

8 - RESULTADOS DO ESTUDO DE SELETIVIDADE – REV0

8.1 - Introdução.

O presente trabalho tem por objetivo apresentar os ajustes para as proteções da planta da UTE Conquista do Pontal / SP, tomando-se como referência as seguintes documentações listadas abaixo :

- *Termo de Referência UTE Conquista do Pontal / SP – ISACTEEP de 18/8/2008.*
- *Documento ISACTEEP n. E-EE- 1326/2008.*
- *Desenho SINER de nome “ ETH BioEnergia Usina Conquista do Pontal Diagrama Unifilar de 138 kV “ com numeração 0109 -001(Arquivo 0109I-001_f01_r0).*

O escopo de estudo visa apresentar os ajustes da proteção da interligação feitas pelo Relé de distância REL-670 para enxergar todos os tipos de defeitos no sistema de 138 kV, do relé REB670 para a proteção da barra de entrada em 138 kV sendo ambos de fabricação ABB, e da proteção da conexão feita pelo relé SEL-351A no setor de 138 kV do fabricante SCHWEITZER. Essas proteções caracterizam literalmente a proteção da conexão da Usina ao sistema da concessionária. Para tal, o presente relatório está dividido nas seguintes partes descritas a seguir :

8.1 - Introdução.

8.2 - Proteção das Linhas de Transmissão de 138 kV.

8.3 – Proteção da Barra de 138 kV(Entrada).

8.4- Proteção do Paralelo Concessionária – Indústria.

8.5 - Gráficos e Figuras.

8.6 - Tabelas de Ajustes.

8.7 - Comentários Finais.

Para tal será considerado um grupo de ajustes a ser analisado que é :

Grupo 1(Ano de 2012) : *Operação de 03 geradores (02 x 50 + 01 x 25)MVA em paralelo com a concessionária com alimentação de duas linhas de 138 kV em operação normal. A demanda contratada aqui a ser considerada será de 65 MW com um fator de utilização dos geradores de 82 % e para um fator de potência operativo da planta de 0,8.*

8.2 – Proteção das Linhas de Transmissão de 138 kV :

8.2.1 – Unidades de Distância :

●● Linha(19900 -18580 / UTE UCP – TAQUARUÇU):

Para essa função adotam-se as seguintes informações a seguir :

Adotam-se para este item as seguintes relações de TC's e TP's listadas abaixo :

RTC = 800/5 A = 160/1.

RTP = 138000/ 115 V = 1200/1.

Para essa função de distância o relé REL-670 possui até cinco unidades de medida, e para tal escolhe-se para os defeitos entre fases a unidade de medição com a característica **MHO**. Vão ser usados nesse caso 03 zonas no sentido direto e uma zona reversa para servir de back-up olhando para dentro da usina e outras linhas reversas inclusive os geradores e a barra de 13.8 kV conforme solicitado na documento E-EE – 1326/2008.

Logo :

8.2.2.1.1 - Defeito entre Fases :

Primeira Zona : (Z1P):

Ajuste da Zona 1 :

Impedâncias da Linhas : (Trechos)

$$19900 \rightarrow 18580 = (4,46 + j11,7)(\Omega)$$

$$\text{Total : } 12,52(\Omega) \times 160/1200 \rightarrow \mathbf{1,669\Omega}$$

Vai-se ajustar a Zona 1 para 90 % da linha em questão.

$$\text{Ajuste da Zona 1 : } Z1P = 1,669 \times 0.9 \rightarrow \mathbf{1,502 \Omega}$$

O ângulo de máximo torque será ajustado para o respectivo ângulo da Linha que é de :

$$\text{Arc}(\text{tg}) = 11,7 / 4,46 = \mathbf{69,13 \text{ graus.}}$$

Para essa condição não haverá temporização devendo essa zona atuar em esquema de DTT(Direct Transfer-Trip) de forma direta também no disjuntor remoto da linha.

Segunda Zona : (Z2P)

Ajuste da Zona 2 : Z2P :

Impedâncias da Linhas : (Trechos)

$$19900 \rightarrow 18580 = (4,46 + j11,7)(\Omega)$$

$$18580 \rightarrow 18800 = (26,16 + j68,69)(\Omega)$$

Nota 1 : Procura-se enxergar até 100 % da linha adjacente.

$$\text{Total : } (30,62 + j80,39)(\Omega) \times 160/1200 \rightarrow \mathbf{11,46 \Omega}$$

O ângulo de máximo torque será ajustado para o respectivo ângulo da Linha que é de :

$$\text{Arc}(\text{tg}) = 80,39/30,62 = \mathbf{69,14 \text{ graus.}}$$

Para essa zona de sobrealcance adota-se uma temporização de **780 ms.**

Terceira Zona :(Z3)

Ajusta-se a Zona 3 de forma a enxergar até a barra 18530 (Pres.Pru 138).

Logo :

Ajuste de Z3 :

Impedâncias da Linhas : (Trechos)

$$19900 \rightarrow 18580 = (4,46 + j11,7)(\Omega)$$

$$18580 \rightarrow 18800 = (26,16 + j68,69)(\Omega)$$

$$18800 \rightarrow 18810 = (8,28 + j21,74)(\Omega)$$

$$18810 \rightarrow 18536 = (11,59 + j30,01)(\Omega)$$

$$18536 \rightarrow 18530 = (0,78 + j2,03)(\Omega)$$

$$\text{Total : } (51,27 + j134,17)(\Omega) \times 160/1200 \rightarrow \mathbf{19,15 \Omega}$$

O ângulo de máximo torque será ajustado para :

$$\text{Arc}(\text{tg}) = 134,17/51,27 = \mathbf{69,08 \text{ graus.}}$$

O ângulo de máximo torque será ajustado para o respectivo ângulo de 69,08 graus.

A respectiva temporização será de **1,4 s.** (Estima-se esse tempo em condições esperadas de estabilidade para defeitos entre fases internos na planta).

Quarta Zona :(Z4R)

Ajusta-se a Zona 4 de forma reversa para enxergar internamente defeitos entre fases nas outras linhas de 138 kV(19900 →18800).

Logo :

Ajuste de Z4R :

Impedâncias :

Linha (19900 → 18800) = $(24,36 + j63,94)(\Omega)$

Total : $68,42(\Omega) \times 160/1200 \rightarrow 9,12 \Omega$

Ajuste : 80 % do valor acima : **7,29 Ω**

O ângulo de máximo torque será ajustado para o respectivo ângulo da de 69,14 graus.

A respectiva temporização será de **850 ms.** (Estima-se esse tempo em condições esperadas de estabilidade para defeitos entre fases internos na planta).

8.2.1.1.2 - Defeitos entre Fase e Terra :

Para essa função de Proteção o relé REL670 possui até cinco unidades de medida de distância, mas devido ao esquema de ligação dos transformadores do tipo Dyn1 não haverá contribuição da Usina para defeitos à terra no circuito de 138 kV da Concessionária. Para manter-se a sensibilidade e garantir a abertura para esses defeitos também adotam-se aqui duas unidades quadrilaterais enxergando defeitos a frente e uma unidade quadrilateral para defeitos reversos tendo as unidades direcionais de seqüência zero(67N) como complemento para enxergar esse tipo de defeito.O critério aqui será o de enxergar a menor contribuição de seqüência zero para a topologia apresentada no estudo de curto-circuito.

Primeira Zona : (Z1FT) : (Característica Quadrilateral).

Ajuste da Zona 1 :

Impedâncias da Linhas : (Trechos)

$$19900 \rightarrow 18580 = (4,46 + j11,7)(\Omega)$$

$$\text{Total : } 12,52(\Omega) \times 160/1200 \rightarrow \mathbf{1,669\Omega}$$

Nota 3 : Admite-se aqui uma resistência de falta R_f de até 30Ω para um defeito típico de alta impedância nas linhas de 138 kV.

Logo :

$$\text{Alcance Reativo : } 11,7 \times (0,9) \times 160 / 1200 \rightarrow \mathbf{1,404 \Omega}$$

$$\text{Alcance Resistivo : } (((4,46) \times 0,9) + 30) \times 160 / 1200 \rightarrow \mathbf{4,53 \Omega}$$

Segunda Zona : (Z2FT) (Característica Quadrilateral)

Ajuste da Zona 2 :

Impedâncias da Linhas : (Trechos)

$$19900 \rightarrow 18580 = (4,46 + j11,7)(\Omega)$$

$$18580 \rightarrow 18800 = (26,16 + j68,69)(\Omega)$$

Nota 4 : Procura-se enxergar até 100 % da linha adjacente.

$$\text{Total : } (30,62 + j80,39)(\Omega) \times 160/1200 \rightarrow \mathbf{11,46 \Omega}$$

Nota 5 : Admite-se aqui uma resistência de falta R_f de até 30Ω para um defeito típico de alta impedância nas linhas de 138 kV.

Logo :

Nota 6 : Admite-se aqui uma resistência de falta R_f de até 30Ω para um defeito típico de alta impedância nas linhas de 138 kV.

Logo :

Alcance Reativo : $80,39 \times 160 / 1200 \rightarrow 10,71 \Omega$

Alcance Resistivo : $(30,62 + 30) \times 160 / 1200 \rightarrow 8,08 \Omega$

O ângulo de máximo torque será ajustado para o respectivo ângulo da de 69,14 graus.

A respectiva temporização será de **1,5 s.** (Estima-se esse tempo em condições esperadas de estabilidade para defeitos a terra na planta).

Terceira Zona :(Z3FT)

A zona 3 será forward com o objetivo de servir de backup para a proteção da mesma.

Ajuste de Z3 :

Impedâncias da Linhas : (Trechos)

$$19900 \rightarrow 18580 = (4,46 + j11,7)(\Omega)$$

$$18580 \rightarrow 18800 = (26,16 + j68,69)(\Omega)$$

$$18800 \rightarrow 18810 = (8,28 + j21,74)(\Omega)$$

$$18810 \rightarrow 18536 = (11,59 + j30,01)(\Omega)$$

$$18536 \rightarrow 18530 = (0,78 + j2,03)(\Omega)$$

$$\text{Total : } (51,27 + j134,17)(\Omega) \times 160/1200 \rightarrow 19,15 \Omega$$

Nota 7 : Admite-se aqui uma resistência de falta R_f de até 40Ω para um defeito típico de alta impedância nas linhas de 138 kV.

Logo :

Alcance Reativo : $134,17 \times 160 / 1200 \rightarrow 17,88 \Omega$

Alcance Resistivo : $(51,27 + 40) \times 160 / 1200 \rightarrow 12,16 \Omega$

O ângulo de máximo torque será ajustado para o respectivo ângulo da de 69,08 graus.

A respectiva temporização será de **2,5 s.** (Estima-se esse tempo em condições esperadas de estabilidade para defeitos a terra na planta).

Quarta Zona :(Z4FTR)

A zona 4 será reversa como objetivo de servir de backup para a proteção da mesma.

Ajuste de Z4R :

Impedâncias :

Linha (19900 \rightarrow 18800) = $(24,36 + j63,94)(\Omega)$

Total : $68,42(\Omega) \times 160/1200 \rightarrow 9,12 \Omega$

Nota 8 : Admite-se aqui uma resistência de falta R_f de até 40Ω para um defeito típico de alta impedância nas linhas de 138 kV.

Logo :

Alcance Reativo : $63,94 \times (0,8) \times 160 / 1200 \rightarrow 6,82 \Omega$

Alcance Resistivo : $((24,36 \times (0,8)) + 40) \times 160 / 1200 \rightarrow 7,93 \Omega$

O ângulo de máximo torque será ajustado para o respectivo ângulo da de 69,14 graus.

A respectiva temporização será de **1,8 s.** (Estima-se esse tempo em condições esperadas de estabilidade para defeitos a terra na planta).

Para complementar as funções MHO e quadrilaterais acima para os defeitos entre fases e fase-terra vamos ajustar as funções de sobrecorrente direcional de fase(67) e de sequencia zero também(67N).

As unidades acima deverão possuir os seguintes ajustes :

●● Função Direcional de Fase (67)

Unidades Direcionais Forward :

→ (Enxergar até um defeito 2F até a barra 18810).

Defeito 2F(18810) = 218 A

Do gráfico da figura 3 e objetivando-se obter os tempos indicados adotam-se nesse caso :

TD → **1.85**

Curve Type → **IEC Normal Inverse.**

Pick – UP = $117.8 / 800$ → **14,7 %**

Unidades Direcionais Backward :

→ (Enxergar até um defeito 2F até a barra 18810).

Defeito 2F(18810) = 514 A

Pick – Up : $514 / 800$ → **64,2 %**

Timer da função(67) → **850 ms.**

- Função Direcional de Neutro (67N)

Unidades Direcionais Forward :

(Enxergar um defeito 1F até a barra 18810 com uma Rf de 30 Ω).

Defeito 2F(18810) = 22 A

Do gráfico da figura 4 e objetivando-se obter os tempos indicados adotam-se nesse caso :

TD → **2,4**

Curve Type → **IEC Short Inverse.**

Pick – UP = 9,16 / 800 → **1,14 %**

Unidades Direcionais Backward :

(Enxergar um defeito 1F até a barra 18810).

Defeito 2F(18810) = 57 A

Pick – Up : 57 / 800 → **7,1 %**

Timer da função(67) → **1,6 s.**

Obs : Toma-se como referência para esses ajustes que a corrente Ibase indicada no catálogo do relé em pauta se refere literalmente as correntes primárias ou secundárias indicadas nos tc's em questão.

●● **Linha(19900 -18800 / UTE UCP – DRACENA):**

Para essa função adotam-se as seguintes informações a seguir :

Adotam-se para este item as seguintes relações de TC's e TP's listadas abaixo :

$$\mathbf{RTC = 800/5 \ A = 160/1.}$$

$$\mathbf{RTP = 138000/ 115 \ V = 1200/1.}$$

Para essa função de distância o relé REL-670 possui até cinco unidades de medida, e para tal escolhe-se para os defeitos entre fases a unidade de medição com a característica **MHO**. Vão ser usados nesse caso 03 zonas no sentido direto e uma zona reversa para servir de back-up olhando para dentro da usina e outras linhas reversas inclusive os geradores e a barra de 13.8 kV conforme solicitado na documento E-EE – 1326/2008.

Logo :

8.2.2.1.2 - Defeito entre Fases :

Primeira Zona : (Z1P):

Ajuste da Zona 1 :

Impedâncias da Linhas : (Trechos)

$$19900 \rightarrow 18800 = (24,36 + j63,95)(\Omega)$$

$$\text{Total : } 68,43(\Omega) \times 160/1200 \rightarrow \mathbf{9,124\Omega}$$

Vai-se ajustar a Zona 1 para 90 % da linha em questão.

$$\text{Ajuste da Zona 1 : } Z1P = 9,124 \times 0.9 \rightarrow \mathbf{8,211 \ \Omega}$$

O ângulo de máximo torque será ajustado para o respectivo ângulo da Linha que é de :

$$\text{Arc}(\text{tg}) = 63,95 / 24,36 = \mathbf{69,14 \text{ graus.}}$$

Para essa condição não haverá temporização devendo essa zona atuar em esquema de DTT(Direct Transfer-Trip) de forma direta também no disjuntor remoto da linha.

Segunda Zona : (Z2P)

Ajuste da Zona 2 : Z2P :

Impedâncias da Linhas : (Trechos)

$$19900 \rightarrow 18800 = (24,36 + j63,95)(\Omega)$$

$$18580 \rightarrow 18800 = (26,16 + j68,69)(\Omega)$$

Nota 1: Procura-se enxergar até 100 % da linha adjacente.

$$\text{Total : } (50,52 + j132,64)(\Omega) \times (0,8) \times 160/1200 \rightarrow \mathbf{15,13 \Omega}$$

O ângulo de máximo torque será ajustado para o respectivo ângulo da Linha que é de :

$$\text{Arc}(\text{tg}) = 132,64/50,52 = \mathbf{69,14 \text{ graus.}}$$

Para essa zona de sobrealcance adota-se uma temporização de **780 ms**.

Terceira Zona :(Z3)

Ajusta-se a Zona 3 de forma a enxergar até a barra 18530 (Pres.Pru 138).

Logo :

Ajuste de Z3 :

Impedâncias da Linhas : (Trechos)

$$19900 \rightarrow 18800 = (24,36 + j63,95)(\Omega)$$

$$18800 \rightarrow 18810 = (8,28 + j21,74)(\Omega)$$

$$18810 \rightarrow 18536 = (11,59 + j30,01)(\Omega)$$

$$18536 \rightarrow 18530 = (0,78 + j2,03)(\Omega)$$

$$\text{Total : } (45,01 + j117,73)(\Omega) \times 160/1200 \rightarrow \mathbf{16,8 \Omega}$$

O ângulo de máximo torque será ajustado para :

$$\text{Arc}(\text{tg}) = 117,73/45,01 = \mathbf{69,07 \text{ graus.}}$$

O ângulo de máximo torque será ajustado para o respectivo ângulo de 69,08 graus.

A respectiva temporização será de **1,4 s.** (Estima-se esse tempo em condições esperadas de estabilidade para defeitos entre fases internos na planta).

Terceira Zona :(Z4R)

Ajusta-se a Zona 4 de forma reversa para enxergar internamente defeitos entre fases nas outras linhas de 138 kV(19900 \rightarrow 18580).

Logo :

Ajuste de Z4R :

Impedâncias :

$$19900 \rightarrow 18580 = (4,46 + j11,7)(\Omega)$$

$$\text{Total : } 68,42(\Omega) \times 160/1200 \rightarrow 1,669 \Omega$$

$$\text{Ajuste : } 80 \% \text{ do valor acima : } \mathbf{1,33 \Omega}$$

O ângulo de máximo torque será ajustado para o respectivo ângulo da de 69,14 graus.

A respectiva temporização será de **850 ms.** (Estima-se esse tempo em condições esperadas de estabilidade para defeitos entre fases internos na planta).

8.2.1.1.2 - Defeitos entre Fase e Terra :

Para essa função de Proteção o relé REL670 possui até cinco unidades de medida de distância, mas devido ao esquema de ligação dos transformadores do tipo Dyn1 não haverá contribuição da Usina para defeitos à terra no circuito de 138 kV da Concessionária. Para manter-se a sensibilidade e garantir a abertura para esses defeitos também adotam-se aqui duas unidades quadrilaterais enxergando defeitos a frente e uma unidade quadrilateral para defeitos reversos tendo as unidades direcionais de seqüência negativa (67_2) como complemento para enxergar esse tipo de defeito. O critério aqui será o de enxergar a menor contribuição de seqüência negativa para a topologia apresentada no estudo de curto-circuito.

Primeira Zona : (Z1FT) : (Característica Quadrilateral).

Ajuste da Zona 1 :

Impedâncias da Linhas : (Trechos)

$$19900 \rightarrow 18800 = (24,36 + j63,95)(\Omega)$$

$$\text{Total : } 68,43(\Omega) \times 160/1200 \rightarrow \mathbf{9,124\Omega}$$

Nota 3 : Admite-se aqui uma resistência de falta R_f de até 30 Ω para um defeito típico de alta impedância nas linhas de 138 kV.

Logo :

$$\text{Alcance Reativo : } 63,95 \times (0,9) \times 160 / 1200 \rightarrow \mathbf{7,67 \Omega}$$

$$\text{Alcance Resistivo : } (((24,36) \times 0,9) + 30) \times 160 / 1200 \rightarrow \mathbf{6,92 \Omega}$$

Segunda Zona : (Z2FT) (Característica Quadrilateral)

Ajuste da Zona 2 :

Impedâncias da Linhas : (Trechos)

$$19900 \rightarrow 18800 = (24,36 + j63,95)(\Omega)$$

$$18580 \rightarrow 18800 = (26,16 + j68,69)(\Omega)$$

Nota 1 : Procura-se enxergar até 100 % da linha adjacente.

$$\text{Total : } (50,52 + j132,64)(\Omega) \times 160/1200 \rightarrow \mathbf{18,92 \Omega}$$

Nota 5 : Admite-se aqui uma resistência de falta R_f de até 30 Ω para um defeito típico de alta impedância nas linhas de 138 kV.

Logo :

$$\text{Alcance Reativo : } 132,64 \times 160 / 1200 \rightarrow \mathbf{17,68 \Omega}$$

$$\text{Alcance Resistivo : } (50,52 + 30) \times 160 / 1200 \rightarrow \mathbf{10,73 \Omega}$$

O ângulo de máximo torque será ajustado para o respectivo ângulo da de 69,14 graus.

A respectiva temporização será de **1,5 s.** (Estima-se esse tempo em condições esperadas de estabilidade para defeitos a terra na planta).

Terceira Zona :(Z3FT)

A zona 3 será reversa como objetivo de servir de backup para a proteção da mesma.

Nota 7 : Admite-se aqui uma resistência de falta R_f de até 40Ω para um defeito típico de alta impedância nas linhas de 138 kV.

Impedâncias da Linhas : (Trechos)

$$19900 \rightarrow 18800 = (24,36 + j63,95)(\Omega)$$

$$18800 \rightarrow 18810 = (8,28 + j21,74)(\Omega)$$

$$18810 \rightarrow 18536 = (11,59 + j30,01)(\Omega)$$

$$18536 \rightarrow 18530 = (0,78 + j2,03)(\Omega)$$

$$\text{Total : } (45,01 + j117,73)(\Omega) \times 160/1200 \rightarrow \mathbf{16,8 \Omega}$$

Logo :

$$\text{Alcance Reativo : } 117,73 \times 160 / 1200 \rightarrow \mathbf{15,69 \Omega}$$

$$\text{Alcance Resistivo : } (45,01 + 40) \times 160 / 1200 \rightarrow \mathbf{11,33 \Omega}$$

O ângulo de máximo torque será ajustado para o respectivo ângulo da de 69,08 graus.

A respectiva temporização será de **2,5 s.** (Estima-se esse tempo em condições esperadas de estabilidade para defeitos a terra na planta).

Quarta Zona :(Z4FTR)

A zona 4 será reversa como objetivo de servir de backup para a proteção da mesma.

Ajuste de Z4R :

Impedâncias :

$$19900 \rightarrow 18580 = (4,46 + j11,7)(\Omega)$$

$$\text{Total : } 68,42(\Omega) \times 160/1200 \rightarrow 1,669 \Omega$$

$$\text{Ajuste : } 80 \% \text{ do valor acima : } \mathbf{1,33 \Omega}$$

Nota 8 : Admite-se aqui uma resistência de falta R_f de até 40Ω para um defeito típico de alta impedância nas linhas de 138 kV.

Logo :

$$\text{Alcance Reativo : } 4,46 \times (0,8) \times 160 / 1200 \rightarrow \mathbf{0,475 \Omega}$$

$$\text{Alcance Resistivo : } ((11,7 \times (0,8)) + 40) \times 160 / 1200 \rightarrow \mathbf{6,58 \Omega}$$

O ângulo de máximo torque será ajustado para o respectivo ângulo da de 69,14 graus.

A respectiva temporização será de **1,8 s.** (Estima-se esse tempo em condições esperadas de estabilidade para defeitos a terra na planta).

Para complementar as funções MHO e quadrilaterais acima vamos ajustar as funções de sobrecorrente direcional de fase(67) e de sequencia zero também(67N).

As unidades acima deverão possuir os seguintes ajustes :

- Função Direcional de Fase (67)

Unidades Direcionais Forward :

→ (Enxergar um defeito 2F até a barra 18530).

Defeito 2F(18530) = 236 A

Pick – Up : 236 / 800 → **29,5 %**

Timer da função(67) → **980 ms.**

Unidades Direcionais Backward :

→ (Enxergar até um defeito 2F até a barra 18580).

Defeito 2F(18580) = 29 A

Pick – Up : 29 / 800 → **3,6 %**

Timer da função(67) → **950 ms.**

- Função Direcional de Neutro (67N)

Unidades Direcionais Forward :

(Enxergar um defeito 1F até a barra 18810 com uma Rf de 30 Ω).

Defeito 2F(18810) = 22 A

Pick – Up : 22 / 800 → **2,7 %**

Timer da função(67) → **1,3 s.**

Unidades Direcionais Backward :

(Enxergar um defeito 1F até a barra 18810 com uma Rf de 30 Ω).

Defeito 1F(18810) = 24 A

Pick – Up : 24 / 800 \rightarrow **3 %**

Timer da função(67) \rightarrow **1,6 s.**

Obs : Toma-se como referência para esses ajustes que a corrente Ibase indicada no catálogo do relé em pauta se refere literalmente as correntes primárias ou secundárias indicadas nos tc's em questão.

●● Proteções Complementares :

Função ANSI 27 : Essa função será ajustada em forma de retaguarda das demais funções de proteção e auxiliar nos esquemas de teleproteção e de lógica de Weak Infeed se for necessária. Para defeitos no setor de 138 kV modelados no estudo de curto-circuito o maior valor se dá para um defeito 1F na barra 18810 e o menor valor para um defeito na barra 18800.

Vdef (18810) = 38,44 kV.

Ajuste(UV1) = 38,44 kV / 79,67 \rightarrow **0,482 pu**

Timer da função(UV1) \rightarrow **750 ms.**

Vdef (18800) = 3,89 kV.

Ajuste(UV2) = 3,89 kV / 79,67 \rightarrow **0,048 pu**

Timer da função(UV2) \rightarrow **550 ms.**

Função ANSI 59_2 : Essa função será ajustada em forma de retaguarda das demais funções de proteção para enxergar qualquer defeito assimétrico tanto no sistema de 138 como de 13.8 kV.

Defeito na Barra 10004 :

$V_{def}(8542) = 9,088 \text{ kV}$.

$Ajuste(Neg.Seq OV1) = 9,088 \text{ kV} / 79,67 \rightarrow \mathbf{0,114 pu}$

Timer da função(Neg.Seq OV1) $\rightarrow \mathbf{1,4 s}$.

Defeito na barra 18530 :

$V_{def}(8618) = 4,23 \text{ kV}$.

$Ajuste(Neg.Seq OV2) = 4,23 \text{ kV} / 79,67 \rightarrow \mathbf{0,053 pu}$

Timer da função(Neg.Seq OV2) $\rightarrow \mathbf{1,8 s}$.

8.3 – Proteção da Barra de Entrada em 138 kV :

Será utilizada aqui a proteção do tipo REB-670. Define-se primeiro as relações dos tc's que irão fazer parte do esquema diferencial de barras. Toma-se como referência nesse caso a maior carga do maior transformador da Usina que é de 40 MVA.

Logo :

Adotam-se aqui então as relações de 250 / 5A para os tc's do lado da alta dos transformadores de 138/13.8 kV e de 800/5A para os tc's das linhas de conexão em 138 kV conforme indicação das relações disponíveis indicadas no desenho com numeração 0109 -001(Arquivo 0109I-001_f01_r0).

Pick –UP : Para esse ajuste adota-se um valor de 50 a 150 % do valor de corrente primária da maior relação de TC que faz parte da barra conforme indica catálogo Buyers Guide 1MRK 505 182 – BEM pág.29. Vamos adotar aqui o valor mais sensível que é de 50 %.

Logo :

Differential Current Operation Level : 400 A.

Operating Characteristic : Esse valor é fixo com valor de **0,53**.

8.4 - Proteção do Paralelo Concessionária – Indústria.

Avalia-se aqui primeiramente o uso da função de sobretensão, sobrefrequência e potência reversa do relé SEL-351 A no setor de 138 kV da usina para abrir o paralelo entre os sistemas em caso de perda parcial ou total de alimentação de/para a concessionária.

Adotam-se aqui os seguintes valores para o cálculo desses ajustes :

No Ano de 2012 :

Fator de Potência da Planta antes da perda = 0.8

Fator de Potência da Planta depois da perda = 0.8

X'd(Gerador TG01//TG02//TG03) = 0,159 pu.

H – Constante de Inércia Total(TG01 + TG02 + TG03)(s) = 11,505 s

Admite-se que a usina em regime nominal de operação alimenta sua carga interna e exporta seu excedente de 65 MW em 2012. No caso de perda parcial ou total da concessionária obtem-se portanto um degrau de energia de 65/100 ou de 65 % da energia gerada no instante da perda. Levam-se em conta aqui o tempo de estabilidade da planta para um defeito 3F na barra de entrada da UTE em 138 kV que é de 1,9 s.

Com os dados acima simula-se em software proprietário as condições operativas acima obtendo-se os gráficos das figuras 1 e 2 apresentados no item 5. Nesse caso ajustam-se duas unidades de frequência absoluta e duas unidades de sobretensão para se detectar a condição de perda parcial ou total da conexão com a concessionária. Para as unidades de frequência admitem-se duas unidades com os seguintes ajustes :

Level 1 Pick-UP : (81D1P) → **60.8 Hz**

Level 1 Time Delay : (81D1D) → **27 ciclos.**

Level 2 Pick-UP : (81D2P) → **62.2 Hz**

Level 2 Time Delay : (81D1D) → **0 ciclos.**

Phase Undervoltage Block (27B81P) → **92 V**

Para os ajustes de sobretensão temos : (Valores obtidos da figura 2).

Level 1 Pick-UP : (59P1P) → **122,47 V**

Level 1 Time Delay : (59P1D) → **2 ciclos.**

Level 2 Pick-UP : (59P2P) → **120,75 V**

Level 2 Time Delay : (59P2D) → **8 ciclos.**

Para os ajustes da função 32 de potência reversa toma-se como referência os valores da demanda contratada e das informações dos estudos de estabilidade. Admite-se aqui também que o tap do tc para alimentar o relé SEL-351A será de 250 / 5 A .

O primeiro estágio de alarme será ajustado para 3 % acima da demanda contratada que é de 65 MW primários. A transformação para valores secundários fornece :

3PWR1P = **644,22 VA.**

PWR1D = **15 cycles .**

PWR1T = + **WATTS.**

O segundo estágio deverá ser usado para a abertura do paralelo será ajustado para 6 % acima da demanda contratada que é de 65 MW primários. A transformação para valores secundários fornece :

3PWR2P = **662,99 VA.**

PWR2D = **07cycles .**

PWR2T = + **WATTS.**

O segundo passo agora é avaliar as demais funções de proteção disponíveis no relé para se efetuar o complemento das funções de proteção do sistema como um todo.

● Setor de 13.8 kV (Barras 19910 e 19920).

Ajustam – se as unidades 50 e 50N para enxergar defeitos 2F e 1F nas barras de 13.8 kV da usina em forma de retaguarda das demais proteções. Das barras citadas adotam-se a que apresenta a menor corrente de defeito :

Defeito 2F na barra 19920 :

$$I_{def}(2F) = 454 \text{ A.}$$

$$\text{Ajuste da função } 50P1P = 454 / 50 = \mathbf{9,08 \text{ A}}$$

$$\text{Ajuste do Timer (} 67P1D) = \mathbf{25 \text{ cycles.}}$$

Defeito 1F na barra 19920 :

$$I_{def}(1F) = 23 \text{ A.}$$

$$\text{Ajuste da função } 50N1P = 23 / 50 = \mathbf{0,46 \text{ A}}$$

$$\text{Ajuste do Timer (} 67N1D) = \mathbf{15 \text{ cycles.}}$$

● Defeitos Internos no Transformador de 138/13.8 kV.

Ajustam–se as unidades seguintes para ser uma retaguarda da proteção dos transformadores . Toma-se a corrente de defeito na barra de 138 kV com um deflator de 30 % nessas correntes para se enxergar esses defeitos.

Defeito 2F na barra 19900 :

$$I_{def}(2F) = 3784 \text{ A.}$$

$$\text{Ajuste da função } 50P2P = 3784 \times (0.7) / 50 = \mathbf{52,97 \text{ A}}$$

$$\text{Ajuste do Timer (} 67P2D) = \mathbf{20 \text{ cycles.}}$$

Defeito 1F na barra 19900 :

$I_{def}(1F) = 2931 \text{ A}$.

Ajuste da função 50N2P = $2931 \times (0.7) / 50 = \mathbf{41,03 \text{ A}}$

Ajuste do Timer (67N2D) = **20 cycles**.

• Setor de 138 kV.

As funções direcionais 67 e 67_2 deverão ser coordenadas com as mesmas funções existentes nos relés existentes das linhas da conexão da Usina com o sistema, na forma de retaguarda das demais proteções e respeitando os respectivos tempos de estabilidade do sistema simulado nos estudos.

Usam-se aqui as funções direcionais 67 e 67_2 :

Função 67 (51PP) – Enxergar defeitos 2F até a barra 18810.

$I_{def}(2F) = 296 \text{ A}$.

Tipo de Curva = IEC Normal Inverse.

Time Dial (51PTD) → Procura-se aqui um tap que dê aproximadamente um tempo de 1,5s de atuação para esse defeito e com uma coordenação de aproximadamente 700 ms para a mesma função do relé REL-670 da linha de 138 kV.

Tipo da Curva (51PC) → **C1**

Time dial(51PTD) → **0.08**

Pick – UP(51PP) → Adota-se aqui como partida da unidade a corrente nominal do maior transformador da planta (40 MVA) acrescido de 10 %.

Logo :

$184,08 / 50 = \mathbf{3,68 \text{ A}}$

Unidade DIR 1 → **Forward**

Função 67_2(51QP) – Enxergar defeitos 1F com uma Rf de até 30 Ω. Do estudo de curto circuito procura-se enxergar até a barra 18530.

Idéf(I_2 na barra 18530) = 31 A.

Tipo de Curva = IEC Short Time Inverse.

Time Dial (51QTD) → Procura-se aqui um tap que dê aproximadamente um tempo de 3s de atuação para esse defeito e com uma coordenação de aproximadamente 1s para a mesma função do relé REL-670 da linha de 138 kV.

Tipo da Curva (51QC) → **C5**

Time dial(51QTD) → **1.75**

Pick – UP(51QP) → Adota-se aqui como partida da unidade 10 % da corrente nominal do maior transformador da planta (40 MVA).

Logo :

$16,73 / 50 = \mathbf{0,334 A}$

Unidade DIR 2 → **Forward**

Função - 59N : Enxergar defeitos fase-terra no sistema de 138 kV após a abertura das linhas de conexão do sistema. Procura-se enxergar aqui a menor tensão de defeito até as barras 18580 ou 18800 . Do estudo de curto temos :

Barra → 18800 (V0) = 7044 KV.

Ajuste (59N1P) = $7044 / 1200 = \mathbf{5,87 V}$

Timer da função (59N1P) = **10 cycles.**

Função - 59_2 : Enxergar defeitos fase-terra no sistema de 138 kV com bastante sensibilidade e abrir o paralelo em forma de retaguarda de todas as demais proteções.

Do estudo de curto temos :

Barra → 18540 (V_2) = 1144 KV.

Ajuste (59QP) = $1144 / 1200 = \mathbf{0,953 V}$

Timer da função (59QP) = **210 cycles.**

8.5 - Gráficos e Figuras :

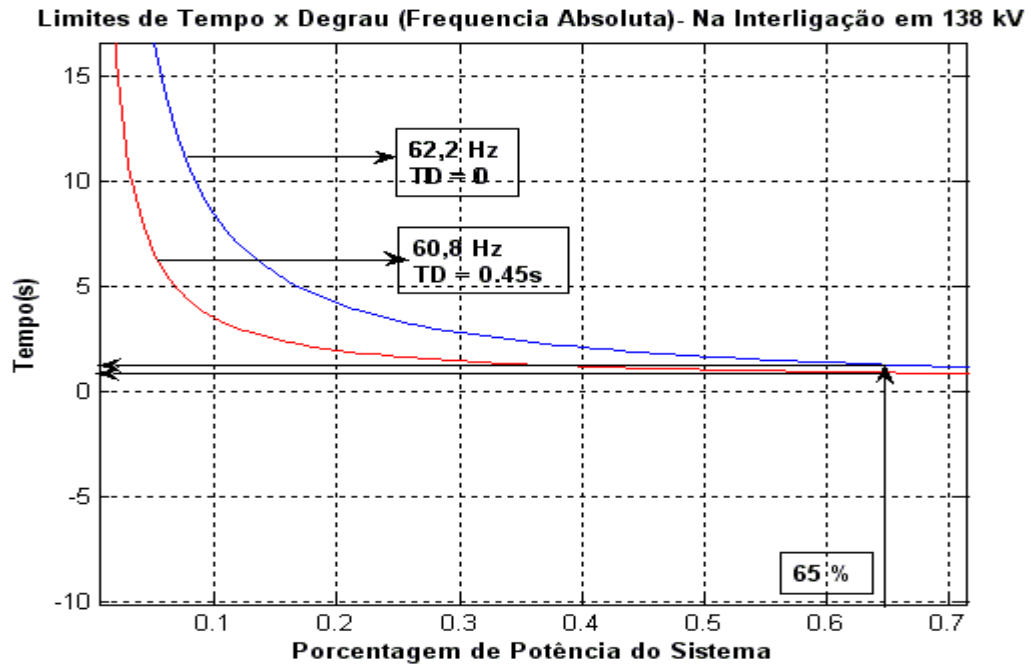


Figura 1 – Frequência Absoluta para uma perda de 65 % no ano de 2012.

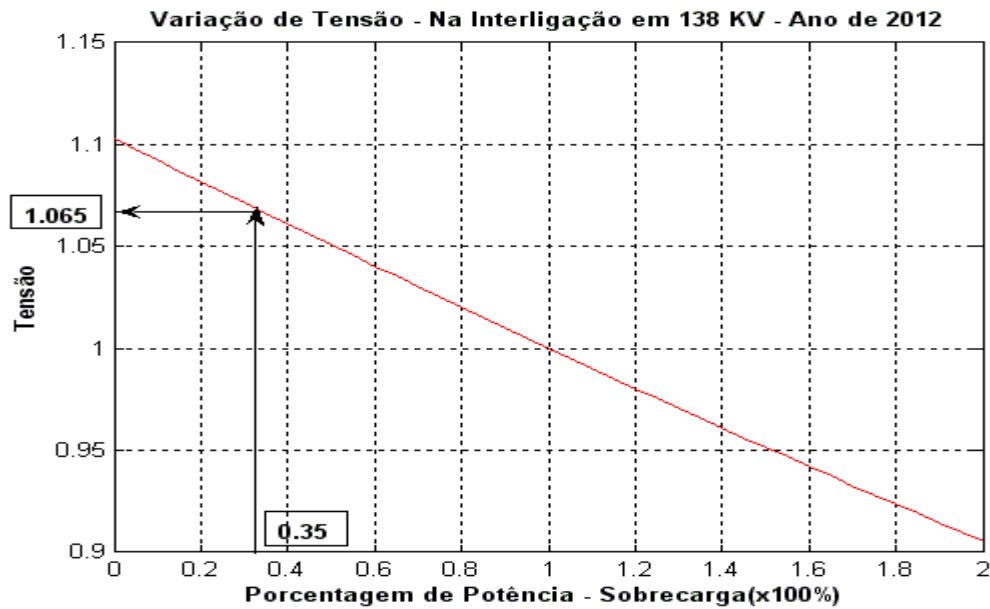


Figura 2 – Sobretensão na conexão em 138 kV no ano de 2012.

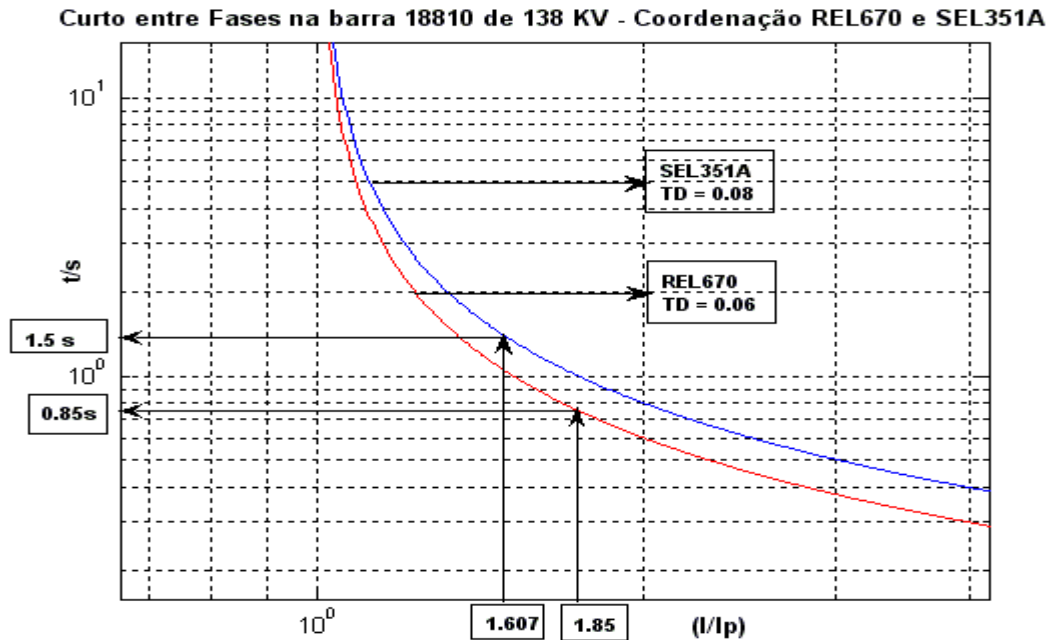


Figura 3 – Coordenação p/a defeitos entre fases na barra 18810.

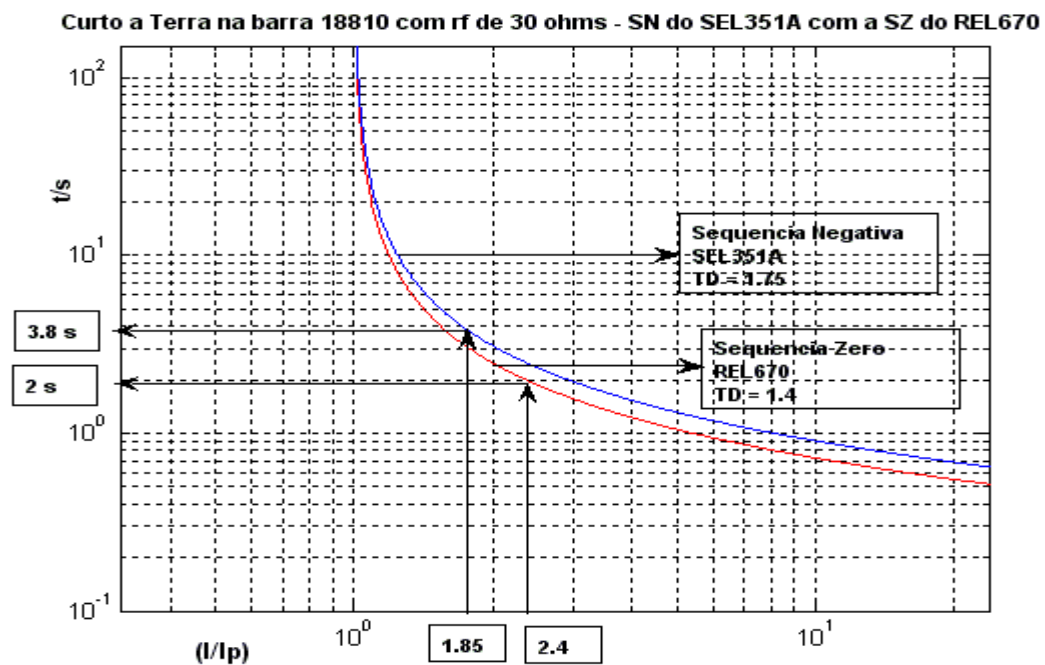


Figura 4 – Coordenação p/a defeitos a terra na barra 18810.

8.6 – Tabelas de Ajustes :

REL 670 - ABB	
Proteção das Entradas em 138 kV	
Linha UTE UCP – Taquaruçu	
Unidade	
Zone 1 Mode(Quad)	Forward
Min. Operate Res. Current	5 %
Min. Operate Current	10,6 %
Pos Sequence Reactance	1,404 Ω
Pos Sequence Resistance	4,53 Ω
Impedance Zone Timer(Z1)	0
Zone 2 Mode(Quad)	Forward
Min. Operate Res. Current	5 %
Min. Operate Current	10,6 %
Pos Sequence Reactance	10,71 Ω
Pos Sequence Resistance	8,08 Ω
Impedance Zone Timer(Z2)	1,5 s
Zone 3 Mode(Quad)	Forward
Min. Operate Res. Current	5 %
Min. Operate Current	10,6 %
Pos Sequence Reactance	12,88 Ω
Pos Sequence Resistance	12,16 Ω
Impedance Zone Timer(Z3)	2,5 s
Zone 4 Mode(Quad)	Backward
Min. Operate Res. Current	5 %
Min. Operate Current	10,6 %
Pos Sequence Reactance	6,82 Ω
Pos Sequence Resistance	7,93 Ω
Impedance Zone Timer(Z4)	1,8 s
Zone 1 Mode(Mho)	Forward
Min. Operate Current	10,6 %
Pos Sequence Impedance(Ph-Ph)	1,502 Ω
Pos Sequence Impedance Angle	69,13 graus
Impedance Zone Timer(Z1)	0
Zone 2 Mode(Mho)	Forward
Min. Operate Current	10,6 %
Pos Sequence Impedance(Ph-Ph)	11,46 Ω
Pos Sequence Impedance Angle	69,13 graus
Impedance Zone Timer(Z2)	0,78 s
Zone 3 Mode(Mho)	Forward
Min. Operate Current	10,6 %
Pos Sequence Impedance(Ph-Ph)	19,15 Ω
Pos Sequence Impedance Angle	69,08 graus
Impedance Zone Timer(Z3)	1,4 s
Zone 4 Mode(Mho)	Backward
Min. Operate Current	10,6 %
Reverse Reach Impedance(Ph-Ph)	7,29 Ω
Pos Sequence Impedance Angle	69,14 graus
Impedance Zone Timer(Z4)	0,85 s

Power Swing Detection	
Reactive Reach	19,67 Ω
Resistive Reach	7,51 Ω
Timer(RPSB)	0,5 s
Pole Slip Protection	
Impedance Reach	15,32 Ω
Characteristic Angle	69,14 graus
Start and Trip Angles	80 graus
Z1 and Z2 trip counters	1,9 s
Função Direcional(67)	
Operate Current	14,7 %
Relay Characteristic Angle(RCA)	45 graus
Maximum Forward Angle	90 graus
Minimum Forward Angle	0 Graus
Inverse Characteristic Curve	IEC NI
Minimum Operate Time(Time Dial)	1,85
Função Direcional(67N)	
Operate Current	5 %
Relay Characteristic Angle	90 graus
Maximum Forward Angle	80 graus
Minimum Polarizing Voltage	1 %
Minimum Polarizing Current	1 %
Inverse Characteristic Curve	IEC SI
Minimum Operate Time(Time Dial)	2,4
Função Check(25)	
Phase Shift	10 graus
Voltage Ratio	1 %
Voltage High Limit for Synchrocheck	50 %
Freq Limit Diff for Synchrocheck	0,24 Hz
Phase Angle Limit Diff for Synchrocheck	5 graus
Voltage Diff for Synchrocheck	10 %
Time Delay Output for Synchrocheck	0,333 s
Função Reclosing(79)	
Autoreclosing Open Time(1 shot)	0,25 s
Extended autorecloser open time	0,2 s
Autorecloser maximum wait time for sync	1s
Reclaim Time	0,5 s
Minimum time CB must be closed before AR	3s

REL 670 - ABB	
Proteção das Entradas em 138 kV	
Linha UTE UCP – Dracena	
Unidade	
Zone 1 Mode(Quad)	Forward
Min. Operate Res. Current	5 %
Min. Operate Current	10,6 %
Pos Sequence Reactance	7,67 Ω
Pos Sequence Resistance	6,92 Ω
Impedance Zone Timer(Z1)	0
Zone 2 Mode(Quad)	Forward
Min. Operate Res. Current	5 %
Min. Operate Current	10,6 %
Pos Sequence Reactance	14,14 Ω
Pos Sequence Resistance	9,38 Ω
Impedance Zone Timer(Z2)	1,5 s
Zone 3 Mode(Quad)	Forward
Min. Operate Res. Current	5 %
Min. Operate Current	10,6 %
Pos Sequence Reactance	15,69 Ω
Pos Sequence Resistance	11,33 Ω
Impedance Zone Timer(Z3)	2,5 s
Zone 4 Mode(Quad)	Backward
Min. Operate Res. Current	5 %
Min. Operate Current	10,6 %
Pos Sequence Reactance	0,475 Ω
Pos Sequence Resistance	6,58 Ω
Impedance Zone Timer(Z4)	1,8 s
Zone 1 Mode(Mho)	Forward
Min. Operate Current	10,6 %
Pos Sequence Impedance(Ph-Ph)	8,211 Ω
Pos Sequence Impedance Angle	69,13 graus
Impedance Zone Timer(Z1)	0
Zone 2 Mode(Mho)	Forward
Min. Operate Current	10,6 %
Pos Sequence Impedance(Ph-Ph)	15,13 Ω
Pos Sequence Impedance Angle	69,13 graus
Impedance Zone Timer(Z2)	0,78 s
Zone 3 Mode(Mho)	Forward
Min. Operate Current	10,6 %
Pos Sequence Impedance(Ph-Ph)	16,8 Ω
Pos Sequence Impedance Angle	69,08 graus
Impedance Zone Timer(Z3)	1,4 s
Zone 4 Mode(Mho)	Backward
Min. Operate Current	10,6 %
Reverse Reach Impedance(Ph-Ph)	1,33 Ω
Pos Sequence Impedance Angle	69,14 graus
Impedance Zone Timer(Z4)	0,85 s

Power Swing Detection	
Reactive Reach	19,67 Ω
Resistive Reach	7,51 Ω
Timer(RPSB)	0,5 s
Pole Slip Protection	
Impedance Reach	13,44 Ω
Characteristic Angle	69,14 graus
Start and Trip Angles	80 graus
Z1 and Z2 trip counters	1,9 s
Função Direcional(67)	
Operate Current	14,7 %
Relay Characteristic Angle(RCA)	45 graus
Maximum Forward Angle	90 graus
Minimum Forward Angle	0 Graus
Inverse Characteristic Curve	IEC NI
Minimum Operate Time(Time Dial)	1,85
Função Direcional(67N)	
Operate Current	5 %
Relay Characteristic Angle	90 graus
Maximum Forward Angle	80 graus
Minimum Polarizing Voltage	1 %
Minimum Polarizing Current	1 %
Inverse Characteristic Curve	IEC SI
Minimum Operate Time(Time Dial)	2,4
Função Check(25)	
Phase Shift	10 graus
Voltage Ratio	1 %
Voltage High Limit for Synchrocheck	50 %
Freq Limit Diff for Synchrocheck	0,24 Hz
Phase Angle Limit Diff for Synchrocheck	5 graus
Voltage Diff for Synchrocheck	10 %
Time Delay Output for Synchrocheck	0,333 s
Função Reclosing(79)	
Autoreclosing Open Time(1 shot)	0,25 s
Extended autorecloser open time	0,2 s
Autorecloser maximum wait time for sync	1s
Reclaim Time	0,5 s
Minimum time CB must be closed before AR	3s

Relé Diferencial de Barras 138 kV – REB670	2012
OPERATION CHARACTERISTIC(S)	0.53
DIFFERENTIAL CURRENT OPERATING LEVEL	400 A

SEL – 351A		
Proteção da conexão em 138 kV		
Unidade	Simbolo	Valor
Phase Undervoltage Block	27B81P	92 V
Level 1 Pick - UP	81D1P	60,8 Hz
Level 1 Time Delay	81D1D	27 cycles
Level 2 Pick - UP	81D2P	62,2 Hz
Level 2 Time Delay	81D2D	0 cycles
Level 1 Pick - UP	59P1P	122,47 V
Level 1 Time Delay	59PID	2 cycles
Level 2 Pick - UP	59P2P	120,75 V
Level 2 Time Delay	59P2D	8 cycles
Level 1 Pick - UP	3PWR1D	644 VA
Level 1 Time Delay	PWR1D	15 cycles
Power Element Type 1	PWR1T	+WATTS
Level 2 Pick – UP	3PWR2D	672 VA
Level 2 Time Delay	PWR2D	07 cycles
Power Element Type 2	PWR2T	+WATTS
Phase Time Overcurrent Element	51PP	3,68 A
Curve	51PC	C1
Time Dial	51PTD	0,08
Unidade DIR1 (51PP)	Forward	
Neg. Seq T.Overcurrent Element	51QP	0,334 A
Curve	51QC	C5
Time Dial	51QTD	1,75
Unidade DIR2 (51QP)	Forward	
Phase Inst.Overc – L1	50P1P	9,08 A
Phase Inst.Overc – Timer	67P1D	25 cycles
Neutral Inst.Overc – L1	50N1P	0,46 A
Neutral Inst.Overc – Timer	67N1D	15 cycles
Phase Inst.Overc – L2	50P2P	52,67 A
Neutral Inst.Overc – Timer	67P2D	20 cycles
Neutral Inst.Overc – L2	50N2P	41,3 A
Voltage Elements(3Vo)	59N1P	5,87 V
Voltage Elem -(Timer)	Nota 2	10 cycles
Voltage Elements(U ₂)	59QP	0,953 V
Voltage Elem -(Timer)	Nota 2	210 cycles
Positive S. c.super	50ABCP	1.08 A
Voltage window –low threshold	25VLO	5V
Voltage window –high threshold	25VHI	5V
Maximim slip frequency	25SF	0.1 Hz
Maximum Angle 1	25ANG1	4 graus
Synchronizing phase	SYNCP	VAB

Nota 2 : As respectivas temporizações das funções 59N1P,59QP e 59P deverão ser implementadas via lógica adicional no relé.

8.7 - Comentários Finais :

- 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 essa condição operativa conforme apresentado no item 8.4. Sugere-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.
- Sugere-se aqui também o uso de sinal de teleproteção de disparo permissivo(POTT) para a atuação conjunta com as funções 67 e 67N do relé REL670 que estão ajustadas para enxergar defeitos assimétricos além da barra 18810. Esse mesmo sinal deverá ser usado também em conjunto com o ajuste de zona 2 e 3 de distância do terminal da Usina.
- Para a função de Power Swing(Trip e Bloqueio por oscilação da função de Distância) recomenda-se usar o tempo de estabilidade da planta para se ajustar as respectivas temporizações dessas funções. Essas funções são importantes para se evitar o stress torsional no eixo do gerador para essas condições o que reduz o tempo de vida útil do mesmo.
- As temporizações das funções 59 e 81 da proteção do paralelo feitas no relé SEL-351A estão ajustadas de forma que se houver o religamento automático(Função 79) nas proteções das linhas de 138 kV seu respectivo tempo morto deverá ser de no mínimo 200 ms ou 12 ciclos.
- **Os ajustes indicados para os relés das linhas de 138 kV do tipo REL670 são orientativos e deverão ser complementados e integrados com as proteções dos outros terminais de acordo com as demais definições, tais como os esquemas de teleproteção a serem usados nas linhas e os respectivos tempos de estabilidade do sistema como hum todo.**