

1 - Introdução.

O presente trabalho tem por objetivo apresentar os ajustes para as proteções da planta da UTE Rafard em 138 KV/13.8 KV referentes as proteções de sua parte interna, tomando como referência os desenhos Diagrama Unifilar SINER Nr. 0061I-001_r3 e EL 1 Y RA 0061I 2002. O escopo de estudo visa apresentar os ajustes das proteções da interligação em 138/13.8 KV feitas pelos Relés 7SJ6245 para a conexão em 13.8 KV, dos relés 7UM6225 para os transformadores TR1 e TR2 de 138/13.8 KV, dos relés 7UM6215 para os geradores TG01 e TG02 e dos relés 7SJ6125 para os alimentadores radiais em 13.8 KV, sendo todos 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 K05, K08 a K20).**
- 1.1.2 – Proteção da Conexão em 13.8 KV - Relé 7SJ6245(Cubículos K02,K06 e K21).**
- 1.1.3 – Proteção dos Transformadores TR1 e TR2 - Relé 7UM6225.**
- 1.1.4 - Proteção dos Geradores TG01 e TG02 - Relé 7UM6215.**
- 1.1.5 – Curvas de Ajustes.**
- 1.1.6 – Tabelas de Ajustes.**
- 1.1.7 - Comentários e Conclusões.**

Para tal será considerada as principais condições operativas a seguir :

Grupo 1 : *Operação em Paralelo de dois geradores de 31,25 MVA da Usina no ano 2009 com as duas linhas de alimentação de 138 KV em operação Normal, ou seja, entrada e saída. Considera-se aqui para efeitos da proteção do paralelo uma demanda contratada de exportação de 25 MW. Essa condição será usada para a obtenção dos ajustes das funções de proteção do paralelo entre os dois sistemas que são as funções 27,59 e 81 por frequência a serem feitas no setor de 13.8 KV.*

Nota 1 : *Para a obtenção das menores correntes de defeito no sistema que abranjam todas as demais , será analisada a condição de operação com somente 01 gerador de 31,25 MVA em paralelo com a rede.*

Nota 2 : *Não foi considerada para efeito de ajustes das proteções em pauta a condição de operação da planta sendo alimentada somente pela concessionária, portanto sem geração interna.*

1.1.1– Relés 7SJ 6125 (Cubículos K05, K08 a K20) – 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 10020 (Cubículo K14) :

Defeitos 2F : 5103 A.

Defeitos 1F : 1567 A .

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 K08 :

$$I_p = \frac{1000 \text{ KVA}}{\sqrt{3} \times 13.8 \text{ KV}} \times 1.15 = 48.10 \text{ A} \quad (01)$$

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) = 4.81 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
K02	02 x 31250 KVA	2614.81 A	261.48 A
K05	01x 500 KVA + 01 x 5000 KVA	264.61 A	26.46 A
K06	Soma de K08 a K21 = 33.2 MVA	1390.24 A	139.02 A
K08	1000 KVA	48.11 A	4.81 A
K09	750 KVA	36.07 A	3.60 A
K10	1500 KVA	72.14 A	7.21 A
K11	Total : 2205 KVA	92.25 A	9.22 A
K12	1500 KVA	72.14 A	7.21 A
K13	750 KVA	36.07 A	3.60 A
K14	02 x 750 KVA	72.14 A	7.21 A
K15	750 KVA	36.07 A	3.60 A
K16	01x 750 KVA + 01 x 225 KVA	46.09 A	4.60 A
K17	01x 750 KVA + 01 x 625 KVA	66.15 A	6.61 A
K18	01x 1000 KVA + 01 x 500 KVA	72.14 A	7.21 A
K19	03x 750 KVA	108.25 A	10.82 A
K20	Total : 2175 KVA	104.64 A	10.46 A
K21	01 x 15 MVA	721.68 A	72.16 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 a curva **IEC – Extremely 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 o defeito na barra se desloque logo para a saída de um dos ramais dos cubículos de 13.8 KV. 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 no ano de 2009. Do estudo de curto – circuito têm-se as seguintes correntes nas barras :

Barra 10002 :

Defeitos 2F : 20.147 A.

Defeitos 1F : 1783 A.

Barra 10014 :

Defeitos 2F : 5734 A.

Defeitos 1F : 1720 A.

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

$$50P1 \text{ (Alimentador K02)} = 11080 / 500 = 22.16 \text{ A}$$

$$50P1 \text{ (Alimentador K05)} = 20147 / 70 = 287.81 \text{ A}$$

$$50P1 \text{ (Alimentador K06)} = 20147 / 200 = 100.73 \text{ A}$$

$$50P1 \text{ (Alimentadores K08 a K20)} = 5734 / 50 = 114.68 \text{ A}$$

$$50P1 \text{ (Alimentador K21)} = 5734 / 160 = 150.61 \text{ A}$$

$$50G1 \text{ (Alimentador K02)} = 295.5 / 20 = 14.77 \text{ A}$$

$$50G1 \text{ (Alimentador K05)} = 1783 / 70 = 25.47 \text{ A}$$

$$50G1 \text{ (Alimentador K06)} = 1783 / 20 = 89.15 \text{ A}$$

$$50G1 \text{ (Alimentadores K08 a K19)} = 1720 / 50 = 34.4 \text{ A}$$

$$50G1 \text{ (Alimentador K20)} = 1720 / 20 = 86 \text{ A}$$

$$50G1 \text{ (Alimentador K21)} = 1720 / 20 = 86 \text{ A}$$

Nota 1A : Os ajustes das unidades 50/50N o relé 7SJ6245 do cubículo K02 deverão enxergar defeitos na barra A de entrada, levando em consideração somente a sua contribuição.

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 1.1.5 figuras 1 e 2 são apresentadas as curvas de coordenação típica para os defeitos 3F e 1F tomando-se a barra 10020(Cubículo K14) como referência. Como partida das unidades 51P e 51G das proteções citadas tomam-se os valores de corrente nominais do Transformador de 138/13.8 KV acrescidos de 15 %.

Unidade 51P do relé 7UM6225 : (Lado de Alta Tensão)

$$I_p = \frac{31250 \text{ KVA}}{\sqrt{3} \times 138 \text{ KV}} \times 1.15 = 150.35 \text{ A} \quad (03)$$

Unidade 51G do relé 7UM6225 :(Para Defeitos à Terra) :

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

Logo :

$$I_p (\text{Defeitos à terra}) = 15.05 \text{ A}$$

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.

Tabela 02 – Partidas e Relações para Defeitos no 13.8 KV – Barra 10020 - Ano de 2009

	Partida Fase (A)	Partida à Terra(A)	Icc	Icc	M	M
Relé	Ip - Corrente Primária	Ip - Corrente Primária	Fase	Terra	Fase	Terra
7UM6225(Alta)	150.35	15.03	140	29	0.93	1.92
7SJ6245(K02)	2614.81	261.4	1620	464	0.619	1.77
7UM6215(Ger)	1503.51	150.3	1328	58	0.88	0.38
7SJ6245(K06)	1390.24	139.02	2946	522	2.11	3.75
7SJ6125(K14)	72.14	7.21	5103	1567	70.73	217.3

Tabela 03 – Partidas e Relações para Defeitos no 13.8 KV – Barra 10008 - Ano de 2009

	Partida Fase (A)	Partida à Terra(A)	Icc	Icc	M	M
Relé	Ip - Corrente Primária	Ip - Corrente Primária	Fase	Terra	Fase	Terra
7UM6225(Alta)	150.35	15.03	538	33	3.57	2.19
7SJ6245(K02)	2614.81	261.4	6210	526	2.37	2.01
7UM6215(Ger)	1503.51	150.3	5088	66	3.38	0.43
7SJ6125(K05)	264.61	26.46	11291	592	42.67	22.37

Onde :

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

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

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

- Para defeitos entre fases e à terra na barra 10020 coordenam- se os relés 7SJ6125 e 7SJ6245 dos cubículos K14 e K06 pois esses são os que possibilitam enxergar esse tipo de defeito.
- O relé 7SJ6245 do cubículo K02 deverá ser coordenado com os relés dos geradores e dos cubículos da barra 10006 para defeitos entre fases pois a versão dos relés 7UM6225 e 7UM 6215 não possuem ajustes para as unidades de terra.

As respectivas curvas de ajustes definidas para essas unidades estão apresentadas no item 1.1.5 e nas tabelas de ajustes dos relés.

1.1.2 - Proteção da Conexão em 13.8 KV - Relé 7SJ6245 do cubículo K02.

1.1.2.1 – Relé do Cubículo K2 :

Avalia-se aqui o uso da função de sobretensão do relé 7SJ6245 localizado no cubículo de 13.8 KV da entrada da barra A para abrir o paralelo entre os sistemas em caso de perda parcial ou total de alimentação de/para a concessionária. Será analisada somente a função de sobretensão pois a versão do relé existente na planta não possui a função 81 por taxa de variação de frequência.

Vai-ser adotar aqui os seguintes valores para o cálculo :

Fator de Potência da Planta antes da perda = 0.8

Fator de Potência da Planta depois da perda = 0.8

X'd(Gerador + Transformador) = 0.14 pu.

H – Constante de Inércia Total(G2)(s) = 7.04 s

Admite-se que a usina em regime nominal de operação alimenta sua carga interna e exporta seu excedente de 25 MW em 2009. No caso de perda parcial ou total em 2009 considera-se portanto um degrau de energia de 25/50 ou 0.5.

Com os dados acima simula-se em software proprietário as condições operativas acima obtendo-se o gráfico da figura 5 do item 1.1.9 Nesse caso vai-se ajustar somente a unidade sobretensão 59 para detectar essa condição operativa e a função 81 de frequência por taxa de variação($\phi f/\phi t$), devendo esses ajustes serem feitos na proteção do cubículo de entrada da Barra A em 13.8 KV.

Logo :

Phase Overvoltage PickUP : $1.045 \times 115 \text{ V} = 120.17 \text{ V}$

Phase Overvoltage PickUP Delay : 80 ms.

1.1.3 – Proteção do Transformadores TR1 e TR2 - Relé 7UM6225

As funções a serem ajustadas serão :

- 87 T – Enxergar defeitos 3F e 1F internos ao transformador.
- 87T-N – Enxergar defeitos à terra de alta impedância internos no setor de 13.8 KV do transformador.
- 50P-1- Enxergar defeitos entre fases na barra A de entrada de 138 KV.
(Conexão no TC de 200/5A do lado de 138 KV).

Para os cálculos abaixo usam-se as seguintes relações de Tc's e demais dados :

RTC(Lado de 138 KV) = 200 / 5A - Classe 10B200.

RTC(Lado de 13.8 KV) = 2000/ 5A - Classe 10B100.

RTC(Lado de 13.8 KV – Neutro do Estrela) = 400/ 5A - Classe 10B100.

Rtc(Resistência Secundária típica dos Tc's) = 0.61 Ω .

Bitola dos cabos secundários (Estimam-se aqui cabos de 4mm²) = 4.61 Ω / km.

Distância estimada entre os painéis e os Tc's = 100m (Ida e Volta).

Nota : Os dados dos Tc's foram tirados da norma IEEE.std C37.110 - 1998

- **Função 87 – T :**

Differential Current (Id > In) : 0.15

High Current Stage (Id >> In) : 4.89

Inrush Stabilization ratio (I2fn/In) : 15 %

Harmonic Stabilization ratio InfN/In : 20 %

Additional trip time delay T : 0.01 s.

● **Função 87 – TN :**

Obtêm-se aqui a máxima corrente de defeito fase-terra no lado de 13.8 KV :

$$I_{ng} = \frac{13.8 \text{ KV}}{\sqrt{3} \times 10} = 796.74 \text{ A}$$

Onde $R_{N1} = 10 \Omega$.

Supõe-se um defeito a 10 % do enrolamento do transformador :

$$I_{def} = 0.1 \times I_{ng} = 79.67 \text{ A}$$

Logo :

$$\text{Differential Current } I_{e-d} / I_n : 79.67 / 1307.4 = 0.0609$$

$$\text{Additional trip time delay } T : 0.45 \text{ s}$$

● **Função 50P-1 :**

Do estudo de curto – circuito têm-se a seguinte contribuição para os defeitos entre fases na barra de entrada 138 KV através do transformador como proteção back-up do diferencial de barras da entrada :

$$I_{cc2F} = 283 \text{ A.}$$

$$\text{Overcurrent } I > : 283 / 40 = 7.07 \text{ A.}$$

$$\text{Time Delay } T : 0.25 \text{ s.}$$

- **Função 50P-2 :**

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

$$I_{cc2F} = 5540 \text{ A.}$$

$$\text{Overcurrent } I > : 5540 / 400 = 13.85 \text{ A.}$$

$$\text{Time Delay } T : 0.25 \text{ s.}$$

- **Função 51P-V :**

Do estudo de curto – circuito têm-se a seguinte contribuição para os defeitos entre fases na barra A de 13.8 KV e no cubículo K05 de acordo com os valores apresentados nas tabelas 01 e 02 :

$$\text{PickUP Overcurrent } I_p : 150.35 / 40 = 3.75 \text{ A.}$$

$$\text{Time Multiplier : } 0.18 \text{ s}$$

Curva tipo IEC – Normal Inverse.

1.1.4 – Proteção dos Geradores TG01 e TG02 – Relé 7UM 6215.

Esse gerador está conectado a barra 10002 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 10002.
- **Função 27** : Enxergar defeitos 1F na barra 10002.
- **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 138 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.

$$\text{RTC – Fase} = 2000 / 5A = 400/1.$$

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

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

- **Função 50/51V** :

Do estudo de curto – circuito têm-se a seguinte contribuição para os defeitos entre fases na barra 10002 de 13.8 KV através do gerador :

$I_{cc2F} = 5199 \text{ A.}$

Enable Voltage Restraint : No.

Phase Overcurrent PickUP = $5199/400 = 12.99 \text{ A}$

Curve Shape = Definite Time.

Overcurrent Curve Multiplier = 0.05

● **Função 27 :**

Do estudo de curto – circuito têm-se a seguinte contribuição para os defeitos à terra na no setor de 13.8 KV através do gerador com sua respectiva tensão :

$V = 2150 \text{ V. (Na barra 10020).}$

$V = 1497 \text{ V(Na barra 10013).}$

Undervoltage Alarm PickUp $V \leq 2150/120 = 17.91 \text{ V}$

Undevoltage Alarm Delay : 0.5 s

Undervoltage Trip PickUp $V \ll : 1497/120 = 12.47 \text{ V}$

Undevoltage Trip Delay : 0.25 s

● **Função 51P :**

Do estudo de curto – circuito têm-se a menor contribuição para os defeitos entre fases nas barras de 13.8 KV dos motores e coordenado com a proteções dos mesmos :

$I_{cc2F} = 5088 \text{ A.}$

PickUP(51V) = $5088 /400 = 12.72 \text{ A}$

Time Dial - Ajuste de tempo(51V) = 0.45

Curva do tipo IEC – Normal Inverse.

Nota : Optou-se nessa condição de se retirar primeiro a concessionária e depois os geradores TG01/TG02.

• **Função 51N-2 :**

Do estudo de curto – circuito têm-se a seguinte contribuição para os defeitos à terra na barra 10020 de 13.8 KV :

$I_{cc1F} = 58 \text{ A}$. – A máxima corrente circulando no neutro do gerador é de 200 A.

$$\text{PickUP}(51P-2) = 58 / 20 = 2.9 \text{ A}$$

$$\text{Time Dial - Ajuste de tempo}(51N-2) = 0.38$$

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 para o ano de 2009 a menor contribuição de sequência negativa se dá para um defeito 1F na barra 10020 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.

$$\text{PickUP}(46) = 5 \% \text{ de FLA} = 99.36 \text{ A} / 500 / 5 = 4 \%$$

$$\text{Timer da função}(46) = 3s.$$

Curva de Tempo Definido

● **Função 32 :**

Essa função deverá enxergar a motorização do gerador em caso de perda da máquina motriz do mesmo. Para geradores desse porte e tipo a Norma IEEE C37.102 – 1987 indica que para turbinas a vapor se use um range de 0.5 a 3 % da potência nominal da máquina.

Logo :

Reverse Power Trip Level = 3 %.

Reverse Power Trip Delay = 15 s.

● **Função 50/51 GN(Proteção de Falha à terra no estator).**

Para a função 50GN enxergar um defeito interno no gerador toma-se um defeito à terra na barra 10002 ou 10003 do estudo de curto-circuito.

Para defeitos internos no gerador adota-se 10 % da máxima corrente de neutro que é de 400 A.

Ground Overcurrent Trip PickUp : $400/20 \times (0.1) = 2 \text{ A}$

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.

1.1.9 - Curvas de Ajustes.

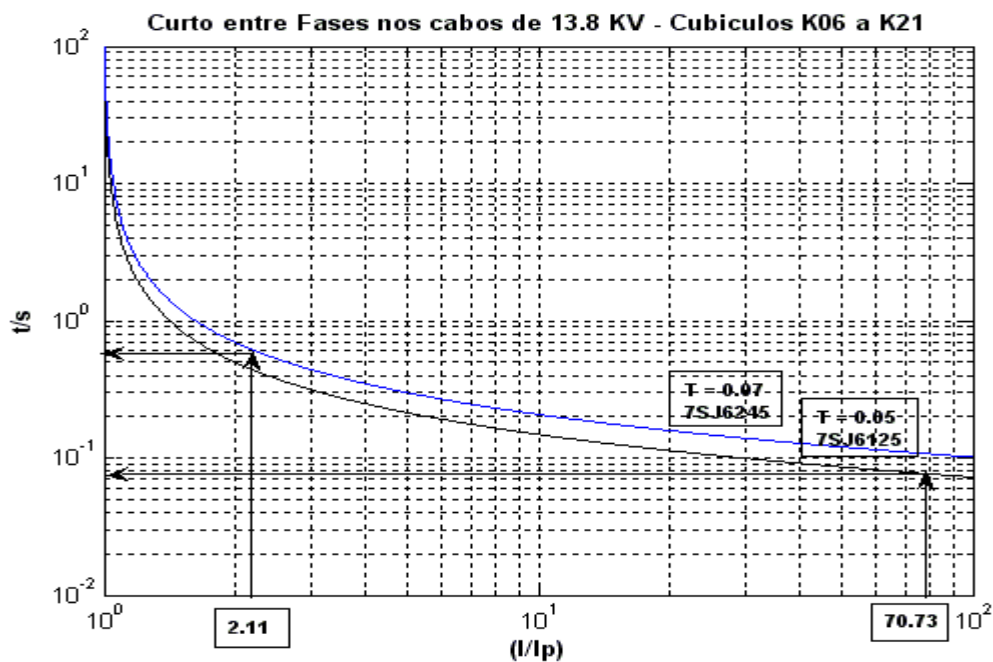


Figura 1 – Curvas de Seletividade para defeitos entre fases nos cubículos de 13.8 KV (Cubículo K14) - Ajuste das Unidades 51P.

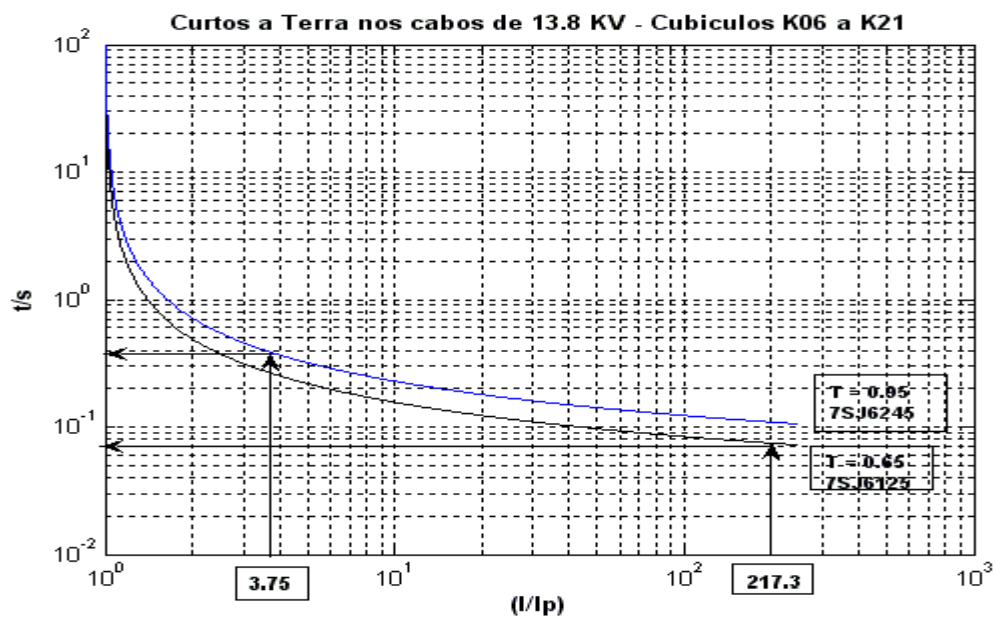


Figura 2 – Curvas de Seletividade para defeitos à terra nos cubículos de 13.8 KV (Cubículo K14) - Ajuste das Unidades 51G.

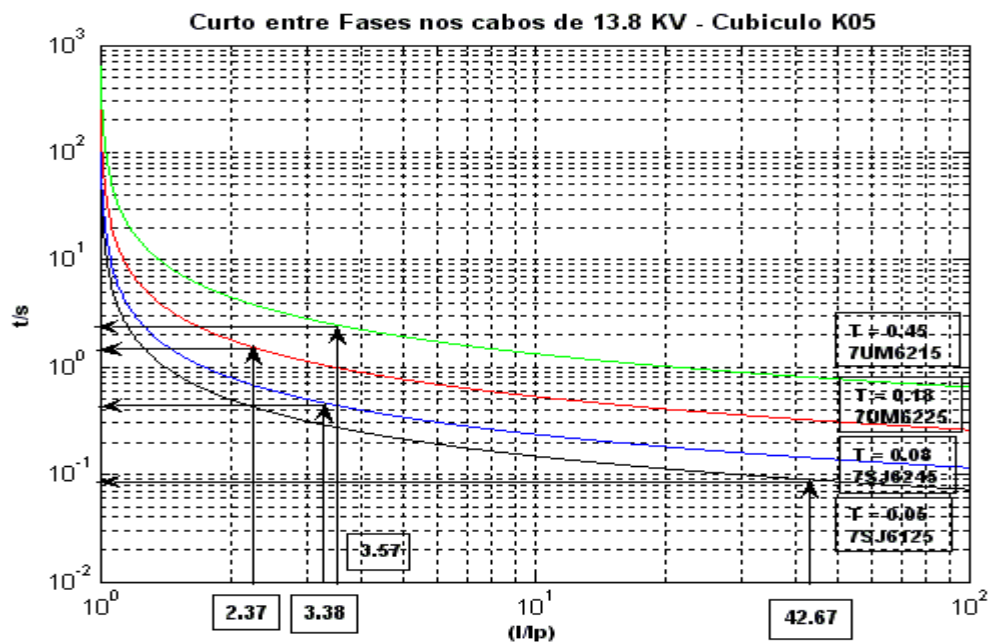


Figura 3 – Curvas de Seletividade para defeitos entre fases nos cubículos de 13.8 KV (Cubículo K05) - Ajuste das Unidades 51P.

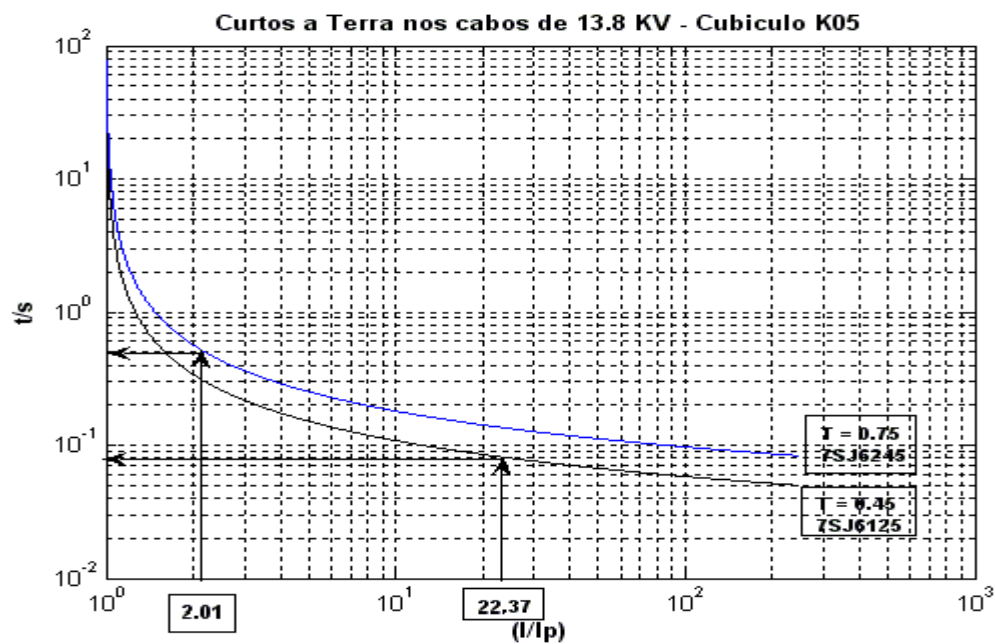


Figura 4 – Curvas de Seletividade para defeitos à terra nos cubículos de 13.8 KV (Cubículo K05) - Ajuste das Unidades 51G.

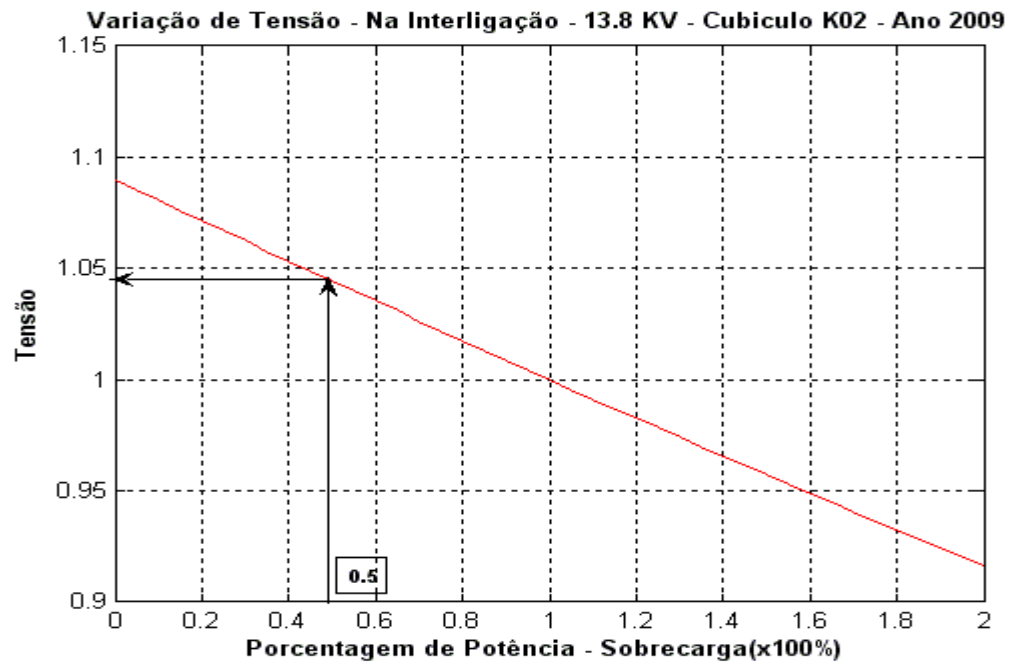


Figura 5 – Variação de Energia para a Proteção da Interligação – 13.8 KV função de sobretensão do relé 7SJ6245 – Cubículo K02.

1.1.8 - Tabelas de Ajustes :

7SJ612 5	TC		Unidade 51P			Unidade 51G			Unidade 50P1		Unidade 50G1	
	FA	G	PV	CT	TD	PV	CT	TD	PickUP	TD	PickUP	TD
Cub.												
K02(*)	500/1	20/1	5.22	IEC-NI	0.08	13	IEC-EI	0.75	22.16	0.03	14.77	0.04
K05	70/1	70/1	3.78	IEC-NI	0.05	0.37	IEC-EI	0.45	287.1	0.03	25.47	0.04
K06(*)	200/1	20/1	6.95	IEC-NI	0.07	6.95	IEC-EI	0.65	100.73	0.03	89.15	0.04
K08	50/1	50/1	0.96	IEC-NI	0.05	0.09	IEC-EI	0.05	114.6	0.03	34.4	0.04
K09	50/1	50/1	0.72	IEC-NI	0.05	0.07	IEC-EI	0.05	114.6	0.03	34.4	0.04
K10	50/1	50/1	1.44	IEC-NI	0.05	0.14	IEC-EI	0.05	114.6	0.03	34.4	0.04
K11	50/1	50/1	1.84	IEC-NI	0.05	0.18	IEC-EI	0.05	114.6	0.03	34.4	0.04
K12	50/1	50/1	1.44	IEC-NI	0.05	0.14	IEC-EI	0.05	114.6	0.03	34.4	0.04
K13	50/1	50/1	0.72	IEC-NI	0.05	0.07	IEC-EI	0.05	114.6	0.03	34.4	0.04
K14	50/1	50/1	1.44	IEC-NI	0.05	0.14	IEC-EI	0.05	114.6	0.03	34.4	0.04
K15	50/1	50/1	0.72	IEC-NI	0.05	0.07	IEC-EI	0.05	114.6	0.03	34.4	0.04
K16	50/1	50/1	0.92	IEC-NI	0.05	0.09	IEC-EI	0.05	114.6	0.03	34.4	0.04
K17	50/1	50/1	1.32	IEC-NI	0.05	0.13	IEC-EI	0.05	114.6	0.03	34.4	0.04
K18	50/1	50/1	1.44	IEC-NI	0.05	0.14	IEC-EI	0.05	114.6	0.03	34.4	0.04
K19	50/1	50/1	2.16	IEC-NI	0.05	0.21	IEC-EI	0.05	114.6	0.03	34.4	0.04
K20	50/1	20/1	2.09	IEC-NI	0.05	0.52	IEC-EI	0.05	114.6	0.03	86	0.04
K21(*)	160/1	20/1	4.51	IEC-NI	0.05	3.6	IEC-EI	0.05	150.61	0.03	86	0.04

Onde : PV = PickUP value.

CT = Curve Type.

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.

Nota 3 : Nos cubículos K02,K06 e K21 estão sendo usados os relés do tipo 7SJ6245.

RELÉ 7SJ6245 DO CUBICULO K02	
Função ANSI	ANO
50	2009
I>>> PickUP	22.16 A
Curva	0.03 s
50N	
IEp>>> PickUP	14.77 A
Curva	0.04 s
59	
Pick - UP	120.17 V
TD	0.08 s
51 P	
Ip > Pick - UP	5.22 A
IEC Curve	Normal Inverse
T Ip Time Dial	0.08 s
51 N	
IEp > Pick - UP	13.07 A
IEC Curve	Extremely Inverse
T Ip Time Dial	0.75 s

RELÉ 7SJ6245 DO CUBICULO K06	
Função ANSI	ANO
50	2009
I>>> PickUP	100.73 A
Curva	0.03 s
50N	
IEp>>> PickUP	89.15 A
Curva	0.04 s
59	
Pick - UP	-
TD	-
51 P	
Ip > Pick - UP	6.95 A
IEC Curve	Normal Inverse
T Ip Time Dial	0.07 s
51 N	
IEp > Pick - UP	6.95 A
IEC Curve	Extremely Inverse
T Ip Time Dial	0.65 s

RELÉ 7SJ6245 DO CUBICULO K21	
Função ANSI	ANO
50	2009
I>>> PickUP	150.61 A
Curva	0.03 s
50N	
IEp>>> PickUP	86 A
Curva	0.04 s
59	
Pick - UP	-
TD	-
51 P	
Ip > Pick - UP	4.51 A
IEC Curve	Normal Inverse
T Ip Time Dial	0.05 s
51 N	
IEp > Pick - UP	3.6 A
IEC Curve	Extremely Inverse
T Ip Time Dial	0.05 s

RELÉ 7UM6225 do Trafo TR1/TR2	
50P1	2009
Overcurrent I >	7.07 A
Time Delay T	0.35 s
50P2	
Overcurrent I >	13.85 A
Time Delay T	0.25 s
51P-V	
PickUP Overcurrent Ip	3.75 A
Time Multiplier	0.18
Curve	IEC - NI
Undervoltage Release U<	-
87-T	
Differential Current (Id > In)	0.15
High Current Stage (Id >> In)	4.89
Inrush Stabilization ratio (I2fn/In)	15 %
Harmonic Stabilization ratio InfN/In	20 %
Additional trip time delay T	0.01 s
51 GN	
Earth Current Pick UP Iee >	0.72 A
Time Delay T	0.45 s
Earth Current Pick UP Iee >>	0.99 A
Time Delay T	0.28 s

RELÉ 7UM6215 do Gerador TG – 01/TG-02	
27	2009
Undervoltage PickUP V<	17.91 V
Time Delay T	0.5 s
Undervoltage Pick UP V<<	12.47 V
Time Delay T	0.25 s
46	
Permissible Negative Sequence (I2/In)	2.5 %
Time Delay Talarm	5 s
Definite time trip stage I2>>In	4 %
Time Delay TI2 >>	3 s
87	
Differential Current (Id > In)	0.1
High Current Stage (Id >> In)	2.78
Inrush Stabilization ratio (I2fn/In)	15 %
Harmonic Stabilization ratio InfN/In	20 %
Additional trip time delay T	0.01 s
40	
Condutance Threshold 1	0.13
Inclination Angle α1	70 graus
Time Delay T	0.05s
Condutance Threshold 2	0.117
Inclination Angle α2	90 graus
Time Delay T	1.5s
Condutance Threshold 3	1.2
Inclination Angle α3	110 graus
Time Delay T	0.5s
Undervoltage Blocking V <	2V
32	
Reverse Power trip level	3 %
Reverse Power trip Delay	15 s
51 N	
Earth Current Pick UP Iee >	2.9 A
Time Delay T	0.58 s
Earth Current Pick UP Iee >>	30.1 A
Time Delay T	0.28 s
64 Falha a Terra no Estator	
Uo > Pick UP	-
3Io > Pick UP	2 A
Angle for Direction Determination	15 graus
T S/E/F Time Delay	0.28 s
51P	
I _p Pick UP	3.75 A
T I _p Time Dial	0.45 s
IEC Curve	IEC - NI

1.1.9 - 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(Geradores TG01 e TG02) foram feitas de forma padrão pela falta de informações obtidas no catálogo do fabricante onde não se disponibilizam as constantes de aquecimento e resfriamento.