

MEMORIAL DESCRITIVO DE PROTEÇÃO E SELETIVIDADE EM MT PROJETO DE ALTERAÇÃO DE CARGA SUBESTAÇÃO DE 750 kVA

1. DADOS CADASTRAIS

1.1. Interessado

Cliente: Serviço Autônomo Municipal de Água e Esgoto – SAMAE
Nº da UC: **3082 4672 50**
CPNJ: 88.659.313/0001-05
Endereço: Estrada Adolfo Randazzo, N° 2.647, Caxias do Sul -RS
CEP: 95.046-820

1.2. Projetista

Responsável técnico: Eng. Eletricista Bruno Brum Reis
CREA-RS: 152.744
Endereço: Rua São José, nº 534 – Santa Cruz do Sul – RS
CEP: 96.815-040

2. APRESENTAÇÃO

O presente memorial visa descrever o estudo de coordenação e seletividade deste empreendimento, que conta com capacidade de transformação de 750 kVA.

O cliente não possui gerador de emergência. O cliente é do tipo cativo.

A data de emissão deste documento é 15/07/2024.

3. PONTO DE SUPRIMENTO

Distribuidora: RGE/CPFL
Alimentador: KCE14
Tensão de Suprimento: 13,8kV – 60Hz

SPDA, Subestação e Redes Elétricas - Projeto, instalação e manutenção

4. CAPACIDADE DE TRANSFORMAÇÃO

A potência total de transformação é de 750kVA, através de um único transformador a seco.

A demanda prevista é de 260,00 kW.

5. DISJUNTOR DE MÉDIA TENSÃO

O disjuntor de média tensão possui as seguintes características:

Disjuntor tripolar à gás (SF6), acionamento manual e motorizado, marca Schneider, modelo SFset 630, montado em Rack

Corrente nominal: 630A;

Capacidade nominal de curto circuito: 16kA;

Tensão nominal: 17,5kVA;

Dispositivo de bloqueio: bloqueio Kirk;

Tipo de carga: manual (por alavanca) e automático (motorizado).

6. CARACTERÍSTICAS DOS TRANSFORMADORES

| Transformador | Potência | Corrente | Impedância | Tipo |
|---------------|----------|----------|------------|------|
| TR1 | 750 kVA | 31,377 A | 6,00% | Seco |

7. Corrente de magnetização (Corrente INRUSH)

Transformadores à seco consideram 14 vezes a corrente nominal;

Transformadores à óleo consideram 8 vezes a corrente nominal;

7.1.1 Corrente inrush do transformador 1 (I inrush TR1)

$$I_{inrush_{TR1}} = 14 \times I_{NOM_{TR1}} = 14 \times 31,37A = 439,28A$$

SPDA, Subestação e Redes Elétricas - Projeto, instalação e manutenção

7.1.2 Corrente inrush total

A corrente de inrush total é a própria corrente de magnetização do TR1

$$I_{inrush_{Total}} = I_{inrush_{TR1}} = 439,28A$$

7.2. Corrente real de magnetização (I inrush real)

$$I_{mag} = I_{inrush_{real}} = \frac{1}{\frac{1}{I_{CC3F}} + \frac{1}{I_{inrush_{Total}}}} = \frac{1}{\frac{1}{2.695kA} + \frac{1}{439,28A}} = 377,72A = 378A$$

7.3. Corrente do ponto ANSI

Determinação da corrente do ponto ANSI

7.3.1 Ponto ANSI TR 1

$$I_{ANSI_{TR1}} = I_{NOM_{TR1}} \times \frac{100}{Z\%} = 31,37A \times \frac{100}{6,00} = 522,96A$$

8. TRANSFORMADOR DE CORRENTE

É importante que os TCs de proteção retratem com fidelidade as correntes de defeito, sem sofrer os efeitos da saturação. Somente devem entrar em saturação para valores de elevada indução magnética, o que corresponde a uma corrente de 20 vezes a corrente nominal primária ou 10,6kA para classe de tensão 15kV, a que for maior.

8.1. Corrente de curto circuito

$$I_{np} = \frac{I_{CC3\phi}}{20} = \frac{2.771kA}{20} = 138,55A$$

8.1.1 Relação de transformação de corrente (RTC)

Corrente do primária: **200A**

Corrente do secundário: **5A**

RTC adotada: **200A/5A**, $RTC = 40$

8.2. Definição dos TCs

Características do TC: 200A/5A – 12,5VA 10P20;

$RTC = 40$;

Carga do TC (burden) = 12,5VA;

Classe de precisão/exatidão: 10% de exatidão com limite de exatidão de 20 vezes a corrente nominal;

Isolação em epóxi: 15kV.

8.3. Determinação das impedâncias do sistema de medição

São determinados os seguintes itens:

- Zfiação: impedância dos condutores de ligação entre TC e o relé de proteção;
- Zrelé: impedância do relé através das entradas de fase e neutro;
- Zburden: impedância do TC ao entregar determinada carga.

8.3.1 Ligação entre TC e relé (Zfiação)

Impedância da fiação de ligação entre TC e relé (Z): 0,02 Ω ;

Rcobre: 0,02

Fio de cobre (S): 4mm²;

Comprimento do condutor (L): 4m.

$$Z_{fiação} = r_{cobre} \times \frac{L}{S} = 0,02 \times \frac{4}{4} = 0,02\Omega$$

8.3.2 Impedância do relé de proteção ($Z_{relé}$)

O relé utilizado possui características de impedância de $7m\Omega$ nas entradas de fase (Z_{fase}) e neutro (Z_{neutro}), conforme especificado no catalogo do fabricante

$$Z_{Relé} = Z_{Fase} + 3 \times Z_{Neutro} = 8m\Omega + (3 \times 8m\Omega) = 28m\Omega = 0,032\Omega$$

8.3.3 Impedância do TC (Z_{burden})

O TC definido é de 12,5VA 10P20. Sua carga é de 12,5VA e, conforme a tabela 8 da NBR 6.856:2015, sua impedância (Z_{burden}) é de $0,5\Omega$.

É considerada uma carga de 20% do TC para determinar sua impedância de operação (Z_{TC}):

$$Z_{TC} = 20\% \times 0,5\Omega = 0,2 \times 0,5\Omega = 0,1\Omega$$

8.3.4 Impedância total (TC Z_{total})

É o somatório das impedâncias de fiação, relé e TC, conforme:

$$TCZ_{Total} = Z_{Fiação} + Z_{Relé} + Z_{TC} = 0,02\Omega + 0,032\Omega + 0,1\Omega = 0,152\Omega$$

8.4. Corrente de curto circuito do TC

Considerando a corrente de 10,6kA para a rede de classe 15kV, obtemos:

$$ICC_{TC} = \frac{ICC_{(3\phi sim)}}{RTC} = \frac{10,6kA}{40} = 265,00A$$

8.5. Tensão de saturação do TC

Verifica-se a máxima tensão do transformador de corrente em função da impedância do sistema de medição (TCZ_{total}):

$$V_{SAT} = I_{ccTC} \times Z_{Total} = 265A \times 0,152\Omega = 40,28V$$

8.6. Verificação da tensão de saturação

Para verificar que não haverá saturação do TC, é necessário conhecer a tensão máxima para saturação, conforme:

$$V_{SAT TC} = Z_{Burden} \times (20 \times I_{nTC}) = 0,5 \times (20 \times 5A) = 50V$$

Portanto, a tensão máxima para saturação do TC, com carga de 12,5VA, é de 50V. Logo, a tensão dos TCs na pior situação (40,28V) é inferior ao limite de saturação (50V), indicando que não haverá saturação. Este motivo é o da escolha de TCs 200A:5A ao invés de 150A:5A.

9. AJUSTE DAS FUNÇÕES DE CORRENTE 51 E 50

As funções de corrente são ajustadas com valor de 1,1 vezes a máxima corrente de transformação, evitando possíveis desligamentos por futuros aumentados de demanda.

9.1. Função 51F

Determinação da máxima corrente e, então, aplica-se o fator de ajuste:

$$I_{Carga\ Máx} = \frac{S_{Nominal}}{V \times \sqrt{3} \times \cos \alpha} \times Ajuste = \frac{750kVA}{13,8kV \times \sqrt{3} \times 1} \times 1,1$$

$$I_{Carga\ Máx} = 31,37A \times 1,1 = 34,51A$$

9.1.1 Determinação do TAP

$$TAP \geq \frac{I_{Carga\ Máx}}{RTC} = \frac{34,51}{40} = 0,863A$$

O TAP deve ser ajustado para um valor igual ou superior a 0,863A, compatível com o ajuste do relé. Portanto, temos ajuste do TAP para 0,9A.

9.1.2 Corrente de pick-up 51F

$$I_{Pick\ up\ 51F} = RTC \times Ajuste\ TAP = 40 \times 0,9A = 36A$$

9.2. Função 50F

Determinação da máxima corrente instantânea e, então, aplica-se o fator de ajuste:

$$I_{Inst\ Fase\ Secundário} = \frac{I_{Mag}}{RTC} \times Ajuste = \frac{378A}{40} \times 1,1 = 9,45A \times 1,1 = 10,39A$$

9.2.1 Determinação do TAP

A máxima corrente instantânea é ajustada, conforme:

$$I_{Inst\ Fase\ Secundário\ Ajuste} = 10,39A \rightarrow 10,4A$$

$$I_{Inst\ Fase\ primário} = I_{Inst\ Fase\ Secundário\ Ajuste} \times RTC = 10,4A \times 40 = 416A$$

A máxima corrente instantânea deve ser inferior à corrente de curto circuito do sistema da concessionária e superior à corrente de magnetização. Portanto, temos:

$$I_{Mag} \leq I_{Inst\ Fase\ Primário} \leq I_{CC3F}$$

$$378A \leq 416A \leq 2.771A$$

9.2.2 Corrente de pick-up 50F

A condição é satisfeita e a máxima corrente instantânea de fase no primário é de 416A.

$$I_{Pickup50F} = I_{Inst\ Fase\ Primário} = 416A$$

9.3. Função 51N

Determinação da máxima corrente e, então, aplica-se o fator de ajuste:

$$I_{Carga\ Máx(N)} = \frac{S_{Nominal}}{V \times \sqrt{3} \times \cos \alpha \times 3} \times Ajuste = \frac{750kVA}{13,8kV \times \sqrt{3} \times 1 \times 3} \times 1,1$$

$$I_{Carga\ Máx(N)} = 10,45A \times 1,1 = 11,50A$$

9.3.1 Determinação do TAP

$$TAP \geq \frac{I_{Carga\ Máx(N)}}{RTC} = \frac{11,5A}{40} = 0,28A$$

O TAP deve ser ajustado para um valor igual ou superior a 0,288A, compatível com o ajuste do relé. Portanto, temos ajuste do TAP para 0,3A.

9.3.2 Corrente de pick-up 51N

$$I_{Pick\ up\ 51N} = RTC \times Ajuste\ TAP = 40 \times 0,3A = 12A$$

9.4. Função 50N

Determinação da máxima corrente instantânea e, então, aplica-se o fator de ajuste:

$$I_{Inst\ Neutro\ Secundário} = \frac{I_{Mag}}{RTC \times 3} \times Ajuste = \frac{378A}{40 \times 3} \times 1,1 = 3,15 \times 1,1 = 3,465A$$

9.4.1 Determinação do TAP

A máxima corrente instantânea é ajustada, conforme:

$$I_{Inst\ Neutro\ Secundário\ Ajuste} = 3,465A \rightarrow 3,5A$$

$$I_{Inst\ Neutro\ primário} = I_{Inst\ Neutro\ Secundário\ Ajuste} \times RTC = 3,5A \times 40 = 140A$$

A máxima corrente instantânea deve ser inferior à corrente de curto circuito do sistema da concessionária e superior à corrente de magnetização. Portanto, temos:

$$I_{Inst\ Neutro\ Primário} \leq I_{CC1F}$$

$$140A \leq 1.708A$$

9.4.2 Corrente de pick-up 50N

A condição é satisfeita e a máxima corrente instantânea de neutro no primário é de 140A.

$$I_{Pickup50N} = I_{Inst\ Neutro\ Primário} = 135A$$

10. QUADRO DE RESUME DOS AJUSTES DO RELÉ

O relé definido para o monitoramento e atuação da proteção da subestação é da marca Siemens, modelo 7SR1004. Ele é alimentado através de nobreak de 1000VA, com energia proveniente do transformador de potencial auxiliar. A Tabela 1 exibe o resumo de ajustes para que o relé opere adequadamente.

Tabela 1 – Resumo de ajustes do relé de proteção.

| | | |
|-----------------------------|---------|--------|
| Fabricante | Siemens | |
| Modelo | 7SR1004 | |
| Transformador de corrente | 200A:5A | |
| Relação de transform. (RTC) | 40 | |
| Ajustes do relé | Fase | Neutro |
| Tap | 0,9 | 0,3 |
| Corrente primária [A] | 36 | 12 |
| Dial de tempo e curva | 0,1 NI | 0,3 NI |
| Tap Instantâneo | 10,4 | 3,5 |
| Corrente instantânea [A] | 416 | 140 |

Fonte: arquivo do autor.

11. PREVISÃO PARA GERADOR

Esta subestação não possui gerador de energia. No entanto, há a previsão de um módulo (painel elétrico) com função de espera para futura instalação de chave de transferência




SPDA, Subestação e Redes Elétricas - Projeto, instalação e manutenção



ATIVA SERVIÇOS ELÉTRICOS LTDA EPP
CREA-RS 226510

Rua São José, nº 534 - Bairro Avenida
CEP 96815-040 - Santa Cruz do Sul/RS

 51 3121-1570

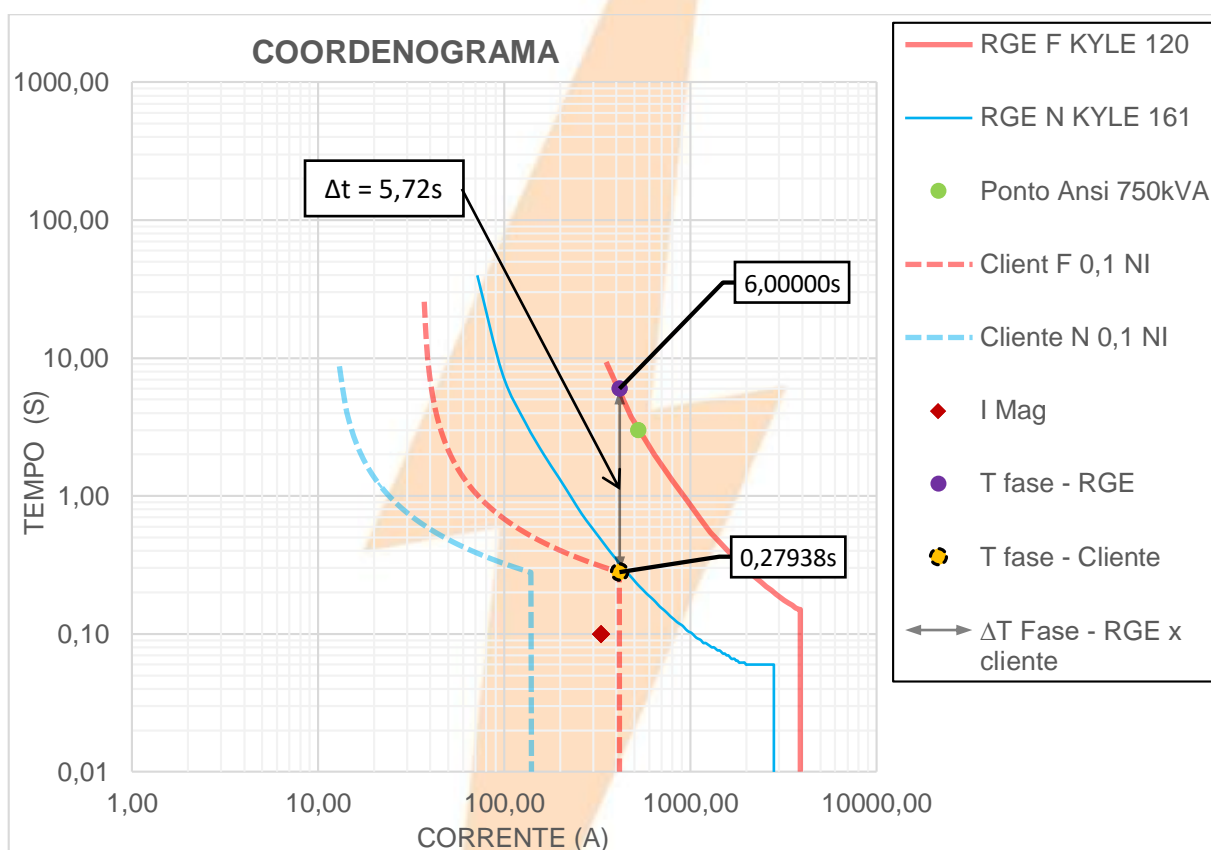
 contato@ativaeletrica.com.br

 www.ativaeletrica.com.br

  [ativaengeletrica](https://www.instagram.com/ativaengeletrica)

12. COORDENOGRAMA

Os pontos marcados como “T fase – RGE” e “T fase – Cliente” são referentes aos pontos mais próximos das duas curvas de fase da RGE e do cliente, indicando exatamente a mesma corrente e o tempo de atuação, exibindo a diferença de tempo para verificar coordenação.



SPDA, Subestação e Redes Elétricas - Projeto, instalação e manutenção

13. Orientações CPFL

Retornar o estudo de coordenação e seletividade considerando os itens abaixo:

- 1) Modelo, fabricante e cópia do manual dos relés utilizados. Informar o range de ajuste do dial de tempo do relé permitido pelo fabricante;
- 2) Fator de Sobrecorrente, dimensionamento e cálculo de Saturação dos TCs. Atender os critérios contidos no GED 2858 item 6, 6.1 e 6.2;
- 3) Para o cálculo de saturação dos TCs, caso não conseguir a impedância dos TCs junto ao fabricante, observar as tabelas 8 e 9 da NBR 6856 onde permite flexibilizar 20% da impedância nominal;
- 4) Para o cálculo de impedância do relé utilizar a equação $Z_{relé} = Z_{fase} + 3 \times Z_{neutro}$ conforme item 6.1 do GED 2858;
- 5) Capacidade de interrupção (MVA ou kA) do disjuntor de interligação de MT. Atender o critério de acordo com o nível de tensão contido no GED 2858 item 3, salvo quando os valores de curto circuito informados no ponto de conexão forem superiores aos descritos na norma interna;
- 6) Diagrama unifilar de operação e proteção contendo o relé de sobrecorrente, esquemas de ligação, TCs, TPs, disjuntor de MT, equipamento da derivação da RGE e transformadores. Providenciar o diagrama funcional e unifilar do sistema (em PDF), onde sugere-se utilizar os modelos apresentados nos itens 9- Diagrama Funcional do Sistema e 10- Diagrama Unifilar do Projeto do GED 2858 – Modelo para carga;
- 7) Diagrama unifilar de operação e proteção contendo o relé de sobrecorrente, esquemas de ligação, TCs, TPs, disjuntor de MT, equipamento da derivação da RGE e transformadores. Providenciar o diagrama funcional e unifilar do sistema (em PDF), onde sugere-se utilizar os modelos apresentados nos ANEXO B.1 – DIAGRAMA UNIFILAR FUNCIONAL e ANEXO B.2 – DIAGRAMA UNIFILAR FUNCIONAL do GED 15303 – Modelo para Geração sistema de compensação;
- 8) Diagrama unifilar de operação e proteção contendo o relé de sobrecorrente, esquemas de ligação, TCs, TPs, disjuntor de MT, equipamento da derivação da RGE e transformadores. Providenciar o diagrama funcional e unifilar do sistema (em PDF), onde sugere-se utilizar o modelo apresentado no ANEXO A.1 – Unifilar Orientativo de Proteções da Conexão: Acesso em Alimentador ou ANEXO A.2 – Unifilar Orientativo

SPDA, Subestação e Redes Elétricas - Projeto, instalação e manutenção

de Proteções da Conexão: Acesso na Barra da SE - GED 33 – Modelo para Geração autoprodutor, produtor independente de energia e cliente livre (carga) com paralelismo momentâneo;

- 9) Apresentar as impedâncias percentuais, tensões primárias e secundárias, tipo de ligação, tipo de isolamento e potência do(s) transformador(es);
- 10) Cálculo de InRush: Recomenda-se utilizar um dos modelos de cálculo real descritos no item 6.3.2.2 do GED 2912. Após calculada a corrente real de INRUSH, multiplicar esse valor por um fator igual ou superior a 1,1 devido ao erro dos TCs para ajustar a função 50;
- 11) Considerar como tempo mínimo de coordenação 300ms entre as curvas de proteção da concessionária e do cliente. Caso esse tempo não seja possível tecnicamente deve ser considerado o menor tempo possível;
- 12) Apresentar os gráficos de coordenação, plotar em um plano somente as curvas envolvendo as fases, e plotar todas as curvas juntas (fase e Neutro) em um outro plano (Coordenograma), informar o padrão adotado para as curvas de fase e de neutro (ANSI ou IEC);
- 13) Identificar o tipo e dispositivo de alimentação do relé e da bobina de abertura do disjuntor de MT (geralmente utiliza-se NO-BREAK), demonstrar no estudo e no diagrama unifilar com sua potência;
- 14) Conforme subitem 6.5.1.1.5 do GED 2855: Apresentar ART de responsável técnico pelo projeto de proteção, com o campo 27 (Descrição dos Serviços Executados) preenchido com texto se responsabilizando pelo estudo de coordenação e seletividade dos relés de proteção do disjuntor geral;
- 15) Utilizar no cálculo de Pick-up da unidade 51F a corrente nominal de transformação total da subestação o fator entre 1,1 a 1,3 vezes e para unidade 51N: de 5 a 10A primários dial de tempo 0,05 (ou menor ajuste possível que o dispositivo permitir, caso contrário justificar tecnicamente) curva IEC NI e 50N: 25A primários para não haver descoordenação da função SGF com as proteções da unidade consumidora;
- 16) Geração na modalidade sistema de compensação de energia, seguir ajustes contidos no arquivo "Ajustes das funções GED 15303.pdf" junto a atividade em questão;

SPDA, Subestação e Redes Elétricas - Projeto, instalação e manutenção

- 17) Geração na modalidade autoprodutor ou produtor independente de energia, seguir ajustes contidos no arquivo "Ajustes das funções GED 33.pdf" junto a atividade em questão;
- 18) Cliente no mercado Livre com paralelismo sem registro de exportação de energia, deverá bloquear as injeções de energia (funções 32 e 67), caso não seja permitido, deverá ser feito um esclarecimento para que se ajuste no valor mínimo permitido pelo relé. Quando não houver paralelismo demonstrar no diagrama unifilar a chave de intertravamento. Seguir ajustes contidos no arquivo "Ajustes das funções ACL.pdf" junto a atividade em questão;
- 19) Cliente com paralelismo momentâneo (emergência) deverá bloquear as injeções de energia (funções 32 e 67), caso não seja permitido, deverá ser feito um esclarecimento para que se ajuste no valor mínimo permitido pelo relé. Quando não houver paralelismo demonstrar no diagrama unifilar a chave de intertravamento. Seguir ajustes contidos no arquivo "Ajustes das funções ACL e CATIVO.pdf" junto a atividade em questão;
- 20) Quando for necessário ajustes de proteção diferentes aos descritos nas orientações anteriores, o responsável técnico deverá apresentar a proposta da necessidade junto ao estudo de coordenação e seletividade e anexo 21 com as justificativas técnicas para avaliação da concessionária;
- 21) A Unidade 79 (RELIGAMENTO AUTOMÁTICO) do relé deverá permanecer BLOQUEADA.

Atenciosamente,

Eng. Eletricista Bruno Brum Reis

CREA: RS 152.774

Diretor Executivo

Responsável Técnico pelo Projeto

Ativa Serviços Elétricos LTDA

CREA: RS 226.510

SPDA, Subestação e Redes Elétricas - Projeto, instalação e manutenção