar e incrementar la excitación de la máquina.

Characteristic: 1/xd characteristic 2 (dirección _:16531:6): En este parámetro se ajusta el límite de baja excitación de la característica 2. Este valor se definirá acorde a la carta de operación de la unidad generadora de central Rucúe que se presenta más adelante. En dicha carta se muestra en color verde la curva de operación del UEL, que actúa a partir de aproximadamente -20 MVar, considerando este valor y llevándolo al plano de admitancia acorde a la expresión:

$$B \text{ (p.u.)} = (-Q/SN) / (U/UN)^2,$$

Se tiene que el límite de actuación del UEL corresponde a:

$$B \text{ (p.u.)} = (-(-20) / 48,75) / (10,5/10,5)^2 = 0,41 \text{ p.u.}$$

Para el ajuste de la característica 2 se considera un 5% adicional sobre el valor antes calculado. Por tanto, se tiene que el valor de ajuste es:

$$0,41 \times 1,05 \approx \mathbf{0,43 \text{ p.u.}}$$

Characteristic: Angle characteristic 2 (dirección _:16531:7): Este parámetro corresponde al ángulo de inclinación de la característica de operación 2. El ángulo de esta unidad se debe ajustar en **"90°"**.

Characteristic: Operate delay char. 2 (dirección _:16531:8): Este parámetro corresponde al tiempo de operación de la característica de operación 2. Se propone ajustar este parámetro en **"10 segundos"**, con el fin de dar tiempo al regulador de tensión para actuar e incrementar la excitación de la máquina.

Characteristic: 1/xd characteristic 3 (dirección _:16531:9): En este parámetro se ajusta el límite de baja excitación de la característica 3. El ajuste de la unidad 3 debe tener un valor correspondiente al doble del valor de la reactancia de eje directo (Xd). A continuación, se indican los valores de las reactancias en valores primarios y secundarios:

$$Z_{base} = (V_b \text{ (kV)})^2 / S_b \text{ (MVA)} = 2,26 \text{ (Ohm)}$$

$$X_d = X_d \text{ (p.u.)} \times Z_{base} = 2,47 \times 2,26 \approx 5,58 \text{ (Ohm)}$$

$$X'_d = X'_d \text{ (p.u.)} \times Z_{base} = 0,22 \times 2,26 \approx 0,498 \text{ (Ohm)}$$

$$1/X_{dsec} = 2 * (1/5,58) \approx 0,358$$

$$1/X'_{dsec} = 2 * (1/0,384) \approx 4,01$$

Acorde a lo anterior, se tiene que el ajuste tiene que estar ubicado entre los rangos siguientes:

$$1/X_{dsec} = 0,358 \text{ y } 1/X'_{dsec} = 4,01$$

Se propone ajustar este parámetro en **"0,70"** que corresponde al doble de la característica 1 (dirección 16531:3) y se encuentra dentro de los rangos calculados.

Characteristic: Angle characteristic 3 (dirección _:16531:10): Este parámetro corresponde al ángulo de inclinación de la característica de operación 3. El ángulo de inclinación de esta característica está típicamente situado entre 80° y 110°. Se recomienda ajustar este parámetro en **"100°"**.

Characteristic: Operate delay char. 3 (dirección _:16531:11): Este ajuste corresponde al tiempo de operación de la característica de operación 3. Se propone ajustar este parámetro en **"0,3 segundos"**.

A continuación se presenta una imagen con la característica de operación de la unidad de protección contra baja excitación del relé 7UM85. Las características de operación de la unidad de protección se graficaron sobre la carta de operación de la unidad generadora Yungay TG4:

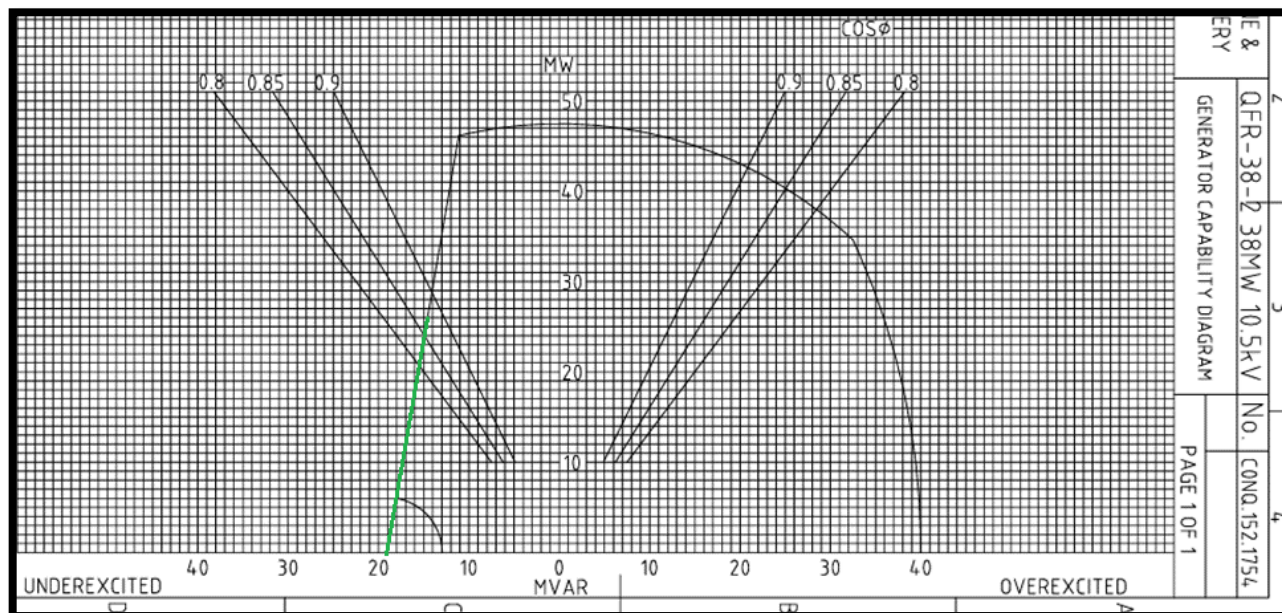


Figura 18: Característica de operación TG4- CH1

8.7. Función de Sobreexcitación (24)

La protección DGT801 no tiene habilitada la función de sobreexcitación.

En la tabla siguiente se muestran los ajustes propuestos la unidad contra sobre excitación del relé 7UM85:

Tabla 20: Siemens 7UM85 – Ajustes propuestos 24

Número	Nombre del ajuste	Valor
Definite-T 1		
:13621:1	Definite-T 1:Mode	ON
:13621:2	Definite-T 1:Operate & flt.rec. blocked	NO
:13621:3	Definite-T 1:Threshold	1,4
:13621:6	Definite-T 1:Operate delay	2 sec
Therm. charact.		
:13591:1	Therm.charact.:Mode	ON
:13591:2	Therm.charact.:Operate & flt.rec. blocked	NO
:13591:3	Therm.charact.:Threshold	1,08
:13591:101	Therm.charact.:Warning delay	10 sec
:13591:102	Therm.charact.:Cooling time therm.replica	3600 sec

Nota: Se utiliza el transformador de potencial que actualmente se encuentra en servicio, el cual corresponde a:

$$TT/PP = 10.500: \sqrt{3} / 100: \sqrt{3}$$

24: Especificación de los ajustes:

Sección: "Definite-T 1"

Definite-T 1: Mode (dirección _:13621:1): Mediante este parámetro se habilita la unidad de protección contra sobreexcitación (tiempo definido), por tanto se ajusta en **"ON"**.

Definite-T 1: Operate & flt.rec. blocked (dirección _:13621:2): Este parámetro permite bloquear la operación de la unidad, como también la generación de registros de falla e indicaciones de operación. Esta función es de utilidad en el caso que no se desee disparar la función de protección y tampoco se quieran generar reportes. Se propone ajustar en la opción **"NO"**.

Definite-T 1: Threshold (dirección _:13621:3): Este parámetro corresponde al umbral de operación para enviar orden de trip al interruptor con la unidad de tiempo definido. Los ajustes propuestos consideran una etapa de tiempo definido, con un ajuste de corriente de 140%, correspondiente a **"1,4"**. un tiempo de operación de **"2 segundos"**.

Definite-T 1: Operate delay (dirección _:13621:6): Este parámetro corresponde al tiempo de operación de la etapa de tiempo definido de acuerdo a los ajustes propuestos, correspondiente a **"2 segundos"**.

Sección: "Therm. charact."

El relé 7UM85 permite definir punto a punto la curva de sobreexcitación, dado que no se dispone de la curva del generador TG4, utilizaremos la curva recomendada por el fabricante:

Número	V/f (p.u)	t (s)
Operate char. curve		
_:13591.108	1,05	20000
	1,10	6000
	1,15	240
	1,20	60
	1,25	30
	1,30	19
	1,35	13
	1,40	10

Therm.charact.: Mode (dirección _:13591:1): Mediante este parámetro se habilita la unidad de protección contra sobreexcitación (Característica térmica), por tanto se ajusta en **"ON"**.

Therm.charact.: Operate & flt.rec. blocked (dirección _:13591:2): Este parámetro permite bloquear la operación de la unidad, como también la generación de registros de falla e indicaciones

de operación. Esta función es de utilidad en el caso que no se desee disparar la función de protección y tampoco se quieran generar reportes. Se propone ajustar en la opción **"NO"**.

Therm.charact.: Threshold (dirección _:13591:3): Corresponde al máximo nivel de sobreexcitación permisible por el generador, se recomienda ajustar este parámetro en **"1,08"**.

Therm.charact.: Warning delay (dirección _:13591:101): Este parámetro determina el tiempo para el cual se emitirá una alarma ante un valor de sobreexcitación por sobre el mínimo de operación fijado en el parámetro anterior, se recomienda usar un tiempo de **"10 segundos"**

Therm.charact.: Cooling time therm.replica (dirección _:13591:102): En este punto se debe ingresar el tiempo de enfriamiento del generador. Este parámetro se define como el tiempo en el cual la imagen térmica se enfría desde el 100% hasta el 0%. Este parámetro se homologará con el ajuste propuesto por Siemens, el cual define 60 minutos, que equivale a **"3600 segundos"**.

8.8. Función de sobre tensión (59)

La protección DGT 801 tiene los siguientes ajustes de sobretensión:

Tabla 21: DGT 801 – Ajustes sobretensión (59)

DESCRIPCION	SIMBOLO	VALOR	UNIT
Sobre Tensión	Ugdz	128	
Tiempo	t	0,5	s

Los transformadores de potencial que actualmente se encuentra en servicio corresponde a:

$$TT/PP = 10.500: \sqrt{3} / 100: \sqrt{3}$$

En la tabla siguiente se muestran los ajustes propuestos para la unidad de sobre tensión del relé 7UM85:

Tabla 22: Siemens 7UM85 – Ajustes propuestos 59

Número	Nombre del ajuste	Valor
Definite-T 1		
_:181:1	Definite-T 1:Mode	ON
_:181:2	Definite-T 1:Operate & flt.rec. blocked	NO
_:181:9	Definite-T 1:Measured value	Phase-to-phase
_:181:8	Definite-T 1:Method of measurement	Fundamental comp.
_:181:10 1	Definite-T 1:Pickup mode	1 out of 3
_:181:3	Definite-T 1:Threshold	110 V
_:181:4	Definite-T 1:Dropout ratio	0,95
_:181:6	Definite-T 1:Operate delay	5 sec
Definite-T 2		
_:182:1	Definite-T 2:Mode	ON
_:182:2	Definite-T 2:Operate & flt.rec. blocked	NO
_:182:9	Definite-T 2:Measured value	Phase-to-phase
_:182:8	Definite-T 2:Method of measurement	Fundamental comp.
_:182:10 1	Definite-T 2:Pickup mode	1 out of 3
_:182:3	Definite-T 2:Threshold	130 V
_:182:4	Definite-T 2:Dropout ratio	0,95
_:182:6	Definite-T 2:Operate delay	0,5 sec

59: Especificación de los ajustes:

Esta unidad de protección tiene como objetivo separar el generador de la red cuando se detecten condiciones de una tensión muy alta respecto del voltaje nominal de la máquina.

Sección: "Definite-T 1"

Definite-T 1: Mode (dirección _:181:1): Mediante este parámetro se habilita la unidad 1 de protección contra sobre tensión, por tanto se ajusta en **"ON"**.

Definite-T 1: Operate & flt.rec. blocked (dirección _:181:2): Este parámetro permite bloquear la operación de la unidad, como también la generación de registros de falla e indicaciones de operación. Esta función es de utilidad en el caso que no se desee disparar la función de protección y tampoco se quieran generar reportes. Se propone ajustar en la opción **"NO"**.

Definite-T 1: Measured value (dirección _:181:9): En este parámetro se especifica el tipo de medida a utilizar por la unidad de protección. La configuración por defecto y la que se debe utilizar en para los casos de monitoreo de tensión, corresponde a la medida de tensión **"phase-to-phase"**.

Definite-T 1: Method of measurement (dirección _:181:8): Mediante este parámetro se escoge el método de medida que se utilizará, la configuración por defecto y la que recomienda el fabricante del relé corresponde a **"fundamental comp."** La cual suprime los valores armónicos o valores peak de voltajes transitorios.

Definite-T 1: Pickup mode (dirección _:181:101): Este parámetro define si la protección considera una condición de sobre voltaje con uno o con los tres elementos que vean superado el mínimo de operación. Se propone el ajusta en **"1 out of 3"**.

Definite-T 1: Threshold (dirección _:181:3): Este parámetro corresponde al umbral de operación de la primera etapa de protección, típicamente se ajusta entre un 110 y 120% de la tensión nominal con un tiempo de operación largo. Dado que los ajustes existentes se encuentran dentro de los rangos típicos utilizados para este tipo de generación, se propone conservarlos. A continuación, se indican los ajustes para la primera unidad de protección contra sobre tensión:

Mínimo de operación = 1,1 (p.u.) (Corresponde al 110% de la tensión nominal del generador)

Considerando el transformador de potencial que actualmente se encuentra en servicio se tiene que el valor del mínimo de operación que se debe ajustar en el relé SIEMENS 7UM85 corresponde a:

$$(10.500 \times 1,10) \times (100 / 10.500) \approx \textbf{"110,0 Volts"}$$

Definite-T 1: Dropout ratio (dirección _:181:4): Si la unidad de protección se ha activado porque se alcanzó su umbral de operación, pero durante el retardo la tensión cae transitoriamente

bajo el umbral de operación, la unidad se mantendrá activa si la relación entre la tensión medida y el mínimo de operación es superior al valor ajustado en este parámetro. Se propone conservar el valor por defecto en el relé en **"0,95"**.

Definite-T 1: Operate delay (dirección _:181:6): Este ajuste corresponde al tiempo de retardo de la primera etapa de la unidad de protección por sobre tensión. Por lo general, para este parámetro se utilizan tiempos largos, con el objetivo que la protección no intervenga en el proceso de regulación de tensión cuando el regulador se encuentra en operación. Se propone un ajuste de **"5 segundos"**.

Sección: "Definite-T 2"

Definite-T 2: Mode (dirección _:182:1): Mediante este parámetro se habilita la unidad 2 de protección contra sobre tensión, por tanto se ajusta en **"ON"**.

Definite-T 2: Operate & flt.rec. blocked (dirección _:182:2): Este parámetro permite bloquear la operación de la unidad, como también la generación de registros de falla e indicaciones de operación. Esta función es de utilidad en el caso que no se desee disparar la función de protección y tampoco se quieran generar reportes. Se propone ajustar en la opción **"NO"**.

Definite-T 2: Measured value (dirección _:182:9): En este parámetro se especifica el tipo de medida a utilizar por la unidad de protección. La configuración por defecto y la que se debe utilizar en para los casos de monitoreo de tensión, corresponde a la medida de tensión **"phase- to-phase"**.

Definite-T 2: Method of measurement (dirección _:182:8): Mediante este parámetro se escoge el método de medida que se utilizará, la configuración por defecto y la que recomienda el fabricante del relé corresponde a **"fundamental comp."** La cual suprime los valores armónicos o valores peak de voltajes transitorios.

Definite-T 2: Pickup mode (dirección _:181:101): Este parámetro define si la protección define una condición de sobre voltaje con uno o los tres elementos vean superado el mínimo de operación, por lo que se debe ajustar en **"1 out of 3"**.

Definite-T 2: Threshold (dirección _:182:3): Este parámetro corresponde al umbral de operación de la segunda etapa de protección, se propone modificar los ajustes existentes para esta etapa (actualmente en 128 volts) la cual establece el siguiente mínimo de operación:

Mínimo de operación = 1,3 (p.u.) (Corresponde al 130% de la tensión nominal del generador)

Considerando el transformador de potencial que actualmente se encuentra en servicio se tiene que el valor del mínimo de operación que se debe ajustar en el relé SIEMENS 7UM85 corresponde a:

$$(10.500 \times 1,30) \times (100 / 10.500) \approx \textbf{"130 Volts"}$$

Definite-T 2: Dropout ratio (dirección _:182:4): Si la unidad de protección se ha activado porque se alcanzó su umbral de operación, pero durante el retardo la tensión cae transitoriamente bajo el umbral de operación, la unidad se mantendrá activa si la relación entre la tensión medida y el mínimo de operación es superior al valor ajustado en este parámetro. Se propone conservar el valor por defecto en el relé en **"0,95"**.

Definite-T 2: Operate delay (dirección _:182:6): Este ajuste corresponde al tiempo de retardo de la segunda etapa de la unidad de protección por sobre tensión. Se mantendrá el valor actual de ajuste en el relé DGT 801 el cual es de **"0,5 segundos"**. Tiempo adecuado respecto al alto nivel del sobre tensión presente en los bornes de la máquina.

8.9. Función de baja tensión (27)

La protección actual no tiene ajustada esta función de protección.

En la tabla siguiente se muestran los ajustes propuestos para la unidad de baja tensión del relé 7UM85:

Tabla 23: Siemens 7UM85 – Ajustes propuestos 27

Número	Nombre del ajuste	Valor
General		
_:2311:104	General:Current-flow criterion	ON
_:2311:101	General:Threshold I>	0,17 A
Definite-T 1		
_:421:1	Definite-T 1:Mode	ON
_:421:2	Definite-T 1:Operate & flt.rec. blocked	NO
_:421:10	Definite-T 1:Blk. by meas.-volt. failure	ON
_:421:9	Definite-T 1:Measured value	Phase-to-phase
_:421:8	Definite-T 1:Method of measurement	Fundamental comp.
_:421:101	Definite-T 1:Pickup mode	1 out of 3
_:421:102	Definite-T 1:Pickup delay	0,00 s
_:421:3	Definite-T 1:Threshold	90 V
_:421:4	Definite-T 1:Dropout ratio	1,05
_:421:6	Definite-T 1:Operate delay	4,00 s

Nota: Se utilizan los transformador de medida que actualmente se encuentran en servicio, y que corresponden a:

TT/CC = 4000/5

TT/PP = 10.500: $\sqrt{3}$ / 100: $\sqrt{3}$

27: Especificación de los ajustes:

Sección: "General"

General: Current-flow criterion (dirección _:2311:104): Este parámetro activa el criterio de flujo de potencia, este criterio activa la unidad de bajo voltaje cuando la corriente medida supera un mínimo de operación definido, como esta unidad debe estar bloqueada cuando el generador está en vacío, se recomienda el uso de este criterio, por lo que se debe ajustar este parámetro en **"ON"**.

General: General: Threshold I> (dirección _:2311:101): Este parámetro define el mínimo de operación para la corriente que activa las unidades de baja tensión en base al criterio de flujo de potencia. Por lo tanto, si la corriente está bajo el valor de este ajuste, las unidades de baja tensión permanecerán bloqueadas. Se considera un 5% de la corriente nominal como un umbral adecuado para detectar circulación de corriente. Por lo tanto, se debe ajustar en **"0,17 A"**.

$$5\% * 2680,55 * 5/4000 = 0,167 \text{ Asec} \approx "0,17 \text{ A}"$$

Sección: "Definite-T 1"

Definite-T 1: Mode (dirección _:421:1): Mediante este parámetro se habilita la unidad de protección contra baja tensión. Por tanto, se ajusta en **"ON"**.

Definite-T 1: Operate & flt.rec. blocked (dirección _:421:2): Este parámetro permite bloquear la operación de la unidad, como también la generación de registros de falla e indicaciones de operación. Esta función es de utilidad en el caso que no se desee disparar la función de protección y tampoco se quieran generar reportes. Se propone ajustar en la opción **"NO"**.

Definite-T 1: Blk. by meas.-volt. failure (dirección _:421:10): Si se activa este parámetro, la función de bajo voltaje se bloquea por la supervisión de la función **Measuring-voltage failure detection**, la cual detecta falla de fusible, o también existirá bloqueo cuando se active la entrada binaria **VTGB**. Se propone ajustar este parámetro en **"ON"**.

Definite-T 1: Measured value (dirección _:421:9): En este parámetro se especifica el tipo de medida a utilizar por la unidad de protección. La configuración por defecto y la que se debe utilizar en para los casos de monitoreo de tensión, corresponde a la medida de tensión **"phase- to-phase"**.

Definite-T 2: Method of measurement (dirección _:421:8): Mediante este parámetro se escoge el método de medida que se utilizará, la configuración por defecto y la que recomienda el fabricante del relé corresponde a **"fundamental comp."** La cual suprime los valores armónicos o valores peak de voltajes transitorios.

Definite-T 1: Pickup mode (dirección _:421:101): Este parámetro define si la protección define una condición de bajo voltaje con uno o los tres elementos estén por debajo del mínimo de operación, por lo que se debe ajustar en **"1 out of 3"**.

Definite-T 1: Pickup delay (dirección _:421:102): Este parámetro permite retrasar la medida del pickup, esto puede ser necesario por consecuencia de los altos niveles de transitorios posteriores a una falla, para esta aplicación no se considera el uso de esa funcionalidad. Por lo que el ajuste se dejará en **"0 segundos"**

Definite-T 1: Threshold (dirección _:421:3): El umbral de operación de la primera unidad se propone de 90% de la tensión nominal del generador. A continuación se muestra el cálculo del mínimo de operación:

$27 - 1 \text{ Threshold} = 0,9 \times 10.500 \times (100/10.500) = \textbf{"90 Volt-Sec."}$ Tensión entre fases.

Definite-T 1: Dropout ratio (dirección _:421:4): Si la unidad de protección se ha activado porque se alcanzó su umbral de operación, pero durante el retardo la tensión aumenta transitoriamente sobre el umbral de operación, la unidad se mantendrá activa si la relación entre la tensión medida y el mínimo de operación es inferior al valor ajustado en este parámetro. Se propone conservar el valor por defecto en el relé en **"1,05"**.

Definite-T 1: Operate delay (dirección _:421:6): Tiempo de operación de la primera unidad de protección contra baja tensión. Se propone un ajuste de **"4 segundos"**.

8.10. Función de baja impedancia (21)

La protección actual no tiene ajustada esta función de protección.

En la tabla siguiente se muestran los ajustes propuestos para la unidad de distancia del relé 7UM85:

Tabla 24: Siemens 7UM85 – Ajustes propuestos 21

Número	Nombre del ajuste	Valor
General		
_:2311:101	General:Mode	ON
_:2311:102	General:Loop selection	Current-dependent
_:2311:104	General:Overcurrent threshold	4,02 A
_:2311:105	General:Undervoltage seal in	Yes
_:2311:106	General:V-seal-in threshold	43,30 V
_:2311:107	General:Duration of Vseal-in time	5,00 sec
TZ 1		
_:15301:1	TZ 1:Mode	ON
_:15301:2	TZ 1:Operate & flt.rec.blocked	NO
T1		
_:15301:102	TZ 1:X reach (ph-g)	2,20 Ω
_:15301:103	TZ 1:X reach (ph-ph)	2,20 Ω
_:15301:104	TZ 1:R reach (ph-g)	1,10 Ω
_:15301:105	TZ 1:R reach (ph-ph)	1,10 Ω
_:15301:109	TZ 1:Directional mode	non-directional
_:15301:6	TZ 1:Operate delay	0,30 s
TZ 2		
_:15302:1	TZ 2:Mode	ON
_:15302:2	TZ 2:Operate & flt.rec.blocked	NO
		T1
_:15302:102	TZ 2:X reach (ph-g)	3,18 Ω
_:15302:103	TZ 2:X reach (ph-ph)	3,18 Ω
_:15302:104	TZ 2:R reach (ph-g)	1,59 Ω
_:15302:105	TZ 2:R reach (ph-ph)	1,59 Ω
_:15302:109	TZ 2:Directional mode	non-directional
_:15302:6	TZ 2:Operate delay	0,90 s

Nota: Se utilizan los transformadores de potencial y corriente que actualmente se encuentra en servicio, los cuales corresponden a:

T/C = 4.000 / 5 (lado bornes generador 10,5 kV)

TT/PP = 10.500:√3 / 100:√3

21: Especificación de los ajustes:

La protección de impedancia se utiliza para el despeje de fallas en el generador y en los transformadores elevadores (Tándem) de la Turbina a Gas N°4 de la Central Yungay . De esta manera proporciona un respaldo a las principales funciones de protección de la central o equipos de protección conectados en serie, como la unidad diferencial de transformador, de generador y otros equipos de protección.

Sección: "General"

General: Mode (dirección _:2311.1): Este parámetro activa esta función, por lo que se debe ajustar este parámetro en **"ON"**.

General: Loop selection (dirección _:2311:102): En este ajuste se seleccionan los parámetros que influyen en el cálculo de la impedancia de cada lazo. En el caso de sistemas solidamente aterrizados se recomienda el uso de ajuste **"All Loops"**. En la imagen siguiente se muestran los parámetros que influyen en la determinación del lazo al ajustar este parámetro en All-Loops.

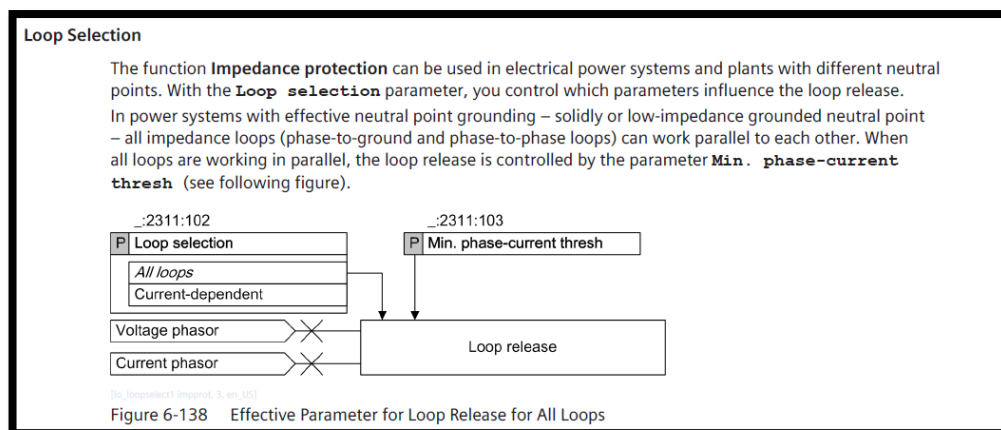


Figura 19: Parámetros All-Loops

General: Overcurrent threshold (dirección _:2311:104): Este parámetro se utiliza para establecer un umbral de detección de sobrecorriente de fase para liberar los bucles de impedancia. Se recomienda ajustar en un 120% de la corriente nominal del generador. A continuación se muestra el cálculo del parámetro:

- $I_N = S_N \text{ (MVA)} / V_N \text{ (kV)} = 48,75 \text{ MVA} / (10,5 \text{ kV} * \sqrt{3}) = 2680,55 \text{ A}$
- $I_{\text{Threshold}} = 1,2 * I_N = 3216,6 \text{ A}$ En valores secundarios
- $I_{\text{Threshold}} = 3216,6 \text{ A} / (4000 \text{ A} / 5 \text{ A}) = \text{"4,02 A"}$.

General: Undervoltage seal in (dirección _:2311:105): Puesto que el circuito de excitación o de campo de central Yungay N° 4 se alimenta desde los mismos terminales del generador, es muy probable que con una falla en esta zona, la corriente de cortocircuito caiga a un valor por debajo del valor de ajuste del umbral de operación, debido al colapso del voltaje de excitación. Es por esto que se va a utilizar la característica de retención por baja tensión, con el objeto de mantener por cierto tiempo el pickup de la protección de impedancia. Por tanto, este parámetro se ajusta en **"Yes"**.

General: V-seal-in threshold (dirección _:2311:106): La característica de retención por bajo voltaje utiliza el voltaje de secuencia positiva (U1) y su umbral de operación debe ser más bajo que el menor valor de voltaje fase-fase que puede existir en la operación del sistema. Se propone ajustar este parámetro en un 75% de la tensión nominal del generador. Por tanto se tiene que:

Pickup = $(10,5 \text{ kV} / \sqrt{3}) * 75\% = 4,54 \text{ kV}$ En valores secundarios se tiene que:

Pickup = $4,54 \text{ kV} * (100/10.500) = \text{"43,3 V"}$.

General: Duration of Vseal-in time (dirección _:2311:107): Este parámetro corresponde a la duración de la característica de retención por bajo voltaje. El valor de ajuste debe exceder al tiempo de operación de la unidad de impedancia más lenta, se propone ajustar este valor en **"5 segundos"**.

Sección: "TZ 1"

TZ 1: Mode (dirección 15301:1): Mediante este parámetro se habilita la unidad de protección de impedancia. Por tanto, se ajusta en **"ON"**.

TZ 1: Operate & flt.rec.blocked (dirección _:15301:2): Este parámetro permite bloquear la operación de la unidad, como también la generación de registros de falla e indicaciones de operación. Esta función es de utilidad en el caso que no se desee disparar la función de protección y tampoco se quieran generar reportes. Se propone ajustar en la opción **"NO"**.

TZ 1: X reach (ph-g) (dirección _:15301:102): El parámetro de ajuste X reach, se utiliza para ajustar el alcance de la primera zona del lazo fase - tierra, es decir, el límite del polígono en la dirección +X. Se propone ajustar esta zona con un alcance igual al 85% de la impedancia del Tandem

(transformador elevador 110/10,5 y Transformador 154/110 kV), con fin de utilizarla como respaldo parcial al esquema diferencial de ambos transformadores. A continuación, se muestra el cálculo de este parámetro:

$$ZT = (U_{sc} / 100) \times (UN^2 / SN) (\Omega)$$

En donde:

T1: Transformador elevador TG4 (70 MVA; 110/10,5 kV):

T2: Transformador elevador TG4 (75 MVA; 110/154 kV):

$U_{sc} = 11,889 \%$ (Impedancia de secuencia positiva del transformador N°1 en base 70 MVA)

$U_{sc} = 10,00 \%$ (Impedancia de secuencia positiva del transformador N°2 en base 75 MVA)

$SN = 70\text{MVA}$ (Potencia del transformador elevador N°1 con refrigeración forzada)

$UN = 10,5 \text{ kV}$ (Tensión nominal del lado donde se ubica el generador)

$$Z_{prim} (T1) = (U_{sc} / 100) \times (UN^2 / SN) = (11,889 / 100) \times (10,5 \text{ kV}^2 / 70 \text{ MVA}) = 0,187 (\Omega - \text{prim.})$$

$$Z_{prim} (T2) = (U_{sc} / 100) \times (UN^2 / SN) = (10,00 / 100) \times (10,5 \text{ kV}^2 / 75 \text{ MVA}) = 0,147 (\Omega - \text{prim.})$$

$$Z_{prim \text{ total}} = 0,187 + 0,147 = 0,334 (\Omega - \text{prim.})$$

$$Z_{sec} (T1+T2) = 0,334 \times (4.000 / 5) \times (100 / 10.500) = 2,544 (\Omega - \text{sec.})$$

Por tanto el ajuste de la zona 1, es igual a:

$$Z1 (T1) = 0,85 \times 2,544 \approx \textbf{"2,20 (\Omega - sec)"}.$$

TZ 1: X reach (ph-ph) (dirección _:15301:103): El parámetro de ajuste **X reach (ph-ph)**, se utiliza para ajustar el límite del polígono en la dirección +X para los loops o lazos de medida fase – fase, se propone ajustar de manera idéntica que el parámetro **X reach (ph-g)**, el cual corresponde a **"2,20 (\Omega - sec)"** y **"2,20 (\Omega - sec)"** para el Tándem (transformadores elevadores 10,5/110 kV y 110/154 kV).

TZ 1: R reach (ph-g) (dirección _:15301:104): Este parámetro se utiliza para ajustar el límite del polígono en la dirección +R para los loops o lazos de medida fase – tierra. Para el ajuste el fabricante recomienda que sea la mitad del alcance X, ajustado anteriormente, por lo que el ajuste de este parámetro es **"1,1 (\Omega - sec)"** para el Tándem.

TZ 1: R reach (ph-ph) (dirección _:15301:105): Este parámetro se utiliza para ajustar el límite del polígono en la dirección +R para los loops o lazos de medida fase – fase. Se ajusta de igual forma manera que el lazo de medida fase – tierra, por lo que el ajuste de este parámetro es **"1,10 (\Omega - sec)"**.

TZ 1: Directional mode (dirección _:15301:109): En este parámetro se indica la dirección de operación de la zona. Para esta aplicación se propone ajustar en **"non-directional"**, para que la zona también proporcione respaldo parcial a la unidad diferencial de generador.

TZ 1: Operate delay (dirección _:15301:6): Este ajuste corresponde al tiempo de operación de la zona 1. Se propone ajustar este parámetro en **"0,30 segundos"**, con el fin de proporcionar un respaldo al esquema diferencial.

Sección: "TZ 2"

TZ 2: Mode (dirección _:15302:1): Mediante este parámetro se habilita la unidad de protección de impedancia, por tanto se ajusta en **"ON"**.

TZ 2: Operate & flt.rec.blocked (dirección _:15302:2): Este parámetro permite bloquear la operación de la unidad, como también la generación de registros de falla e indicaciones de operación. Esta función es de utilidad en el caso que no se desee disparar la función de protección y tampoco se quieran generar reportes. Se propone ajustar en la opción **"NO"**.

TZ 2: Blk. w. inrush curr.detect. (dirección _:15302:27): Al activar este parámetro la unidad de distancia se bloquea cuando la unidad **Inrush-current detection** detecta la energización del transformador. No se considerará activar este bloqueo, ya que durante la energización del transformador es la única unidad de protección activa. Por tanto, se ajusta en **"No"**.

TZ 2: X reach (ph-g) (dirección _:15302:102): El parámetro de ajuste X reach se utiliza para ajustar el alcance de la segunda zona del lazo fase - tierra, es decir, el límite del polígono en la dirección +X. En esta zona se propone utilizar un 125% de la impedancia del transformador Tándem. A continuación, se muestra el cálculo de este parámetro:

$$ZT = (U_{sc} / 100) \times (UN^2 / SN) (\Omega)$$

En donde:

Transformador Tándem

$$Z_{sec} (T1+T2) = 0,334 \times (4.000 / 5) \times (100 / 10.500) = 2,544 (\Omega - sec.)$$

Por tanto el ajuste de la zona 2, es igual a:

Z2 (Tándem) = $1,25 \times 2,544 \approx$ **"3,18 ($\Omega - sec$)"**.

TZ 2: X reach (ph-ph) (dirección _:15302:103): El parámetro de ajuste **X reach (ph-ph)**, se utiliza para ajustar el límite del polígono en la dirección +X para los loops o lazos de medida fase – fase, se propone ajustar de manera idéntica que el parámetro **X reach (ph-g)**, el cual corresponde a **"3,18 ($\Omega - sec$)"** y **"3,18 ($\Omega - sec$)"** para los transformadores elevadores T1 y T2 respectivamente.

TZ 2: R reach (ph-g) (dirección _:15302:104): Este parámetro se utiliza para ajustar el límite del polígono en la dirección +R para los loops o lazos de medida fase – tierra. Para el ajuste el fabricante recomienda que sea la mitad del alcance X, ajustado anteriormente, por lo que el ajuste de este parámetro es **"1,59 ($\Omega - sec$)"** para el Tándem.

TZ 2: R reach (ph-ph) (dirección _:15302:105): Este parámetro se utiliza para ajustar el límite del polígono en la dirección +R para los loops o lazos de medida fase – fase. Se ajusta de igual forma manera que el lazo de medida fase – tierra, por lo que el ajuste de este parámetro es **"1,59 ($\Omega - sec$)"** para el Tándem.

TZ 2: Directional mode (dirección _:15302:109): En este parámetro se indica la dirección de operación de la zona. Para esta aplicación se propone ajustar en **"non-directional"**, para que la función también proporcione respaldo parcial a la unidad diferencial de generador.

TZ 2: Operate delay (dirección _:15302:6): Este ajuste corresponde al tiempo de operación de la zona 2. Se propone utilizar el tiempo que actualmente tienen las otras protecciones de distancia en la Central a **"0,9 segundos"**.

En la siguiente figura es posible apreciar la característica cuadrática de la función de distancia, con sus dos zonas habilitadas, según modelación y simulación de fallas en DigSilent Power Factory:

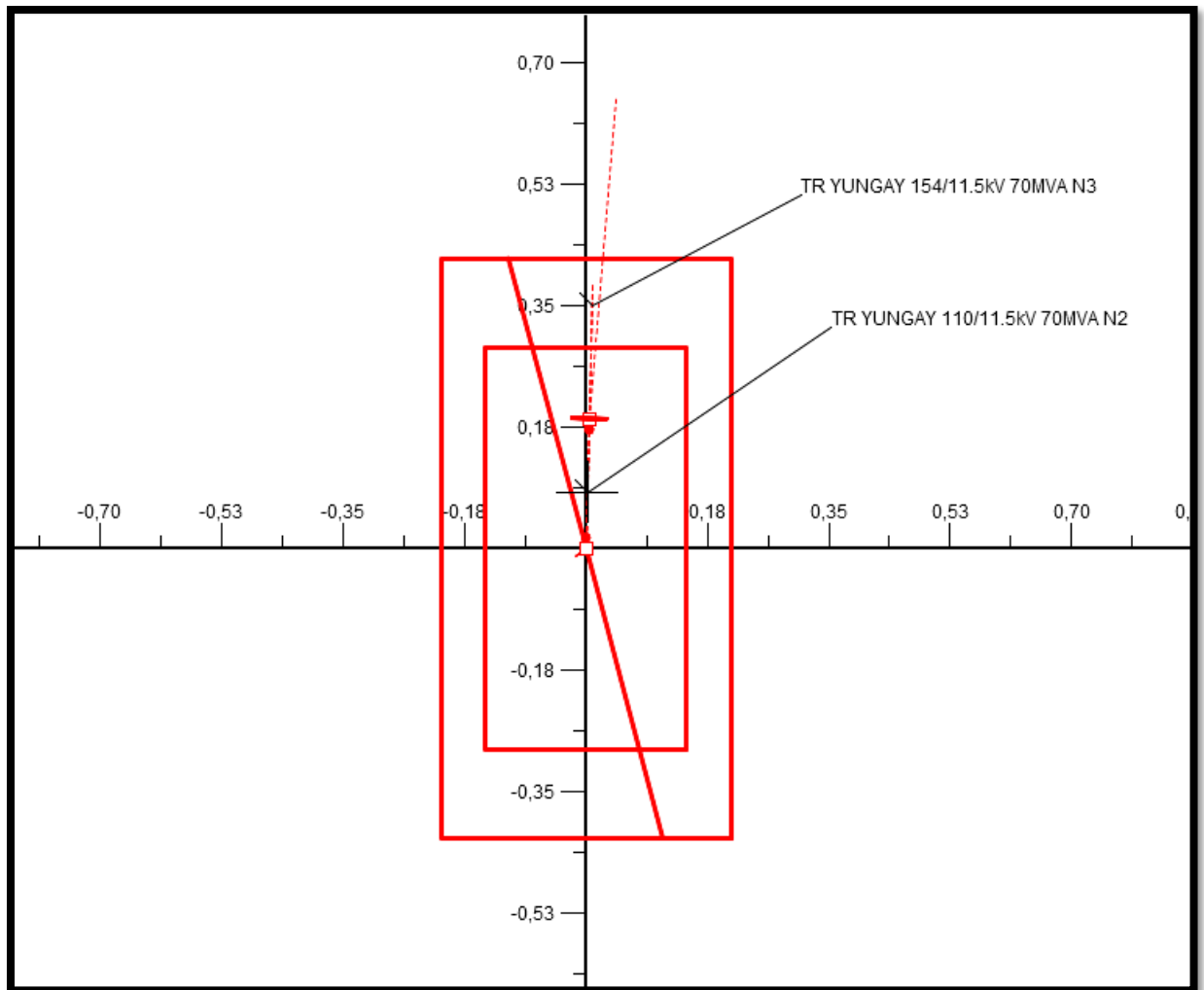


Figura 20: Protección distancia - Zonas

8.11. Función pérdida de sincronismo (78)

La protección actual no tiene ajustada esta función de protección.

En la tabla siguiente se muestran los ajustes propuestos para la unidad de protección por pérdida de sincronismo del relé 7UM85:

Tabla 25: Siemens 7UM85 – Ajustes propuestos 78

Número	Nombre del ajuste	Valor
General		
_:2311:101	General:I1<threshold blocks zone	20 %
_:2311:100	General:I2>threshold blocks zone	20 %
Zone1		
_:3691:1	Zone 1:Mode	On
_:3691:2	Zone 1:Operate & flt.rec. blocked	No
		T1
_:3691:103	Zone 1:Zone limit R	1,71 Ω
_:3691:104	Zone 1:Zone limit X top	2,16 Ω
_:3691:105	Zone 1:Zone limit X bottom	2,93 Ω
_:3691:102	Zone 1:Rotation angle	90,0°
_:3691:108	Zone 1:Count at	exit
_:3691:107	Zone 1:Number of power swings	1
_:3691:101	Zone 1:Re-entry time	20,00 s
_:3691:100	Zone 1:Signal time	0,05 s

Nota: Se utilizan los transformadores de potencial y corriente que actualmente se encuentra en servicio, los cuales corresponden a:

$$T/C = 4.000 / 5 \text{ (lado bornes generador 10,5 kV)}$$

$$TT/PP = 10.500:\sqrt{3} / 100:\sqrt{3}$$

78: Especificación de los ajustes

Sección: "General".

I1<threshold blocks zone (dirección _:2311:101): Las características de operación se activan únicamente si la corriente de secuencia positiva excede el umbral de operación ajustado en este parámetro. Se propone considerar el ajuste recomendado por el fabricante, el cual corresponde a un **"20%"**.

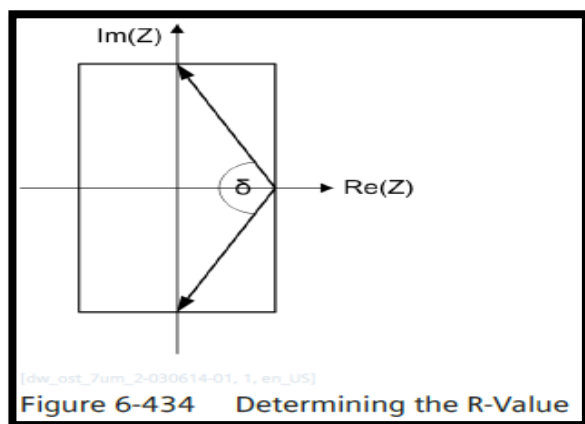
I2>threshold blocks zone (dirección _:2311:100): Mediante este parámetro se establece la corriente de secuencia negativa máxima que puede estar presente durante una condición de oscilación de potencia, si dicha corriente supera el umbral ajustado, la unidad de oscilación de potencia se bloquea. Cabe destacar que las oscilaciones de potencia son fenómenos balanceados. Por tanto, no debería existir componente de secuencia negativa. Se propone considerar el ajuste recomendado por el fabricante, el cual corresponde a un **"20%"**.

Sección: "Zone 1".

Zone 1: Mode (dirección _:3691:1): Mediante este parámetro se habilita la unidad de protección contra pérdida de sincronismo, por tanto se ajusta en **"On"**.

Zone 1: Operate & flt.rec. blocked (dirección _:3691:2): Este parámetro permite bloquear la operación de la unidad, como también la generación de registros de falla e indicaciones de operación. Esta función es de utilidad en el caso que no se desee disparar la función de protección y tampoco se quieran generar reportes. Se propone ajustar en la opción **"NO"**.

Zone 1: Zone limit R (dirección _:3691:103): Este valor corresponde al alcance resistivo de la característica de operación, se puede determinar acorde a la expresión siguiente:



$$R = \frac{(X_{top} + X_{bottom}) / 2}{\tan(\delta/2)}$$

Figura 21: Cálculo valor de R

Donde:

X_{top} = Corresponde al alcance superior de la característica de operación.

X_{bottom} = Corresponde al alcance inferior de la característica de operación.

δ = Ángulo de oscilación.

Los alcances reactivos X_{top} y X_{bottom} de la característica de operación se definen más adelante en las direcciones 3691:104 y 3691:105.

Para el ángulo de oscilación se propone considerar una separación angular entre el generador y el sistema de 120°, puesto que típicamente se utiliza este criterio para detectar una condición de pérdida de sincronismo.

Por tanto, los ajustes para el Generador G4 serán igual a:

$$R (G4) = ((2,16 + 3,79) / 2) / \tan (120^\circ / 2)$$

$$R = \mathbf{1,71 \Omega}$$

Zone 1: Zone limit X top (dirección _:3691:104): Este parámetro corresponde al alcance superior de la característica de operación (hacia el sistema). Se propone ajustar este parámetro en un 85% de la impedancia del Tándem de transformadores en la Unidad TG4 de la central Yungay. A continuación, se muestra el cálculo de este parámetro para cada generador:

- **Datos transformador elevador elevador N°1:**

$$S_{\text{Nominal}} = 70 \text{ MVA}$$

$$V_{\text{Nominal}} = 10,5 \text{ kV (lado baja)}$$

$$Z = 11,889 (\%)$$

- **Datos transformador elevador elevador N°2:**

$$S_{\text{Nominal}} = 75 \text{ MVA}$$

$$V_{\text{Nominal}} = 110 \text{ kV (lado baja)}$$

$$Z = 10,0 (\%)$$

De los datos indicados, se tiene que la impedancia base del transformador 1 referida al lado 10,5 kV corresponde a:

$$Z_{\text{Base}} = (10,5 \text{ kV})^2 / (70 \text{ MVA}) \approx 1,575 (\Omega)$$

La impedancia base del transformador 2 referida al 10,5 kV corresponde a:

$$Z_{\text{Base}} = (10,5 \text{ kV})^2 / (75 \text{ MVA}) \approx 1,47 (\Omega)$$

Por lo tanto, la impedancia de cada transformador en Ohms referida al lado de 10,5 kV es igual a:

$$Z (T1) = 11,889\% \times 1,575 \approx 0,187 (\Omega)$$

$$Z (T2) = 10,0\% \times 1,47 \approx 0,147 (\Omega)$$

$$Z(T1+T2)=0,334 (\Omega)$$

Si se considera el 85% de la impedancia del Tándem de transformadores, se tiene que el alcance positivo de la zona 1 para el Generador TG4 en valores secundarios es igual a:

$$= 0,334 \times 0,85 \times (4000 / 5) \times (100:\sqrt{3} / 10.500:\sqrt{3}) \approx \mathbf{2,16 (\Omega\text{-}sec)}$$

Zone 1: Zone limit X bottom (dirección _:3691:105): Este parámetro corresponde al alcance inferior de la característica de operación (hacia el generador). Dado que los elementos de medida se

encuentran entre el generador y el transformador de la central, la impedancia del generador será vista hacia atrás desde el punto de vista de dichos elementos de medida. Para determinar el alcance de la zona se debe considerar la reactancia oscilatoria de la máquina, la cual se puede aproximar a la reactancia transitoria del generador (X_d'). A continuación, se muestra el cálculo de este parámetro:

Datos del Generador N°4:

$S_{Nominal} = 48,75 \text{ MVA}$

$V_{Nominal} = 10,5 \text{ kV}$

$X_d' = 0,17 \text{ (p.u.)}$

De los datos indicados, se tiene que la impedancia base del generador corresponde a:

$$Z_{Base} = (10,5 \text{ kV})^2 / (48,75 \text{ MVA}) \approx 2,26 \text{ } (\Omega)$$

Por lo tanto, la reactancia transitoria en Ohms es igual a:

$$X_d' = 0,17 \times 2,26 \approx 0,384 \text{ } (\Omega)$$

El valor anterior corresponde al ajuste del parámetro, pero debe ser ingresado en valores secundarios. Por lo tanto, se tiene que:

$$X_d' \text{ (sec)} = (4000 / 5) \times (100:\sqrt{3} / 10.500:\sqrt{3}) \times 0,384 \approx \textbf{"2,93 } (\Omega\text{sec})\textbf{"}$$

Zone 1: Rotation angle (dirección _:3691:102): Dado que los alcances de las zonas de operación están determinados en base a reactancias se propone ajustar el ángulo de inclinación del polígono en **"90°"**.

Zone 1: Count at (dirección _:3691:108): En este parámetro se selecciona la condición que el relé utilizará como criterio para incrementar el conteo del número de oscilaciones. Se propone ajustar en **"exit"**, para que el relé cuente cuando la impedancia medida salga de la característica de operación.

Zone 1: Number of power swings (dirección _:3691:107): En este parámetro se ajusta el número de veces que la impedancia vista por el relé debe atravesar la característica de operación durante una oscilación de potencia para enviar orden de apertura al interruptor. Se propone ajustar este parámetro en **"1"**, dado que es recomendable sacar rápidamente de servicio la máquina cuando el centro de la oscilación se origina al interior de la central, lo anterior con el fin de evitar sobre esfuerzos en la máquina.

Zone 1: Re-entry time (dirección _:3691:101): En este parámetro se define el tiempo de reinicio del contador. Si el contador de oscilaciones se incrementó y no hay una nueva oscilación durante el tiempo ajustado en este parámetro el contador volverá a 0. Para esta aplicación la unidad actuará con una oscilación. Por tanto, este parámetro no es relevante. Se propone mantener el ajuste por defecto en **"20 segundos"**.

Zone 1: Signal time (dirección _:3691:100): Este parámetro se utiliza para definir cuanto tiempo estará presente una indicación binaria (incremento o dirección de la oscilación), por ejemplo en un contacto. Se propone ajustar este parámetro en el ajuste por defecto: **"0,05 segundos"**.

Nota: INKIA ENERGY deberá ratificar con estudios de estabilidad si los ajustes entregados a esta función son adecuados o no. En el caso que los estudios de estabilidad recomienden valores distintos para esta función, se deberá reajustar conforme a dichos estudios.

8.12. Función de sobre frecuencia (810)

Tal como lo señala la Norma Técnica en su artículo 3-10, toda unidad generadora o parque eólico o fotovoltaico deberá continuar operando en forma estable conectada al SI y entregando potencia activa bajo la acción de su Controlador de Carga/Velocidad o de Frecuencia/Potencia para variaciones de la frecuencia dentro de los límites de operación por sobre y subfrecuencia y al menos durante los tiempos que se indican en la siguiente tabla, tras los cuales podrá opcionalmente desconectarse (salvo en los casos en que el Coordinador exija la desconexión forzada):

Tabla 26: Límites frecuencia Unidades Generadoras– Norma Técnica

Límite Inferior (mayor que)	Límite Superior (menor o igual que)	Tiempo Mínimo de Operación			
		Hidroeléctricas	Termoeléctricas	Parques Eólicos	Parques Fotovoltaicos
49,0 [Hz]	50,0 [Hz]	Permanente	Permanente	Permanente	Permanente
48,0 [Hz]	49,0 [Hz]	90 minutos	90 minutos	90 minutos	90 minutos
47,5 [Hz]	48,0 [Hz]	30 minutos	30 minutos	30 minutos	30 minutos
47,0 [Hz]	47,5 [Hz]	5 segundos	Desconex. opcional	Desconex. opcional	Desconex. opcional
50,0 [Hz]	51,0 [Hz]	Permanente	Permanente	Permanente	Permanente
51,0 [Hz]	51,5 [Hz]	90 minutos	90 minutos	90 minutos	90 minutos
51,5 [Hz]	52,0 [Hz]	90 segundos	5 segundos	Desconex. opcional	Desconex. opcional
52,0 [Hz]	52,5 [Hz]	15 segundos	Desconex. opcional	Desconex. forzada	Desconex. forzada

El relé no permite una temporización mayor a 10min (600 seg) por lo que no es posible un ajuste en el rango indicado por la NTSyCS.

En la tabla se especifican 3 escalones para la unidad de sobre frecuencia para las unidades térmicas, lo que se puede cumplir adecuadamente con el relé Siemens 7UM85.

A continuación, se indican los ajustes propuestos para el relé Siemens 7UM85

Tabla 27: Siemens 7UM85 – Ajustes propuestos 810

Número	Nombre del ajuste	Valor
General.		
_:2311:101	General: Minimum voltage	37,6 V
_:2311:109	General: Dropout differential	20 mHz
Stage 1		
_:31:1	Stage 1:Mode	ON
_:31:2	Stage 1:Operate & flt.rec.blocked	NO
_:31:3	Stage 1:Threshold	51,50 Hz
_:31:6	Stage 1:Operate delay	5 sec
Stage 2		
_:32:1	Stage 2:Mode	ON
_:32:2	Stage 2:Operate & flt.rec.blocked	NO
_:32:3	Stage 2:Threshold	52,00 Hz
_:32:6	Stage 2:Operate delay	3 sec
Stage 3		
_:33:1	Stage 3:Mode	ON
_:33:2	Stage 3:Operate & flt.rec.blocked	NO
_:33:3	Stage 3:Threshold	52,50 Hz
_:33:6	Stage 3:Operate delay	1 sec

Nota: Se utiliza el transformador de potencial que actualmente se encuentra en servicio, el cual corresponde a:

$$TT/PP = 10.500:\sqrt{3} / 110:\sqrt{3}$$

810: Especificación de los ajustes

Sección: “General”.

General: Minimum voltage (dirección _:2311:101): En este parámetro se debe ajustar la tensión mínima de activación de las unidades de protección por sobre frecuencia. Se propone ajustar este parámetro en un 65% de la tensión nominal. Por tanto, se tiene que:

$$0,65 \times 10.500 / \sqrt{3} \times (100 / \sqrt{3} / 10.500 / \sqrt{3}) = 37,57 \approx \text{“37,6 (Volt-sec)”}.$$

General: Dropout differential (dirección _:2311:109): Este parámetro corresponde a la precisión de la medida de frecuencia, se recomienda ajustar este parámetro en **“20 mHz”**. Sección: “Stage 1”.

Stage 1: Mode (dirección _:31:1): Mediante este parámetro se habilita la primera etapa de protección contra sobre frecuencia, por tanto se debe ajustar en **“ON”**.

Stage 1: Operate & flt.rec.blocked (dirección _:31:2): Este parámetro permite bloquear la operación de la etapa, como también la generación de registros de falla e indicaciones de operación. Esta función es de utilidad en el caso que no se desee disparar la función de protección y tampoco se quieran generar reportes. Se propone ajustar en la opción **“NO”**.

Stage 1: Threshold (dirección _:31:3): Este parámetro corresponde al umbral de operación de la etapa 1 Se considera un ajuste de **“51,5 Hz”**.

Stage 1: Operate delay (dirección _:31:6): Este parámetro corresponde al tiempo de operación de la etapa 1. Se considera un tiempo de operación **“5 segundos”**.

Sección: “Stage 2”.

Stage 2: Mode (dirección _:32:1): Mediante este parámetro se habilita la segunda etapa de protección contra sobre frecuencia. Por tanto, se debe ajustar en **“ON”**.

Stage 2: Operate & flt.rec.blocked (dirección _:32:2): Este parámetro permite bloquear la operación de la etapa, como también la generación de registros de falla e indicaciones de operación. Esta función es de utilidad en el caso que no se desee disparar la función de protección y tampoco se quieran generar reportes. Se propone ajustar en la opción **“NO”**.

Stage 2: Threshold (dirección _:32:3): Este parámetro corresponde al umbral de operación de la etapa 2 Se considera un ajuste de **“52,0 Hz”**.

Stage 2: Operate delay (dirección _:32:6): Este parámetro corresponde al tiempo de operación de la etapa 2. Se considera un tiempo de operación **“3 segundos”**.

Sección: “Stage 3”.

Stage 3: Mode (dirección _:33:1): Mediante este parámetro se habilita la tercera etapa de protección contra sobre frecuencia, por tanto se debe ajustar en **“ON”**.

Stage 3: Operate & flt.rec.blocked (dirección _:33:2): Este parámetro permite bloquear la operación de la etapa, como también la generación de registros de falla e indicaciones de operación. Esta función es de utilidad en el caso que no se desee disparar la función de protección y tampoco se quieran generar reportes. Se propone ajustar en la opción **“NO”**.

Stage 3: Threshold (dirección _:33:3): Este parámetro corresponde al umbral de operación de la etapa 3 Se considera un ajuste de **“52,5 Hz”**.

Stage 3: Operate delay (dirección _:33:6): Este parámetro corresponde al tiempo de operación de la etapa 3. Se considera un tiempo de operación **“1 segundos”**.

8.13. Función de baja frecuencia 81U)

Tal como lo señala la Norma Técnica en su artículo 3-10, toda unidad generadora o parque eólico o fotovoltaico deberá continuar operando en forma estable conectada al SI y entregando potencia activa bajo la acción de su Controlador de Carga/Velocidad o de Frecuencia/Potencia para variaciones de la frecuencia dentro de los límites de operación por sobre y subfrecuencia y al menos durante los tiempos que se indican en la siguiente tabla, tras los cuales podrá opcionalmente desconectarse (salvo en los casos en que el Coordinador exija la desconexión forzada):

Tabla 28: Límites frecuencia Unidades Generadoras– Norma Técnica

Límite Inferior (mayor que)	Límite Superior (menor o igual que)	Tiempo Mínimo de Operación			
		Hidroeléctricas	Termoeléctricas	Parques Eólicos	Parques Fotovoltaicos
49,0 [Hz]	50,0 [Hz]	Permanente	Permanente	Permanente	Permanente
48,0 [Hz]	49,0 [Hz]	90 minutos	90 minutos	90 minutos	90 minutos
47,5 [Hz]	48,0 [Hz]	30 minutos	30 minutos	30 minutos	30 minutos
47,0 [Hz]	47,5 [Hz]	5 segundos	Desconex. opcional	Desconex. opcional	Desconex. opcional
50,0 [Hz]	51,0 [Hz]	Permanente	Permanente	Permanente	Permanente
51,0 [Hz]	51,5 [Hz]	90 minutos	90 minutos	90 minutos	90 minutos
51,5 [Hz]	52,0 [Hz]	90 segundos	5 segundos	Desconex. opcional	Desconex. opcional
52,0 [Hz]	52,5 [Hz]	15 segundos	Desconex. opcional	Desconex. forzada	Desconex. forzada

En la tabla se especifican 4 escalones para la unidad de baja frecuencia para las unidades térmicas, lo que se puede cumplir adecuadamente con el relé Siemens 7UM85 que dispone de 4 escalones en esta unidad.

A continuación se indican los ajustes propuestos para el relé Siemens 7UM85

Ajustes propuestos para la unidad de protección por baja frecuencia.

Tabla 29: Siemens 7UM85 – Ajustes propuestos 81U

Número	Nombre del ajuste	Valor
General.		
_:2311:1 01	General: Minimum voltage	37,6 V
_:2311:1 09	General: Dropout differential	20 mHz
Stage 1		
_:61:1	Stage 1:Mode	ON
_:61:2	Stage 1:Operate & flt.rec.blocked	NO
_:61:3	Stage 1:Threshold	47,50 Hz
_:61:6	Stage 1:Operate delay	15 sec

Stage 2		
_:62:1	Stage 2:Mode	ON
_:62:2	Stage 2:Operate & flt.rec.blocked	NO
_:62:3	Stage 2:Threshold	47,00 Hz
_:62:6	Stage 2:Operate delay	5 sec

Nota: Se utiliza el transformador de potencial que actualmente se encuentra en servicio, el cual corresponde a:

$$TT/PP = 10.500:\sqrt{3} / 100:\sqrt{3}$$

81U: Especificación de los ajustes

General: Minimum voltage (dirección _:2311:101): En este parámetro se debe ajustar la tensión mínima de activación de las unidades de protección por baja frecuencia. Se propone ajustar este parámetro en un 65% de la tensión nominal. Por tanto, se tiene que:

$$0,65 \times 10.500 / \sqrt{3} \times (100 / \sqrt{3} / 10.500 / \sqrt{3}) = 37,57 \approx \text{"37,6 (Volt-sec)"}$$

General: Dropout differential (dirección _:2311:109): Este parámetro corresponde a la precisión de la medida de frecuencia, se recomienda ajustar este parámetro en **"20 mHz"**.

Sección: "Stage 1".

Stage 1: Mode (dirección _:61:1): Mediante este parámetro se habilita la primera etapa de protección contra baja frecuencia, por tanto se debe ajusta en **"ON"**.

Stage 1: Operate & flt.rec.blocked (dirección _:61:2): Este parámetro permite bloquear la operación de la etapa, como también la generación de registros de falla e indicaciones de operación. Esta función es de utilidad en el caso que no se desee disparar la función de protección y tampoco se quieran generar reportes. Se propone ajustar en la opción **"NO"**.

Stage 1: Threshold (dirección _:61:3): Este parámetro corresponde al umbral de operación de la etapa 1 Se considera un ajuste de **"47,5 Hz"**.

Stage 1: Operate delay (dirección _:61:6): Este parámetro corresponde al tiempo de operación de la etapa 1. Se considera un tiempo de operación **"15 segundos"**.

Sección: "Stage 2".

Stage 2: Mode (dirección _:62:1): Mediante este parámetro se habilita la segunda etapa de protección contra baja frecuencia, por tanto se debe ajustar en **“ON”**.

Stage 2: Operate & flt.rec.blocked (dirección _:62:2): Este parámetro permite bloquear la operación de la etapa, como también la generación de registros de falla e indicaciones de operación. Esta función es de utilidad en el caso que no se desee disparar la función de protección y tampoco se quieran generar reportes. Se propone ajustar en la opción **“NO”**.

Stage 2: Threshold (dirección _:62:3): Este parámetro corresponde al umbral de operación de la etapa 2 Se considera un ajuste de **“47 Hz”**.

Stage 2: Operate delay (dirección _:62:6): Este parámetro corresponde al tiempo de operación de la etapa 2. Se considera un tiempo de operación **“5 segundos”**.

8.14. Función falla a tierra rotor (64F 1-3 Hz)

A continuación, se indican los ajustes actuales de la unidad de protección de falla de rotor en base al relé DGT 801:

- **Función de falla a tierra de rotor (64F)**

Tabla 30: DGT 801 – Ajustes Falla a tierra rotor (40)

Rotor single ground protection

DESCRIPCION	SIMBOLO	VALOR	UNIT
Ground resistance constant value	R_g	10	kOhm
Delay time	T_{yd}	0,5	s

Rotor double Ground Protection

DESCRIPCION	SIMBOLO	VALOR	UNIT
Second harmonic voltaje value	U_{1d}	5	V
Delay time	T_{1d}	2	s

En la tabla siguiente se muestran los ajustes propuestos para la unidad de falla de rotor del relé 7UM85:

Tabla 31: Siemens 7UM85 – Ajustes propuestos 64F

Número	Nombre del ajuste	Valor
General		
_:2311:101	V-control	MT fast 1. MT in 1 (*)
_:2311:102	V-measurement	MT fast 1. MT in 2 (*)
_:2311:103	Threshold $Q_c <$	Definir en terreno (**)
_:2311:104	Brush supervision	OFF
_:2311:106	Dropout delay	1,00 s
RGF 1-3Hz $R < 1$		
_:17341:1	Mode	ON (***)
_:17341:2	Operate & flt.rec. blocked	NO
_:17341:3	Threshold $R <$	Definir en terreno (**)

_:17341:6	Operate delay	0,50 s
RGF 1-3Hz R < 2		
_:17342:1	Mode	ON
_:17342:2	Operate & flt.rec. blocked	NO
_:17342:3	Threshold R <	Definir en terreno (**)
_:17342:6	Operate delay	2,00 s

Nota 1 (*): Este ajuste debe ser ratificado con las recomendaciones del fabricante del generador, las medidas efectuadas en terreno y las recomendaciones de Siemens.

Nota 2 ():** Este ajuste debe ser determinado con las recomendaciones del fabricante del generador y las medidas efectuadas en terreno, como ayuda a la determinación de estos parámetros, en el apartado Determinación de ajustes se indican valores referenciales.

Nota 3 (*):** La primera etapa se ajustó para ser usada como alarma.

Nota 4: Se recomienda efectuar un proceso de medidas para diferentes condiciones de operación del generador, esto es: detenido, en vacío, durante todo el proceso de partida y para diferentes estados de carga que alimente el generador. La idea es poder medir las magnitudes y las variaciones relativas de las resistencias, para poder determinar los valores de los parámetros con los que se ajustará la unidad de falla a tierra del rotor.

Nota 5: Para el funcionamiento de esta unidad de protección es necesario considerar los siguientes accesorios, según lo recomendado por Siemens en su Manual:

- Unidad de inyección 7XT71.
- Resistor serie 7XR6004 y/o 7XR8004.

64F 1-3Hz: Especificación de los ajustes

Sección "General"

V-control (dirección _:2311:101): La unidad de inyección 7XT71 genera las señales **V-measurement** y **V-control**, estas señales son conectadas al relé 7UM85, específicamente en las puertas de medidas rápidas, para la medida **V-control** se propone el uso de la puerta **"MT fast 1.MT in 1"**.

Este parámetro se debe ser ratificado en terreno.

V-measurement (dirección _:2311:102): La unidad de inyección 7XT71 genera las señales **V-measurement** y **V-control**, estas señales son conectadas al relé 7UM85, específicamente en las puertas de medidas rápidas, para la medida **V-measurement** se propone el uso de la puerta **"MT fast 1.MT in 2"**.

Este parámetro se debe ser ratificado en terreno.

Threshold Qc < (dirección _:2311:103): Este parámetro establece un nivel de carga **Qc** de manera de verificar el estado del circuito de medida. Para el ajuste de este parámetro se recomienda utilizar el 50% de la medida **Qc (dirección 2311:308)**, en el caso que la medida del parámetro **Qc** sea muy pequeña se recomienda desactivar esta alarma, para ello se tiene que ajustar en 0.02 mAs.

Nota: Este parámetro se debe definir en terreno.

Brush supervision (dirección _:2311:104): Este parámetro activa o desactiva la supervisión de las escobillas, debido a que las fallas en las escobillas o en los anillos rotatorios generan interferencia en la medida. Sin embargo, para esta aplicación de generador síncrono de rotor cilíndrico (PMG), el sistema de excitación no utiliza escobillas, por lo que se ajustará en **"OFF"**.

Dropout delay (dirección _:2311:106): En este parámetro se ajusta el tiempo en que la señal de pickup no debe estar presente para que el relé considera que no hay condición de falla. Se propone considerar un tiempo de **"1,00 segundo"**.

Sección "RGF 1-3Hz R< 1"

Mode (dirección _:17341:1): En este parámetro se habilita (on) o inhabilita (off) la unidad de falla de rotor. Por tanto, se debe ajustar en **"ON"**.

Nota: Esta etapa se propone entregar una alarma.

Operate & flt.rec. blocked (dirección _:17341:2): Este parámetro permite bloquear la operación de la unidad, como también la generación de registros de falla e indicaciones de operación. Esta función es de utilidad en el caso que no se desee disparar la función de protección y tampoco se quieran generar reportes. Se propone ajustar en la opción **"NO"**.

Threshold (dirección _:17341:3): Este parámetro corresponde al umbral de operación de la unidad de falla de rotor N°1. Como referencia este parámetro actualmente se encuentra ajustado en **"10 kΩ"**. Sin embargo, el ajuste se debe definir en base a las medidas en terreno.

Nota: Este parámetro se debe definir en terreno.

Operate delay (dirección _:17341:6): Este parámetro corresponde al tiempo de operación de la unidad de falla de rotor N°1, para determinar el ajuste se tomó en consideración el ajuste que actualmente se encuentran en servicio en el relé DCT801, el cual corresponde a **"0,50 segundos"**.

Sección "RGF 1-3Hz R< 2"

Mode (dirección _:17342:1): En este parámetro se habilita (on) o inhabilita (off) la unidad de falla de rotor N°2. Por tanto, se debe ajustar en **"on"**.

Operate & flt.rec. blocked (dirección _:17342:2): Este parámetro permite bloquear la operación de la unidad, como también la generación de registros de falla e indicaciones de operación. Esta función es de utilidad en el caso que no se desee disparar la función de protección y tampoco se quieran generar reportes. Se propone ajustar en la opción **"NO"**.

Threshold (dirección _:17342:3): Este parámetro corresponde al umbral de operación de la unidad de falla de rotor N°2. Como referencia este parámetro usualmente se ajusta en **"10 kΩ"** sin embargo, el ajuste se debe definir en base a las medidas en terreno.

Nota: Este parámetro se debe definir en terreno.

Operate delay (dirección _:17342:6): Este parámetro corresponde al tiempo de operación de la unidad de falla de rotor N°2, para determinar el ajuste se tomó en consideración el ajuste que actualmente se encuentran en servicio en el relé DCT 801, el cual corresponde a **"2,00 segundos"**.

8.15. Función contra sobrecargas en el estator (49S)

En la tabla siguiente se muestran los ajustes propuestos para la unidad de protección de sobrecarga térmica (Thermal Overload Protection, 3 Phase-Advanced) del relé 7UM85:

Tabla 32: Siemens 7UM85 – Ajustes propuestos 49

Número	Nombre del ajuste	Valor
Th. Overl. 1		
_601.1	Mode	ON
_601.2	Operate & flt. rec. blocked	NO
_601.101	Threshold current warning	3,69 A
_601.104	Threshold thermal warn.	83%
_601.105	Dropout threshold operate	80%
_601.112	Emerg. start T overtravel	3360 s
_601.106	K-factor	1,10
_601.110	Thermal time constant	480 s
_601.111	Cooling time constant	3360 s
_601.107	Imax thermal	8,2 A
_601.108	Imin cooling	0,05 A
_601.109	Temperature rise at Irated	Definir en terreno (*)
_601.113	Storage of thermal replica	NO
_601.114	Behav. at I> Imax therm.	Current limit
_601.44	Temperature sensor	Definir en terreno(**)
_601.118	Default temperatura	40°C
_601.117	Minimal temperatura	-20°C

NOTA (*): Este parámetro se tienen que definir en terreno, ya que depende de medidas de temperatura que se deben efectuar en la máquina.

NOTA (): El ajuste de este parámetro dependerá de la ingeniería del proyecto de control.**

49S: Especificación de los ajustes

La máxima corriente del generador que puede operar en forma permanente se estima en 110% de la corriente nominal:

$$I_{\text{nom gen}} = \frac{48750 \text{ kV}}{\sqrt{3} \times 10,5 \text{ kV}} = 2684 \text{ A}, I_{\text{nom gen}} = 2684 \times 5/4000 = 3,355 \text{ A sec}$$

$$I_{\text{max gen}} = 1,1 \times I_{\text{nom gen}} = 1,1 \times 3,355 \text{ A} = 3,69 \text{ Asec}$$

$$k\text{-factor} = \frac{I_{\text{max prim}}}{I_{\text{TCC prim}}} = \frac{1,1 \times 4000 \text{ A}}{4000} = 1,1$$

Sección: "Th. overl. 1"

Th. overl. 1: Mode (dirección _:1): Mediante este parámetro se habilita la unidad de protección contra sobretensión. Por tanto, se ajusta en **"ON"**.

Th. overl. 1: Operate & flt.rec. blocked (dirección _:2): Este parámetro permite bloquear la operación de la unidad, como también la generación de registros de falla e indicaciones de operación. Esta función es de utilidad en el caso que no se desee disparar la función de protección y tampoco se quieran generar reportes. Se propone ajustar en la opción **"NO"**.

Th. overl. 1: Threshold current warning (dirección _:101): Este parámetro corresponde a la corriente máxima permitida por el generador de manera permanente, según lo indicado anteriormente el ajuste es 1,10 veces la corriente nominal del generador. Por lo que el ajuste de este parámetro sería:

$$\text{Threshold current warning} = 1,10 \times 3,355 \text{ [A-sec]} = \text{"3,69 [A-sec]"}.$$

Th. overl. 1: Threshold thermal warn (dirección _:104): Este parámetro define el límite para la activación de una señal de alarma. El fabricante Siemens recomienda ajustar este parámetro bajo la siguiente regla:

$$\text{Threshold Current Warning} = \frac{100\%}{K^2} = \frac{100\%}{(1,1)^2} = 83 \%$$

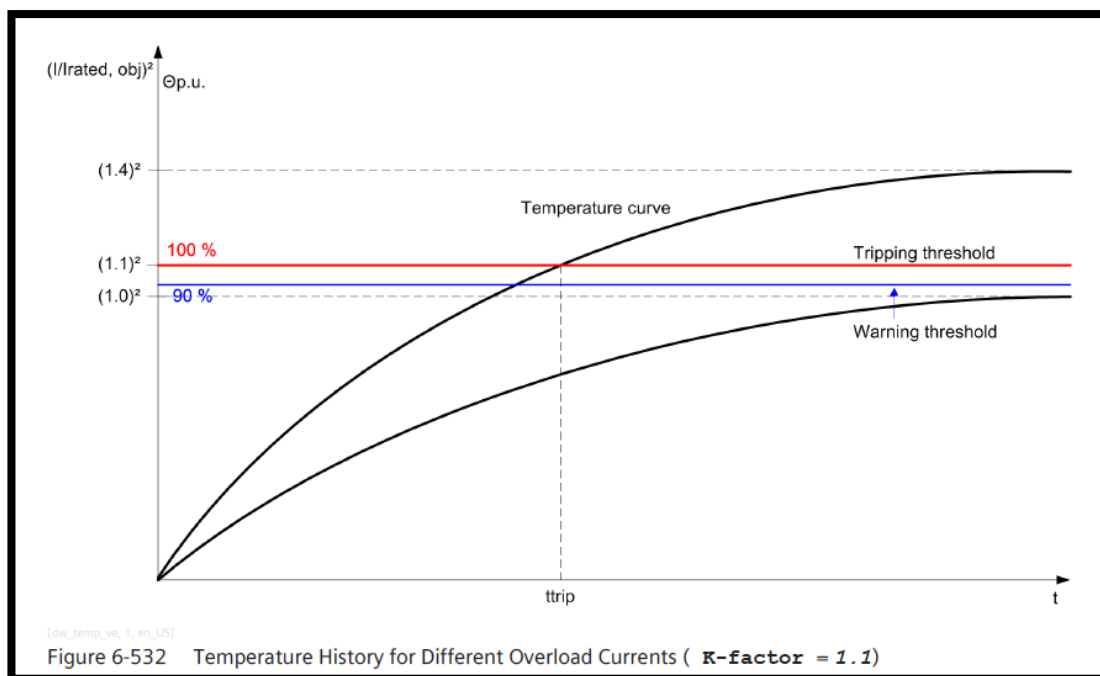


Figura 22: Temp. Vs Corriente

En donde k corresponde a la relación de la corriente máxima permitida por la máquina de forma permanente con respecto a la corriente nominal.

Th. overl. 1: Dropout threshold operate (dirección _:105): Este parámetro representa un umbral de abandono de la señal de pickup, el fabricante recomienda ajustarla en valores cercano al umbral de la alarma, por lo que se ajustará en **"80%"**.

Th. overl. 1: Emerg. start T overtravel (dirección _:112): Este parámetro corresponde al tiempo que mantendrá bloqueado la señal de Trip, luego de que se active la señal binaria de entrada **>Emergency start** (dirección _:502). El fabricante recomienda ajustar un tiempo cercano al ajustado en el parámetro **Cooling time constant** (dirección _:111), por lo que se ajusta en **"3360 segundos"**

Th. overl. 1: K-factor (dirección _:106): Este parámetro corresponde a la razón de la corriente máxima permitida de manera constante respecto a la corriente nominal de la maquina, el ajuste de este parámetro es **"1,10"**, como se señaló anteriormente.

Th. overl. 1: Thermal time constant (dirección _:110): Este parámetro corresponde al ajuste de la constante térmica del generador, el valor de la constante térmica del generador TG4 no se encuentra disponible al momento de preparación de este informe, por lo tanto, utilizaremos un valor habitual que es un ajuste de 8 minutos, lo que equivale a **"480 segundos"**.

Nota: Este parámetro debe ser actualizado una vez conocida la constante térmica de la máquina que informe el fabricante, y tras las pruebas efectuadas en terreno.

Th. overl. 1: Cooling time constant (dirección _:111): Este parámetro corresponde al tiempo de enfriamiento de la máquina, el fabricante define como valor de referencia para este ajuste, usar 7 veces la constante térmica de la máquina, lo que equivale a **"3360 segundos"**.

Th. overl. 1: I_{max} thermal (dirección _:107): Este parámetro fija la corriente máxima que se entrega a la imagen térmica de la máquina (ecuación del comportamiento térmico), de manera de prevenir una operación indebida ante una falla o una partida de motor. Se recomienda ajustar este parámetro en **"8,2 A" (3 veces la corriente nominal del generador)**

Th. overl. 1: I_{min} cooling (dirección _:108): Este parámetro fija la corriente en vacío del generador, si la corriente cae bajo este valor, se activa el switch y comienza a contar el tiempo de enfriamiento, este valor se ajustará en **"0,05 A-sec" (valor por defecto)**.

Th. overl. 1: Temperature rise at I_{rated} (dirección _:109): Este parámetro define la temperatura que adopta el generador al estar operando bajo corriente nominal de forma continua y a una temperatura ambiente de 40°C. Este parámetro debe ser ajustado en terreno conforme a las medidas de temperatura cuando la máquina esté operando a corriente nominal. El valor por defecto es de **"70 K" (valor por defecto)**.

Th. overl. 1: Storage of thermal replica (dirección _:113): Este parámetro habilita o deshabilita la opción de guardar la ecuación del comportamiento térmico de la máquina, esta opción es útil cuando la alimentación auxiliar no es continua, se mantendrá el ajuste por defecto, por lo que se ajusta en **"NO"**.

Th. overl. 1: Behav. at I > I_{max} therm. (dirección _:114): Este parámetro define el comportamiento de la unidad de sobrecalentamiento ante corrientes de cortocircuito, de manera de evitar Trip ante una falla con una alta cargabilidad previa en la máquina, se debe seleccionar **"Current limit"**, de manera que ante una medida de corriente superior a lo ajustado en **I_{max} thermal** (dirección _:107), la imagen térmica recibe el valor de corriente ajustado en **I_{max} thermal** y previene una operación prematura.

Th. overl. 1: Temperature sensor (dirección _:44): Este parámetro indica cual será el sensor de temperatura. En el caso que no se disponga de sensor, la temperatura ambiente se igualará al parámetro **Default temperature** (dirección _:118). El valor por defecto es de **"No function block available"**.

Importante: En caso de disponer un sensor de temperatura, se tiene que seleccionar dicho sensor en el ajuste de este parámetro. En el caso de no disponer este sensor, se tiene que ajustar según esta propuesta.

Th. overl. 1: Default temperature (dirección _:118): Este parámetro corresponde a la temperatura ambiente, en el caso que no se tenga conectado el sensor de temperatura, el fabricante recomienda usar una temperatura por defecto de **"40°C"**.

Th. overl. 1: Minimal temperatura (dirección _:117): Este parámetro corresponde a la temperatura mínima, si la temperatura ambiente medida por el sensor esta por bajo este valor, este valor de temperatura es asumido como temperatura ambiente. Se propone mantener el valor por defecto de **"-20°C"**.

8.16. Función falla a tierra en el estator (90%) (64S – 59N)

En la tabla siguiente se muestran los ajustes existentes para la unidad de falla a tierra en el estator (90%) ajustada en el relé DGT 801:

▪ Función de falla a tierra de estator (64G)

Tabla 33: DGT 801 – Ajustes Falla a tierra estator (64S-59N)

DESCRIPCION	SIMBOLO	VALOR	UNIT
Tensión de Secuencia Zero	3U0	10	V
Tiempo Operación	t	3	s

En la tabla siguiente se muestran los ajustes propuestos para la unidad contra falla de estator (90%) del relé 7UM85:

Tabla 34: Siemens 7UM85 – Ajustes propuestos 64G-59N

Número	Nombre del ajuste	Valor
V0> 1		
_:12391:1	V0> 1:Mode	ON
_:12391:2	V0> 1:Operate & flt.rec. blocked	NO
_:12391:1 0	V0> 1:Blk. by meas.-volt. failure	YES
_:12391:1 09	V0> 1:Detection of faulty phase	NO
_:12391:8	V0> 1:Method of measurement	Fundamental comp.
_:13291:3	V0> 1:Threshold	19 V
_:12391:4	V0> 1:Dropout ratio	0,95
_:12391:1 07	V0> 1:Pickup delay	0 sec
_:12391:6	V0> 1:Operate delay	3 sec
_:12391:1 01	V0> 1:V> healthy ph-tognd volt.	SI
_:12391:1 04	V0> 1:V< faulty ph-tognd volt.	Irrelevante

Nota: Se utilizan el transformador de potencial (Y-Y) ubicado en el lado transformador del generador, el cual corresponde a:

$$TT/PP \text{ Generador} = 10.500:\sqrt{3} / 110$$

64S (59N): Especificación de los ajustes

V0> 1: Mode (dirección _:12391:1): Mediante este parámetro se habilita la unidad de protección por falla a tierra en el estator (90%). Por tanto, se ajusta en **"ON"**.

V0> 1: Operate & flt.rec. blocked (dirección _:13291:2): Este parámetro permite bloquear la operación de la unidad, como también la generación de registros de falla e indicaciones de operación. Esta función es de utilidad en el caso que no se desee disparar la función de protección y tampoco se quieran generar reportes. Se propone ajustar en la opción **"NO"**.

V0> 1: Blk. by meas.-volt. Failure (dirección _:12391:10): Si se activa este parámetro, la función falla a tierra del estator se bloquea por la supervisión de la función ***Measuring-voltage failure detection***, la cual detecta falla de fusible, o también existirá bloqueo cuando se active la entrada binaria **VTCTB**. Se propone ajustar este parámetro en **"YES"**.

V0> 1: Detection of faulty phase (dirección _:12391:109): Si se activa este parámetro la etapa de sobretensión de neutro determina cuál de las fases es la que está afectada por la falla a tierra, para esta aplicación se recomienda activar este parámetro. Por lo que se debe ajustar en **"SI"**.

V0> 1: Method of measurement (dirección _:12391:8): Mediante este parámetro se escoge el método de medida que se utilizará. Para esta aplicación se utilizará la opción de medida correspondiente a ***"fundamental comp."***, ya que lo que se requiere es detectar la componente de 50 ciclos. Esta opción suprime los valores armónicos o valores peak de voltaje transitorios.

V0> 1: Threshold (dirección _:12391:3): El mínimo de operación de la unidad 59N se debe ajustar con la mayor sensibilidad posible, con el fin de proporcionar la máxima protección a los devanados del estator. Por lo general, esta unidad protege aproximadamente entre el 90% y el 95% de los devanados del estator. Por tanto, esta unidad se debe complementar con la unidad de protección fallas a tierra de estator con 3era armónica (27TH).

Para esta aplicación, tomaremos en cuenta el ejemplo proporcionado por Siemens en su manual:

- Razón de Transformación : 110.000/10.500
- Capacitancia de acoplamiento C_c : 10 nF
- Capacitancia a tierra C_g : 500 nF
- Transformador de tensión en 10.5 kV : $10.500/\sqrt{3}/100/\sqrt{3}$

La tensión de una potencial falla en 110 kV se puede calcular a través de la siguiente fórmula:

$$V_{falla} = \frac{C_c}{C_c + C_G} \times V_{0\ 110\ kV} = \frac{10\ nF}{10\ nF + 500\ nF} \times \frac{110\ kV}{\sqrt{3}} = 1,25\ kV$$

Referenciando este valor al lado de baja del Transformador 110/10,5 kV;

$$Ratio = \frac{V_{falla}}{\frac{V_{BT}}{\sqrt{3}}} = \frac{1,25}{\frac{10,5}{\sqrt{3}}} = 0,21$$

De acuerdo con lo anterior, consideraremos un factor de seguridad de 1,5 para determinar el valor del umbral de tensión de secuencia cero:

$$V_{0sec} = FS \times Ratio \times \frac{V_{sec}}{\sqrt{3}} = 1,5 \times 0,21 \times \frac{100}{\sqrt{3}} = 18,18\ Volts \approx \text{"19 Volts"}$$

V0> 1: Dropout ratio (dirección _:12391:4): Si la unidad de protección se ha activado porque se alcanzó su umbral de operación, pero durante el retardo la tensión cae transitoriamente bajo el umbral de operación, la unidad se mantendrá activa si la relación entre la tensión medida y el mínimo de operación es superior al valor ajustado en este parámetro. Se propone conservar el valor por defecto en el relé en **"0,95"**.

V0> 1: Pickup delay (dirección _:12391:107): Este parámetro permite retrasar la medida del pickup, esto puede ser necesario por consecuencia de los altos niveles de transitorios posteriores a una falla. Para esta aplicación es sin retardo, por lo que el ajuste corresponderá a **"0 segundos"**

V0> 1: Operate delay (dirección _:12391:6): Tiempo de operación de la unidad de protección contra falla del estator hasta el 95%. Actualmente este tiempo está ajustado en 3,0 segundos. Se propone mantener el ajuste actual quedando en **"3,0 segundos"**.

V0> healthy ph-tognd volt (dirección _:331:101):: El ajuste de este parámetro depende si se utiliza la opción de **Detection of faulty phase**, que es nuestro caso. Utilizaremos el valor recomendado por Siemens **"70 Volts"** para indicar tensión saludable.

V0< 1: faulty ph-tognd volt (dirección _:331:101):: El ajuste de este parámetro depende si se utiliza la opción de **Detection of faulty phase**, que es nuestro caso. Utilizaremos el valor recomendado por Siemens **"40 Volts"** para indicar tensión en falla.

8.17. Función falla a tierra del estator con 3era armónica (27TH, 59TH, 59THD)

En la tabla siguiente se muestran los ajustes propuestos para la unidad de protección por falla a tierra de estator con tercera armónica del relé 7UM85:

Tabla 35: Siemens 7UM85 – Ajustes propuestos 64G-27TH

Número	Nombre del ajuste	Valor
General		
_:2311:101	General:Threshold P min	40 % (*)
_:2311:102	General:Threshold V1 min	46,2 V (*)
_:2311:103	General:Corr. factor for V03H>	Definir en terreno (**)
_:2311:104	General:V03H Gen./ V03H neut. pt	Definir en terreno (**)
_:2311:105	General:Corr. factor for ΔV03H>	Definir en terreno (**)
_:2311:106	General:Dropout delay	1,00 s
ΔV0 3. Harm> 1		
_:1	ΔV0 3. Harm> 1:Mode	ON
_:2	ΔV0 3. Harm> 1:Operate & flt.rec. blocked	NO
_:101	ΔV0 3. Harm> 1:Threshold	Definir en terreno (**)
:102	ΔV0 3. Harm> 1:Dropout delay	0,00 s
_:6	ΔV0 3. Harm> 1:Operate delay	3,00 s

Nota 1 (*): Este ajuste debe ser ratificado con las medidas efectuadas en terreno.

Nota 2 ():** Este ajuste debe ser determinado con las medidas efectuadas en terreno.

Nota 3: Se recomienda efectuar un proceso de medidas para diferentes condiciones de operación del generador, esto es durante todo el proceso de partida y para diferentes estados de carga que alimente el generador. La idea es poder medir las magnitudes y las variaciones relativas de los voltajes de tercera armónica a ambos lados del generador, para poder determinar los valores de los parámetros con los que se ajustará la unidad de falla a tierra de 100% de estator.

Si el proceso de medidas así lo determina, se sugiere revisar los umbrales de los bloqueos de potencia activa y de voltaje, los cuales se deben ratificar conociendo las medidas de voltaje de tercera armónica que existen en el generador para diferentes condiciones de operación de la máquina.

Se utilizan los transformadores de potencial que actualmente se encuentran en servicio, los cuales corresponden a:

$$TT/PP \text{ (bornes del generador)} = 10.500:\sqrt{3} / 100:\sqrt{3}$$

64S (27TH): Especificación de los ajustes
Sección "General":

General: Threshold P min (dirección _:2311:101): Debido a la fuerte dependencia de la medida de tercera armónica y el punto de operación de la máquina, se establece un mínimo de potencia activa que debe despachar la máquina para que la unidad de protección se active. Se propone ajustar este parámetro en un **"40%"**.

Este parámetro se debe ser ratificado en terreno.

General: Threshold V1 min (dirección _:2311:102): Debido a la fuerte dependencia de la medida de tercera armónica y el punto de operación de la máquina, se establece un mínimo de tensión en bornes de la máquina para que la unidad de protección se active. Se propone ajustar este parámetro en un 80% de la tensión lo que corresponde:

$$V1 \text{ min} = 0,8 * V_{\text{Rated}} / \sqrt{3} = 0,8 * 100/\sqrt{3} = \textbf{"46,2 Volt - sec"}$$

Este parámetro se debe ser ratificado en terreno.

General: Corr. factor for V03H> (dirección _:2311:103): Este parámetro corresponde a un factor de corrección para el parámetro **V0 3rd Harm. >** dependiendo del valor de la potencia activa, este factor se calcula de la forma siguiente:

$$\text{Corr. Factor for V03H} \geq \frac{(V03_{\text{gen1}} - V03_{\text{gen2}})}{(P_{\text{tot1}} - P_{\text{tot2}})}$$

Este parámetro se debe definir en terreno, tal como se muestra en el siguiente ejemplo:

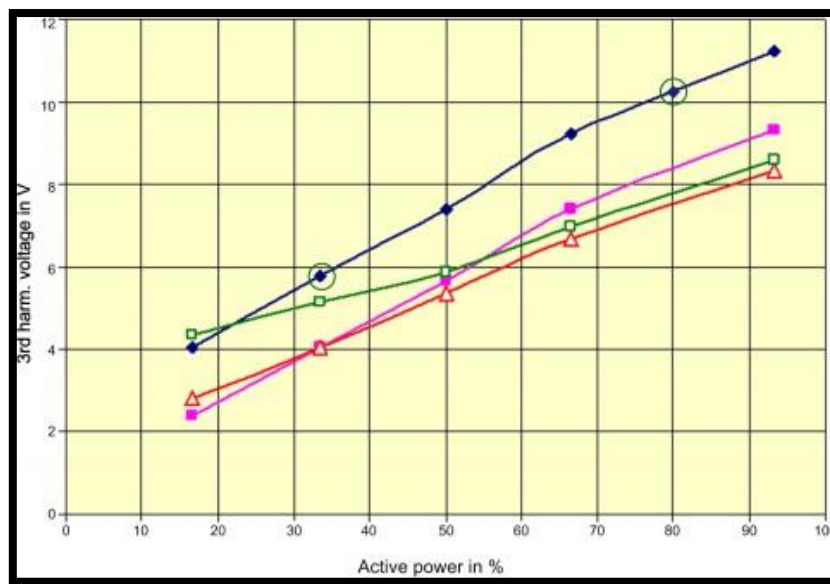


Figura 23: % Tercera armónica de tensión en función de la potencia

Tabla 36: Ejemplo ajuste P v/s 3era armónica

Valor	P(MW) / S _N (MVA) (%)	3er Armónico de V ₀ (V)
1	80	10,4
2	34	5,8

$$\text{Corr. Factor for V03H} >= \frac{(V03_{\text{gen1}} - V03_{\text{gen2}})}{(P_{\text{tot1}} - P_{\text{tot2}})} = \frac{(10,4 - 5,8)}{(80 - 34)} \times 100\% = 10,0 \text{ Volts}$$

General: V03H Gen./ V03H neut. Pt (dirección _:2311:104): Dado que en nuestra aplicación no se dispone de TTPP de neutro, se propone el ajuste por defecto: "1,0".

Este parámetro se debe definir en terreno.

General: Corr. Factor for ΔV03H> (dirección _:2311:105): Este parámetro corresponde a un factor de corrección para el parámetro ΔV0 3rd Harm. > dependiendo del valor de la potencia activa. Proponemos el valor por defecto "0 volts", sin embargo se debe definir en terreno (ver página 757 del manual)

Este parámetro se debe definir en terreno, tal como se indica a continuación:

General: Dropout delay (dirección _:2311:106): En este parámetro se ajusta el tiempo en que la señal de pickup de la etapa ΔV0 3. Harm> 1 (dirección _:55) no debe estar presente para que el relé considera que no hay condición de falla. Se propone considerar un tiempo de "1,00 segundo".

Sección "ΔV0 3. Harm> 1"

ΔV0 3. Harm> 1: Mode (dirección :1): Mediante este parámetro se habilita la unidad de protección 100%. Por tanto se ajusta en **"ON"**.

ΔV0 3. Harm> 1: Operate & flt.rec. blocked (dirección :2): Este parámetro permite bloquear la operación de la unidad, como también la generación de registros de falla e indicaciones de operación. Esta función es de utilidad en el caso que no se desee disparar la función de protección y tampoco se quieran generar reportes. Se propone ajustar en la opción **"NO"**.

ΔV0 3. Harm> 1: Threshold (dirección :101): Este parámetro corresponde al mínimo de operación de la unidad de protección. Una vez que fue determinado los parámetros V03H Gen./ V03H neut. Pt y Corr. factor for V03H> se debe medir en terreno con el generador en funcionamiento las tensiones de tercer armónico de los terminales de la máquina, dicha medida se puede observar en Δv03rd (dirección 2311:305). Para el ajuste del mínimo de operación se sugiere considerar aproximadamente 2 veces la diferencia de voltaje observado en condiciones normales de operación, que se debe registrar para diversas potencias de operación de la máquina.

Nota: Este parámetro se debe definir en terreno.

ΔV0 3. Harm> 1: Dropout delay (dirección :102): En este parámetro se ajusta el tiempo en que tiene que la señal tiene que estar por sobre el parámetro Threshold (dirección _:101) para que el relé indique la señal de Pickup, se propone **"0,00 segundos"**.

ΔV0 3. Harm> 1: Operate delay (dirección :6): Este ajuste corresponde al tiempo de operación de la unidad de protección 100%, el ajuste existente para la unidad 59N es 3 segundo. Se propone mantenerlo. El retardo del trip será **"3,00 segundos"**.

8.18. Función Measuring-Voltage Failure. (60-Falla Fusible)

En caso de ocurrir una falla en la medida de tensión a causa de un corto circuito o un corte de conductor en el secundario de los transformadores de potencial, esto podrían medir tensión cero, lo cual puede provocar operaciones indeseadas de los elementos de protección dependientes de las medidas de tensión.

Por lo tanto, cuando esta unidad detecta una falla en el transformador de potencial las unidades que dependen de la medida de tensión se bloquean. Es por lo anterior, que se propone habilitar esta función.

Tabla 37: Siemens 7UM85 – Ajustes propuestos Falla Fusible

Número	Nombre del ajuste	Valor
Mes. v. fail. det		
_:1	Mes.v.fail.det:Mode	ON
_:115	Mes.v.fail.det:Asym.fail.- DO on netw.flt.	NO
_:113	Mes.v.fail.det:Asym.fail.- time delay	10,00 s
_:102	Mes.v.fail.det:3ph.fail. - phs.curr.release	0,500 A
_:103	Mes.v.fail.det:3ph.fail. - phs.curr. jump	0,100 A
_:101	Mes.v.fail.det:3ph.fail. - VA,VB,VC <	5 V
_:107	Mes.v.fail.det:Switch-on 3ph. failure	ON
_:106	Mes.v.fail.det:SO 3ph.fail. - time delay	3,00 s

FF: Especificación de los ajustes

Mes.v.fail.det: Mode (dirección _:1): Mediante este parámetro se habilita la unidad de protección contra falla en la medida de tensión. Por tanto, se ajusta en **"ON"**.

Mes.v.fail.det:Asym.fail.- DO on netw.flt. (dirección _:115): Este parámetro activa o desactiva una etapa de sello, la cual mantiene activa la alarma asimetría de tensión (Asym.fail.- alarm dirección_:303), para este caso y según las recomendaciones del fabricante no es necesario activar este sello para fijar dicha alarma. Por lo tanto, se tiene que ajustar en **"NO"**.

Mes.v.fail.det:Asym.fail.- time delay (dirección _:113): Para los casos de baja corriente de carga las funciones de protección necesitan un tiempo adicional para determinar una falla de asimetría de tensión, para este propósito se ajusta este tiempo, el fabricante recomienda un ajuste de **"10 segundos"**.

Mes.v.fail.det:3ph.fail.- phs.curr.release (dirección _:102): Este parámetro fija la mínima corriente para que el monitoreo de tensión se encuentre activo, el fabricante recomienda usar el 10% de la corriente nominal, siempre y cuando este valor este igual o menor al ajuste de mínima corriente de fase (dirección _:2311:103) de la unidad de distancia (21). Por lo que se ajustará en **"0,5 A"** que cumple con los requerimientos anteriormente descritos.

$$2680 \text{ A} \times 0,1 \times 5/4000 = 0,335 \approx 0,5 \text{ A}$$

Mes.v.fail.det:3ph.fail. - phs.curr. jump (dirección _:103): Este parámetro fija la diferencia entre la corriente medida actual en comparación a la medida de corriente del periodo anterior (la cual es guardado por el relé), si la diferencia entre estos dos valores es mayor, el relé detecta una perturbación y bloquea el monitoreo de tensión, el fabricante recomienda ajustar este parámetro en **"0,1 A"**.

Mes.v.fail.det:3ph.fail. - VA,VB,VC < (dirección _:101): Este parámetro fija un mínimo de operación para la monitorización de la tensión, el fabricante recomienda para este ajuste una tensión de **"5 V"**.

Mes.v.fail.det:Switch-on 3ph. Failure (dirección _:107): Este parámetro activa (**On**) o desactiva (**Off**) la función de cambiar a medición trifásica para los casos en donde la corriente de carga sea muy baja, lo cual ayuda a mantener el monitoreo de la tensión, se recomienda activarla, por lo que se debe ajustar en **"ON"**.

Mes.v.fail.det:SO 3ph.fail. - time delay (dirección _:106): Fija el tiempo que demora en operar la alarma de falla de medida trifásica de tensión, se propone mantener los ajustes por defecto de **"3 segundos"**.

8.19. 50/27 – Unidad de protección contra energización accidental.

En la tabla siguiente se muestran los ajustes propuestos para la unidad de protección contra energización inadvertida del relé 7UM85:

Tabla 38: Siemens 7UM85 – Ajustes propuestos 50/27

Número	Nombre del ajuste	Valor
Stage 1		
_:17221:1	Mode	ON
_:17221:2	Operate & flt.rec. blocked	NO
_:17221:10	Blk. by meas. volt. failure	ON
_:17221:3	Threshold	1,54 A
_:17221:10 1	V< Threshold	50,0 V
_:17221:10 3	Pickup delay	0,1 s
_:17221:7	Dropout delay	1 s

Nota: Se utilizan los transformadores de potencial y corriente que actualmente se encuentra en servicio, los cuales corresponden a:

$$T/C = 4.000 / 5 \text{ (lado bornes generador 10,5 kV)}$$

$$TT/PP = 10.500:\sqrt{3} / 100:\sqrt{3}$$

50/27: Especificación de los ajustes

Mode (dirección _:17221:1): Mediante este parámetro se habilita la unidad de protección contra energización inadvertida, por tanto se ajusta en **"ON"**.

Operate & flt.rec. blocked (dirección _:17221:2): Este parámetro permite bloquear la operación de la unidad, como también la generación de registros de falla e indicaciones de operación. Esta función es de utilidad en el caso que no se desee disparar la función de protección y tampoco se quieran generar reportes. Se propone ajustar en la opción **"NO"**.

Blk. by meas.-volt. failure (dirección _:17221:10): Si se activa este parámetro, la función contra energización inadvertida se bloquea por la supervisión de la función ***Measuring-voltage failure detection***, la cual detecta falla de fusible, o también existirá bloqueo cuando se active la entrada binaria ***VTCTB***. Se propone ajustar este parámetro en **"ON"**.

Threshold (dirección _:17221:3): Para asegurar la confiabilidad en el disparo, el mínimo de operación de la unidad de corriente debe ser ajustado en un valor sensible que permita identificar

cualquier evento inadvertido. La corriente que circulará ante una energización inadvertida puede ser estimada acorde a la expresión siguiente:

$$I_{\text{Energización}} = (U_N / \sqrt{3}) / (X_d'' + X_T + Z_{\text{network}})$$

Donde:

Generador:

$$X_d'' (\Omega) = X_d'' (\text{p.u.}) * X_{\text{base - Gen}} = 0,17 * 2,26 = 0,38 (\Omega). \text{ (reactancia subtransitoria).}$$

Transformador Tándem

$$X_{T1} = Z(\text{p.u.}) * Z_{\text{base-12 kV}} = 15,22\% * 1,523 \approx 0,231 (\Omega). \text{ (impedancia del transformador).}$$

$$Z_T = (U_{sc} / 100) * (U_N^2 / SN) (\Omega)$$

En donde:

T1: Transformador elevador TG4 (70 MVA; 110/10,5 kV):

T2: Transformador elevador TG4 (75 MVA; 110/154 kV):

$U_{sc} = 11,889 \%$ (Impedancia de secuencia positiva del transformador N°1 en base 70 MVA)

$U_{sc} = 10,00 \%$ (Impedancia de secuencia positiva del transformador N°2 en base 75 MVA)

$SN = 70\text{MVA}$ (Potencia del transformador elevador N°1 con refrigeración forzada)

$UN = 10,5 \text{ kV}$ (Tensión nominal del lado donde se ubica el generador)

$$Z_{\text{prim}} (T1) = (U_{sc} / 100) * (U_N^2 / SN) = (11,889 / 100) * (10,5 \text{ kV}^2 / 70 \text{ MVA}) = 0,187 (\Omega - \text{prim.})$$

$$Z_{\text{prim}} (T2) = (U_{sc} / 100) * (U_N^2 / SN) = (10,00 / 100) * (10,5 \text{ kV}^2 / 75 \text{ MVA}) = 0,147 (\Omega - \text{prim.})$$

$$Z_{\text{prim total}} = 0,187 + 0,147 = 0,334 (\Omega - \text{prim.})$$

Para determinar la **impedancia equivalente del sistema externo** a la central se simuló una falla trifásica en la barra de 154 kV de central Yungay sin considerar el aporte de la unidad generadora TG4 que se está protegiendo; lo anterior dio como resultado una potencia de corto circuito aproximada de:

$$S_{Kss} \approx 4.569 \text{ MVA}$$

Con el valor anterior se calculó la impedancia en base 10,5 kV, correspondiente a la tensión nominal de la central Yungay TG4:

$$Z_{\text{Equivalente}} = (10,5 \text{ kV})^2 / (4.569 \text{ MVA}) \approx 0,024 (\Omega)$$

$$(\text{referida a } 10,5 \text{ kV}) X_d'' + X_T + Z_{\text{network}} \approx 0,738 (\Omega)$$

Por lo tanto:

$$I_{\text{Energización}} = (10,5 \text{ kV} / \sqrt{3}) / 0,738 \approx 8.214 \text{ Amp.}$$

El ajuste debe ser menor a $0,15 \times I_{\text{Energización}}$. Por tanto, se recomienda un ajuste igual a:

$$I > = 0,15 \times I_{\text{Energización}} \approx 1.232 \text{ (Amp-Prim)} = \textbf{"1,54 (Amp – Sec)"}$$

V< Threshold (dirección _:17221:101): El umbral de operación de la unidad de baja tensión se ajusta considerando un valor que se encuentre bajo el 50% del valor de la tensión nominal, con el fin de asegurar que el elemento de sobrecorriente no se habilite durante condiciones transitorias en que el sistema se vea exigido, como por ejemplo durante la ocurrencia de un cortocircuito en un punto externo a la central. A continuación, se indica el cálculo del umbral de operación de la unidad de baja tensión:

$$TP = (10.500/\sqrt{3}) / (100/\sqrt{3})$$

$$U_{\text{Min}} = 0,5 \times 10.500 \times (100 / 10.500) = \textbf{"50,0 (Volts – sec)"}$$

Pickup delay (dirección _:17221:103): En este parámetro se ingresa el tiempo, durante el cual se debe cumplir que la tensión esté bajo el umbral ajustado en la dirección 17221:101 para armar la lógica de Energización Inadvertida. Se propone ajustar este parámetro en **"0,1 segundos"**.

Dropout delay (dirección _:17221:7): En este parámetro se ajusta el tiempo en que la tensión debe superar el umbral definido en la dirección 17221:101 para desarmar la lógica de Energización Inadvertida. Se propone ajustarlo en **"1 segundo"**.

8.20. Función falla de interruptor (50BF)

Esta protección supervisará las corrientes y las órdenes de desenganche del interruptor 52TG4 y en caso de falla dará orden de apertura a interruptor 52ATG4.

$$TT/CC = 4000 / 5 \text{ (Lado 10,5 kV generador)}$$

En la tabla siguiente se muestran los ajustes propuestos para la unidad de falla del interruptor del relé 7UM85:

Tabla 39: Siemens 7UM85 – Ajustes propuestos 50BF

Número	Nombre del ajuste	Valor
50BF Ad.CBF		
_:1	50BF Ad.CBF 1:Mode	ON
_:105	50BF Ad.CBF 1:Holding int. start signal	YES
_:107	50BF Ad.CBF 1:Start via binary input	NO
_:103	50BF Ad.CBF 1:CB aux.cont. crit. allowed	NO
_:104	50BF Ad.CBF 1:Dropout	Irrelevante
_:108	50BF Ad.CBF 1:Retrip after T1	NO
_:102	50BF Ad.CBF 1:Threshold phase current	0,250 A
_:101	50BF Ad.CBF 1:Threshold sensitive	0,150 A
_:109	50BF Ad.CBF 1:Delay T1 for 3-pole retrip	Irrelevante
_:110	50BF Ad.CBF 1:Delay T2 for 3-pole trip	0,300 s
_:112	50BF Ad.CBF 1:Minimum operate time	0,15 s
_:120	50BF Ad.CBF 1:3I0 criterion	Plausibility check
_:121	50BF Ad.CBF 1:I2 criterion	Plausibility check
_:122	50BF Ad.CBF 1:Threshold 3I0 dir. release	Irrelevante
_:123	50BF Ad.CBF 1:Threshold I2 dir. release	Irrelevante

50BF: Especificación de los ajustes

50BF Ad.CBF 1: Mode (dirección _:1): En este parámetro se habilita (on) o inhabilita (off) la funcionalidad de falla de interruptor. Por tanto, se debe ajustar en **"ON"**, ya que está activada en los relés que están en servicio.

50BF Ad.CBF 1: Holding int. start signal (dirección _:105): En el caso de un inicio interno de la lógica de falla de interruptor, con este parámetro se puede fijar la señal de partida, con lo que la lógica de falla de interruptor dependerá exclusivamente del estado del interruptor o por el criterio de

flujo de potencia. Se propone ajustar este parámetro en **"YES"**.

50BF Ad.CBF 1: Start via binary input (dirección _:107): El parámetro **Start via binary input**, se utiliza para definir el tipo de dispositivo que va a iniciar la función 50BF, en este caso el inicio de la función se genera de manera interna, por lo que este parámetro se debe ajustar en **"NO"**.

50BF Ad.CBF 1: CB aux.cont. crit. Allowed (dirección _:103): Mediante este parámetro se indica el criterio utilizado para determinar la posición del interruptor. En este caso, para determinar la posición del interruptor será necesario el flujo de corriente y la posición cerrado en el interruptor 52GT4. Por lo que el ajuste de este parámetro será **"CB pos.closed 3p"**.

50BF Ad.CBF 1: Dropout (dirección _:104): Mediante este parámetro se determina cual será el criterio para el Dropout de la señal de falla de interruptor, dado que se utilizará el criterio de corriente y la posición del interruptor, el ajuste de este parámetro es **"w. aux.c. and curr.crit."**

50BF Ad.CBF 1: Retrip after T1 (dirección _:108): El parámetro **Retrip after T1**, se utiliza para efectuar un nuevo TRIP a otra bobina de apertura del interruptor, después de transcurrido el tiempo de retardo ajustado en T1. En este caso, se considera el uso de un RETRIP, por lo que se ajusta en **"SI"**.

50BF Ad.CBF 1: Threshold phase current (dirección _:102): El parámetro **Threshold phase current**, se utiliza para definir el umbral de operación de la corriente de fases para asegurar que la desconexión de la falla sea prontamente detectada, como también para desactivar la lógica 50 BF rápidamente. En este caso se ajustará el valor **"6 A sec"**.

Criterio : $120\% I_{nom} TTCC = 1,2 \times 5 A = 6 Asec$

50BF Ad.CBF 1: Threshold sensitive (direccion _:101): El parámetro **Threshold sensitive**, se utiliza para definir el umbral de operación de la corriente de tierra para asegurar que la desconexión de la falla sea prontamente detectada, como también para desactivar la lógica 50 BF rápidamente. Se propone utilizar el mismo ajuste que el de fase de **"0,5 A sec"**.

Criterio : $10\% I_{nom} TTCC = 0,1 \times 5 A = 0,5 Asec$

50BF Ad.CBF 1: Delay T1 for 3-pole retrip (dirección _:109): Si el relé envía una orden de apertura hacia el interruptor y después del tiempo ajustado en este parámetro el interruptor no ha abierto, se envía orden de RETRIP. Se propone utilizar valor por defecto **"0,05 s"**

50BF Ad.CBF 1: Delay T2 for 3-pole trip (dirección _:110): Si el relé envía una orden de apertura hacia el interruptor 52G4 y después del tiempo ajustado en este parámetro el

interruptor no ha abierto, se envía orden de disparo a los interruptores de poder de respaldo: 52AT4. En este caso, se propone un tiempo de "**0,2 segundos**".

50BF Ad.CBF 1: Minimum operate time (dirección _:112): Este parámetro es utilizado para ajustar la duración mínima para el disparo de la función. Se propone ajustar en "**0,15 segundos**".

50BF Ad.CBF 1: 3I0 criterion (dirección _:120): Este parámetro fija el modo que utiliza la unidad de falla de interruptor para activar el criterio de flujo de corriente en el caso de una medida de corriente residual por sobre el mínimo de operación sensitivo (dirección _:101), el fabricante recomienda que este parámetro se ajuste en "**Plausibility check**", el cual realiza a una verificación de la corriente residual, pero también una verificación de las corrientes de fases, solo si ambas están por sobre los mínimos de operación fijados, se activa el criterio de flujo de corriente.

50BF Ad.CBF 1: I2 criterion (dirección _:121): Este parámetro fija el modo que utiliza la unidad de falla de interruptor para activar el criterio de flujo de corriente en el caso de una medida de corriente de secuencia negativa por sobre el mínimo de operación sensitivo (dirección _:101), el fabricante recomienda que este parámetro se ajuste en "**Plausibility check**", el cual realiza a una verificación de la corriente de secuencia negativa, pero también una verificación de las corrientes de fases, solo si ambas están por sobre los mínimos de operación fijados, se activa el criterio de flujo de corriente.

50BF Ad.CBF 1: Threshold 3I0 dir. Release (dirección _:122): Este parámetro fija el mínimo de operación de la corriente residual para activar el criterio de flujo de corriente, como se seleccionó el uso del "Plausibility check" (dirección _:120) para la corriente residual, el ajuste de este mínimo de operación es indiferente. Para efectos de configuración utilizar valor por defecto "**0,25 A**"

50BF Ad.CBF 1: Threshold I2 dir. Release (dirección _:123): Este parámetro fija el mínimo de operación de la corriente de secuencia negativa para activar el criterio de flujo de corriente, como se seleccionó el uso del "Plausibility check" (dirección _:121) para la corriente de secuencia negativa, el ajuste de este mínimo de operación es indiferente. Para efectos de configuración utilizar valor por defecto "**0,25 A**"

9. CONCLUSIONES.

En el presente documento se realiza un estudio de ajustes de protecciones y se entregan propuestas de ajustes para el relé SIEMENS 7UM85, el cual será el equipo que reelazará al actual esquema de protección DGT 801 en la Turbina a Gas N° 4 de Central Yungay TG4

En el relé 7UM85 se homologaron y actualizaron las funciones siguientes:

- ✚ Unidad diferencial de generador (87G).
- ✚ Unidad de protección por falla de rotor (64F).
- ✚ Unidad de protección por falla a tierra en el estator (90%) (59N).
- ✚ Unidad de protección por sobrecorriente con control de tensión (51V)
- ✚ Unidad de protección contra carga desbalanceada (46).
- ✚ Unidad de protección contra inversión de potencia (32R).
- ✚ Unidad de protección contra subexcitación (40).
- ✚ Unidad de protección contra sobre tensión (59).

El relé Siemens 7UM85 cuenta con más unidades de protección de las que existen actualmente en central Yungay TG4, es por ello por lo que en este documento se propone habilitar las unidades de protección siguientes:

- ✚ Unidad de protección contra sobrecarga (51).
- ✚ Unidad de protección contra baja tensión (27).
- ✚ Unidad de impedancia (21).
- ✚ Unidad de protección contra sobreexcitación (24).
- ✚ Unidad de protección por falla al 100% de los devanados del estator (27/59TN).
- ✚ Unidad de protección de sobrecarga térmica (49).
- ✚ Unidad de protección contra baja/sobre frecuencia (81U/81O).
- ✚ Unidad de protección contra pérdida de sincronismo (78)
- ✚ Unidad de protección contra energización inadvertida (50/27)
- ✚ Unidad de protección por falla de interruptor (50BF)

Adicionalmente, se propuso habilitar de la función de monitoreo de tensión en el secundario de los transformadores de potencial denominada "Measuring-Voltage Failure"

10. ANEXOS

10.1 Manual de Protección Siemens 7UT85

SIEMENS

SIPROTEC 5
Generator Protection
7UM85

V9.70 and higher

Manual

Preface

Table of Contents

Introduction

Basic Structure of the Function

System Functions

Applications

Function-Group Types

Protection and Automation Functions

Control Functions

Supervision Functions

Measured Values, Energy Values, and
Supervision of the Primary System

Power Quality – Basic

Functional Tests

Technical Data

Appendix

Literature

Glossary

Index

C53000-G5040-C027-G

10.2 SIPROTEC CONFIGURATION

SIEMENS

SIPROTEC 5 - Configuration

15.09.2023 , 06:46:59 PM

Device: 7UM85 Generator Protection

Product code

Short: P1L304023

Long: 7UM85DAAAAA00AAAA0A2011113113BAAA000000AC0CH1BA1CA1BE1

10.3 Esquemas y ajustes de Protecciones existentes Unidad TG4 Central Yungay

A continuación, se muestra el esquema de protecciones existente asociado a la unidad TG4 de Central Yungay:

- **Paño HTG4 S/E Yungay 110/10,5 kV**
 - Sistema 1: Protección diferencial (87T) de transformador **modelo DMP 321**
 - TTCC Lado AT: 400/5
 - TTCC Lado BT: 4000/5
 - Sistema 2 (respaldo): Funciones habilitadas (**modelo DMP 324**)
 - Función de sobrecorriente residual (51G)
 - Función de sobrecorriente con restricción por tensión (51V)
 - Función de sobretensión (59)

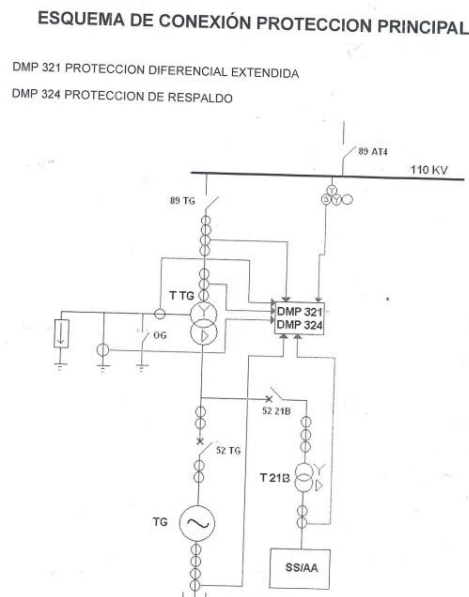


Figura: Esquema 87T - TG4 110/10,5 kV Central Yungay

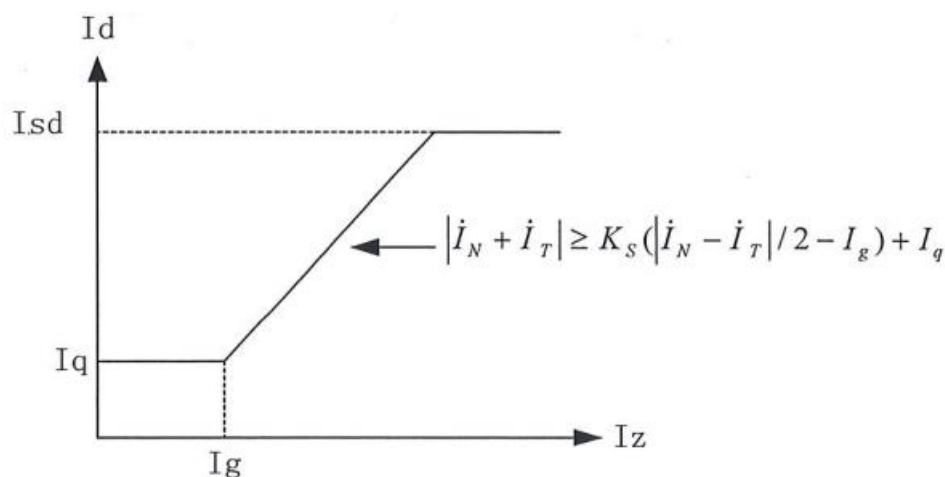
- **Unidad Generadora TG4 S/E Yungay 10,5kV**

- **Sistema 1: Modelo DGT 801**

- **Función diferencial (87G):**

- Ajustes:

Descripción	Parámetro	Valor	Unidad
Corriente de partida diferencial Idiff>	Ig	0,75	A
Factor de curva (pendiente)	Kz	0,30	
Punto de inflexión (Balance)	Ig	4,00	A
Corriente nominal	In	5,00	A
Diferencial instantánea Idiff >> (multiple)	Isd	4	



- **Función de falla a tierra de rotor (64R)**

> Ajustes

DESCRIPCION	SIMBOLO	VALOR	UNIT
Second armonic voltage value	U_{1d}	5	V
Delay time	T_{1d}	2	s

▪ **Función de falla a tierra de estator (64G)**

> Ajustes

DESCRIPCION	SIMBOLO	VALOR	UNIT
Tensión de Secuencia Zero	3U0	10	V
Tiempo Operación	t	3	s

▪ **Función sobre corriente de tiempo con control de tensión o restricción de tensión. Respaldo para fallas de fase en el sistema y en el generador (51RV).**

>Ajustes

DESCRIPCION	SIMBOLO	VALOR	UNIT
Sobre Corriente	Igl	5,05	A
Baja Tensión	UI	60	V
Tensión Secuencia Negativa	U2	8	V
Tiempo	t1	4	s

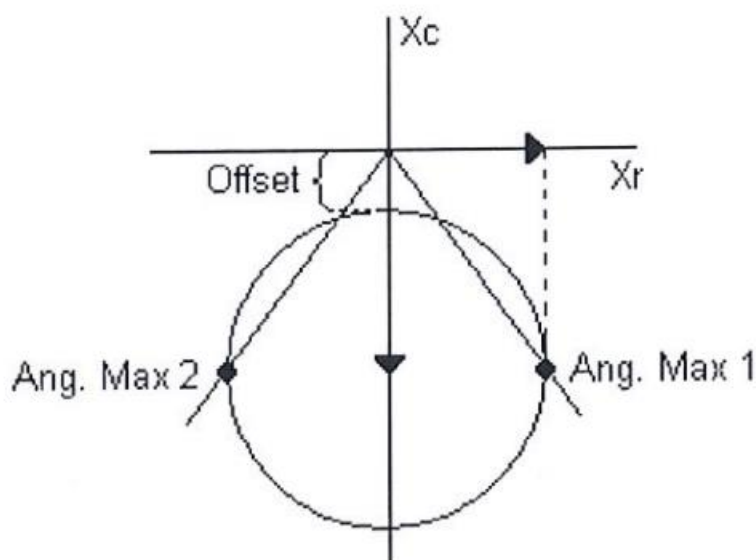
▪ **Función de protección de potencia inversa (32)**

> Ajustes

DESCRIPCION	SIMBOLO	VALOR	UNIT
Potencia	-P _{1.dz}	-10	w
Tiempo	t1	2	s
Tiempo	t2	-	s

- Función de Protección de Pérdida de Campo (40).
> Ajustes

DESCRIPCION	SIMBOLO	VALOR	UNIT
Reactancia Centro	$-X_c$	-18,7	Ω
Reactancia Radio	X_r	16,9	Ω
Tiempo	t_1	2	s



▪ **Función de Protección de Sobre Tensión (59).**

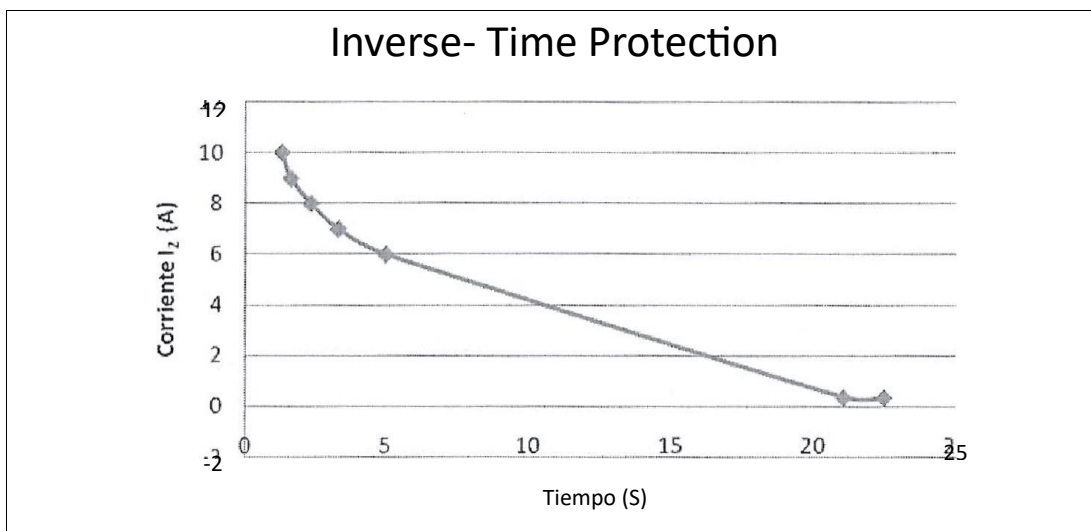
> Ajustes

DESCRIPCION	SIMBOLO	VALOR	UNIT
Sobre Tensión	Ugdz	128	
Tiempo	t	0,5	S

▪ **Función de Protección de Desbalance de Corriente de Secuencia Negativa Para el Generador (46):**

>Ajustes

DESCRIPCION	SIMBOLO	VALOR	UNIT
Definite time limit negative sequence over current set value	$I_{2.g1}$	0,35	A
Definite time limit negative sequence over current set value	t11	9	s
Inverse time limit over current starup set value	I_{2s}	0,36	A
Inverse time limit over current	$I_{2.up}$	13,8	A
Heat extractor factor	K_1	10	
Heat value factor	K_2	0,1	
Long time	t_s	1000	s
Quick break active time	t_{up}	0,1	s



Curva de Operación de Secuencia Negativa.

Fin documento