

1 - Introdução.

O presente trabalho tem por objetivo apresentar os ajustes para as proteções da planta da UTE Costa Pinto em 138 KV/13.8 KV referentes as proteções de sua parte interna, tomando como referência o desenho Diagrama Unifilar SINER Nr. 00591-001_r3.

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, TG02 e TG03 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 K09 a K28).

1.1.2 – Proteção da Conexão em 13.8 KV - Relé 7SJ6245 (Cubículos K02, K06 e K11).

1.1.3 – Proteção dos Transformadores TR1 e TR2 - Relé 7UM6225.

1.1.4 - Proteção dos Geradores TG01, TG02 e TG03 - 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 três 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(TG01). Para efeito da proteção do paralelo entre os dois sistemas será suposta a condição de que a gerador TG01 será considerado somente para exportar os 25 MW citados operando em separado dos geradores TG02 e TG03 e do resto da planta através do disjuntor do cubículo K04 aberto.*

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 K09, K10,K13 a K28) – 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 10023 :

Defeitos 2F : 5483 A.

Defeitos 1F : 1635 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 K13 :

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

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)	I_p (A) - Primário	I_p (A)-Primário
K02	01 x 31.25 MVA	1503 A	150.3 A
K04	01 x 31.25 MVA	1503 A	150.3 A
K06	01 x 31.25 MVA	1503 A	150.3 A
K09	01x 500 KVA + 01 x 5000 KVA	264.61 A	26.46 A
K10	01x 500 KVA + 01 x 5000 KVA	264.61 A	26.46 A
K11	1000 A	1150 A	115 A
K13	1000 KVA	48.11 A	4.81 A
K14	1000 KVA	48.11 A	4.81 A
K15	2000 KVA	96.22 A	9.62 A
K16	01x 1000 KVA + 01 x 1500 KVA	120.28 A	12.02 A
K17	1500 KVA	72.14 A	7.21 A
K18	01x 1000 KVA + 01 x 1000 KVA	96.22 A	9.62 A
K19	01x 1500 KVA + 01 x 1500 KVA	144.33 A	14.43 A
K20	01x 1000 KVA + 01 x 1000 KVA	96.22 A	9.62 A
K21	1000 KVA	48.11 A	4.81 A
K22	01x 1500 KVA + 01 x 1500 KVA	144.33 A	14.43 A
K23	01x 1000 KVA + 01 x 1500 KVA	120.28 A	12.02 A
K24	1000 KVA	48.11 A	4.81 A
K25	02x 300 KVA + 01 x 225 KVA	39.69 A	3.96 A
K26	1500 KVA	72.14 A	7.21 A
K27	02 x 1000 KVA	96.22 A	9.62 A
K28	(600 + 1275 +1229,5) KVA	149,36 A	14,93 A
K29	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 10014 :

Defeitos 2F : 5826 A.

Defeitos 1F : 1722 A.

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

$$50P1 \text{ (Alimentador K02)} = 5826 / 400 = 14.56 \text{ A}$$

$$50P1 \text{ (Alimentador K04)} = 5826 / 400 = 14.56 \text{ A}$$

$$50P1 \text{ (Alimentador K06)} = 5826 / 400 = 14.56 \text{ A}$$

$$50P1 \text{ (Alimentadores K09 e K10)} = 5826 / 70 = 83.22 \text{ A}$$

$$50P1 \text{ (Alimentador K11)} = 5826 / 400 = 14.56 \text{ A}$$

$$50P1 \text{ (Alimentador K13 a K28)} = 5826 / 50 = 116.52 \text{ A}$$

$$50P1 \text{ (Alimentador K29)} = 5826 / 160 = 36.41 \text{ A}$$

$$50G1 \text{ (Alimentador K02)} = 1722 / 20 = 86.1 \text{ A}$$

$$50G1 \text{ (Alimentador K04)} = 1722 / 400 = 4.3 \text{ A}$$

$$50G1 \text{ (Alimentador K06)} = 1722 / 20 = 86.1 \text{ A}$$

$$50G1 \text{ (Alimentadores K09 e K10)} = 1722 / 70 = 24.6 \text{ A}$$

$$50G1 \text{ (Alimentador K11)} = 1722 / 20 = 86.1 \text{ A}$$

$$50G1 \text{ (Alimentador K13 a K27)} = 1722 / 70 = 24.6 \text{ A}$$

$$50G1 \text{ (Alimentador K28)} = 1722 / 20 = 86.1 \text{ A}$$

$$50G1 \text{ (Alimentador K29)} = 1722 / 160 = 10.76 \text{ A}$$

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 10023 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 (Defeitos à terra) = 15.05 A

Na tabela 02 a seguir são apresentados os valores de partida para os relés que deverão enxergar defeitos 2F 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 10023 - Ano de 2009

	Partida Fase (A)	Partida à Terra(A)	Icc Fase	Icc Terra	M Fase	M Terra
Relé	I_p - Corrente Primária	I_p - Corrente Primária				
7UM6225(Alta)	150.35	15.03	160	32	1.06	2.12
7SJ6245(K02,K04 e K06)	1503.51	150.3	922	242	0.613	1.61
7SJ6245(K11)	1150	115	3166	545	2.75	4.73
7UM6215(TG01,02,03)	1503.51	150.3	1323	61	0.879	0.4
7SJ6125	264.61	26.46	5483	1635	20.72	61.79

Nota 1C: Pelos valores apresentados acima a coordenação para o menor defeito no setor de 13.8 KV da Usina deverá ser feita entre as proteções do próprio alimentador da barra 10023, do relé do cubículo K11 e da parte da alta tensão do transformador. Para os defeitos à terra os ajustes da proteção 50 N do relé 7UM6225 deverá ser feita por tempo definido.

Onde :

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

M – Relação entre Icc/ I_p 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 10023 coordenam- se os relés 7SJ6125 deste alimentador e os relés 7SJ6245 dos cubículos K11 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 dos cubículos K02, K06 e K11.

Avalia-se aqui o uso da função de sobretensão do relé 7SJ6245 localizado no cubículos de interligação do setor de 13.8 KV da planta como um todo, para para abrir o paralelo entre os sistemas em forma de back-up do relé 7SJ6245 conectado no setor de 138 KV da planta 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

$X'd(TG01 // TG02 // TG03) = 0.069 \text{ pu.}$

$H - \text{Constante de Inércia Total}(TG01+TG02 +TG03)(s) = 10.56 \text{ s}$

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 25/75 ou 33,3 %.

Com os dados acima simula-se em software proprietário as condições operativas acima obtendo-se o gráfico da figura 3 e 4 do item 1.1.5. Nesse caso vai-se ajustar somente a unidade sobretensão 59 para detectar essa condição operativa pois o relé em pauta não possui a função de frequência por taxa de variação($\phi f/\phi t$). Entretanto fica a sugestão de ajustes para a função de taxa. Com relação aos tempos essa função será um back-up do relé 7SJ6245 localizado no 138 KV.

Logo :

U >> PickUP : $1.015 \times 115 \text{ V} = 116.72 \text{ V}$

T U>> Time Dial : 350 ms.

F >> Pick UP(taxa) = 0.98 Hz/s.

T F>> Time Dial : 350 ms.

1.1.3 – Proteção dos 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) = 4.61Ω / 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 :

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

Additional trip time delay T : 0.45 s

• **Função 50P-1 : (0012)**

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 :

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

I_{ee1} = Essa função deverá ser conectada ao primário do transformador.

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

$$T I > \text{Time Delay} : 0.65 \text{ s.}$$

$$\text{Undervoltage Seal – In Pick Up} : 39837 \text{ V} / 1200 = 33.19 \text{ V}$$

Para os defeitos 1F na barra de 138 KV vai-se complementar os ajustes acima com a função 27 ajustada da seguinte forma : (Função 0040 no relé 7UM6225).

V(Icc1F na barra de 138 KV e verificando as barras 12302 e 12317) = 5357 V.

U << Pick UP = 5357 / 1200 = 4.46 V.

T U<< Time Delay = 0.65 s.

● **Função 50 P2 : (0013).**

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 no lado de 13.8 KV :

Icc2F = 6630 A.

Iee2 = Essa função deverá ser conectada ao secundário do transformador.

I >> Pick Up : 6630 / 400 = 16.57 A.

T I>> Time Delay : 0.15 s.

Phase Direction : Forward.

Line Angle : 80 graus.

- **Função 51P-V : (0014).**

Do estudo de curto – circuito têm-se a seguinte contribuição para os defeitos entre fases no circuito de 13.8 KV conectado a barra 10023.

I_{ee1} = Essa função deverá ser conectada ao primário do transformador.

I_p PickUp = $150.35 / 40 = 3.75$ A.

T I_p Time Dial = 0.18

IEC Curve = Normal Inverse.

Voltage Influence = Voltage Restraint.

1.1.4 – Proteção dos Geradores TG01,TG02 e TG03 – Relé 7UM 6215.

Esses geradores estão conectados 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/2F na barra A e B de 13.8 KV e enxergar um defeito 3F/2F nos cabos de 13.8 KV em forma de retaguarda das demais proteções.
- **Função 27** : Enxergar defeitos 1F no sistema de 13.8 KV da usina em forma de retaguarda das demais proteções existentes.
- **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 32** : Motorização 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 50/51 P e 51G : (Função 0012 , 0013 e 0051).**

Função 0012 :

Do estudo de curto – circuito têm-se a seguinte contribuição para os defeitos entre fases nas barras A e B de 13.8 KV :

$$I > \text{PickUP} = 1405/400 = 3.51 \text{ A}$$

$$T I > \text{Time Delay} = 0.250 \text{ s}$$

Função 0013 :

Defeito 2F na barra 10023 de 13.8 KV :

$$I_{c2F} = 1323 \text{ A.}$$

$$I >> \text{PickUP} = 1323/400 = 3.307 \text{ A}$$

$$T I >> \text{Time Delay} = 1.25 \text{ s}$$

Função 0051 :

Defeito 1F na barra 10023 de 13.8 KV :

$$I_{c1F} = 61 \text{ A.}$$

$$I_{EE} > \text{PickUP} = 61/20 = 3.307 \text{ A}$$

$$T_{IEE} > \text{Time Delay} = 1.5 \text{ s}$$

● **Função 27 : (0040).**

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 :

$V = 1888 \text{ V.}$ (Para um defeito 1F na barra 10023).

$V = 6155 \text{ V}$ (Para um defeito na barra 12595 da entrada em 138 KV).

Undervoltage Alarm PickUp $V \leq 6155/120 = 51.29 \text{ V}$

T U < Time Delay : 3 s

Undervoltage Trip PickUp $V \ll : 1888/120 = 15.73 \text{ V}$

T U << Time Delay : 1.45 s

● **Função 46 : (0017).**

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.

$I2 \gg \text{PickUP} = 5 \% \text{ de FLA} = 99.36 \text{ A} / 500 / 5 = 4 \%$

T I2>> Time Delay = 3s.

● **Função 32 : (0031)**

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 - 0050).**

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.

$$UO > \text{PickUP} = 7936 / 120 = 66.13 \text{ V}$$

$$3IO > \text{PickUP} = 529 / 20 = 26.45 \text{ A}$$

Angle for Direction Determination = 15 Graus.

$$T \text{ S/E/F Time Delay} = 0.28 \text{ s}$$

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.

1.1.5 - Curvas de Ajustes.

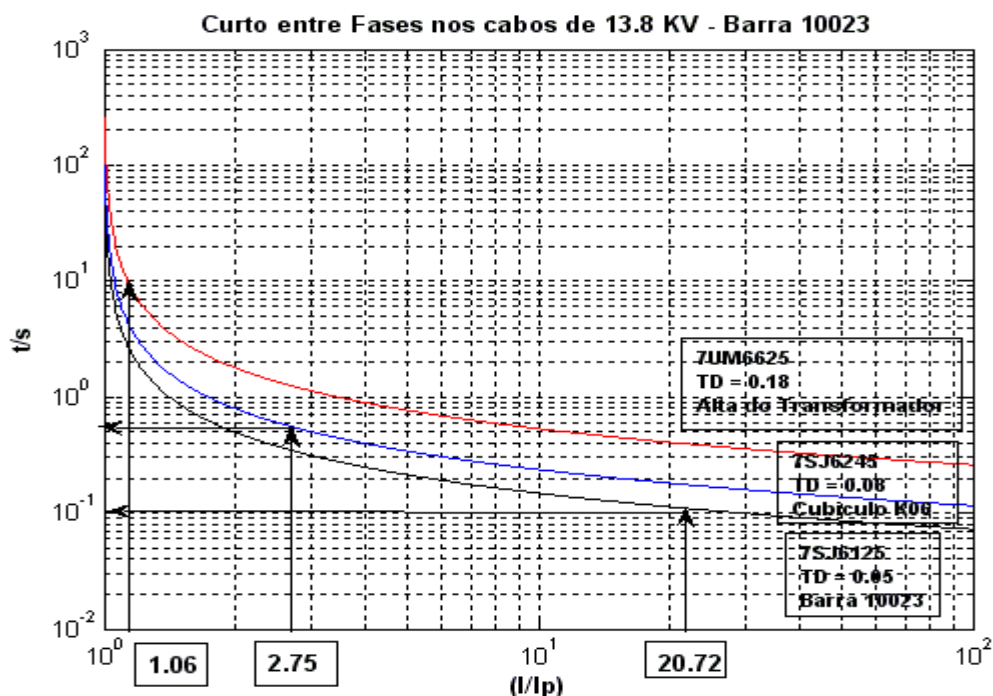


Figura 1 – Curvas de Seletividade para defeitos entre fases nos cubículos de 13.8 KV (Cubículo K11 e da Barra 10023) - Ajuste das Unidades 51P.

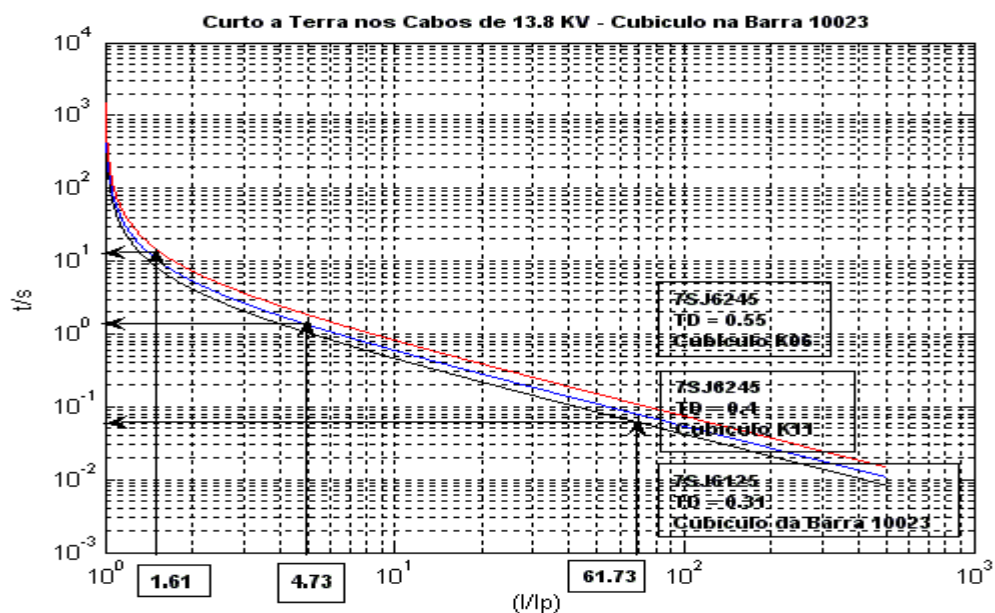


Figura 2 – Curvas de Seletividade para defeitos à terra nos cubículos de 13.8 KV (Cubículo K11 e da barra 10023) - Ajuste das Unidades 51G.

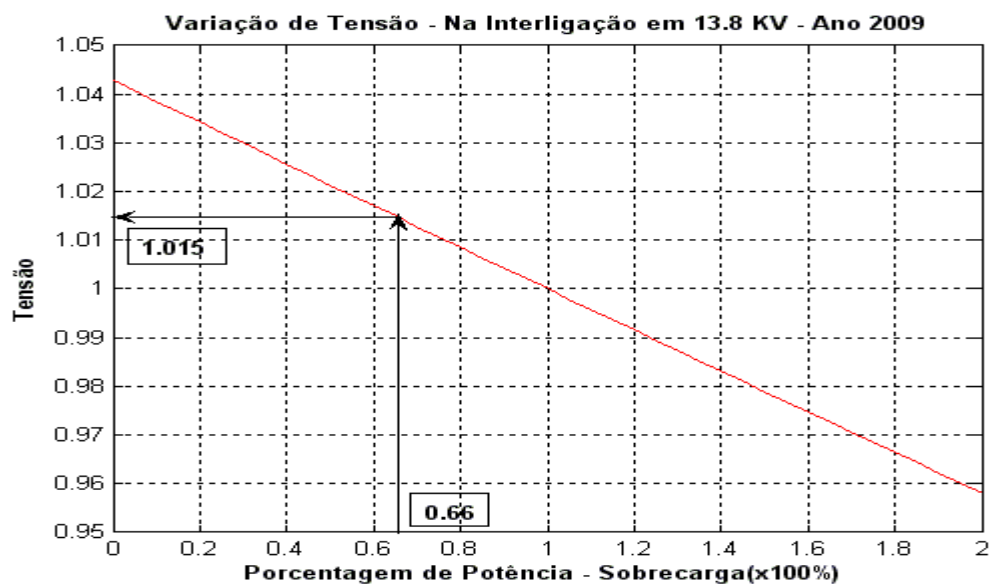


Figura 3 – Variação de Energia para a Proteção da Interligação – 13.8 KV função de sobretensão do relé 7SJ6245 – Cubículo K02,K06 e K11.

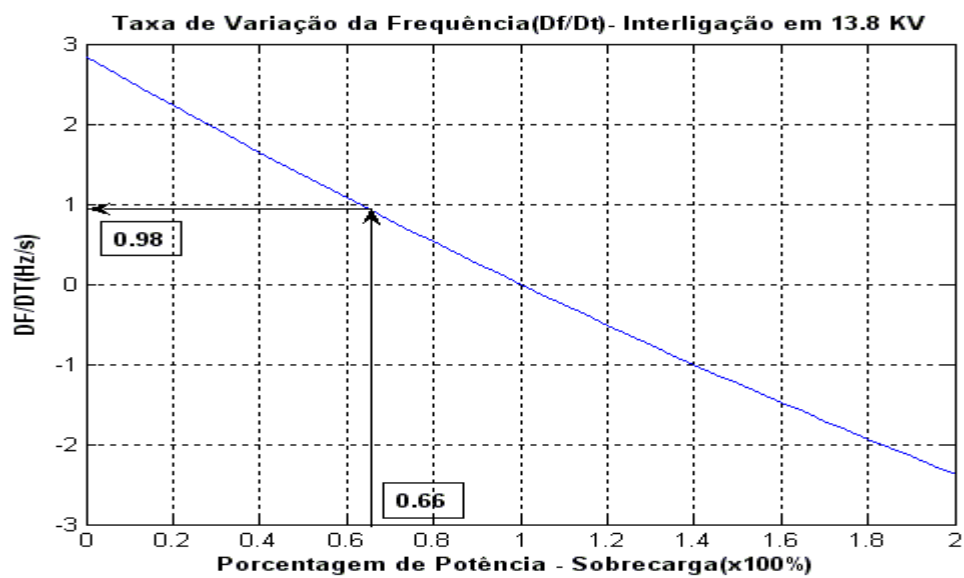


Figura 4 – Variação de Energia para a Proteção da Interligação – 13.8 KV função de Taxa de variação de frequência do relé 7SJ6245 – Cubículo K02,K06 e K11.

1.1.6 - Tabelas de Ajustes :

7SJ612 5	TC		Unidade 51P			Unidade 51G			Unidade 50P1		Unidade 50G1	
	FA	G										
Cub.			PV	CT	TD	PV	CT	TD	PickUP	TD	PickUP	TD
K02	400/1	20/1	3.75	NI	0.05	7.51	EI	0.31	14.56 A	0.03	86.1 A	0.04
K04	400/1	400/1	3.75	NI	0.05	0.37	EI	0.31	14.56 A	0.03	4.3 A	0.04
K06	400/1	20/1	3.75	NI	0.05	7.51	EI	0.31	14.56 A	0.03	86.1 A	0.04
K09	70/1	70/1	3.78	NI	0.05	0.37	EI	0.31	83.22 A	0.03	24.6 A	0.04
K10	70/1	70/1	3.78	NI	0.05	0.37	EI	0.31	83.22 A	0.03	24.6 A	0.04
K11	200/1	20/1	5.75	NI	0.05	5.75	EI	0.31	29.12 A	0.03	86.1 A	0.04
K13	50/1	50/1	0.96	NI	0.05	0.09	EI	0.31	116.52 A	0.03	24.6 A	0.04
K14	50/1	50/1	0.96	NI	0.05	0.09	EI	0.31	116.52 A	0.03	24.6 A	0.04
K15	50/1	50/1	1.92	NI	0.05	0.19	EI	0.31	116.52 A	0.03	24.6 A	0.04
K16	50/1	50/1	2.4	NI	0.05	0.24	EI	0.31	116.52 A	0.03	24.6 A	0.04
K17	50/1	50/1	1.44	NI	0.05	0.14	EI	0.31	116.52 A	0.03	24.6 A	0.04
K18	50/1	50/1	1.92	NI	0.05	0.19	EI	0.31	116.52 A	0.03	24.6 A	0.04
K19	50/1	50/1	2.88	NI	0.05	0.28	EI	0.31	116.52 A	0.03	24.6 A	0.04
K20	50/1	20/1	1.92	NI	0.05	0.48	EI	0.31	116.52 A	0.03	24.6 A	0.04
K21	50/1	50/1	0.96	NI	0.05	0.09	EI	0.31	116.52 A	0.03	24.6 A	0.04
K22	50/1	50/1	2.88	NI	0.05	0.28	EI	0.31	116.52 A	0.03	24.6 A	0.04
K23	50/1	50/1	2.4	NI	0.05	0.24	EI	0.31	116.52 A	0.03	24.6 A	0.04
K24	50/1	50/1	0.96	NI	0.05	0.09	EI	0.31	116.52 A	0.03	24.6 A	0.04
K25	50/1	50/1	0.79	NI	0.05	0.08	EI	0.31	116.52 A	0.03	24.6 A	0.04
K26	50/1	50/1	1.44	NI	0.05	0.14	EI	0.31	116.52 A	0.03	24.6 A	0.04
K27	50/1	50/1	1.92	NI	0.05	0.19	EI	0.31	116.52 A	0.03	24.6 A	0.04
K28	50/1	20/1	2.98	NI	0.05	0.74	EI	0.31	116.52 A	0.03	86.1 A	0.04
K29	160/1	20/1	4.51	NI	0.05	3.6	EI	0.31	36.41 A	0.03	10.76 A	0.04

Onde : PV = PickUP value.

CT = Curve Type (Tipo IEC).

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,K04,K06,K11 e K29 estão sendo usados os relés do tipo 7SJ6245.

RELÉ 7SJ6245 DO CUBÍCULO K02	
Função ANSI	ANO
50	2009
I>>> PickUP	14.56 A
Curva	0.03 s
50N	
IEp>>> PickUP	86.1 A
Curva	0.04 s
59	
Pick - UP	116.15 V
TD	0.35 s
51 P	
Ip > Pick - UP	3.75 A
IEC Curve	Normal Inverse
T Ip Time Dial	0.05
51 N	
IEp > Pick - UP	7.5 A
IEC Curve	Extremely Inverse
T Ip Time Dial	0.31

RELÉ 7SJ6245 DO CUBÍCULO K04	
Função ANSI	ANO
50	2009
I>>> PickUP	14.56 A
Curva	0.03 s
50N	
IEp>>> PickUP	4.3 A
Curva	0.04 s
59	
Pick - UP	116.15 V
TD	0.35 s
51 P	
Ip > Pick - UP	3.75 A
IEC Curve	Normal Inverse
T Ip Time Dial	0.05
51 N	
IEp > Pick - UP	0.37 A
IEC Curve	Extremely Inverse
T Ip Time Dial	0.31

RELÉ 7SJ6245 DO CUBICULO K06	
Função ANSI	ANO
50	2009
I>>> PickUP	14.56 A
Curva	0.03 s
50N	
IEp>>> PickUP	86.1 A
Curva	0.04 s
59	
Pick - UP	116.15 V
TD	0.35 s
51 P	
Ip > Pick - UP	3.75 A
IEC Curve	Normal Inverse
T Ip Time Dial	0.05
51 N	
IEp > Pick - UP	7.51 A
IEC Curve	Extremely Inverse
T Ip Time Dial	0.31

RELÉ 7SJ6245 DO CUBICULO K11	
Função ANSI	ANO
50	2009
I>>> PickUP	29.13 A
Curva	0.03 s
50N	
IEp>>> PickUP	86.1 A
Curva	0.04 s
59	
Pick - UP	116.15 V
TD	0.35 s
51 P	
Ip > Pick - UP	5.75 A
IEC Curve	Normal Inverse
T Ip Time Dial	0.05 s
51 N	
IEp > Pick - UP	5.75 A
IEC Curve	Extremely Inverse
T Ip Time Dial	0.31

RELÉ 7SJ6245 DO CUBICULO K29	
Função ANSI	ANO
50	2009
I>>> PickUP	36.41 A
Curva	0.03 s
50N	
IEp>>> PickUP	10.76 A
Curva	0.04 s
59	
Pick - UP	116.15 V
TD	0.35 s
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	0.31

RELÉ 7UM6225 do Trafo TR1/TR2	
50P1(Função 0012)	2009
lee1 = Lado Primário	
I > PickUP	7.07 A
T I> Time Delay	0.65 s
Undervoltage Seal – In PickUP	33.19 V
50P2(Função 0013)	
lee2 = Lado Secundário	
I >> PickUP	16.57 A
T I>> Time Delay	0.15 s
Phase Direction	Backward
Line Angle	80 graus
51P-V(Função 0014)	
lee1 = Lado Primário	
I p PickUP	3.75 A
T Ip Time Dial	0.18
IEC Curve	Normal Inverse
Voltage Influence	Voltage Restraint
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
27(Função 0040)	
U < PickUP	4.46 V
T U< Time Delay	0.65 s
U << Pick UP	53.11 V
T U << Time Delay	1.15 s

RELÉ 7UM6215 do Gerador TG 01/TG02/TG03	
27	2009
U < PickUP	17.91 V
T U< Time Delay	0.5 s
Undervoltage Pick UP	12.47 V
T U << Time Delay	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 $\alpha 1$	70 graus
Time Delay T	0.05s
Condutance Threshold 2	0.117
Inclination Angle $\alpha 2$	90 graus
Time Delay T	1.5s
Condutance Threshold 3	1.2
Inclination Angle $\alpha 3$	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 (Função 0051)	
IEE > Pick UP	3.05 A
T IEE > Time Delay	1.5 s
64 Falha a Terra no Estator	
Uo > Pick UP	66.13 V
3Io > Pick UP	2 A
Angle for Direction Determination	15 graus
T S/E/F Time Delay	0.28 s
50 (Função 0012)	
I > Pick UP	3.51 A
T I > Time Dial	0.25 s
IEC Curve	IEC - NI
50 (Função 0013)	
I >> Pick UP	3.307 A
T I > Time Dial	1.25 s
IEC Curve	IEC - NI

1.1.7 - 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,TG02 e TG03) foram feitas de forma padrão pela falta de informações obtidas no catálogo do fabricante onde não se disponibilizam as constantes de aquecimento e resfriamento.