MEMORIAL DE CÁLCULO DA PROTEÇÃO

1. OBJETIVO

O presente documento irá apresentar toda a memória de cálculo e parâmetros utilizados como base para estabelecer a proteção do sistema visando garantir a sua confiabilidade ao longo do seu período de operação.

Todas as diretrizes aqui apresentadas para definição dos ajustes das proteções foram elaboradas com base nas orientações técnicas previstas na **2855 DE 19/02/2026** da **CPFL**.

2. EMPRESA RESPONSÁVEL PELO PROJETO

O projeto possui como responsável técnico o Eng° Jorge Cristiano Sanches Matsumoto, com registro nacional junto ao Conselho Federal de Engenharia, Arquitetura e Agronomia (Confea) sob o n° 2620704421, emitido pelo Conselho Regional de Engenharia e Agronomia do Estado de São Paulo (CREA-SP) sob o n° 5060489249.

O presente estudo é amparado pela Anotação de Responsabilidade Técnica – ART de número 2620260090179 registrada junto ao Conselho Regional de Engenharia e Agronomia do Estado de São Paulo (CREA-SP).

3. MEMÓRIA DE CÁLCULO

Para o presente estudo serão previstas as seguintes funções de proteção:

- Sobrecorrente de Fase (50/51)
- Sobrecorrente de Neutro (50N/51N/51GS)
- Sincronismo (25)
- Anti-ilhamento (Será realizada pelo inversor)
- Sub e sobretensão (27/59)
- Monitoramento da tensão auxiliar do relé (27-0)
- Direcional de potência ativa (32)

- Sobretensão de neutro (59N)
- Sub e sobrefrequência (81 O/U)
- Taxa de variação de frequência (81 df/dt)
- Desequilíbrio de corrente (46)
- Desbalanço de tensão (47)
- Sobrecorrente direcional (67)
- Sobrecorrente com restrição de tensão (51V)

O cliente irá possuir um disjuntor de média tensão exclusivo instalado em cabine blindada de proteção na subestação de entrada. Além disso, terá proteção secundária exercida pelo relé de proteção PEXTRON URP6000 que será instalado em quadro de sobrepor na subestação.

O cliente irá possuir uma demanda contratada TUSD de 30 kW, mais uma demanda de geração TUSDg de 700 KW e potência instalada de 750 kVA na modalidade tarifária horária Verde.

4. DADOS FORNECIDOS PELA CPFL

Foram fornecidos os níveis de curto-circuito, sintetizando a contribuição do alimentador da concessionária, bem como os dados da proteção do religador a montante do cliente, abaixo relacionados:

Tabela 1 - Impedância no Ponto de Conexão Fornecida pela Concessionária

Impedância	R [OHMS]	X [OHMS]
Z0	1,0731	j4,5827
Z1	0,3376	j2,0277
Z2		

Tabela 2 - Níveis de Curto-Circuito Concessionária

Curto-Circuito	Simétrico (A)	Assimétrico (A)
Trifásico	3876	6259
Fase-Fase	3357	5420
Fase-Terra 0 ohm	2712	4215
Fase-Terra 40 ohm	196	200

Tabela 3 – Ajuste da Proteção do Alimentador da Concessionária

Ajuste	Fase	Neutro	Neutro Sensível
Corrente Primária Temp. (A)	600	120	12
Curva de ajuste	0,3 MI	0,5 NI	4 s
Corrente Primária Inst. (A)	5200	3000	

5. TRANSFORMADORES DE POTÊNCIA

Para definição de alguns parâmetros da proteção será necessário determinar as características elétricas do transformador de potência instalado. Vale ressaltar que o cliente possui 01 transformador de potência relacionado abaixo:

Tabela 4 - Características Nominais do Transformador de Potência

TAG	Potência (kVA)	Corrente Nominal (A)	Tensão Primária (kV)	Tensão Secundária (V)	Z %	Ligação	Tipo
Transformador 1	750	31,4	13,8	380/220	5,0	Dyn1	Óleo

Para realização do estudo foram determinadas as correntes de magnetização e as correntes ANSI e NANSI dos transformadores com o intuito de verificar, via coordenograma, se os equipamentos serão protegidos pelos relés de proteção. Na Tabela 5 estão representados os valores calculados para essas grandezas.

Tabela 5 - Correntes de Magnetização, ANSI e NANSI dos transformadores

TAG	Corrente de Magnetização (A)	Corrente ANSI (A)	Corrente NANSI (A)
Transformador 1	314	628	364,24

Foram adotadas as seguintes equações na determinação das grandezas presentes na Tabela 4.

$$I_{magnetização} = k \times I_{nominaltrafo}$$

$$I_{ANSI} = \frac{I_{nominaltrafo}}{Z\%} \times 100$$

$$I_{NANSI} = 0{,}58 \times I_{ANSI}$$

$$k = 10\ (óleo) |\ k = 10\ (seco)$$

Para o transformador 1 temos que:

$$I_{magnetização} = 10 \times 31{,}4 \ = 314\ A$$

$$I_{ANSI} = \frac{31{,}4}{5{,}0} \times 100 = 628\ A$$

$$I_{NANSI} = 0{,}58 \times 628 \ = 364{,}24\ A$$

Considerando que existe transformador instalado para o cliente a corrente Inrush adotada no estudo do consumidor será igual a corrente de magnetização do maior transformador mais a corrente nominal dos demais transformadores, dessa forma:

$$\boldsymbol{I_{inrush} = I_{maior-magnetização} + \sum I_{nominal_{Demais\ Trafos}}}$$

$$\boldsymbol{I_{inrush_{PARCIAL}} = 314 + 0 = 314\ A}$$

De posse do valor da Inrush Parcial e do maior valor de contribuição de curto-circuito no ponto de entrega, podemos calcular a corrente de Inrush Real.

$$I_{inrushreal} = \frac{1}{\frac{1}{I_{inrushparcial}} + \frac{1}{I_{curto-circuito_{sim}}}}$$

$$I_{inrushreal} = \frac{1}{\frac{1}{314} + \frac{1}{3876}}$$

$$\boldsymbol{I_{inrushreal} = 290,47\ A}$$

6. MEMÓRIA DE CÁLCULO DAS PROTEÇÕES

6.1. FUNÇÃO 51 – SOBRECORRENTE TEMPORIZADA DE FASE

Com o objetivo de proteger a unidade do cliente contra sobrecargas será prevista uma unidade de sobrecorrente temporizada ajustada com uma corrente de partida 30% superior à corrente de demanda.

$$I_n = \frac{Demanda}{F.P \times \sqrt{3} \times V_{ff}}$$

$$Ip_{51} = 1,30\ \times\ I_n$$

$$I_n = \frac{700}{0,92 \times \sqrt{3} \times 13,8\ kV}$$

$$\boldsymbol{I_n = 31,83\ A}$$

$$Ip_{51} = 1,30\ \times 31,83$$

$$\boldsymbol{Ip_{51} \sim 40,0\ A}$$

Será utilizada uma curva IEC Muito Inversa ($k = 1 | \alpha = 13{,}5$) ajustado com o dial de tempo calculado conforme equação abaixo:

$$Dial_{51} = \left(\frac{\left(\frac{I_{inrush}}{Ip_{51}}\right)^{\alpha} - 1}{k} \right) \times t(I)$$

$$t(I) = 0{,}1s + Atraso\ Intencional$$

$$Atraso\ Intencional = 0{,}05s$$

$$Dial_{51} = \left(\frac{\left(\frac{290{,}47}{41}\right)^{1} - 1}{13{,}5} \right) \times 0{,}15$$

$$\boldsymbol{Dial_{51} = 0{,}07}$$ **=> será utilizado 0,30**

6.2. FUNÇÃO 50 - SOBRECORRENTE INSTANTÂNEA FASE

Com o intuito de proteger a instalação do cliente contra faltas nas instalações internas alimentadas pela rede da concessionária, será ajustada uma unidade de sobrecorrente instantânea de magnitude discriminada abaixo:

$$Ip_{50} = 1{,}1 \times I_{inrush_{real}}$$

$$Ip_{50} = 1{,}1 \times 290{,}47$$

$$\boldsymbol{Ip_{50} \sim 320\ A}$$

Será ajustado um tempo de operação da proteção conforme abaixo:

$$\boldsymbol{T_{50} = 0{,}00\ segundos.}$$

6.3. FUNÇÃO 51N – SOBRECORRENTE TEMPORIZADA DE NEUTRO

Com o objetivo de proteger a instalação para defeitos relacionados a terra no sentido concessionária para o cliente, será ajustada uma proteção de sobrecorrente temporizada de neutro com corrente de partida de 20% da corrente de partida da unidade temporizada de fase.

$$Ip_{51N} = 0{,}2 \times Ip_{51}$$

$$Ip_{51N} = 0{,}2 \times 40$$

$$\boldsymbol{Ip_{51N} \sim 8\ A}$$

Será utilizada uma curva IEC Normalmente Inversa ajustada com o dial de tempo definido abaixo:

$$\boldsymbol{Dial_{51N} = 0{,}07 \Rightarrow será\ utilizado\ 0{,}30}$$

6.4. FUNÇÃO 50N - SOBRECORRENTE INSTANTÂNEA DE NEUTRO

Com o intuito de proteger a instalação do cliente contra faltas nas instalações internas alimentadas pela rede da concessionária, será ajustada uma unidade de sobrecorrente instantânea de magnitude discriminada abaixo:

$$Ip_{50N} = 0{,}2 \times I_{50}$$

$$Ip_{50} = 0{,}2 \times 320$$

$$\boldsymbol{Ip_{50N} \sim 64\ A}$$

Será ajustado um tempo de operação da proteção conforme abaixo:

$$\boldsymbol{T_{50N} = 0{,}00\ segundos.}$$

6.5. FUNÇÃO 51GS – SOBRECORRENTE DE NEUTRO SENSÍVEL

Com o intuito de proteger a instalação do cliente contra faltas de alta impedância alimentadas pela rede da concessionária, será ajustada uma unidade de neutro sensível de magnitude discriminada abaixo:

$$Ip_{51NS_{CLIENTE}} = 0{,}8 \; x \; Ip_{51NS_{CONCESSIONÁRIA}}$$

$$Ip_{51NS_{CLIENTE}} = 0{,}8 \; x 12$$

$$Ip_{51NS_{CLIENTE}} \sim 8 \; A$$

Será ajustado um tempo de operação da proteção conforme abaixo:

$$\boldsymbol{T_{51NS} = 2{,}7 \; segundos}$$

6.6. FUNÇÃO 25 – SINCRONISMO

Permite o paralelismo de dois circuitos quando ambos estiverem dentro de limites prefixados de **tensão, frequência e ângulo de fases.**
Não Habilitar. Esta função será executada pelos inversores.

6.7. FUNÇÃO 59 – SOBRETENSÃO

Com o intuito de desconectar o barramento do cliente da rede da concessionária diante de alterações anormais provenientes de aumento da tensão eficaz de fornecimento, será programada a função de sobretensão com curvas de tempo definido.

$$Vp_{59-1} = 110{,}1\% \times V_{ff}$$

$$Vp_{59-1} = 1{,}101 \times 13.800\ V$$

$$\boldsymbol{Vp_{59-1} \sim 15.192\ V}$$

Será ajustado um tempo de operação da proteção conforme abaixo:

$$\boldsymbol{TD_{59-1} = 1{,}0\ segundos}$$

6.8. FUNÇÃO 27 – SUBTENSÃO

Com o intuito de desconectar o barramento do cliente da rede da concessionária diante de alterações anormais provenientes da redução da tensão eficaz de fornecimento, será programada a função de subtensão com uma curva de tempo definido.

$$Vp_{27-1} = 80\% \times V_{ff}$$

$$Vp_{27-1} = 0{,}8 \times 13.800\ V$$

$$\boldsymbol{Vp_{27-1} = 11.040\ V}$$

Será ajustado um tempo de operação da proteção conforme abaixo:

$$\boldsymbol{TD_{27-1} = 2{,}5\ segundos}$$

6.9. FUNÇÃO 32P – PROTEÇÃO DIRECIONAL DE POTÊNCIA ATIVA

O ajuste desta proteção deve garantir que a **geração solar FV** exportara **potência ativa** conforme assumido junto à concessionária. Assim, será considerada uma margem de segurança de **10%**.

Ptotal geração = **até 700 kW** => P32pri = 700 + **10%** => P32pri = 770 kW

Relação dos **TP's proteção** = 13800/√3-115/√3 V => RTP = 120

Relação dos **TC's proteção** = 200/5 => RTC = 40

P32sec = **160,0 W**, **c/ tempo definido = 2 s (ajustes no relé)**
Reversão do elemento direcional de potência = **on / sentido Gerador => CPFL (ajuste no relé)**
P32pri = 768 kW (~ 110% da potência ativa de exportação = 700 kW),
c/ tempo definido = 2,0 s

FUNÇÃO 59N – SOBRETENSÃO DE NEUTRO

A função **59N** deverá ter o seu ajuste máximo **limitado a 60% da tensão de Fase Neutro (Vfn), com tempo de atuação definido em 0,150s.**
Tensão nominal = 13800 V
Relação dos **TP's proteção** = 13800/√3-115/√3 V => RTP = 120
Vffsec = 13800/RTP => VFFsec = 13800/120 => VFFsec ~ 115 V
Modo de operação = Fase/Neutro
V59N = **0,6** x VFNsec => V59N = 0,6 x (115/√3) ~ 40 V
V59Nsec ~ 40 V x RTP, c/ **tempo definido** = **0,15 s (ajustes no relé) =>**
V59Npri ~ 4800 V, c/ **tempo definido** = **0,15 s**

6.10. FUNÇÃO 81U/81O – PROTEÇÃO DE SUBFREQUÊNCIA

Frequência nominal de operação = 60 Hz
F (função 81U) Subfrequência - 1˚ estágio = 57,5 Hz, c/ tempo p/ atuação = 5 s
F (função 81U) Subfrequência - 2˚ estágio = 57 Hz, c/ tempo p/ atuação = 0,1 s
F (função 81O) Sobrefrequência - 1˚ estágio = 62,6 Hz, c/ tempo p/ atuação = 10 s
F (função 81O) Sobrefrequência - 2˚ estágio = 63,1 Hz, c/ tempo p/ atuação = 0 s

6.11. FUNÇÃO 46 – PROTEÇÃO DE DESEQUILÍBRIO DE CORRENTE

Relação dos **TC's proteção** = 200/5 => RTC = 40

I46sec = 0,33 A x RTC c/ tempo instantâneo = **0,15 s (ajuste no relé)**

I46pri ~ 13,2 A, c/ tempo instantâneo = **0,15 s**

6.12. FUNÇÃO 47 – SEQUÊNCIA DE FASE

Habilitar (on), esta função no relé PEXTRON-URP 6000 (este relé não dispõe de parâmetros p/ os ajustes, somente habilitação e desabilitação), conforme consta no manual do fabricante/tabela de Consulta Rápida.

6.13. FUNÇÃO 67 – PROTEÇÃO DE CORRENTE DIRECIONAL DE FASE

O ajuste desta proteção além de atuar para defeitos entre fases na rede da CPFL deve garantir que a **geração solar FV** exporte **potência ativa,** conforme assumido junto à concessionária.

Potência de exportação da geração solar FV = **até 700 kW**

$I_{geração}$ = 31,83 A => 31,83 x 1,1 ~ 34,8 A

Relação dos **TC's proteção** = 200/5 => RTC = 40

I67sec (instantâneo) = **0,87 A**, c/ tempo = **0,15 s (ajustes no relé)**

Ângulo de máximo torque de fase = **45 graus (ajuste no relé)**

Reversão do elemento direcional de fase = **on / sentido Gerador => CPFL (ajuste no relé)**

Memória angular = **1 (ajuste no relé) =>**

I67pri (instantâneo) = **34,8 A**, c/ tempo instantâneo = **0,15 s**

Ângulo máximo de torque = **45 graus**

Reversão do elemento direcional de fase = **on / sentido Gerador => CPFL**

Memória angular =**1**

6.14. FUNÇÃO 51V – PROTEÇÃO DE SOBRECORRENTE DE FASE COM RESTRIÇÃO DE TENSÃO

Conforme **NOTA (3)** da **Tabela 2,** da página 38/65 do item 6.19 do GED/CPFL 15303 versão 13.0 de 22/12/2025 **em vigência**, **esta função somente é aplicada** para microgeração ou **minigeração** baseada em **máquina síncrona**.
Sendo assim, ela **NÃO** será habilitada.

6.15. FUNÇÃO 27-0 – PROTEÇÃO DE SUBTENSÃO DA ALIMENTAÇÃO AUXILIAR

Quando o valor da tensão na entrada auxiliar (bornes A1 e A2) for menor que o respectivo valor ajustado para mínima tensão o relé fecha a saída configurada na matriz para atuação 27-0.
Tensão nominal = 13800 V
Relação dos **TP's proteção** = 13800/√3-115/√3 V => RTP = 120
Tipo da tensão de alimentação auxiliar 27-0: **CA – alternada Vca (ajuste no relé)**
V<<< 27-0 Mínima tensão auxiliar (Faa1 72...250VAc): **72 V (ajuste no relé)**

7. TRANSFORMADORES DE CORRENTE

Inicialmente será considerado um TC que atenda à expressão abaixo:

$$I_{np} > \frac{I_{cc_{\max\ assimétrico}}}{20}$$

Utilizando a equação acima e substituindo o valor do curto-circuito trifásico da Tabela 2 temos o seguinte resultado:

$$I_{np} > \frac{6259}{20} > 312{,}95$$

Considerando-se as correntes de partida ajustadas nas proteções e o valor obtido acima será adotado um TC de relação 200:5 de classe de exatidão 10P20 para verificação da saturação do equipamento.

Para determinação do consumo do relé foi consultado o manual do fabricante que informa que o consumo do sensor de corrente é de 0,3 VA.

Além disso, os condutores secundários dos transformadores de corrente serão de 4 mm², cuja impedância é de 4,7 ohms/km, e terão uma distância total considerada de 3 metros.

$$50VA10P20 \qquad (200V)$$

$$V_{SAT_{calculado}} \leq V_{SAT_{nominal}}$$

$$V_{SAT_{calculado}} = \frac{I_{cc_{MÁX}}}{RTC} \times Z_{carga}$$

$$Z_{carga} = Z_{fiação} + Z_{relé} + Z_{TC}$$

$$Z_{fiação} = 0{,}02 \quad \times L/S$$

$$Z_{relé} = Z_{Fase} + 3\ x\ Z_{Neutro}$$

$$Z_{TC} = Z_{burden} \times 0{,}2$$

$$Z_{burden} = 2\ ohm$$

Num primeiro instante, serão determinadas todas as impedâncias dos equipamentos conectados ao relé de proteção conforme abaixo:

$$Z_{TC} = \ 2\ x\ 0{,}2 = \ 400\ m\Omega$$

$$Z_{relé} = 7 + (3x7)(Catálogo\ do\ fabricante) \ = 28\ m\Omega$$

$$Z_{fiação} = 0{,}02\ x\frac{3}{4} = 15\ m\Omega$$

$$Z_{carga} = 400 + 28 + 15 = 443\ m\Omega$$

De posse das impedâncias conectadas no transformador de corrente será determinada a tensão de saturação levando-se em conta, também, a maior contribuição de curto fornecida pela concessionária.

Como a maior corrente de curto assimétrico é inferior a 10,6kA será utilizada essa corrente para verificação da saturação do TC.

$$V_{SAT_{calculado}} = \frac{10600}{40} \times 0{,}443$$

$$V_{SAT_{calculado}} = 117{,}39\ V$$

$$\therefore\ \boldsymbol{V_{SAT_{calculado}} = 117{,}39V < V_{SAT_{nominal}} = 200\ V}$$

Dessa forma o TC selecionado não irá saturar para a pior condição de corrente de falta no sistema, sendo, portanto, o TC utilizado **200:5 50VA10P20.**

8. DIMENSIONAMENTO DE TP E NOBREAK

Considerando-se que serão utilizadas funções de sobrecorrente temporizada e instantânea, tanto de fase quanto de neutro, como também funções de proteção de tensão, será dimensionado 1 TP para alimentação de comando e 3 TP's para aquisição de sinal de tensão.

Tabela 6 - Quadro de Cargas Alimentação Sistema de Proteção

CARGA	QTE	Potência Unitária [kW]	Potência Total [kW]	FP	FD	Demanda	
						kW	kVA
Lâmpada Ligado/Desligado	2	0,006	0,012	0,85	0,5	0,006	0,007
Lâmpada Mola Carregada	1	0,006	0,006	0,85	1,0	0,006	0,007
Motor Mola Disj.	1	0,150	0,150	0,60	1,0	0,150	0,250
Bobina Abertura	1	0,350	0,350	0,90	0,5	0,175	0,194

Bobina Fechamento	1	0,350	0,350	0,90	0,5	0,175	0,194
Relé de Proteção	1	0,007	0,350	0,85	1,0	0,007	0,008
						0,519	0,660

Será utilizado um nobreak APC SMARTUPS BR de 1000 VA com módulo SMC24XLSBP-BR cuja potência de pico é de 700 W, superior à potência demandada para o comando.

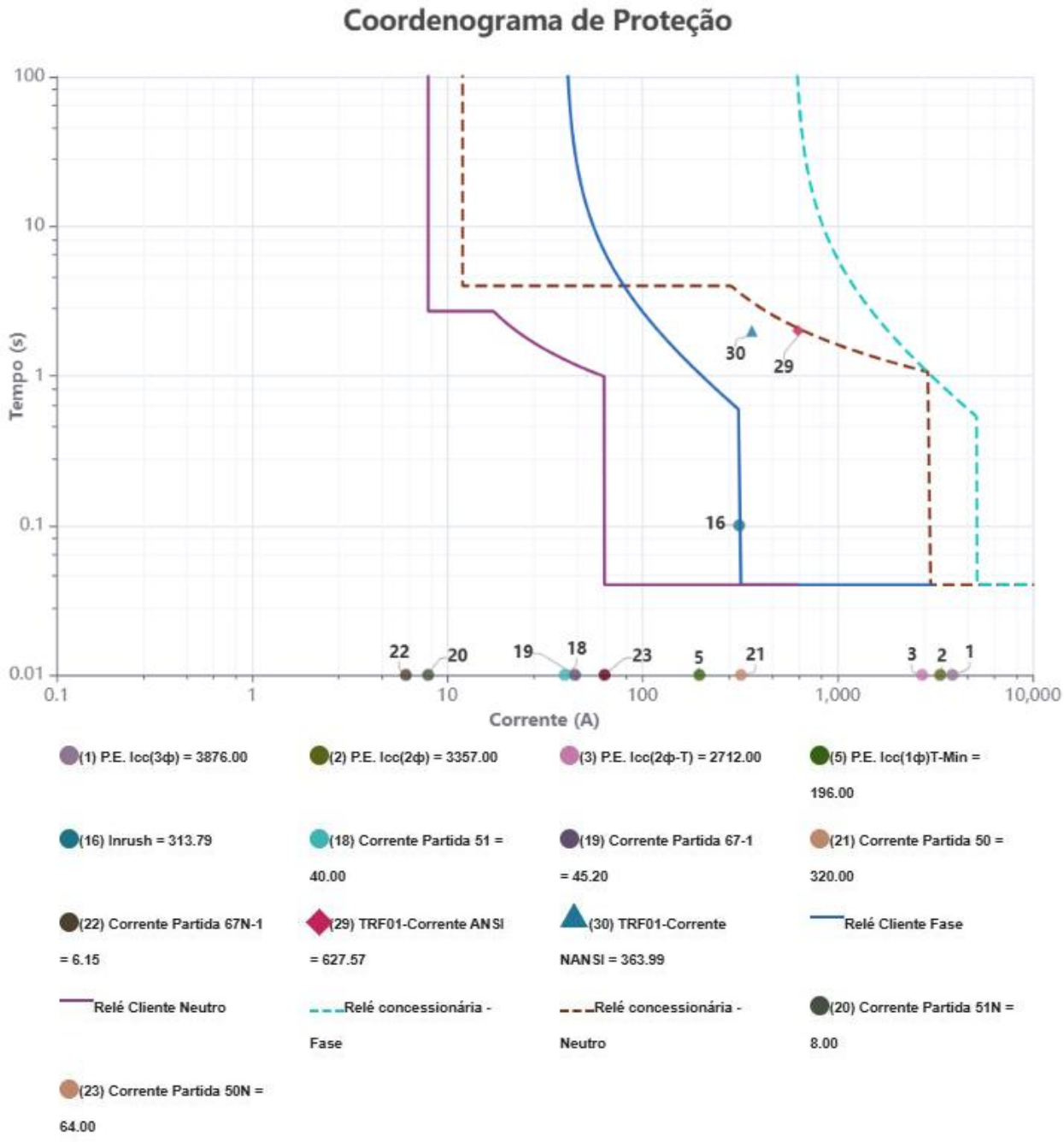
Considerando-se que o nobreak será responsável pela alimentação de todo comando, será dimensionado o TP com base na potência nominal do Nobreak 1000 VA.

Por fim, o transformador de potencial utilizado para encaminhar sinal para a proteção terá potência de 500 VA considerando-se que os sensores de tensão do relé possuem potência de 0,06 VA por fase.

Tabela 7 - Características Técnicas Transformadores de Potencial

TP’s existentes.

Finalidade TP	Primário	Secundário	P. Térmica	Exatidão	Qte.
Alim. Comando	13.800V	220V	1000VA	75VA 0,6P	1
Sinal Proteção	13.800V/R3	115/R3	500VA	75VA 0,6P	3


Coordenograma de Proteção
Tempo (s)
Corrente (A)
100
10
1
0.1
0.01
0.1
1
10
100
1,000
10,000
22
20
19
18
23
5
21
3
2
1
30
29
16
(1) P.E. Icc(3ϕ) = 3876.00
(2) P.E. Icc(2ϕ) = 3357.00
(3) P.E. Icc(2ϕ-T) = 2712.00
(5) P.E. Icc(1ϕ)T-Min = 196.00
(16) Inrush = 313.79
(18) Corrente Partida 51 = 40.00
(19) Corrente Partida 67-1 = 45.20
(21) Corrente Partida 50 = 320.00
(22) Corrente Partida 67N-1 = 6.15
(29) TRF01-Corrente ANSI = 627.57
(30) TRF01-Corrente NANSI = 363.99
Relé Cliente Fase
Relé Cliente Neutro
Relé concessionária - Fase
Relé concessionária - Neutro
(20) Corrente Partida 51N = 8.00
(23) Corrente Partida 50N = 64.00

9. ORDEM DE AJUSTE DAS PROTEÇÕES - RELÉ URP 6000

Tabela 0 - Ordem de Ajuste das Proteções

TC 200/5 => RTC=40 - TP 13,8/115 => RTP=120						
Função ANSI	**Pick up**	**TAP (ajuste Relé)**	**Dial / Tempo**	**Curva IEC**	**Ângulo**	**Configuração**
50	320	8	0s	Inst.	-	Habilitar
51	40	1	0,3	MI	-	Habilitar
50N	64	1,6	0s	Inst.	-	Habilitar
51N	8	0,2	0,3	NI	-	Habilitar
51GS	8	0,2	2,7s	TD	-	Habilitar
25	**Esta função será executda pelos inversores**					Não Habilitar
27	11040	92	2,5s	TD	-	Habilitar
59	15192	126,6	1,0s	TD	-	Habilitar
32	768	160	2,0s	TD	-	Habilitar
59N	4800	40	0,15s	TD	-	Habilitar
81U (1º estágio)	57,5	-	5s	TD	-	Habilitar
81U (2º estágio)	57	-	0,1s	TD	-	Habilitar
81O (1º estágio)	62,6	-	10s	TD	-	Habilitar
81O (2º estágio)	63,1	-	0s	TD	-	Habilitar
81 df/tf	-	-	-	-	-	Não Habilitar
46	13,2	0,33	0,15s	TD	-	Não Habilitar
47	-	-	-	-	-	Habilitar
67	34,8	0,87	0,15s	TD	45º Memória Angula = 1	Habilitar **(sentido gerador => CPFL)**
51V	-	-	-	-		Não Habilitar
27-0	-	72 VCA (faa1)				Habilitar

10. DIAGRAMA ELÉTRICO RELÉ

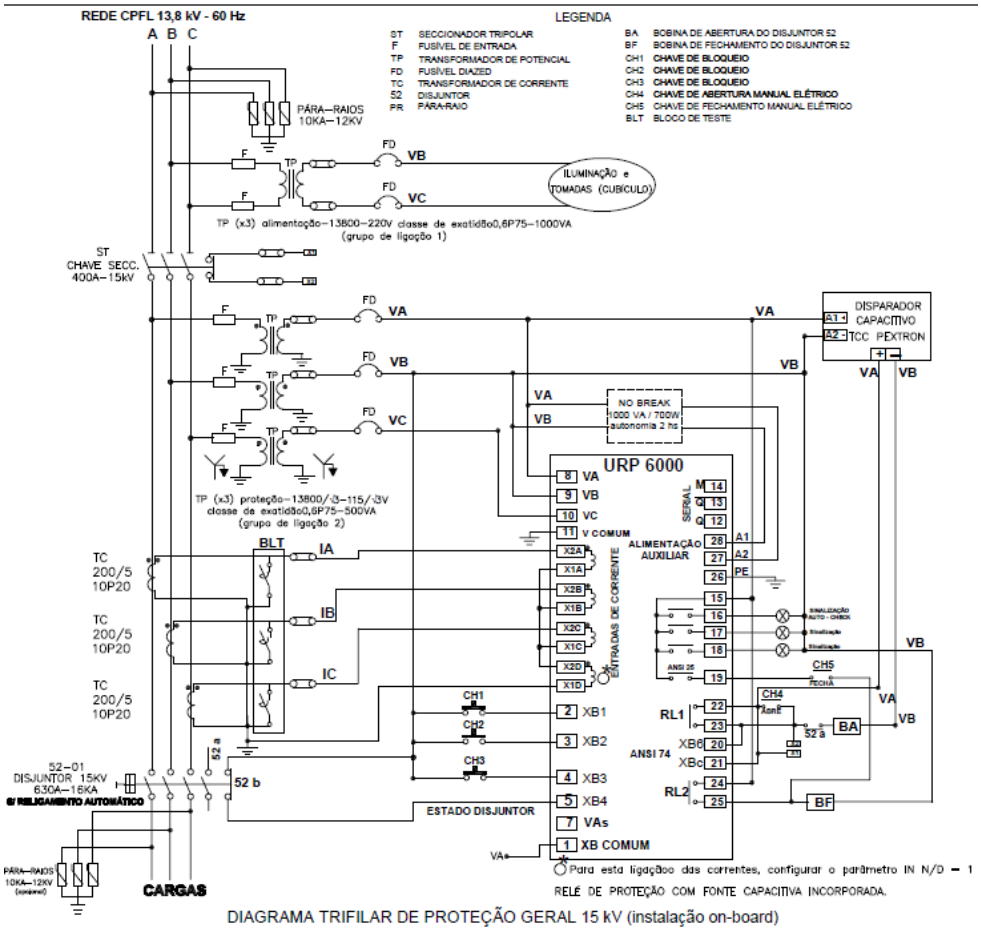


DIAGRAMA TRIFILAR DE PROTEÇÃO GERAL 15 kV (instalação on-board)

Profissional responsável: Jorge Cristiano Sanches Matsumoto - CREA nº 5060489249

11. RESPONSABILIDADE TÉCNICA

JORGE CRISTIANO SANCHES MATSUMOTO:13853760821

Assinado de forma digital por JORGE CRISTIANO SANCHES MATSUMOTO:13853760821
Dados: 2026.06.15 16:28:56 -03'00'

Jorge Cristiano Sanches Matsumoto

Engenheiro Eletricista

CREA: 5060489249

ART: 2620252271003