

5. SELETIVIDADE

O presente capítulo tem por objetivo apresentar os ajustes para as proteções da planta da UTE Sta. Juliana 13,8 kV referentes as proteções de sua parte interna e de conexão com a concessionária, tomando como referência o desenho “Diagrama Unifilar Siner Nr. SR_0096-001_r09 – Diagrama Unifilar Geral“. O escopo do estudo visa apresentar os ajustes das proteções da interligação em 13,8 kV feitas pelo relé F-650, dos relés SR-489 para as proteções dos geradores, sendo estes de fabricação da GEMULTILIN. Para a parte interna da Usina serão ajustados os relés SEPAM 1000 S40 de fabricação da Schneider Electric. Para tal, este capítulo de Seletividade do presente relatório está dividido nas seguintes partes:

- 5.1 Proteção dos Cubículos de 13,8 kV –CF - Relé SEPAM 1000 S40 (Cubículos K04 a K17)**
- 5.2 Proteção da Conexão em 13,8 kV - Relé F-650 (Cubículo K01)**
- 5.3 Proteção dos Geradores TG01, TG02, TG03 e TG04 - Relé SR – 489 (Cubículos K02, K03, K18 e K20)**
- 5.4 Curvas de Ajustes**
- 5.5 Tabelas de Ajustes**
- 5.6 Comentários e Conclusões**

5.1 Relés SEPAM 1000 S40 – Cubículos de 13,8 kV

5.1.1 Relés dos Cubículos (K04 a K17)

- ✓ Unidade 51P1 – Enxergar defeitos 3F no setor de 380 V dos cabos.
- ✓ Unidade 51G1 – Enxergar defeitos 1F no setor de 380 V dos cabos.
- ✓ Unidade 50P1 – Enxergar defeitos 3F na saída dos cabos em 13,8 kV.
- ✓ Unidade 50G1 – Enxergar defeitos 1F na saída dos cabos em 13,8 kV.

Os defeitos apresentam quase os mesmos valores de corrente para os cabos de média tensão, portanto, adota-se como referência o menor valor encontrado que é na barra 17 (Cubículo K10) com geração nula, ou seja, a Usina sendo alimentada somente pela concessionária.

Defeitos 2F → 5674 A.

Defeitos 1F → 196 A (3I_o - Valor Medido no TC de Seqüência Zero nos ramais de 13,8 kV)

Como valores de partida das unidades 51P e 51G, adota-se como referência a corrente máxima de carga dos transformadores de média tensão do circuito dos cubículos, acrescida de 15 %, conforme a equação 5.1 abaixo. A seguir na tabela 5.1 são mostrados esse valores:

Logo :

Toma-se como exemplo a carga do Cubículo K04 :

$$I_p = \frac{2000 \text{ kVA}}{\sqrt{3} \times 13,8 \text{ kV}} \times 1,15 = 96,2 \text{ A} \quad (5.1)$$

Para defeitos a terra adota-se 10 % do valor obtido para os defeitos fase-fase, pois o sistema de aterramento é feito através de resistores, o que limita sua sensibilidade.

Logo:

I_p (defeitos a terra) = 9.62 A.

		Partida para os defeitos entre fases	Partida para os defeitos a terra
Cub.	Transformador (kVA)	I_p – Primário (A)	I_p – Primário (A)
K04	2000	96,20	962
K05	2500	120,25	12,05
K06	3000	144,33	14,43
K07	2500	120,25	12,05
K08	4000	192,40	19,24
K09	2150	103,44	10,34
K10	1000	48,10	4,81
K11	2500	120,25	12,05
K12	1500	72,16	7,21
K13	2500	120,25	12,05
K14	3000	144,33	14,43
K15	2500	120,25	12,05
K16	Futuro	-	-
K17	Futuro	-	-

Tabela 5.1 – Partidas das Unidades 51P e 51G / CF

Para o desenvolvimento do estudo de Seletividade serão adotados os tipos de curva **IEC – Normal Inverse** para os defeitos entre fases e a curva **IEC – Very Inverse** para os defeitos envolvendo à terra.

Defeitos nas saídas dos alimentadores de 13,8 kV

Para as unidades 50P1 e 50G1 supõe-se que a corrente na barra flua para a saída de um dos ramais dos cubículos de média tensão da Usina. Novamente adota-se a corrente total de defeito entre fases e à terra na barra de 13,8 kV para a condição da Usina ser alimentada somente pela concessionária. Os ajustes de tempo serão os menores possíveis para se

eliminar estes defeitos. Do estudo de curto-circuito têm-se as seguintes menores correntes de defeito:

$$I_{cc2F} = 5674 \text{ A.}$$

$$I_{cc1F(3Io)} = 196 \text{ A.}$$

Os ajustes das unidades 50P1 e 50G1 serão:

$$50P1(I>) \quad \text{Enxergar defeitos entre fases nos cabos de 13,8 kV} \rightarrow 5674 / 100 = 56,74 \text{ A}$$

$$50G1(Ie>) \quad \text{Enxergar defeitos à terra nos cabos de 13,8 kV} \rightarrow 196 / 10 = 19,6 \text{ A}$$

Na tabela 5.2, a seguir, são apresentados os valores de partida para os relés que deverão enxergar defeitos bifásicos e monofásicos no final dos alimentadores de 13,8 kV e nos setores de 380 V, com a devida coordenação com as demais proteções da planta:

Relé	Partida fase-fase	Partida fase-terra	I _{cc} 2φ (A)	I _{cc} 1φ (A)	M 2φ	M 1φ
	Ip - Corrente Primária (A)	Ip - Corrente Primária (A)				
Prot. Trafo - Secundário	1647,00	16,47	2294	250	1,39	15,17
SR489(TG1)	360,84	36,08	1171	132	3,24	3,65
SR489(TG2)	902,10	90,21	1939	132	2,14	1,46
SR489(TG3)	1503,00	15,03	3070	135	2,04	8,98
SR489(TG4)	2405,00	24,05	4842	135	2,01	5,61
SEPAM 1000 S40	48,10	4,81	3972	250	82,50	51,97

Tabela 5.2 – Partidas e Relações para Defeitos no 380 V – CF1 - Barra 17 e 380 V

Nota 1: Aplica-se um deflator de 30 % nas correntes de defeito apresentadas pelo estudo de curto-circuito, para o setor de 13,8 kV, para que se possibilite enxergar os defeitos no setor de 380 V da Usina.

Nota 2: Para os defeitos no setor de 380 V da Usina, procura-se ajustar as curvas escolhidas de forma que esses defeitos sejam eliminados em, no máximo, 200 ms para defeitos entre fases e 500 ms para defeitos monofásicos. Esses tempos deverão ser coordenados com as respectivas proteções de baixa tensão destes circuitos. As outras

curvas dos geradores e da proteção da conexão deverão ter um tempo de coordenação de aproximadamente 350 ms entre elas. Essas curvas estão apresentadas nas figuras 5.1 e 5.2 do item 5.4.

5.2 Proteção da Conexão em 13,8 kV - Relé F-650

5.2.1 Relé do Cubículo K01

$$\text{RTC} = 2000 / 5 \text{ A.}$$

$$\text{RTP} = 13800/115 \text{ V} = 120 /1.$$

$$\text{RTC} - \text{Neutro} = 50 /5 \text{ A} = 10 /1.$$

Unidades de Corrente

50 – Phase IOC High 1:

Ação: Enxergar defeitos bifásicos na saída da barra 2, na condição de geração mínima.

$$\text{Icc2F} = 3637 \text{ A}$$

$$I = 3637 / 400 = \mathbf{9,09 \text{ A}}$$

$$\text{Timer Delay} = \mathbf{0,05 \text{ s}}$$

50N – Neutral IOC High 1:

Ação: Enxergar defeitos monofásicos na saída da barra 2 na condição de geração mínima.

$$\text{Icc1F}(3\text{Io}) = 597 \text{ A}$$

$$I = 597/10 = \mathbf{59,7 \text{ A}}$$

$$\text{Timer Delay} = \mathbf{0,08 \text{ s}}$$

Unidades 67 / 67 N

67 (instantânea) – Phase IOC 1 Low:

Ação: Enxergar defeitos bifásicos na barra 100 de 138 kV, do sistema CEMIG, com geração mínima.

I_{cc2F} na barra 100 = 1898 A

$I_{D>} \rightarrow 1898 / 400 = 4,74 \text{ A}$

Time Delay = **0,75 s**

67N (instantânea) – Neutral IOC 1 Low \rightarrow 27:

Ação: Enxergar defeitos monofásicos na barra 100 de 138 kV do sistema CEMIG com geração mínima.

Restrição: Como não vai haver contribuição para esses defeitos usa-se aqui a função 27 como complemento dessa função. Logo, para um defeito na barra 100 tem-se:

Tensão na barra 3 $\rightarrow 7399 / 120 = 61,65 \text{ V (fase – terra)}$

Time Delay = **0,5 s**

67(Temporizada) – Phase TOC 1 Low:

Ação: Enxergar defeitos bifásicos nos setores de 13,8 kV/380 V da Usina e coordenada com as demais proteções em forma de retaguarda. (Ver figura 5.1 do item 5.4).

$I_p = 0,65 \text{ A}$

TD = 0,18 s

Curva IEC – Normal Inverse.

67(Temporizada) – Phase TOC 1 High:

Ação: Enxergar defeitos bifásicos na barra de 138 kV da Usina, coordenada com as demais proteções em forma de retaguarda.

I_{cc2F} com Geração Mínima = $2070 \text{ A} / 400 = 5,17 \text{ A}$

TD = 0,65 s

Curva Definite Time.

67N (Temporizada) – Neutral TOC 1 Low:

Ação: Enxergar defeitos monofásicos nos setores de 13,8 kV/380 V da Usina e coordenada com as demais proteções em forma de retaguarda. (Ver figura 5.2 do item 5.4).

$I_p = 0,05 \text{ A}$.

$TD = 2,5 \text{ s}$

Curva IEC – Very Inverse.

Unidades de Tensão

27 - (Subtensão) - Phase UV 1:

Ação: Enxergar defeitos monofásicos na barra 100 de 138 kV, do sistema CEMIG, com geração mínima.

Tensão na barra 3 $\rightarrow 7399 / 120 = \mathbf{61,65 \text{ V (fase – terra)}}$

Time Delay = **1,5 s**

59 N - (Sobretensão de Neutro) – Neutral OV High 1:

Ação: Enxergar defeitos monofásicos na barra de 13,8 kV da Usina, na forma de retaguarda das demais proteções.

Tensão na barra 3(3Vo) $\rightarrow 23,85(\text{kV}) / 120 = \mathbf{198,75 \text{ V}}$

Time Delay = **0,55 s**

59N - (Sobretensão de Neutro) – Neutral OV Low 1:

Ação: Enxergar defeitos monofásicos nas barras de 13,8 /380 V da Usina, na forma de retaguarda das demais proteções.

Tensão na barra 3(3Vo) para um defeito na barra 17 $\rightarrow 19,2(\text{kV}) / 120 = \mathbf{160,2 V}$

Time Delay = **10,0 s**

59_2- (Sobretensão de Sequencia Negativa) – Negative Sequence OV 1:

Ação: Enxergar defeitos monofásicos na barra 100 de 138 kV, do sistema CEMIG, com geração mínima e um defeito com impedância de falha de 30 Ω .

Tensão na barra 3 (U_2) $\rightarrow 594 / 120 = \mathbf{4,95 V}$

Time Delay = **1,0 s**

Unidades 81 e 59

Neste item, modela-se o uso das funções de sobretensão e de sobrefrequência do relé F-650 localizado no cubículo K01 de 13,8 kV, para abrir o paralelo entre os sistemas em caso de perda parcial ou total de alimentação de/para a concessionária.

Adotam-se os seguintes valores:

Fator de Potência da Planta antes da perda = 0,8

Fator de Potência da Planta depois da perda = 0,8

X'd (TG01 + TG03 + TG04 + GDiesel) = 0,108 pu

H – Constante de Inércia Total (TG01 + TG03 + TG04 + GDiesel) = 12,46 s

Admite-se que a usina, em regime nominal de operação, alimenta sua carga interna e exporta seu excedente para a concessionária (38 MW). No caso de perda parcial ou total considera-se, portanto, um degrau de energia de 38/103 (37 %). Com os dados acima, simulam-se as condições operativas obtendo-se os gráficos das figuras apresentadas no item 5.4. Nas figuras do item 5.4 apresentam-se as curvas das funções de taxa de variação de frequência e de sobretensão citadas.

Logo :

Phase Overvoltage PickUP : $1,025 \times 115 \text{ V} = 117,8 \text{ V}$

Phase Overvoltage PickUP Delay : 750 ms

Freq. Rate PickUP : + 0,75 Hz/s (bi-direcional)

Freq. Rate Delay : 250 ms

5.3 Proteção dos Geradores TG01, TG02(CF2), TG03 e TG04 - Relé SR - 489

5.3.1 Proteção do Gerador TG01 - (7,500 MVA) – Relé SR-489 da GE

Este gerador está conectado à barra 4, conforme o estudo de curto-circuito.

Relações de TC's e TP:

$$\text{RTC de fase 1} = 500/5 = 200/1$$

$$\text{RTC de fase 2} = 500/5 = 100/1$$

$$\text{RTC de Neutro} = 100/1 = 100/1$$

$$\text{RTP} = 13800 / 115 = 120/1$$

A seguir é apresentada a lista de funções de proteção a serem ajustadas.

Funções de Proteção Internas

Stator Differential (ANSI 87):

Stator Differential PickUP: Este ajuste será baseado na menor corrente de defeito admissível no gerador. Como o mesmo é aterrado através de resistor, admite-se o valor de 25 % da corrente nominal do mesmo para se iniciar a medição.

Logo:

$$I_p = \frac{7500 \text{ kVA}}{\sqrt{3} \times 13,8 \text{ kV}} = 313,77 \text{ A}$$

$$I_{partida} = 0,25 \times I_p = 313,77 \times 0,25 = 78,44 \text{ A}$$

$$I_{ajuste} \rightarrow 0.05 \times CT$$

Differential Trip Slope 1:

Supõe-se, para este ajuste, que os TC's são de mesmo fabricante, dado que a relação entre os dois é a mesma. Leva-se em consideração também o valor da mínima corrente de defeito monofásico do sistema que será de 15 % da corrente nominal do gerador. Assim, este ajuste será de 15 %.

Differential Trip Slope 2:

Este ajuste define o fim do primeiro slope, que é baseado em erros dos TC's e demais condições de regime permanente. Para este primeiro ajuste toma-se o menor valor de corrente de defeito trifásico para a operação em paralelo na condição operativa 1, para um defeito monofásico na barra 3:

$$I_{cc3F} = 2345 \text{ A}$$

$$\text{Ajuste: } 2345 / 500 \rightarrow 4,69 \times TC \text{ ou } 45 \%$$

Sensitive Directional Power (ANSI 32):

Esta função deverá enxergar a motorização do gerador em caso de perda de sua máquina motriz. Para geradores desse porte e tipo, a Norma IEEE C37.102 – 1987 indica que para turbinas a vapor se use uma faixa de 0,5 a 3,0 % da potência nominal da máquina. Para um ajuste típico de 2 % (alarme) e 5 % (trip) adotam-se os seguintes parâmetros:

$$\text{Fator de potência} = 0,8$$

$$P = 0,8 \times 7500 \text{ kVA} = 6000 \text{ kW}$$

$$\text{Ajuste de Alarme} = 0,02 \times 6000 = 0,12 \text{ MW}$$

$$\text{Ajuste de Trip} = 0,05 \times 6000 = 0,3 \text{ MW}$$

Logo o ajuste será:

Reverse Power Alarm Level \rightarrow **0,02 x Rated MW**

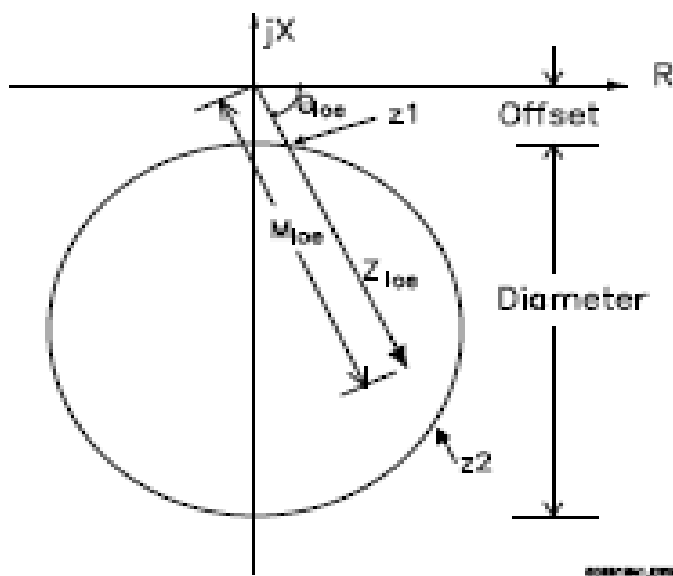
Reverse Power Alarm Delay \rightarrow **5,0 s**

Reverse Power Trip Level \rightarrow **0,05 x Rated MW**

Reverse Power Trip Delay \rightarrow **3,0 s**

Loss of Excitation (ANSI 40):

Para esta função adotam-se os parâmetros apresentados como referência na figura abaixo:



Dados :

Zbase da máquina em valores primários = **25,39 Ω**

(Adotando-se: $V_b = 13,8 \text{ kV}$ e $P_b = 7500 \text{ kVA}$).

$X_d \text{ (pu)} = 2,178 \text{ pu}$ ou $55,3 \text{ } \Omega \text{ (prim)} \rightarrow \mathbf{46,08 \text{ } \Omega \text{ secundários}}$

$X'_d \text{ (pu)} = 0,203 \text{ pu}$ ou $5,15 \text{ } \Omega \text{ (prim)} \rightarrow \mathbf{4,29 \text{ } \Omega \text{ secundários}}$

Diâmetro do círculo 1 (Alarme) = $X_d \rightarrow \mathbf{46,08 \text{ } \Omega}$

Off set do círculo 1 (Alarme) = $(X'_d / 2) \rightarrow \mathbf{2,14 \text{ } \Omega}$

Diâmetro do círculo 2 (Trip) = $(0,7 \times X_d) \rightarrow \mathbf{32,25 \text{ } \Omega}$

Off set do círculo 2 (Trip) = $(X'_d / 2) \rightarrow \mathbf{2,14 \text{ } \Omega}$

Adota-se para o diâmetro 2 uma temporização típica de 140 ms, para acomodar uma provável perda de potencial e, para a unidade com o diâmetro 1, uma temporização de 45 ciclos ou 750 ms. Com relação ao evento em si, a perda de excitação é uma ocorrência tipicamente equilibrada e, para tal, verificam-se as tensões de bloqueio da função para as condições apresentadas num estudo de estabilidade.

O ajuste de subtensão será feito com o objetivo de bloquear a unidade ou por perda de potencial (falha de fusível) ou para um defeito próximo ao gerador.

$U \ll = 0,15 \text{ pu}$

Ajuste = $0,15 \times 115 \text{ V} = \mathbf{17,25 \text{ V}}$

Funções de Proteção Externas

As proteções nesse caso serão divididas nos seguintes tipos:

✓ Função 50: A primeira unidade (IOC1) para enxergar defeitos bifásicos até a barra 3.

- ✓ Função 51: A unidade (TOC1) para enxergar defeitos de menor contribuição no final dos ramais das respectivas cargas da Usina em 380 V e em forma de retaguarda das demais proteções.
- ✓ Função 27: Esta função deverá enxergar, em forma de retaguarda, a menor tensão de curto modelado no estudo de curto-circuito, em forma de retaguarda das demais proteções.
- ✓ Função 21 de distância: deverá enxergar defeitos bifásicos até o setor de 138 kV, com suas duas zonas de proteção, em forma de retaguarda das demais proteções da planta.
- ✓ Função 67N: deverá enxergar defeitos monofásicos internos ao gerador em forma de back-up da proteção diferencial 87T.
- ✓ Função 50/51 GN: Deverá enxergar defeitos assimétricos na Usina em forma de retaguarda das demais proteções da planta.
- ✓ Função 81: Deverá abrir o paralelo entre a Usina e a barra CF1, em caso de déficit de energia.
- ✓ Função 59: Deverá abrir o paralelo entre a Usina e a barra CF1, em caso de déficit de energia.

Função 50 e 50 GN:

- **Unidade IOC 1:**

Para um defeito bifásico na barra 3:

$$I_{cc2F} = 2031 \text{ A}$$

$$\text{Ajuste} = 2031 / 500 = \mathbf{4,06 \times TC}$$

$$\text{Time Delay} = \mathbf{0,08 \text{ s}}$$

- **Unidade de Neutro IOC 1:**

Para um defeito monofásico na barra 3:

$$I_{cc1F(3L_O)} = 195 \text{ A}$$

$$\text{Ajuste} = 195 / 100 = \mathbf{1,95 \times TC}$$

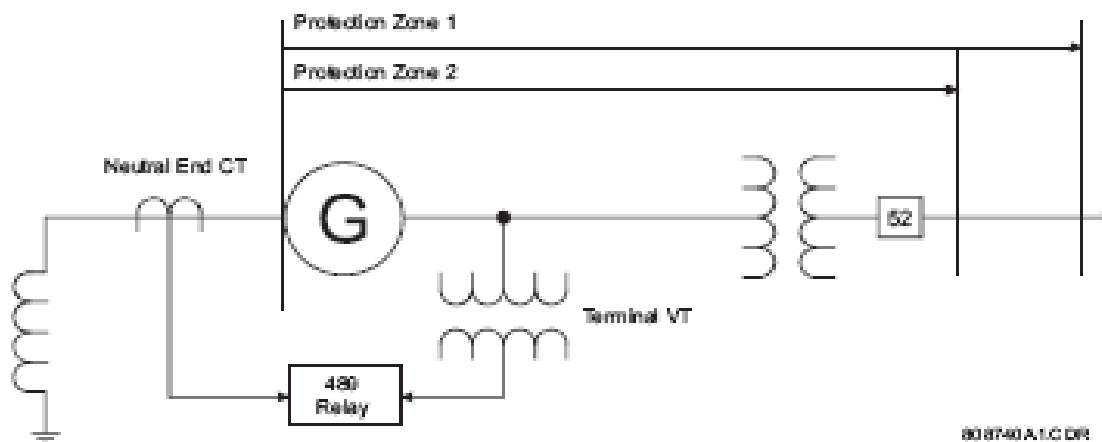
$$\text{Time Delay} = \mathbf{0,12 \text{ s}}$$

Função 51 e 51 GN:

Estas unidades deverão estar coordenadas com os relés SEPAM e F650 para defeitos bifásicos e monofásicos internos na Usina, devendo atuar em forma de retaguarda das demais proteções, ou seja, deverá atuar a proteção do gerador e, depois a abertura do paralelo entre os dois sistemas. Os respectivos tap's, valores de partida e demais parâmetros estão apresentados na tabela 5.2 acima e suas curvas estão apresentadas no item 5.4.

Função 21 – Distância:

Essa função deverá enxergar defeitos entre fases até o setor de 138 kV, em forma de retaguarda das demais proteções. A figura abaixo ilustra as zonas de proteção desta função:



Zona 1: Enxergar até a barra 2 de 138 kV da Usina, em forma de retaguarda das demais proteções.

$$\text{Adotam-se } P_b = 7500 \text{ kVA, } V_b = 13,8 \text{ kV} \rightarrow Z_b = 25,39 \Omega$$

Impedâncias (trechos a serem protegidos):

$$\text{Trecho (2-3)} = 0,02 + j0,0346 \Omega$$

$$\text{Trecho(2-1)} = j0,76 \Omega$$

$$\text{Zona1(total)} = 0,02 + j0,794 \Omega = 0,794 \Omega \angle 88,55^\circ$$

$$Z_{\text{sec}} = \text{Zona1 (total)} \times \text{RTC/RTP} = 0,794 \times 100/120 \rightarrow \mathbf{0,666 \Omega}$$

Zona 2: Enxergar até a barra 100(CEMIG) de 138 kV.

$$\text{Adotam-se } P_b = 7500 \text{ kVA, } V_b = 13,8 \text{ kV} \rightarrow Z_b = 25,39 \Omega$$

Impedâncias (trechos a serem protegidos):

$$\text{Trecho (2-3)} = 0,02 + j0,0346 \Omega$$

$$\text{Trecho (1-100)} = 0,169 + j0,493 \Omega$$

$$\text{Trecho(2-1)} = j0,76 \Omega$$

$$\text{Zona2(total)} = 0,189 + j1,287 \Omega = 1,3 \Omega \angle 81,64^\circ$$

$$Z_{\text{sec}} = \text{Zona2(total)} \times \text{RTC/RTP} = 1,3 \times 100/120 \rightarrow \mathbf{1,08 \Omega}$$

Função 27:

A menor subtensão se dá para um defeito monofásico no sistema de 13,8 kV, na barra 33:

$$V = 2456 \text{ V}$$

Undervoltage Trip Pick – UP : **0,177 x Rated**

Undervoltage Trip Delay : **1,8 s**

Função 67 - N:

Para um defeito monofásico na barra 4, do gerador, tem-se:

$I_{cc1F(3I_O)} = 195 \text{ A}$ (Aplica-se um deflator de 20 % para se aumentar a sensibilidade para defeitos monofásicos) → 156 A

Ajuste = $156 / 100 = 1,56 \times \text{TC}$

Time Delay = **0,12 s**

Função 81:

Adota-se uma carga instalada com geração mínima, sendo o excedente do gerador TG01 exportado. Assim, são modeladas curvas de frequência absoluta e sobretensão para esta perda. O valor do degrau de energia é dividido igualmente entre os geradores e será de 30 %. Os gráficos das tensões e frequência absoluta estão apresentados nas figuras do item 5.4

No relé SR- 489:

Phase Overvoltage PickUP : $1,05 \times 115 \text{ V} = 1,5 \times \text{Rated}$

Phase Overvoltage PickUP Delay : 0,75 s

F1 PickUP(Alarm) : 60,8 Hz

T F1 Time Delay(Alarm) : 0,85 s

F2 PickUP(Trip) : 62,5 Hz,

T F2 Time Delay : 0,5 s

5.3.2 Proteção do Gerador TG02 - (18,75 MVA) – Relé SR-489 da GE

Este gerador está conectado à barra 5 do estudo de curto-circuito.

As relações de TCs e TP são as seguintes:

RTC de fase 1 = $1000/5 = 200/1$

$$\text{RTC de fase 2} = 500/5 = 100/1$$

$$\text{RTC de Neutro} = 100/1 = 100/1$$

$$\text{RTP} = 13800 / 115 = 120/1$$

A seguir é apresentada a lista de funções de proteção a serem ajustadas.

Funções de Proteção Internas

Stator Differential (ANSI 87):

Stator Differential PickUP: Esse ajuste será baseado na menor corrente de defeito admissível no gerador. Como o mesmo é aterrado através de resistor, admite-se o valor de 25 % da corrente nominal do mesmo para se iniciar a medição.

Logo :

$$I_p = \frac{18750 \text{ kVA}}{\sqrt{3} \times 13,8 \text{ kV}} = 784,44 \text{ A}$$

$$I_{partida} = 0,25 \times I_p = 784,44 \times 0,25 = 196,11 \text{ A}$$

Iajuste → 0,196 x TC

Differential Trip Slope 1:

Supõe-se para este ajuste que os TC's são de mesmo fabricante, dado que a relação entre os dois é a mesma. Leva-se em consideração o valor da mínima corrente de defeito monofásico do sistema, que será de 15 % da corrente nominal do gerador. Assim, este ajuste será de 15 %.

Differential Trip Slope 2:

Este ajuste define o fim do primeiro slope que é baseado em erros dos TC's e demais condições de regime permanente. Para este primeiro ajuste, toma-se o menor valor de corrente de defeito trifásico para a operação em paralelo na condição operativa 1 para um defeito monofásico na barra 3.

$$I_{cc2F} = 3361 \text{ A}$$

O ajuste fica : $3361 / 1000 \rightarrow 3,36 \times TC \quad (34 \%)$

Sensitive Directional Power (ANSI 32):

Esta função deverá enxergar a motorização do gerador em caso de perda de sua máquina motriz. Para geradores deste porte e tipo a Norma IEEE C37.102 – 1987 indica que para turbinas a vapor se use uma faixa de 0,5 a 3,0 % da potência nominal da máquina.

Para um ajuste típico de 2 % (alarme) e 5 % (trip), adotam-se os seguintes parâmetros:

Fator de potência = 0,8

$$P = 0,8 \times 18750 \text{ kVA} = 15000 \text{ kW}$$

$$\text{Ajuste de Alarme} = 0,02 \times 15000 = 0,3 \text{ MW}$$

$$\text{Ajuste de Trip} = 0,05 \times 15000 = 0,75 \text{ MW}$$

Logo o ajuste será de:

Reverse Power Alarm Level $\rightarrow 0,02 \times \text{Rated MW}$

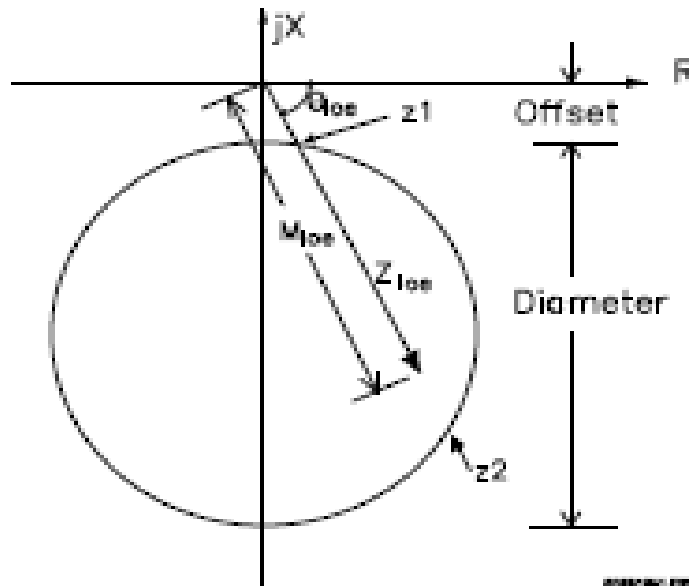
Reverse Power Alarm Delay $\rightarrow 5,0 \text{ s}$

Reverse Power Trip Level $\rightarrow 0,05 \times \text{Rated MW}$

Reverse Power Trip Delay $\rightarrow 3,0 \text{ s}$

Loss of Excitation (ANSI 40):

Para esta função adotam-se os parâmetros apresentados como referência na figura abaixo.



Dados :

Zbase da máquina em valores primários = **10,15 Ω**

(Adotando-se Vb = 13,8 kV, Pb = 18750 kVA).

Xd (pu) = 2,03 pu ou 20,6 Ω (prim) \rightarrow **34,33 Ω secundários**

X'd(pu) = 0,29 pu ou 2,94 Ω (prim) \rightarrow **4,9 Ω secundários**

Diâmetro do círculo 1 (Alarme) = Xd \rightarrow **34,33 Ω**

Off set do círculo 1 (Alarme) = (X'd / 2) \rightarrow **2,45 Ω**

Diâmetro do círculo 2 (Trip) = (0,7 x Xd) \rightarrow **24,03 Ω**

Off set do círculo 2 (Trip) = (X'd / 2) \rightarrow **2,45 Ω**

Adota-se para o diâmetro 2, uma temporização típica de 140 ms para acomodar uma provável perda de potencial e, para a unidade com o diâmetro 1, uma temporização de 45 ciclos ou 750 ms. Com relação ao evento em si, a perda de excitação é uma ocorrência tipicamente equilibrada e para tal verificam-se as tensões de bloqueio da função para as condições apresentadas num estudo de estabilidade.

O ajuste de subtensão será feito com o objetivo de bloquear a unidade ou por perda de potencial (falha de fusível) ou para um defeito próximo ao gerador.

$$U \ll = 0,15 \text{ pu}$$

$$\text{Ajuste} = 0,15 \times 115 \text{ V} = \mathbf{17,25 \text{ V}}$$

Funções de Proteção Externas

As proteções nesse caso serão divididas nos seguintes tipos:

- ✓ Função 50: A primeira unidade (IOC1) para enxergar defeitos bifásicos até a barra 3.
- ✓ Função 51: A unidade (TOC1) para enxergar defeitos de menor contribuição no final dos ramais das respectivas cargas da Usina em 380 V e em forma de retaguarda das demais proteções.
- ✓ Função 27: Esta função deverá enxergar, em forma de retaguarda, a menor tensão de curto modelado no estudo de curto-circuito, em forma de retaguarda das demais proteções.
- ✓ Função 21 de distância: deverá enxergar defeitos bifásicos até o setor de 138 kV, com suas duas zonas de proteção, em forma de retaguarda das demais proteções da planta.
- ✓ Função 67N: deverá enxergar defeitos monofásicos internos ao gerador em forma de back-up da proteção diferencial 87T.

- ✓ Função 50/51 GN: Deverá enxergar defeitos assimétricos na Usina em forma de retaguarda das demais proteções da planta.
- ✓ Função 81: Deverá abrir o paralelo entre a Usina e a barra CF1, em caso de déficit de energia.
- ✓ Função 59: Deverá abrir o paralelo entre a Usina e a barra CF1, em caso de déficit de energia.

Função 50 e 50 GN:

- **Unidade IOC 1:**

Para um defeito bifásico na barra 3 da Usina:

$$I_{cc2F} = 3361 \text{ A}$$

$$\text{Ajuste} = 3361 / 1000 = \mathbf{3,36 \times TC}$$

$$\text{Time Delay} = \mathbf{0,08 \text{ s}}$$

- **Unidade de Neutro IOC 1:**

Para um defeito monofásico na barra 3:

$$I_{cc1F(3I_O)} = 195 \text{ A}$$

$$\text{Ajuste} = 195 / 100 = \mathbf{1,95 \times TC}$$

$$\text{Time Delay} = \mathbf{0,12 \text{ s}}$$

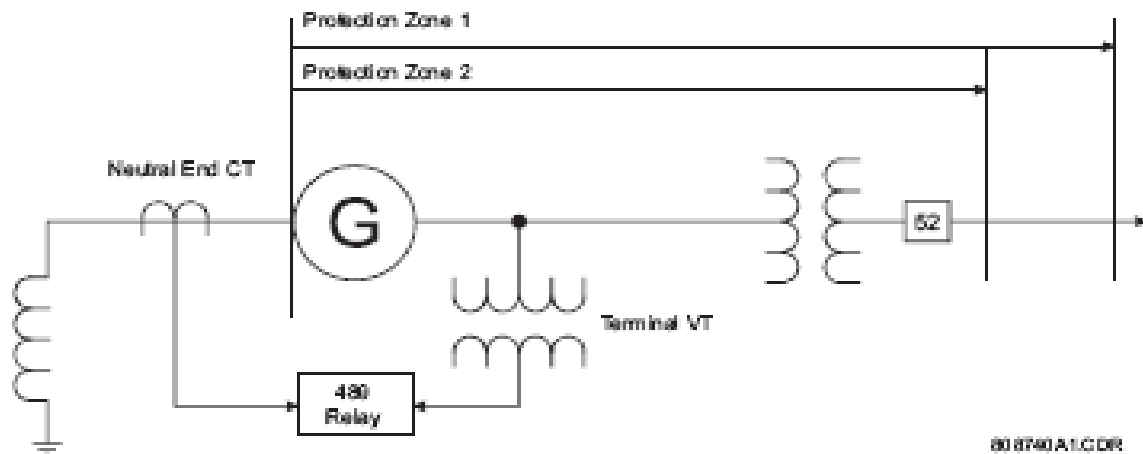
Função 51 e 51 GN:

Estas unidades deverão estar coordenadas com os relés SEPAM e F650 para defeitos monofásicos e bifásicos internos na Usina, devendo atuar em forma de retaguarda das

demais proteções, ou seja, deverá atuar a proteção do gerador e depois a abertura do paralelo entre os dois sistemas. Os tap's, valores de partida e demais parâmetros estão apresentados na tabela 5.2 acima e suas curvas estão apresentadas no item 5.4.

Função 21 – Distância:

Esta função deverá enxergar defeitos entre fases até o setor de 138 kV, em forma de retaguarda das demais proteções.



Zona 1: Enxergar até a barra 2 de 138 kV da Usina, em forma de retaguarda das demais proteções.

Adotam-se a $P_b = 18750 \text{ kVA}$, $V_b = 13,8 \text{ kV} \rightarrow Z_b = 10,15 \Omega$

Impedâncias (Trechos a serem protegidos):

Trecho (2-3) = $0,02 + j0,0346 \Omega$

Trecho(2-1) = $j0,76 \Omega$

Zona1(total) = $0,02 + j0,794 \Omega = 0,794 \Omega \angle 88,55^\circ$

$Z_{sec} = \text{Zona1 (total)} \times \text{RTC/RTP} = 0,794 \times 200/120 \rightarrow 1,32 \Omega$

Zona 2: Enxergar até a barra 100(CEMIG) de 138 kV

Adotam-se $P_b = 18750 \text{ kVA}$, $V_b = 13,8 \text{ kV} \rightarrow Z_b = 10,15 \Omega$

Impedâncias (Trechos a serem protegidos):

Trecho (2-3) = $0,02 + j0,0346 \Omega$

Trecho (1-100) = $0,169 + j0,493 \Omega$

Trecho(2-1) = $j0,76 \Omega$

Zona1(total) = $0,189 + j1,287 \Omega = 1,3 \Omega \angle 81,64^\circ$

$Z_{sec} = \text{Zona1(total)} \times \text{RTC/RTP} = 1,3 \times 200/120 \rightarrow \mathbf{2,16 \Omega}$

Função 27:

A menor subtensão se dá para um defeito monofásico no sistema de 13,8 kV, na barra 33:

$V = 2456 \text{ V}$

Undervoltage Trip Pick – UP : **0,177 x Rated**

Undervoltage Trip Delay : **1,8 s**

Função 67 - N:

Para um defeito monofásico na barra 4 do gerador tem-se:

$I_{cc1F(3I_O)} = 195 \text{ A}$ (Aplica-se aqui um deflator de 20 % para se aumentar a sensibilidade para defeitos 1F) $\rightarrow 156 \text{ A}$

Ajuste = $156 / 100 = \mathbf{1,56 \times TC}$

Time Delay = **0,12 s**

Função 81:

Adota-se uma carga instalada com geração mínima, sendo o excedente do gerador TG02 exportado. Assim, modelam-se curvas de frequência absoluta e sobretensão para essa perda

citada. O valor do degrau de energia dividido igualmente em 30% entre os geradores. Os gráficos das tensões e frequência absoluta estão apresentados nas figuras 5.3 e 5.4 do item 5.4

No relé SR- 489:

Phase Overvoltage PickUP : 1,5 x Rated

Phase Overvoltage PickUP Delay : 0,75 s

F1 PickUP(Alarm) : 60,8 Hz

T F1 Time Delay(Alarm) : 0,85 s

F2 PickUP(Trip) : 62,5 Hz

T F2 Time Delay : 0,5 s

5.3.3 Proteção do Gerador TG03 - (31,25 MVA) – Relé SR-489 da GE

Esse gerador está conectado a barra 6 do estudo de curto-circuito.

Como esse gerador é futuro, no desenho tomado como referência para o estudo não estão indicados os TC's e TP a serem utilizados. Tomam-se como referência as relações usadas em geradores de mesmo porte em projetos anteriores:

$$\text{RTC de fase 1} = 2000/5 = 400/1$$

$$\text{RTC de fase 2} = 2000/5 = 400/1$$

$$\text{RTC de Neutro} = 100/ 1 = 100/1$$

$$\text{RTP} = 13800 / 115 = 120/1.$$

A seguir é apresentada a lista de funções de proteção a serem ajustadas.

Funcões de Protecção Internas

Stator Differential (ANSI 87):

Stator Differential PickUP: Este ajuste será baseado na menor corrente de defeito admissível no gerador. Como o mesmo é aterrado através de resistor, admite-se o valor de 25 % da corrente nominal do mesmo para se iniciar a medição.

Logo :

$$I_p = \frac{31250 \text{ kVA}}{\sqrt{3} \times 13,8 \text{ kV}} = 1307,4 \text{ A}$$

$$I_{partida} = 0,25 \times I_p = 1307,4 \times 0,25 = 326,85 \text{ A}$$

Iajuste → 0,163 x TC

Differential Trip Slope 1:

Supõe-se para este ajuste que os TC's são de mesmo fabricante, dado que a relação entre os dois é a mesma. Considera-se que o valor da mínima corrente de defeito monofásico do sistema será de 15 % da corrente nominal do gerador. Logo este ajuste será de 15 %.

Differential Trip Slope 2:

Este ajuste define o fim do primeiro slope que é baseado em erros dos TC's e demais condições de regime permanente. Para este primeiro ajuste toma-se o menor valor de corrente de defeito trifásico para a operação em paralelo na condição 1 para um defeito monofásico na barra 3.

$I_{cc2F} = 6922 \text{ A}$

O ajuste fica : $6922 / 2000 \rightarrow 3,46 \times \text{TC} \text{ (34 \%)}$

Sensitive Directional Power (ANSI 32):

Esta função deverá enxergar a motorização do gerador em caso de perda de sua máquina motriz. Para geradores deste porte e tipo a Norma IEEE C37.102 – 1987 indica que para turbinas a vapor se use uma faixa de 0,5 a 3,0 % da potência nominal da máquina.

Para um ajuste típico de 2 % (alarme) e 5 % (trip) adotam-se os seguintes parâmetros:

Fator de potência = 0,8

$P = 0,8 \times 31250 \text{ kVA} = 25000 \text{ kW}$

Ajuste de Alarme = $0,02 \times 25000 = 0,5 \text{ MW}$

Ajuste de Trip = $0,05 \times 25000 = 1,25 \text{ MW}$

Logo o ajuste será :

Reverse Power Alarm Level $\rightarrow 0,02 \times \text{Rated MW}$

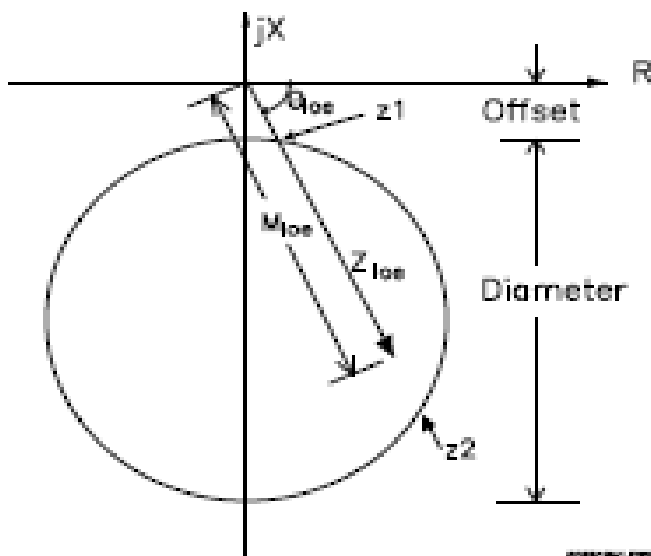
Reverse Power Alarm Delay $\rightarrow 5,0 \text{ s}$

Reverse Power Trip Level $\rightarrow 0,05 \times \text{Rated MW}$

Reverse Power Trip Delay $\rightarrow 3,0 \text{ s}$

Loss of Excitation (ANSI 40):

Para esta função adotam-se os parâmetros apresentados como referência na figura abaixo:



Dados :

Zbase da máquina em valores primários = **6,09 Ω**

(Adotando-se $V_b = 13,8$ kV, $P_b = 31250$ kVA).

X_d (pu) = 1,496 pu ou 9,11 Ω(prim) → **30,36 Ω secundários**

$X'd$ (pu) = 0,237 pu ou 1,44 Ω(prim) → **4,8 Ω secundários**

Diâmetro do círculo 1 (Alarme) = X_d → **30,36 Ω**

Off set do círculo 1 (Alarme) = $(X'd / 2)$ → **2,4 Ω**

Diâmetro do círculo 2 (Trip) = $(0,7 \times X_d)$ → **21,25 Ω**

Off set do círculo 2 (Trip) = $(X'd / 2)$ → **2,4 Ω**

Adota-se para o diâmetro 2 uma temporização típica de 140 ms, para acomodar uma provável perda de potencial e para a unidade com o diâmetro 1 uma temporização de 45 ciclos ou 750 ms. Com relação ao evento em si, a perda de excitação é uma ocorrência tipicamente equilibrada e para tal verificam-se as tensões de bloqueio da função para as condições apresentadas num estudo de estabilidade.

O ajuste de subtensão será feito com o objetivo de bloquear a unidade ou por perda de potencial (falha de fusível) ou para um defeito próximo ao gerador.

$$U \ll = 015 \text{ pu}$$

$$\text{Ajuste} = 015 \times 115 \text{ V} = \mathbf{17,25 \text{ V}}$$

Funções de Proteção Externas

As proteções nesse caso serão divididas nos seguintes tipos:

- ✓ Função 50: A primeira unidade (IOC1) para enxergar defeitos bifásicos até a barra 3.
- ✓ Função 51: A unidade (TOC1) para enxergar defeitos de menor contribuição no final dos ramais das respectivas cargas da Usina em 380 V e em forma de retaguarda das demais proteções.
- ✓ Função 27: Esta função deverá enxergar, em forma de retaguarda, a menor tensão de curto modelado no estudo de curto-circuito, em forma de retaguarda das demais proteções.
- ✓ Função 21 de distância: deverá enxergar defeitos bifásicos até o setor de 138 kV, com suas duas zonas de proteção, em forma de retaguarda das demais proteções da planta.
- ✓ Função 67N: deverá enxergar defeitos monofásicos internos ao gerador em forma de back-up da proteção diferencial 87T.
- ✓ Função 50/51 GN: Deverá enxergar defeitos assimétricos na Usina em forma de retaguarda das demais proteções da planta.
- ✓ Função 81: Deverá abrir o paralelo entre a Usina e a barra CF1, em caso de déficit de energia.
- ✓ Função 59: Deverá abrir o paralelo entre a Usina e a barra CF1, em caso de déficit de energia.

Função 50 e 50 GN:

- **Unidade IOC 1:**

Para um defeito bifásico na barra 3 da Usina:

$$I_{cc2F} = 6922 \text{ A.}$$

$$\text{Ajuste} = 6922 / 2000 = \mathbf{3,46 \times TC}$$

$$\text{Time Delay} = \mathbf{0,08 \text{ s}}$$

- **Unidade de Neutro IOC 1:**

Para um defeito 1F na barra 3:

$$I_{cc1F(3I_O)} = 183 \text{ A.}$$

$$\text{Ajuste} = 183 / 100 = \mathbf{1,83 \times TC}$$

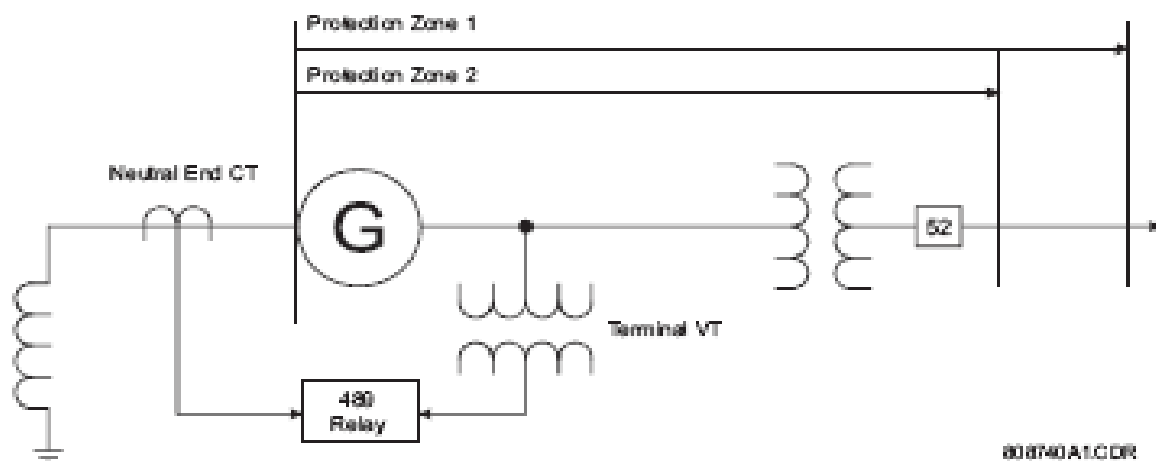
$$\text{Time Delay} = \mathbf{0,12 \text{ s}}$$

Função 51 e 51 GN:

Estas unidades deverão estar coordenadas com os relés SEPAM e F650 para defeitos bifásicos e monofásicos internos na Usina, devendo atuar em forma de retaguarda das demais proteções, ou seja, deverá atuar a proteção do gerador e depois a abertura do paralelo entre os dois sistemas. Os tap's, valores de partida e demais parâmetros estão apresentados na tabela 5.2 acima e suas curvas estão apresentadas no item 5.4.

Função 21 – Distância:

Esta função deverá enxergar defeitos entre fases até o setor de 138 kV em forma de retaguarda das demais proteções.



Zona 1 : Enxergar até a barra 2 de 138 kV da Usina em forma de retaguarda das demais proteções.

Adotam-se $P_b = 31250$ kVA, $V_b = 13,8$ kV $\rightarrow Z_b = 6,09 \Omega$

Impedâncias (Trechos a serem protegidos):

Trecho (2-3) = $0,02 + j0,0346 \Omega$

Trecho(2-1) = $j0,76 \Omega$

Zona1(total) = $0,02 + j0,794 \Omega = 0,794 \Omega \angle 88,55^\circ$

$Z_{sec} = Zona1(total) \times RTC/RTP = 0,794 \times 400/120 \rightarrow \mathbf{2,64 \Omega}$

Zona 2 : Enxergar até a barra 100 (CEMIG) de 138 kV.

Adotam-se $P_b = 31250$ kVA, $V_b = 13,8$ kV $\rightarrow Z_b = 6,09 \Omega$

Impedâncias (Trechos a serem protegidos):

$$\text{Trecho (2-3)} = 0,02 + j0,0346 \, \Omega$$

$$\text{Trecho (1-100)} = 0,169 + j0,493 \, \Omega$$

$$\text{Trecho(2-1)} = j0,76 \, \Omega$$

$$\text{Zona1(total)} = 0,189 + j1,287 \, \Omega = 1,3 \, \Omega \angle 81.64^\circ$$

$$\text{Zsec} = \text{Zona1(total)} \times \text{RTC/RTP} = 1,3 \times 400/120 \rightarrow \mathbf{4,33 \, \Omega}$$

Função 27:

A menor subtensão se dá para um defeito monofásico no sistema de 13,8 kV, na barra 17:

$$V = 2959 \, \text{V}$$

Undervoltage Trip Pick – UP : **0,214 x Rated**

Undervoltage Trip Delay : **1,8 s**

Função 67 - N:

Para um defeito monofásico na barra 4, tem-se:

$\text{Icc1F(3I}_O) = 183 \, \text{A}$ (Aplica-se um deflator de 20 % para se aumentar a sensibilidade para defeitos monofásicos) $\rightarrow 146 \, \text{A}$

$$\text{Ajuste} = 146 / 100 = \mathbf{1,46 \, \text{x TC}}$$

$$\text{Time Delay} = \mathbf{0,12 \, \text{s}}$$

Função 81:

Adota-se uma carga instalada com geração mínima, sendo o excedente do gerador TG03 exportado. Assim, modelam-se as respectivas curvas de frequência absoluta e sobretensão para essa perda citada. O valor do degrau de energia dividido igualmente em 30% entre os geradores. Os gráficos das tensões e frequência absoluta estão apresentados nas figuras do item 5.4.

No relé SR- 489:

Phase Overvoltage PickUP : 1,5 x Rated
Phase Overvoltage PickUP Delay : 0,75 s
F1 PickUP(Alarm) : 60,8 Hz
T F1 Time Delay(Alarm) : 0,85 s
F2 PickUP(Trip) : 62,5 Hz
T F2 Time Delay : 0,5 s

5.3.4 Proteção do Gerador TG04 - (50 MVA) – Relé SR-489 da GE

Esse gerador está conectado a barra 7 do estudo de curto-circuito.

Como esse gerador é futuro, no desenho tomado como referência para o estudo não estão indicados os TC's e TP a serem utilizados. Tomam-se aqui como referência então as relações usadas em geradores de mesmo porte em projetos anteriores.

$$\text{RTC de fase 1} = 2500/5 = 500/1$$

$$\text{RTC de fase 2} = 2500/5 = 500/1$$

$$\text{RTC de Neutro} = 100/1 = 100/1$$

$$\text{RTP} = 13800 / 115 = 120/1$$

A seguir é apresentada a lista de funções de proteção a serem ajustadas.

Funcões de Protecção Internas

Stator Differential (ANSI 87):

Stator Differential PickUP: Esse ajuste será baseado na menor corrente de defeito admissível no gerador. Como o mesmo é aterrado através de resistor, admite-se o valor de 25 % da corrente nominal do mesmo para se iniciar a medição.

Logo :

$$I_p = \frac{50000 \text{ kVA}}{\sqrt{3} \times 13,8 \text{ kV}} = 2091,84 \text{ A}$$

$$I_{partida} = 0,25 \times I_p = 2091,84 \times 0,25 = 522,96 \text{ A}$$

Iajuste → 0,209 x TC

Differential Trip Slope 1:

Supõe-se para este ajuste que os TC's são de mesmo fabricante, dado que a relação entre os dois é a mesma. Considera-se que o valor da mínima corrente de defeito monofásico do sistema será de 15 % da corrente nominal do gerador. Logo este ajuste será de 15 %.

Differential Trip Slope 2:

Esse ajuste define o fim do primeiro slope, que é baseado em erros dos TC's e demais condições de regime permanente. Para este primeiro ajuste toma-se o menor valor de corrente de defeito trifásico para a operação em paralelo na condição 1 para um defeito monofásico na barra 3.

$$I_{cc2F} = 10913 \text{ A}$$

O ajuste fica : $10913 / 2500 \rightarrow 4,36 \times TC$ (43 %)

Sensitive Directional Power : (ANSI 32):

Esta função deverá enxergar a motorização do gerador em caso de perda de sua máquina motriz. Para geradores desse porte e tipo a Norma IEEE C37.102 – 1987 indica que para turbinas a vapor se use uma faixa de 0,5 a 3,0 % da potência nominal da máquina.

Para um ajuste típico de 2 % (alarme) e 5 % (trip) adotam-se os seguintes parâmetros:

Fator de potência = 0,8

$P = 0,8 \times 50000 \text{ kVA} = 40000 \text{ kW}$

Ajuste de Alarme = $0,02 \times 40000 = 0,8 \text{ MW}$

Ajuste de Trip = $0,05 \times 40000 = 2 \text{ MW}$

Logo o ajuste será :

Reverse Power Alarm Level $\rightarrow 0,02 \times \text{Rated MW}$

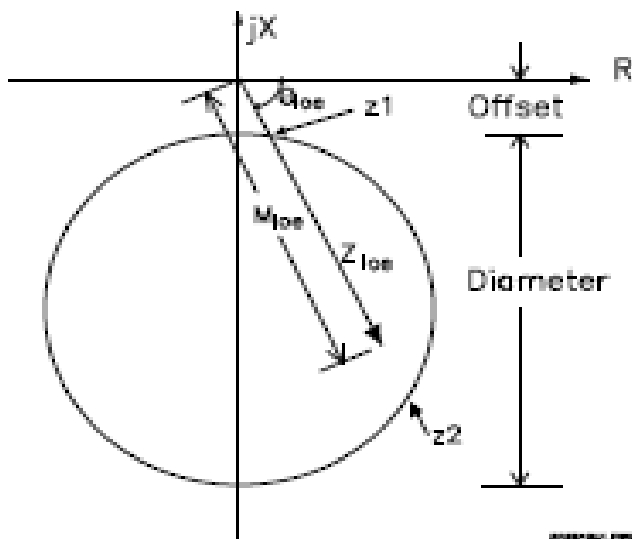
Reverse Power Alarm Delay $\rightarrow 5,0 \text{ s}$

Reverse Power Trip Level $\rightarrow 0,05 \times \text{Rated MW}$

Reverse Power Trip Delay $\rightarrow 3,0 \text{ s}$

Loss of Excitation (ANSI 40):

Para esta função adotam-se os parâmetros apresentados como referência na figura abaixo.



Dados :

Zbase da máquina em valores primários = **3,8 Ω**

(Adotando-se $V_b = 13,8$ kV, $P_b = 50000$ kVA).

X_d (pu) = 1,55 pu ou 5,89 Ω(prim) → **24,54 Ω secundários**

$X'd$ (pu) = 0,24 pu ou 0,91 Ω(prim) → **3,8 Ω secundários**

Diâmetro do círculo 1 (Alarme) = X_d → **24,54 Ω**

Off set do círculo 1 (Alarme) = $(X'd / 2)$ → **1,9 Ω**

Diâmetro do círculo 2 (Trip) = $(0,7 \times X_d)$ → **17,17 Ω**

Off set do círculo 2 (Trip) = $(X'd / 2)$ → **1,9 Ω**

Adota-se para o diâmetro 2 uma temporização típica de 140 ms para acomodar uma provável perda de potencial e para a unidade com o diâmetro 1 uma temporização de 45 ciclos ou 750 ms. Com relação ao evento em si, a perda de excitação é uma ocorrência tipicamente equilibrada e para tal verificam-se as tensões de bloqueio da função para as condições apresentadas num estudo de estabilidade.

O ajuste de subtensão será feito com o objetivo de bloquear a unidade ou por perda de potencial (falha de fusível) ou para um defeito próximo ao gerador.

$$U \ll = 0,15 \text{ pu}$$

$$\text{Ajuste} = 0,15 \times 115 \text{ V} = \mathbf{17,25 \text{ V}}$$

Funções de Proteção Externas

As proteções nesse caso serão divididas nos seguintes tipos:

- ✓ Função 50: A primeira unidade (IOC1) para enxergar defeitos bifásicos até a barra 3.
- ✓ Função 51: A unidade (TOC1) para enxergar defeitos de menor contribuição no final dos ramais das respectivas cargas da Usina em 380 V e em forma de retaguarda das demais proteções.
- ✓ Função 27: Esta função deverá enxergar, em forma de retaguarda, a menor tensão de curto modelado no estudo de curto-circuito, em forma de retaguarda das demais proteções.
- ✓ Função 21 de distância: deverá enxergar defeitos bifásicos até o setor de 138 kV, com suas duas zonas de proteção, em forma de retaguarda das demais proteções da planta.
- ✓ Função 67N: deverá enxergar defeitos monofásicos internos ao gerador em forma de back-up da proteção diferencial 87T.
- ✓ Função 50/51 GN: Deverá enxergar defeitos assimétricos na Usina em forma de retaguarda das demais proteções da planta.
- ✓ Função 81: Deverá abrir o paralelo entre a Usina e a barra CF1, em caso de déficit de energia.
- ✓ Função 59: Deverá abrir o paralelo entre a Usina e a barra CF1, em caso de déficit de energia.

Função 50 e 50 GN:

- **Unidade IOC 1:**

Para um defeito bifásico na barra 3 da Usina:

$$I_{cc2F} = 10913 \text{ A}$$

$$A_{juste} = 10913 / 2500 = \mathbf{4,36 \times TC}$$

$$Time \text{ Delay} = \mathbf{0,08 \text{ s}}$$

- **Unidade de Neutro IOC 1:**

Para um defeito monofásico na barra 3:

$$I_{cc1F(3I_O)} = 195 \text{ A}$$

$$A_{juste} = 195 / 100 = \mathbf{1,95 \times TC}$$

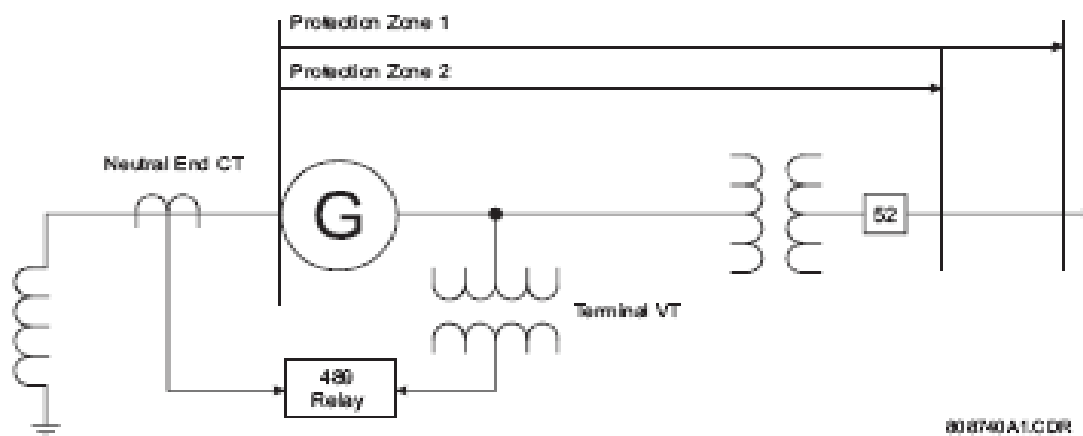
$$Time \text{ Delay} = \mathbf{0,12 \text{ s}}$$

Função 51 e 51 GN:

Estas unidades deverão estar coordenadas com os relés SEPAM e F650 para defeitos bifásicos e monofásicos internos na Usina devendo atuar em forma de retaguarda das demais proteções, ou seja, deverá atuar a proteção do gerador e depois a abertura do paralelo entre os dois sistemas. Os tap's, valores de partida e demais parâmetros estão apresentados na tabela 5.2 acima e suas curvas estão apresentadas no item 5.4.

Função 21 – Distância:

Esta função deverá enxergar defeitos entre fases até o setor de 138 kV, em forma de retaguarda das demais proteções.



Zona 1: Enxergar até a barra 2 de 138 kV interna da Usina em forma de retaguarda das demais proteções.

Adotam-se $P_b = 50000$ kVA, $V_b = 13,8$ kV $\rightarrow Z_b = 10,15 \Omega$

Impedâncias (Trechos a serem protegidos):

Trecho (2-3) = $0,02 + j0,0346 \Omega$

Trecho(2-1) = $j0,76 \Omega$

Zona1(total) = $0,02 + j0,794 \Omega = 0,794 \Omega \angle 88,55^\circ$

$Z_{sec} = Zona1(total) \times RTC/RTP = 0,794 \times 500/120 \rightarrow 3,3 \Omega$

Para a Zona 2: Enxergar até a barra 100(CEMIG) de 138 kV.

Adotam-se $P_b = 50000$ kVA, $V_b = 13,8$ kV $\rightarrow Z_b = 10,15 \Omega$

Impedâncias (Trechos a serem protegidos):

$$\text{Trecho (2-3)} = 0,02 + j0,0346 \Omega$$

$$\text{Trecho (1-100)} = 0,169 + j0,493 \Omega$$

$$\text{Trecho(2-1)} = j0,76 \Omega$$

$$\text{Zona1(total)} = 0,189 + j1,287 \Omega = 1,3 \Omega \angle 81,64^\circ$$

$$\text{Zsec} = \text{Zona1(total)} \times \text{RTC/RTP} = 1,3 \times 500/120 \rightarrow \mathbf{5,41 \Omega}$$

Função 27:

A menor subtensão se dá para um defeito monofásico no sistema de 13,8 kV, na barra 33:

$$V = 2959 \text{ V}$$

Undervoltage Trip Pick – UP : **0,214 x Rated**

Undervoltage Trip Delay : **1,8 s**

Função 67 - N:

Para um defeito monofásico na barra 7 do gerador tem-se:

$\text{Icc1F(3I}_0\text{)} = 195 \text{ A}$ (Aplica-se aqui um deflator de 20 % para se aumentar a sensibilidade para defeitos monofásicos). $\rightarrow 156 \text{ A}$

$$\text{Ajuste} = 156 / 100 = \mathbf{1,56 \times TC}$$

$$\text{Time Delay} = \mathbf{0,12 \text{ s}}$$

Função 81:

Adota-se uma carga instalada com geração mínima, sendo o excedente do gerador TG04 exportado. Assim modelam-se as curvas de frequência absoluta e sobretensão para essa perda citada. O valor do degrau de energia dividido igualmente em 30% entre os geradores. Os gráficos das tensões e frequência absoluta estão apresentados nas figuras do item 5.4

No relé SR- 489:

Phase Overvoltage PickUP : 1,5 x Rated

Phase Overvoltage PickUP Delay : 0,75 s

F1 PickUP(Alarm) : 60,8 Hz

T F1 Time Delay(Alarm) : 0,85 s

F2 PickUP(Trip) : 62,5 Hz

T F2 Time Delay : 0,5 s

5.4 Curvas de Ajustes

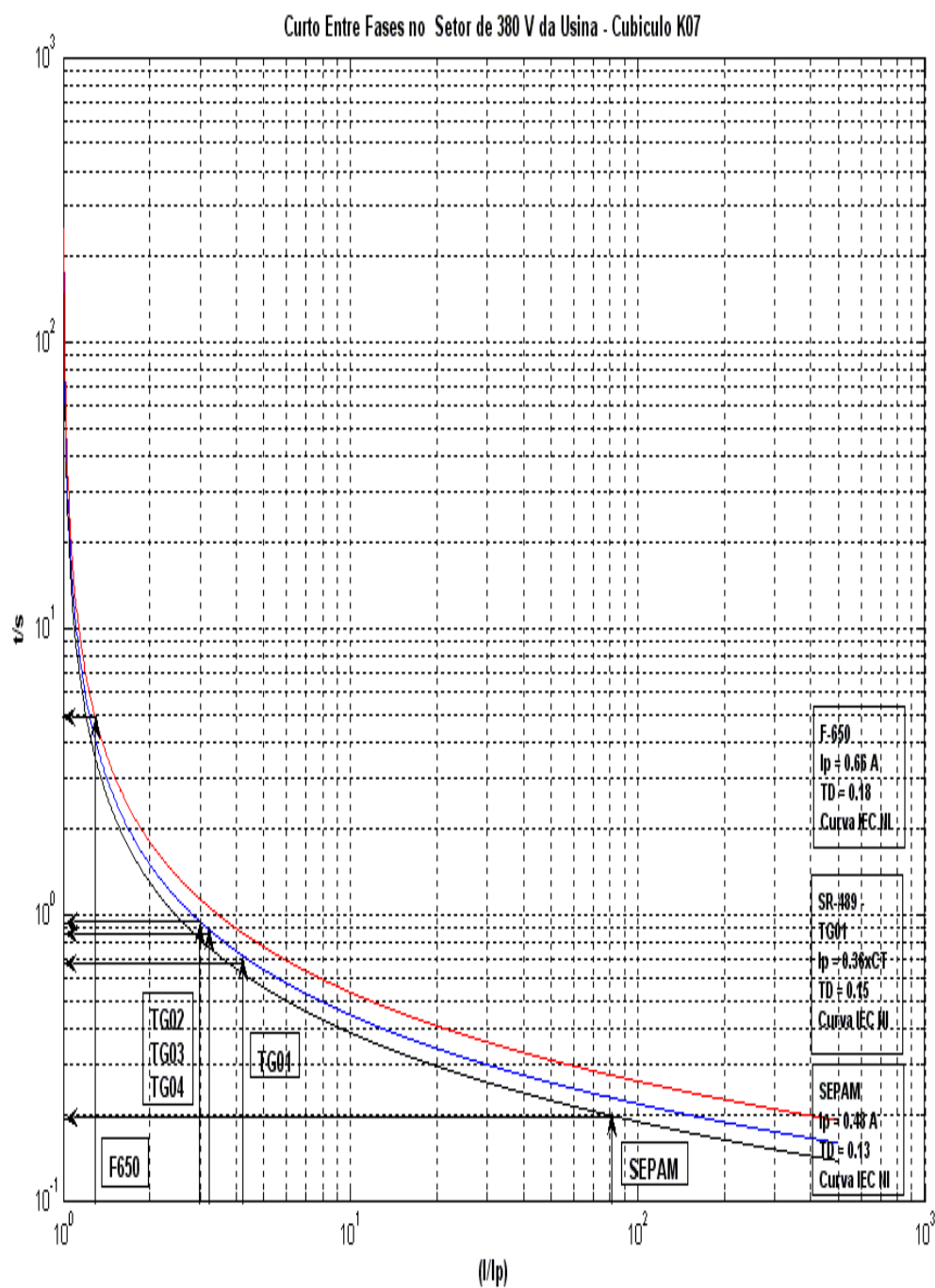
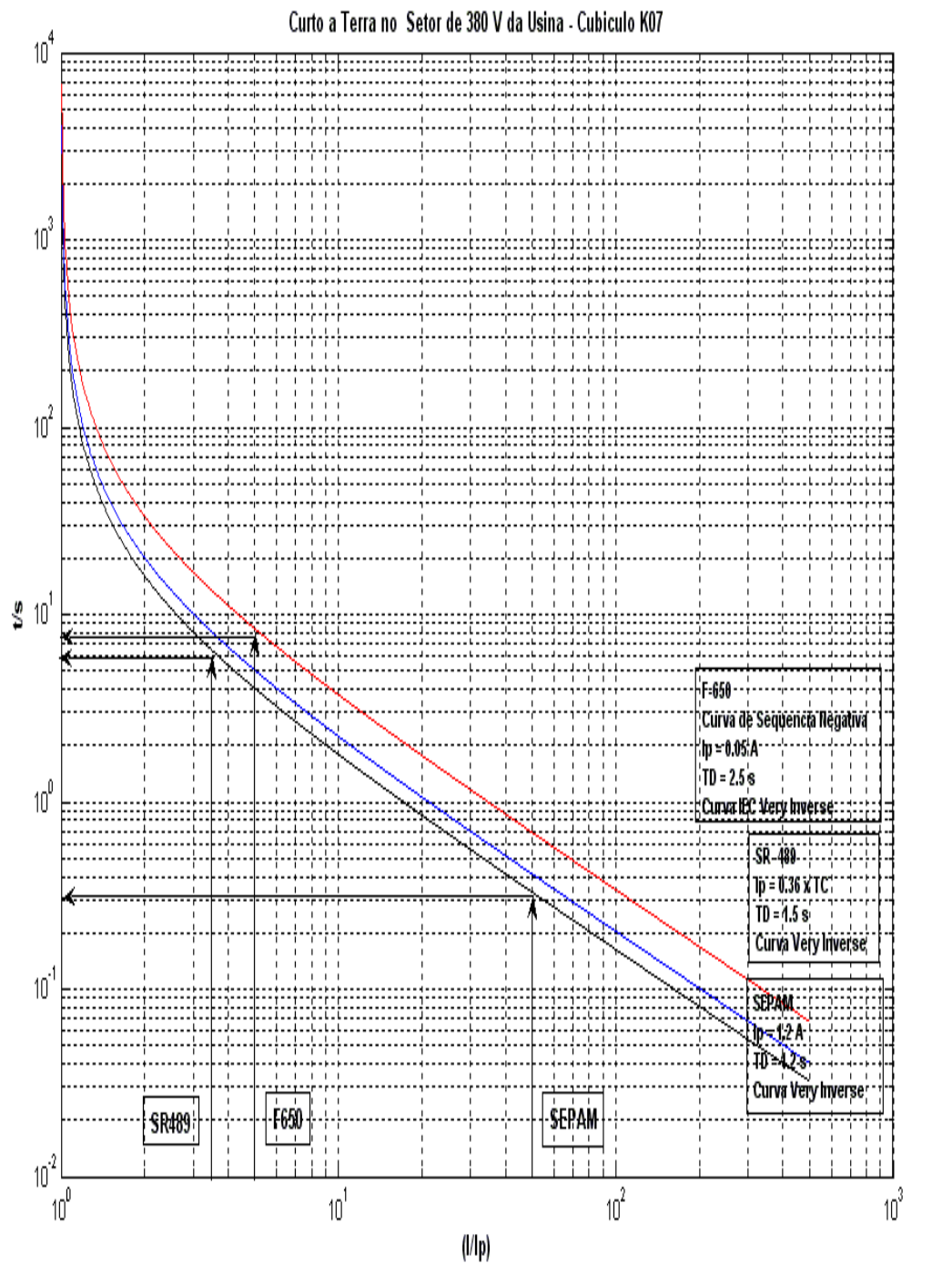


Figura 5.1 – Coordenação para defeitos entre fase no setor de 380 V



Português (Brasil)

Figura 5.2 – Coordenação para defeitos a terra no setor de 380 V

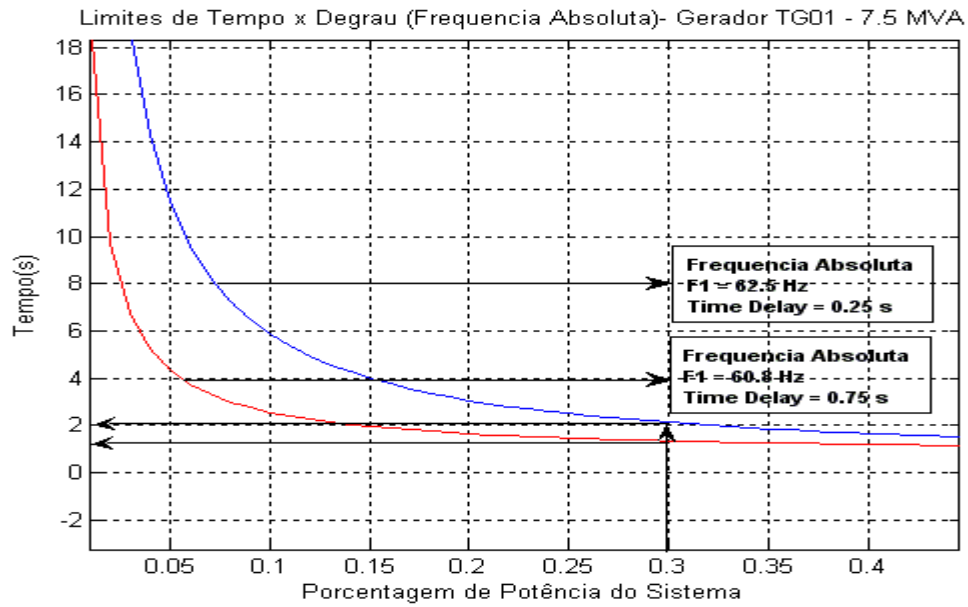


Figura 5.3 – Frequência Absoluta – TG01

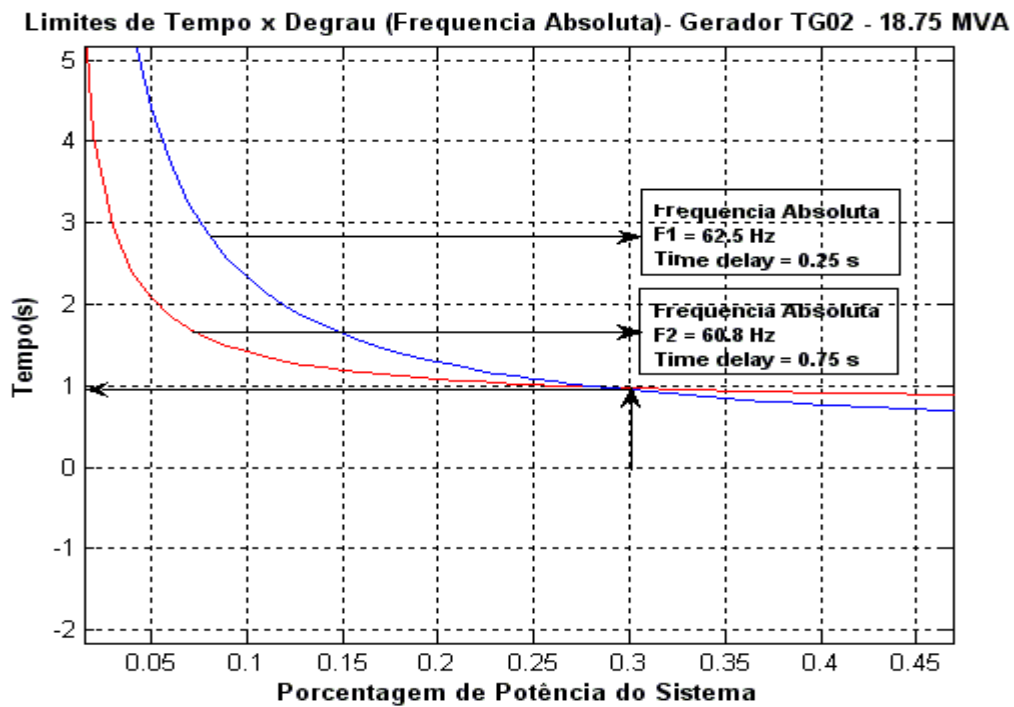


Figura 5.4 – Frequência Absoluta – TG02

Limites de Tempo x Degrau (Frequência Absoluta)- Gerador TG03 - 31.25 MVA

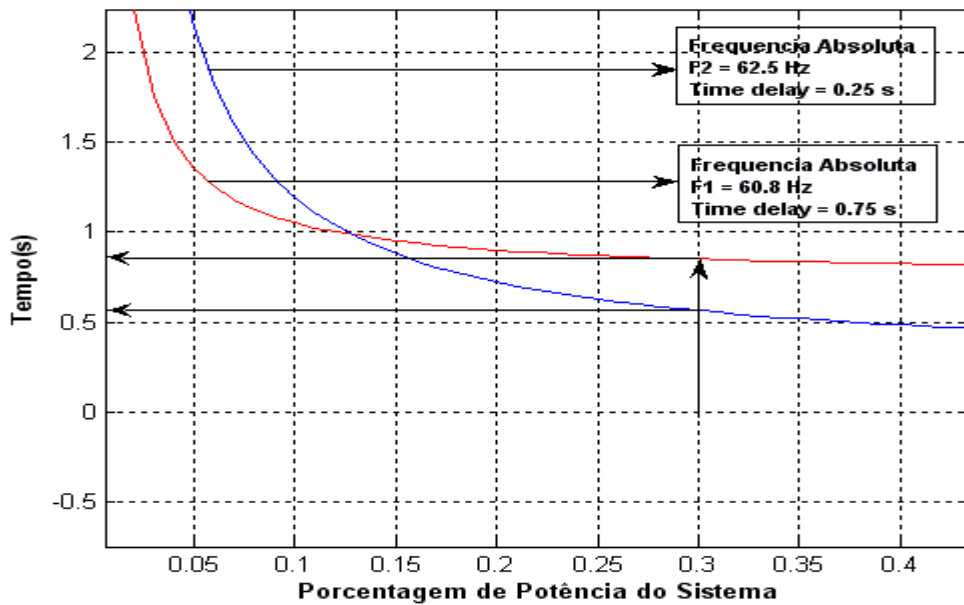


Figura 5.5 – Frequência Absoluta – TG03

Limites de Tempo x Degrau (Frequência Absoluta)- Gerador TG04 - 50 MVA

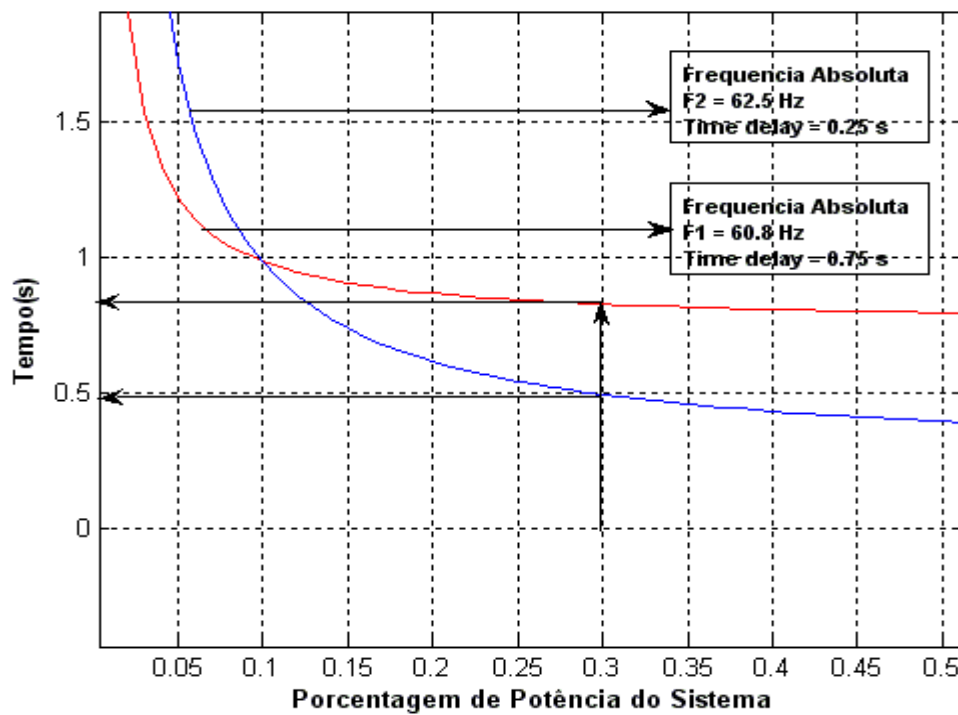


Figura 5.6 – Frequência Absoluta – TG04

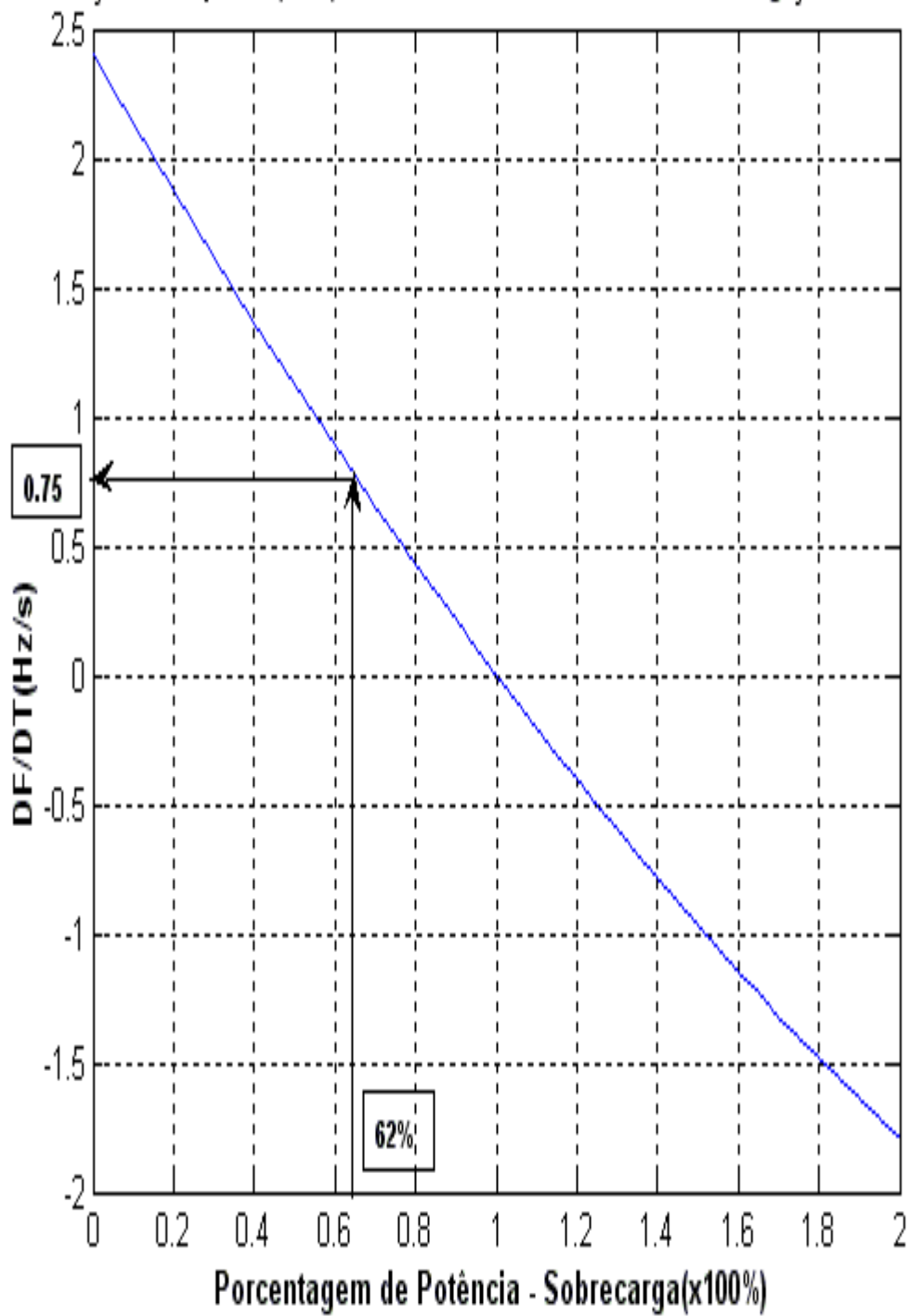
Taxa de Variação da Frequência(Df/Dt)- TG01 + TG02 + TG03 + TG04 + Diesel Interligação em 13.8 kV-K01

Figura 5.7 – Frequência por Taxa na Conexão

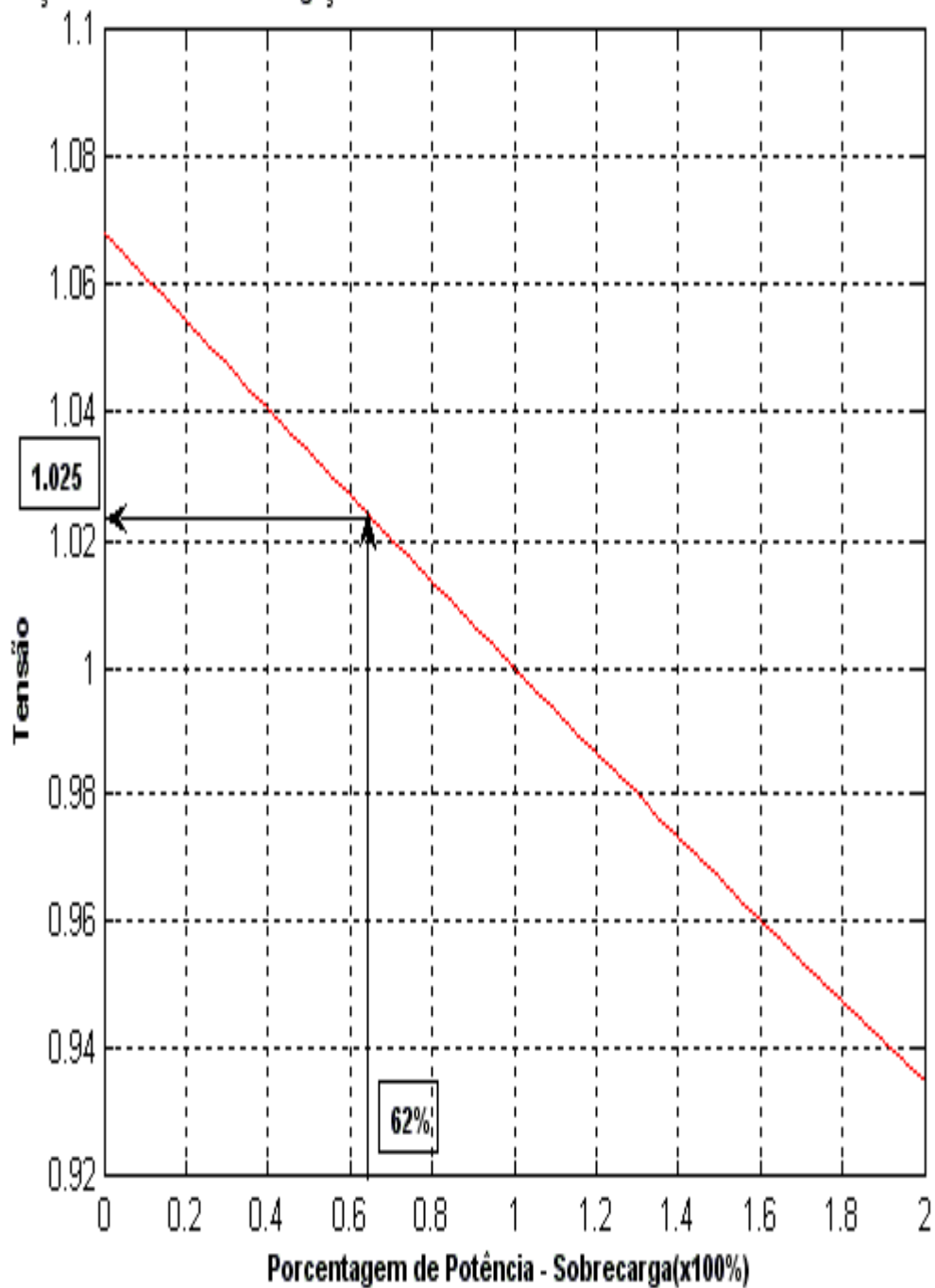
Varição de Tensão - Na Interligação em 13.8 KV - TG01 + TG02 + TG03 + TG04 + Diesel- Cubiculo K01

Figura 5.8 – Tensão na barra de 13,8 kV - Conexão

5.5 Tabelas de Ajustes

Cub.	TC		Unidade 51P			Unidade 51G			Unidade 50P		Unidade 50N	
	FA	G	PU	CT	TD	PU	CT	TD	I>	TD	Ie>	TD
K04	100/1	10/1	0.96 A	IEC-NI	0.13 s	0.96 A	IEC-VI	1.2 s	56.74 A	0.03 s	19.6 A	0.05 s
K05	100/1	10/1	1.2 A	IEC-NI	0.13 s	1.2 A	IEC-VI	1.2 s	56.74 A	0.03 s	19.6 A	0.05 s
K06	100/1	10/1	1.43 A	IEC-NI	0.13 s	1.43 A	IEC-VI	1.2 s	56.74 A	0.03 s	19.6 A	0.05 s
K07	100/1	10/1	1.20 A	IEC-NI	0.13 s	1.20 A	IEC-VI	1.2 s	56.74 A	0.03 s	19.6 A	0.05 s
K08	100/1	10/1	1.92 A	IEC-NI	0.13 s	1.92 A	IEC-VI	1.2 s	56.74 A	0.03 s	19.6 A	0.05 s
K09	100/1	10/1	1.03 A	IEC-NI	0.13 s	1.03 A	IEC-VI	1.2 s	56.74 A	0.03 s	19.6 A	0.05 s
K10	100/1	10/1	0.48 A	IEC-NI	0.13 s	0.48 A	IEC-VI	1.2 s	56.74 A	0.03 s	19.6 A	0.05 s
K11	100/1	10/1	1.2 A	IEC-NI	0.13 s	1.2 A	IEC-VI	1.2 s	56.74 A	0.03 s	19.6 A	0.05 s
K12	100/1	10/1	0.72 A	IEC-NI	0.13 s	0.72 A	IEC-VI	1.2 s	56.74 A	0.03 s	19.6 A	0.05 s
K13	100/1	10/1	1.2 A	IEC-NI	0.13 s	1.2 A	IEC-VI	1.2 s	56.74 A	0.03 s	19.6 A	0.05 s
K14	300/1	10/1	0.48 A	IEC-NI	0.13 s	1.43 A	IEC-VI	1.2 s	18.91 A	0.03 s	19.6 A	0.05 s
K15	100/1	10/1	1.2 A	IEC-NI	0.13 s	1.2 A	IEC-VI	1.2 s	56.74 A	0.03 s	19.6 A	0.05 s
K16	-	-										
K17	-	-										

Onde : PU = Valor de PickUP.

CT = Tipo de Curva.

TD = Time Dial or delay.

TC = Relação RTC dos Transformadores de Corrente dos Ramais.

TC-FA = Relação de Fase.

TC-G = Relação de Transformadores de Corrente Ground Sensor ou conexão à terra.

Relés – SR489 – Geradores da CF				
Função 87	TG01	TG02	TG03	TG04
PickUP	0.05 x CT	0.196 x CT	0.163 x CT	0.209 x CT
SLOPE 1	15 %	15 %	15 %	15 %
SLOPE 2	45 %	34 %	34 %	43 %
Differential Trip Delay	0	0	0	0
Função 32				
Reverse Power Alarm Level	0.02 x Rated	0.02 x Rated	0.02 x Rated	0.02 x Rated
Reverse Power Alarm Delay	5 s	5 s	5 s	5 s
Reverse Power Trip Level	0.05 x Rated	0.05 x Rated	0.05 x Rated	0.05 x Rated
Reverse Power Trip Delay	2s	2s	2s	2s
Função 40				
Circle1 Diameter	46.08 Ω	34.33 Ω	30.36 Ω	24.64 Ω
Circle 1 Offset	2.14 Ω	2.45 Ω	2.4 Ω	1.9 Ω
Circle 1 Trip Delay	0.7 s	0.7 s	0.7 s	0.7 s
Circle 2 Diameter	32.25 Ω	24.03 Ω	21.25 Ω	17.17 Ω
Circle 2 Offset	2.14 Ω	2.45 Ω	2.4 Ω	1.9 Ω
Circle 2 Trip Delay	0.1 s	0.1 s	0.1 s	0.1 s
Função 50/50N				
Phase IOC1 PickUP	4.06 xCT	3.36 xCT	3.46 x CT	4.36 xCT
Phase IOC1 PickUP Delay	0.08 s	0.08 s	0.08 s	0.08 s
Neutral IOC1 PickUP	1.95 x TC	1.95 x TC	1.83 x TC	1.95 x TC
Neutral IOC1 PickUP Delay	0.12 s	0.12 s	0.12 s	0.12 s
Função 51/51N				
Phase TOC1 PickUP	0.36 x CT	0.902 x CT	0.75 x CT	0.96 x CT
Curve Shape	IEC – NI	IEC – NI	IEC – NI	IEC – NI
Overcurrent Curve Multiplier	0.15 s	0.15 s	0.15 s	0.15 s
Neutral TOC1 PickUP	0.36 x CT	0.36 x CT	0.36 x CT	0.36 x CT
Curve Shape	IEC – VI	IEC – VI	IEC – VI	IEC – VI
Overcurrent Curve Multiplier	1.5 s	1.5 s	1.5 s	1.5 s
Função 21				
Shape	MHO	MHO	MHO	MHO
Reach Phase Distance Z1	0.666 Ω	1.32 Ω	2.64 Ω	3.3 Ω
RCA Phase Distance Z1	80 graus	80 graus	80 graus	80 graus
Delay Phase Distance Z1	0.9 s	0.9 s	0.9 s	0.9 s
Reach Phase Distance Z2	1.08 Ω	2.16 Ω	4.33 Ω	5.41 Ω
RCA Phase Distance Z2	80 graus	80 graus	80 graus	80 graus
Delay Phase Distance Z2	1.2 s	1.2 s	1.2 s	1.2 s
Função 67 N				
Ground Directional Alarm Pickup	1.56 x TC	1.56 x TC	1.46 x TC	1.56 x TC
Ground Directional Alarm Delay	0.12 s	0.12 s	0.12 s	0.12 s
Ground Directional Trip Pickup	1.65 x TC	1.65 x TC	1.95 x TC	1.95 x TC
Ground Directional Trip Delay	0.08 s	0.08 s	0.08 s	0.08 s

Função 81				
Overfrequency Trip Level 1	60.8 Hz	60.8 Hz	60.8 Hz	60.8 Hz
Overfrequency Delay Level 1	0.85 s	0.85 s	0.85 s	0.85 s
Overfrequency Trip Level 2	62.5 Hz	62.5 Hz	62.5 Hz	62.5 Hz
Overfrequency Delay Level 2	0.5 s	0.5 s	0.5 s	0.5 s
Voltage Level CUT OFF 1	85 %	85 %	85 %	85 %
Função 59				
Overvoltage Trip PickUp	1.05 x Rated	1.05 x Rated	1.05 x Rated	1.05 x Rated
Overvoltage Trip Delay	0.75 s	0.75 s	0.75 s	0.75 s
Função 27				
Undervoltage Trip PickUp	0.177 x Rated	0.177 x Rated	0.177 x Rated	0.177 x Rated
Undervoltage Trip Delay	1.8 s	1.8 s	1.8 s	1.8 s

F-650 – Cubículo de 13,8 kV – Conexão – K01			
81(df/dt)	2010	50 – Phase IOC High 1	
Function	ENABLED	Pick Up Level	9.09 A
Freq. Rate Trend	Bi-Directional	Trip Delay	0.05 s
Freq. Rate Pickup	0.75 Hz/s	50N – Neutral IOC High 1	
Freq. Rate Min Volt	85 %	Pick Up Level	59.7 A
Freq. Rate Min Freq	45,00 Hz	Trip Delay	0.08 s
Freq. Rate Max Freq	65,00 Hz	67 – Phase IOC 1 Low	
Freq. Rate Delay	0.25 s	Pick Up Level	4.74 A
Snapshot Events	ENABLED	Trip Delay	0.75 s
59		MTA	45 graus
Function	ENABLED	Direction	Forward
Mode	-	Pol V Threshold	30 V
PickUp Level	117.8 V	46 – Neg. Sequence TOC1	
Trip Delay	0.75 s	Pick Up Level	0.05 A
Reset Delay	0	Curve	2.5 s
Logic	Three Phase	TD Multiplier	IEC - VI
Snapshots Events	ENABLED		
25			
Dead Bus Level	80 V	67 – Phase TOC1 Low	
Live Bus Level	92 V	Pick Up Level	0.65 A
Dead Line Level	80 V	Curve	IEC – NI
Live Line Level	92 V	TD Multiplier	0.18 s
Max Voltage Diff	11.5 V	MTA	45 graus
Max Angle Diff	6 graus	Direction	Backward
Max Freq Diff	24 mhz	Pol V Threshold	30 V
Time	0.16 s	67N – Neutral TOC1 Low	
27 – Phase UV 1		Pick Up Level	0.05 A
Mode	Phase - Ground	Curve	IEC – VI
Pick Up Level	61.65 V	TD Multiplier	2.5 s
Curve	Definite Time	MTA	- 60 graus
Delay	1.5 s	Direction	Backward
59N – Neutral OV High1		Pol V Threshold	10 V
Pick Up Level	198.75 V	67 – Phase TOC1 High	
Trip Delay	0.55 s	Pick Up Level	5.17 A
59N – Neutral OV Low 1		Curve	Definite Time
Pick Up Level	160.2 V	TD Multiplier	0.65 s
Trip Delay	10 s	MTA	45 graus
59_2 – Negative Sequence OV 1		Direction	Forward
Pick Up Level	4.95 V	Pol V Threshold	30 V
Trip Delay	1s		

5.6 Comentários e Conclusões

- ✓ As temporizações das funções 59 e 81, da proteção do paralelo feitas no relé F650, estão ajustadas de forma que se houver o religamento automático (Função 79) nas proteções das linhas de 138 kV, seus tempos mortos deverão ser de no mínimo 500 ms.
- ✓ Se ocorrer, na entressafra da Usina, a condição de importação e exportação de potência ativa entre os sistemas (Usina e Concessionária) com um valor menor do que 0,5 MW, não haverá ajuste da proteção do paralelo para esta condição operativa. Recomenda-se, portanto o uso de sinal de transfer-trip da concessionária sempre que houver uma atuação da proteção da linha de interligação ou dos circuitos adjacentes que impliquem de alguma forma em um degrau de energia nos geradores da usina.
- ✓ Recomenda-se o uso de esquema de teleproteção DTT (Direct Transfer Trip) na operação da Zona 1 dos terminais das linhas de conexão em 138 kV, para manter a boa operacionalidade da planta como um todo.
- ✓ Nos softwares de ajustes que acompanham o estudo estão implementadas on – line outras funções de proteção que não estão mostradas no relatório, tendo esse procedimento como objetivo agilizar o processo de comissionamento e aceitação em campo. No desenho SINER, indicado como referência, não estão especificados os códigos completos dos relés que estão sendo usados, portanto, a Powerhouse especificou estas funções de forma orientativa, devendo os mesmos serem compatibilizados quando de sua aplicação em campo.
- ✓ Os ajustes do relé F - 650 para a proteção da conexão em 13,8 kV estão baseados em informações orientativas devendo ser as mesmas confirmadas futuramente com relação á demanda contratada e às possibilidades de operação da planta.