

1 - Introdução.

O presente trabalho tem por objetivo apresentar os ajustes para as proteções da planta da UTE PARANAPANEMA em 13.8 KV, tomando como referência o desenho Diagrama Unifilar – SINER - 0071I-001_r4. O escopo de estudo visa apresentar os ajustes das proteções 7UM6215 do gerador TG01, dos alimentadores em 13.8 KV feitas pelo relé 7SJ6125 dos cubículos K03 a K12 e do relé 7UM6215 para os motores dos cubículos + K12.4 e K12.5 em 4.16 KV, sendo todos os relés de fabricação SIEMENS. Para tal o presente relatório está dividido nas seguintes partes descritas a seguir :

1.1.1 - Proteção dos Cubículos de 13.8 KV - Relé 7SJ6125 (Cubículos K03 a K12).

1.1.2 - Proteção do Gerador TG01 - Relé 7UM6215.

1.1.3 - Proteção dos Motores M01 e M02 em 4.16 KV – Relé 7UM6215.

1.1.4 – Curvas de Ajustes.

1.1.5 – Tabelas de Ajustes.

1.1.6 - Comentários e Conclusões.

Para tal será considerada a principal condição operativa a seguir :

Grupo 1 : Operação de 01 gerador(TG01 de 18,75 MVA) em formailhada e separado da concessionária para alimentar as cargas da Usina conforme descrito no diagrama unifilar.

1.1.1– Relés 7SJ 6125 (Cubículos K03 a K12) – Cubículos de 13.8 KV.

- Unidade 51P1 – Enxergar defeitos 3F no final dos cabos.
- Unidade 51G1 – Enxergar defeitos 1F no final dos cabos.
- Unidade 50P1 – Enxergar defeitos 3F na saída dos cabos.
- Unidade 50G1 – Enxergar defeitos 1F na saída dos cabos.

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 de baixa tensão (10111) :

Defeitos 2F : 192 A.

Defeitos 1F : 198 A – Toma-se como referência a menor corrente limitada pela resistência de neutro do gerador.

Como valores de partida das unidades 51P e 51G adota-se como referência a corrente máxima de carga do Transformadores de média Tensão do circuito dos cubículos circuito acrescidos de 15 % calculados conforme a equação 01 abaixo. A seguir na tabela 01 são mostrados esse valores :

Logo :

Toma-se como exemplo a carga do Cubículo K09 :

$$I_p = \frac{500 \text{ KVA}}{\sqrt{3} \times 13.8 \text{ KV}} \times 1.15 = 24.05 \text{ A} \quad (01)$$

Para Defeitos à Terra :

Adota-se o valor de 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 à terra) = 2.405 A.

Tabela 01 – Partidas das Unidades 51P e 51G

		Partida para os Defeitos entre Fases	Partida para os Defeitos à Terra
Cub.	Transformador (KVA)	Ip(A) - Primário	Ip(A)-Primário
K03	500 KVA	24.05 A	2.405 A
K04	3000 KVA	144.33 A	14.43 A
K05	2000 KVA	96.22 A	9.622 A
K06	2500 KVA	104.59 A	10.45 A
K07	3000 KVA	144.33 A	14.433 A
K08	750 KVA	31.37 A	3.13 A
K09	500 KVA	24.05 A	2.405 A
K10	01x 2000 KVA + 01 x 1500 KVA	146.42 A	14.64 A
K11	02 x 1500 KVA	144.33 A	14.43 A
K12	6000 KVA	332.18 A	33.21 A
K12.2	2000 KVA	96.22 A	9.622 A

Para todo o desenvolvimento de todo o estudo vai-se adotar para as respectivas coordenações os tipos de curva **IEC – Normal Inverse** para os defeitos entre fases e **ANSI – Normal Inverse** para defeitos à terra.

Defeitos nas saídas dos alimentadores de 13.8 KV :

Para as unidades 50P1 e 50G1 supõe-se que o defeito na barra se desloque logo para a saída de um dos ramais dos cubículos K03 a K12. Novamente aqui adota-se a corrente total de defeito entre fases e à terra na barra de 13.8 KV. Os ajustes de tempo serão os menores possíveis para se eliminar esse defeitos. Para essa condição adota-se a menor corrente de defeitos na barra de 13.8 KV. Do estudo de curto – circuito têm-se as seguintes correntes :

Defeitos 2F : 3917 A.

Defeitos 1F : 196 A.

Logo os ajustes das unidades 50P1 e 50G1 serão :

$$50P1 \text{ (Alimentadores K03 a K08 e K10 a K11)} = 3917 / 40 = 97.92 \text{ A}$$

$$50P1 \text{ (Alimentador K09)} = 3917 / 20 = 195.85 \text{ A}$$

$$50P1 \text{ (Alimentador K12)} = 3917 / 60 = 65.28 \text{ A}$$

$$50P1 \text{ (Alimentador K12+2)} = 3902 / 60 = 65.03 \text{ A}$$

$$50G1 \text{ (Alimentadores K03 a K07, K10, K11)} = 198 / 40 = 4.95 \text{ A}$$

$$50G1 \text{ (Alimentadores K08 e K09)} = 198 / 20 = 9.9 \text{ A}$$

$$50G1 \text{ (Alimentadores K12 e K12+2)} = 198 / 60 = 3.3 \text{ A}$$

As funções 51P e 51G dos relés do transformador e da conexão da entrada deverão enxergar sempre que possível os defeitos nos ramais de 13.8 KV com uma temporização adequada. No item 1.1.4 figuras 1 e 2 são apresentadas as curvas de coordenação típica para os defeitos 3F e 1F tomando-se a barra 10111(K09) como referência. Como partida das unidades 51P e 51G das proteções citadas tomam-se os valores de corrente nominais do Gerador TG01 acrescidos de 15 % e das correntes apresentadas na tabela 01 acima.

Unidade 51P do relé 7UM6215 :

$$I_p = \frac{18750 \text{ KVA}}{\sqrt{3} \times 13.8 \text{ KV}} \times 1.15 = 902.01 \text{ A} \quad (03)$$

Unidade 51G do relé 7UM6215 :(Para Defeitos à Terra) :

Adota-se o valor de 10 % do valor obtido para os defeitos fase-fase.

Logo :

$$I_p \text{ (Defeitos à terra)} = 90.01 \text{ A}$$

Na tabela 02 a seguir são apresentados os valores de partida para os relés que deverão enxergar defeitos 3F e 1F no final dos alimentadores de 13.8 KV com a devida coordenação e tentando sempre que possível enxergar defeitos no setor de 480 V também. A mneor contibuição ocorre para um defeito na barra 1010 com uma contibuição de 2131 A para um defeito dupla –fase.

Tabela 02 – Partidas e Relações para Defeitos nos cabos de 13.8 KV

Relé	Partida Fase (A) Ip – C. Primária	Partida à Terra(A) Ip – C. Primária	Icc - Fase	Icc-Terra	M Fase	M Terra	TD-F	TD-T
7UM6215(Gerador)	902.01 A	90.20 A	2131 A	198 A	2.36	2.19	0.72	4.7
7SJ6215-Alimentador								
K03	24.05 A	2.405 A	2131 A	198 A	88.6	82.32	0.52	4.49
K04	144.33 A	14.43 A	2131 A	198 A	14.76	13.72	0.08	1.385
K05	96.22 A	9.622 A	2131 A	198 A	22.14	20.57	0.12	1.883
K06	104.59 A	10.45 A	2131 A	198 A	20.37	18.94	0.11	1.771
K07	144.33 A	14.433 A	2131 A	198 A	14.76	13.71	0.08	1.385
K08	31.37 A	3.13 A	2131 A	198 A	67.93	63.25	0.39	3.92
K09	24.05 A	2.405 A	2131 A	198 A	88.6	82.32	0.52	4.49
K10	146.42 A	14.64 A	2131 A	198 A	14.55	13.52	0.08	1.385
K11	144.33 A	14.43 A	2131 A	198 A	14.76	13.72	0.08	1.385
K12	332.18 A	33.21 A	2131 A	198 A	6.41	5.96	0.05	0.759
K12.2	96.22 A	9.622 A	2131 A	198 A	22.14	20.57	0.12	1.883

Onde :

Icc – Corrente de Defeito Primário tirado do estudo de Curto – Circuito.

M – Relação entre Icc/Ip para uso nas fórmulas definidas em catálogo.

TD-F – Time dial dos relés mantendo um tempo de 80 ms para um defeito entre fases no final dos Cabos e um acréscimo de 40 ms para o relé do gerador.

TD- T – Time dial dos relés mantendo um tempo de 350 ms para um defeito à terra no final dos Cabos e um acréscimo de 200 ms para o relé do gerador.

De acordo com as tabelas acima ajustam-se as curvas dos relés de transformadores, interligação e ramais de 13.8 KV da seguinte forma :

●● (Cubículos K03 a K12) :

- Defeito entre fases : Unidade 51P1 do relé 7UM6215 do gerador devidamente coordenados com os relés dos alimentadores (7SJ6125). – Figura 1.1.4.1
- Defeitos à terra : Unidade 51G1 dos relé 7UM6215 e dos relés dos alimentadores para defeitos 1F na barra 10111 do cubículo K09 – Figura 1.1.4.2

1.1.2 – Proteção do Gerador TG01.

Esse gerador está conectado a barra 10001 no ano de 2009. A seguir é apresentada a lista de funções de proteção a serem ajustadas.

- **Função 50/51V** : Enxergar defeitos 3F na barra 10011.
- **Função 27** : Enxergar defeitos 1F na barra 10011.
- **Função 51P** : Enxergar defeitos 3F no setor de 13.8 KV da Usina na forma de retaguarda e coordenada com as demais proteções da mesma.
- **Função 51-N**: Enxergar defeitos 1F no setor de 13.8 KV da Usina na forma de retaguarda e coordenada com as demais proteções da mesma.
- **Função 46** : Detectar defeitos de alta – impedância externos ao gerador.
- **Função 21** : Enxergar defeitos entre fases no setor de 13.8 KV em forma de retaguarda das demais proteções do sistema.
- **Função 32** : Motorização do gerador.
- **Função 40** : Perda de Excitação do Gerador.
- **Função 87** : Proteção Diferencial do Gerador.
- **Função 50/51 GN** : Falha à terra no Estator e retaguarda de falta à terra no setor de 13.8 KV.

$$\text{RTC – Fase} = 1000 / 5A = 200/1.$$

$$\text{RTC-Neutro} = 100/5 A = 20/1.$$

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

- **Função 50/51V :**

Do estudo de curto – circuito têm-se a seguinte contribuição para os defeitos entre fases na barra 10015 de 13.8 KV através do gerador :

$$I_{cc2F} = 3897 \text{ A.}$$

Enable Voltage Restraint : No.

Phase Overcurrent PickUP = 4.51 A

Curve Shape = IEC – Normal Inverse.

Overcurrent Curve Multiplier = 2.36

- **Função 27 :**

Do estudo de curto – circuito têm-se a seguinte contribuição para os defeitos entre fases na barra 10111 de 480 V e na barra 10018 de 13.8 KV através do gerador com sua respectiva tensão :

$$V = 7812 \text{ V. (Na barra 10111) – Alarme.}$$

$$V = 4003 \text{ V(Na barra 10018) – Trip.}$$

Undervoltage Alarm PickUp $V < = 7812/120 = 65.1 \text{ V}$

Undevoltage Alarm Delay : 0.8 s

Undervoltage Trip PickUp $V << : 4003/120 = 33.35 \text{ V}$

Undevoltage Trip Delay : 0.35 s

- **Função 51N-2 :**

Do estudo de curto – circuito têm-se a seguinte contribuição para os defeitos à terra nos motores e coordenado com a proteções dos mesmos :

$I_{cc1F} = 225 \text{ A}$. – A máxima corrente circulando no neutro do gerado é 200 A.

PickUP(51P-2) = $200 / 20 = 10 \text{ A}$

Time Dial - Ajuste de tempo(51N-2) = 0.28

Curva de Tempo Definido

- **Função 46 :**

Essa função irá enxergar a menor contribuição para defeitos assimétricos no sistema na qual o gerador poderá contribuir. A respectiva temporização deverá se alta o suficiente para a posterior coordenação com as demais proteções. De todas as barras simuladas no estudo de curto-circuito a menor contribuição de seqüência negativa se dá para um defeito 1F na barra 10111 de 480 V interna a Usina. Como esse ajuste se baseia na FLC do gerador e o mesmo tem um valor de 1987,2 A ajusta-se aqui para um valor baixo com uma alta temporização.

PickUP(46) = 5 % de FLA = $99.36 \text{ A} / 200 / 5 = 4 \%$

Timer da função(46) = 3s.

Curva de Tempo Definido

- **Função 32 :**

Essa função não deverá ser abilitada pois como não existe operação em paralelo e nem outro gerador operando em conjunto não tem-se como abilitar essa função.

- **Função 40 :**

Esses ajustes estão apresentados na tabela.

- **Função 87 :**

Os ajustes dessa função estão apresentados na tabela.

- **Função 50/51 GN :**

Para a função 50GN enxergar um defeito interno no gerador toma-se um defeito à terra na barra 10001 ou 10002 do estudo de curto-circuito.

Para defeitos internos no gerador adota-se 10 % da máxima corrente de neutro que é de 200 A.

Ground Overcurrent Trip PickUp : $200/20 \times (0.1) = 1 \text{ A}$

Curve Shape : Definite Time

Overcurrent Curve Multiplier : 0.28 s

Na condição de alarme adota-se o valor de 70% do valor acima com uma temporização de 0.65s.

●● Defeitos entre Fases na Barra de 13.8 KV da UTE Paranapanema :

Para esse tipo de defeito vamos ajustar a unidade 50P do gerador enxergar o mesmo.

Idefeito = 3917 A.

Ajuste (50P) = $3917 / 200 = 19.58$ A

Ajuste de Tempo = 130 ms.

●● Defeitos à Terra na Barra de 13.8 KV da UTE Paranapanema :

Idefeito = 198 A.

Ajuste (50N) = $198 / 20 = 9.9$ A

Timer(50N) = 150 ms.

●● Ajuste da Função 59 para defeitos à terra no setor de 13.8 KV :

(Função 59) = 7639 V.

Ajuste (59N) = $7639 / 120 = 63.65$ V

Timer(59N) = 350 ms.

1.1.3 - Proteção dos Motores de 13.8 KV - Relé 7UM6215.

1.1.3.1 – Cubículos +K12.4 e + K12.5 :

● Motores dos Cubiculos :

RTC = 400/5A.

RTC – Neutro = 100 /5A.

1.1.3.2 – Proteções de Corrente :

- **Funções 50 e 50G :**

Do catálogo do relé usam-se os valores de 11.7 do FLC.

$I_{Pick} - UP = 11.7 \times FLC(\text{Full Load Current}).$

Dos catálogos dos motores têm-se : $1CV = 735,5 \text{ W}$

$I_{partida}(+K12.4 \text{ e } + K12.5) = 11.7 \times (277.57) = 3247,59 \text{ A} .$

Short – Circuit Trip : (50P)

$5743 / 80 = 71.78 \text{ A}$

Time Delay(50P) = 35 ms.

Ground Fault :

Do estudo de curto têm-se : 7780 A de corrente de defeito fase-terra.

Logo :

$(50G) = 7780 / 20 = 389 \text{ A}.$

Time Delay(50G) = 55 ms.

- **Função de Desbalanço de Corrente (46) :**

A proteção de desbalanço de corrente deverá proteger o motor contra desbalanços de corrente adicionando e detectando correntes de falta assimétricas com magnitudes menores do que a maior corrente de carga. Considerando-se a máxima corrente I_2 suportada pela motor em 10 % da corrente nominal e considerando-se que o motor deve suportar a relação $I_2/I_n = 1$ por um tempo de 15 s, têm-se os seguintes ajustes :

1 – Estágio :

$$I_{2>} = 10\% \cdot \frac{277.57A}{60} = 0.462A / I_N(5 A) = 9.2 \%$$

TAlarm = 5s.

2 – Estágio :

$$I_{2>>} = 60\% \cdot \frac{277.57A}{60} = 2.77A / I_N(5A) = 55,5 \%$$

TI2 >> = 1s.

• **Função de Proteção para Partida Prolongada (48) :**

A proteção para partida prolongada deverá proteger o motor contra alta correntes e durante tempos longos. O ajuste de pick-up deverá estar acima da máxima corrente de carga do motor e abaixo da mínima corrente de partida devendo ser calculada como uma média dessas duas correntes. Com uma tensão mínima disponível para a partida de 80 % da tensão nominal a mínima corrente de partida deverá ser também em torno de 80% da corrente nominal . Logo :

1 – Partida :

$$I_{\text{pick-up}} = \frac{277.57 + (0.8 \times 3247.59A)}{2 \times 60} = 23.96A$$

Tstartup = 30 s.

T rotor bloqueado = 42 s.

- **Função Térmica (49).**

fator K será definido pela fórmula :

$$K = f_s \cdot \frac{I_{\text{nominal do motor}}}{I_{\text{primário do TC}}} = 1.15 \times \frac{277.57}{400} = 0.798$$

Onde : f_s = fator de serviço do motor.

1.1.4 - Curvas de Ajustes.

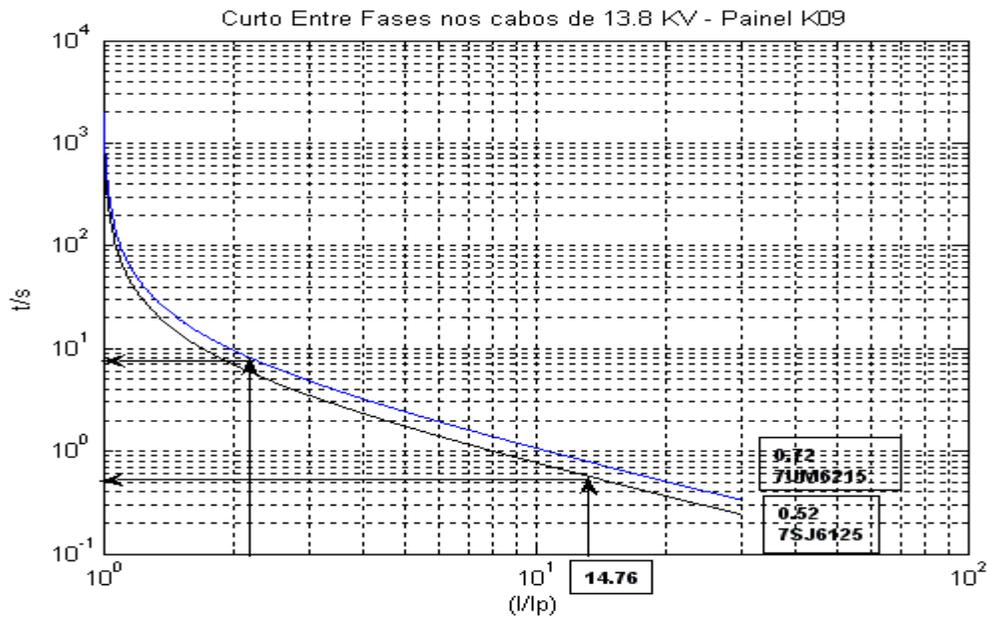


Figura 1.4.1.1 – Curvas para defeitos entre fases nos cabos de 13.8 KV

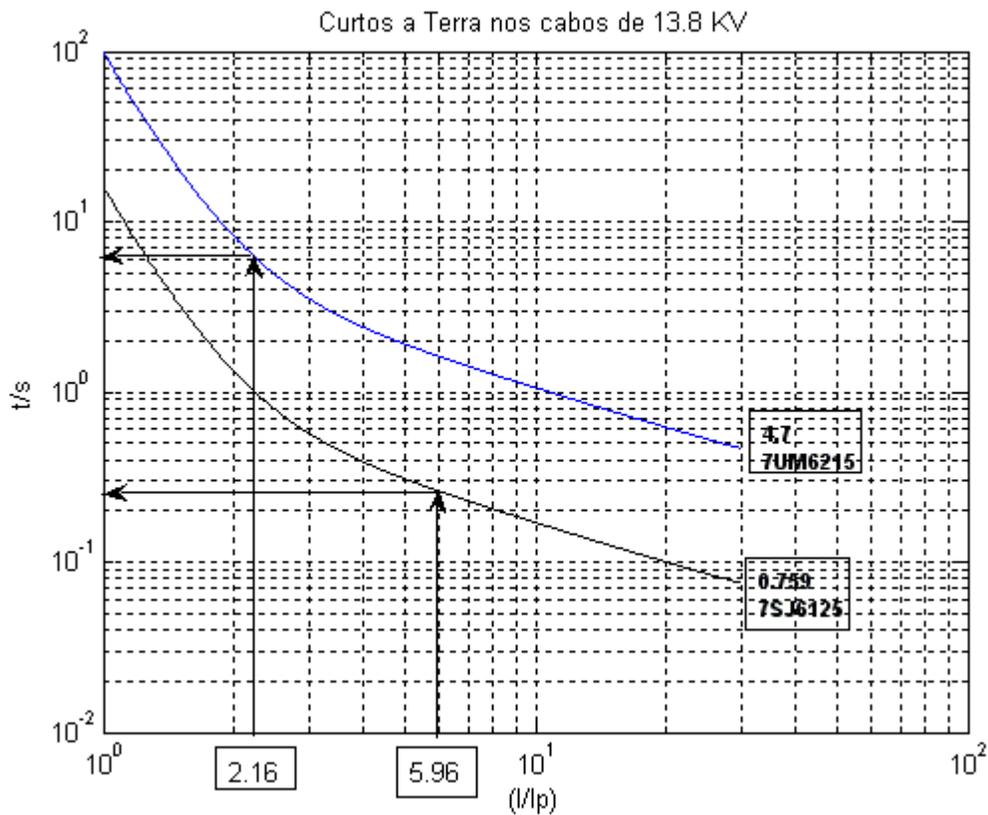


Figura 1.4.1.2 – Curvas para defeitos à terra nos cabos de 13.8 KV

1.1.5 - Tabelas de Ajustes :

7SJ6125	TC		Unidade 51P			Unidade 51G			Unidade 50P1		Unidade 50G1	
	FA	G	PV	CT	TD	PV	CT	TD	PV	TD	PV	TD
Cub.												
K03	40/1	40/1	0.6	IEC-NI	0.52	0.25	A-NI	4.49	97.92 A	0.03s	4.95 A	0.07s
K04	40/1	40/1	3.6	IEC-NI	0.08	0.36	A-NI	1.38	97.92 A	0.03s	4.95 A	0.07s
K05	40/1	40/1	2.4	IEC-NI	0.12	0.25	A-NI	1.88	97.92 A	0.03s	4.95 A	0.07s
K06	40/1	40/1	2.61	IEC-NI	0.11	0.26	A-NI	1.77	97.92 A	0.03s	4.95 A	0.07s
K07	40/1	40/1	3.6	IEC-NI	0.08	0.36	A-NI	1.38	97.92 A	0.03s	4.95 A	0.07s
K08	40/1	40/1	0.78	IEC-NI	0.39	0.25	A-NI	3.92	97.92 A	0.03s	9.9 A	0.07s
K09	20/1	20/1	1.2	IEC-NI	0.52	0.25	A-NI	4.49	175.00 A	0.03s	9.9 A	0.07s
K10	40/1	40/1	3.66	IEC-NI	0.08	0.36	A-NI	1.38	97.92 A	0.03s	4.95 A	0.07s
K11	40/1	40/1	3.6	IEC-NI	0.08	0.36	A-NI	1.38	97.92 A	0.03s	4.95 A	0.07s
K12	60/1	60/1	5.53	IEC-NI	0.05	0.55	A-NI	0.76	65.28 A	0.03s	3.3 A	0.07s
K12.2	60/1	60/1	1.6	IEC-NI	0.12	0.25	A-NI	1.88	65.23 A	0.03s	3.3 A	0.07s

Onde : PV = PickUP value.

CT = Curve Type.(IEC – NI e A-NI(ANSI Normal Inverse).

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.

RELÉ 7UM6215 do Gerador TG- 01	
27	2008
Undervoltage PickUP V<	33.4 V
Time Delay T	0.35 s
46	
Permissible Negative Sequence (I2/In)	5 %
Time Delay Talarm	3s
Definite time trip stage I2>>In	16 %
Time Delay TI2 >>	1s
87	
Differential Current (Id > In)	0.1
High Current Stage (Id >> In)	2.8
Inrush Stabilization ratio (I2fn/In)	15 %
Harmonic Stabilization ratio InfN/In	20 %
Additional trip time delay T	0.01 s
40	
Condutance Threshold 1	0.20
Inclination Angle α_1	70 graus
Time Delay T	0.05s
Condutance Threshold 2	0.20
Inclination Angle α_2	90 graus
Time Delay T	1.5s
Condutance Threshold 3	1.2
Inclination Angle α_3	110 graus
Time Delay T	0.5s
Undervoltage Blocking V <	10V
32	
Reverse Power trip level	-
Reverse Power trip Delay	-
50/51 GN	
Earth Current Pick UP Iee >	0.7 A
Time Delay T	0.65 s
Earth Current Pick UP Iee >>	1 A
Time Delay T	0.25 s
59	
Overvoltage PickUP V>>	63.6 V
Time Delay T	0.35 s

RELÉ 7UM6215 do Motor dos Cubículos K12.4 e K12.5	
50	2008
Overcurrent I >	71.78 A
Time Delay T	0.03 s
50GS	
Overcurrent I >	389 A
Time Delay T	0.055 s
46	
Permissible Negative Sequence (I2/In)	7%
Time Delay Talarm	5s
Definite time trip stage I2>>In	42 %
Time Delay TI2 >>	1s
48	
Motor Starting Current Is/In	1.87
Starting Current Pickup Is/In	3.00
Permissible Starting Time Ts	30s
Permissible locked rotor time T	42s
49	
Factor K	0.79
Time Constant	1512s
Alarm Overtemperature	95 %
Overcurrent Alarm Stage Ialarm	3.98 A
Limit Current Ilimim	20.8 A
27	2007
Undervoltage PickUP V<	92 V
Time Delay T	1.5 s
59	2007
Overvoltage PickUP V >	132 V
Time Delay T	1.5 s
59N	2007
Displacement Voltage Vo >	14.5 V
Time Delay T	0.35s

1.1.6 - Comentários e Conclusões.

- O estudo está literalmente desenvolvido nas proteções de fabricação SIEMENS que fazem parte do novo arranjo da planta. Não foram feitas portanto nenhuma análise das curvas e ajustes da parte existente da mesma.
- Os respectivos ajustes das funções térmicas do gerador e dos motores foi feita de forma padrão pela falta de informações obtidas no catálogo do fabricante onde não se disponibilizam as constantes de aquecimento e resfriamento.
- Não foram feitos os estudos de load-flow da planta que pudessem garantir a correta partida dos motores de 4.14 KV frente a operação do gerador TG1 na condição ilhada da planta.