

ESTUDO DE PROTEÇÃO DE UMA MINIGERAÇÃO FOTOVOLTAICA DE 2MW EM CHARQUEADA/SP

GUSTAVO G. FARANY¹

¹ *Graduando em Bacharelado em Engenharia Elétrica - Departamento de Engenharia Elétrica Universidade Federal de Viçosa - Av. P. H. Rolfs, s/n, Campus UFV, CEP: 36570-000, Viçosa, MG, Brasil*

E-MAILS: *gustavo.farany@ufv.br*

Resumo — Desde a aprovação da Resolução Normativa ANEEL n° 482/201, o consumidor brasileiro recebeu um grande estímulo para a geração de sua própria energia elétrica a partir de fontes renováveis ou cogeração qualificada, tal normativa contribuiu para que atualmente 5,68% da matriz energética brasileira seja proveniente da energia solar fotovoltaica. A geração distribuída é então subdividida em duas classificações, a microgeração distribuída, que engloba sistemas de geração renovável ou cogeração qualificada conectadas à rede com potência de até 75kW e a minigeração distribuída, foco do presente trabalho, com sistemas com potência superior aos 75 kW e inferior a 3MW. As usinas de minigeração distribuída são conectadas à rede de média tensão da concessionária e necessitam de maior cuidado na implementação do sistema de proteção, já que sua conexão pode gerar maiores impactos ao sistema elétrico em caso de alguma falha. O trabalho aborda, então, um estudo aprofundado de proteção para uma minigeração fotovoltaica de 2 MW, conectada à rede de MT da concessionária CPFL Paulista no município de Charqueada (SP), apresentando toda a metodologia adotada, além de um detalhamento dos requisitos exigidos por parte da concessionária, tal como funções de proteção e parametrização de relés de proteção, apresentando por fim os coordenogramas de proteção e a Ordem de Ajuste de Proteção (OAP).

Palavras-chave— Estudo de proteção, Funções de proteção, Minigerações Distribuídas, Coordenograma.

1 Introdução

A manutenção do fornecimento de energia elétrica aos consumidores e a segurança dos equipamentos que compõem o sistema elétrico brasileiro estão estreitamente ligados ao desempenho dos equipamentos de proteção. Com o avanço da ligação de gerações distribuídas à rede elétrica, os esquemas de proteção projetados com base em modelos com uma fonte de energia tornaram-se menos eficientes. Tal mudança no cenário requer uma análise dos impactos da inserção de novas fontes à rede e um aprimoramento do sistema de proteção, sempre tomando como base as diretrizes das normas ABNT NBR 5410 e NBR 14039, que dizem respeito aos requisitos que visam garantir a segurança das instalações conectadas em baixa e média tensão, respectivamente.

Na operação dos sistemas elétricos de potência, surgem, com certa frequência, falhas nos seus componentes que resultam em interrupções no fornecimento de energia aos consumidores conectados a esses sistemas (SILVA; ANDRE,2020). A falha mais comum em qualquer sistema de potência é o curto-circuito, que dá origem a correntes elevadas circulando em todos os elementos energizados. Além desse tipo de falha mencionada, a sobrecarga é outro fator de anormalidade nos sistemas de potência que pode originar danos materiais significativos. Além desses, existem outros dois fenômenos,

não menos severos, que podem ocorrer nos sistemas elétricos: as sub e sobretensões com diferentes origens, de descargas atmosféricas e manobras, entre outras (FILHO; MAMEDE, 2011).

Tais falhas, além de comprometerem diretamente o fornecimento de energia aos consumidores, se não forem minimizadas e controladas podem gerar danos aos equipamentos da rede, como transformadores, disjuntores e subestações devido às flutuações de energia, gerando necessidade de investimentos adicionais e elevados custos de reparo.

A função de um sistema de proteção torna-se então garantir o perfeito funcionamento de sistema elétrico de potência, impossibilitando que falhas como curto-circuito afetem o sistema, danificando equipamentos e materiais e buscando garantir o rápido reestabelecimento da energia, para evitar danos aos consumidores e entregar uma energia de qualidade aos usuários (COTOSCKY, 2007).

Segundo a ANEEL, a geração distribuída é caracterizada pela instalação de geradores de pequeno porte, normalmente a partir de fontes renováveis ou mesmo utilizando combustíveis fósseis, localizados próximos aos centros de consumo de energia elétrica. A microgeração distribuída refere-se a uma central geradora de energia elétrica, com potência instalada menor ou igual a 75 quilowatts (kW), enquanto que a minigeração distribuída diz respeito às centrais geradoras com potência instalada superior a 75 kW e menor ou igual a 3 megawatt (MW), de acordo com a Lei

14.300.

A capacidade instalada de geração distribuída solar cresceu quase um Gigawatt (GW) nos dois primeiros meses do ano de 2023, atingindo 18 GW, segundo a ANEEL, o que mostra a crescente consolidação da energia de fonte solar fotovoltaica no país, que compõe 5,68% da matriz energética brasileira, informação que pode ser vista na Figura 1, o que reforça a importância da implementação de um sistema de proteção eficiente nesse tipo de geração, que a cada dia é mais presente no sistema elétrico brasileiro.

Tipo	Quantidade	Potência Outorgada (kW)	Potência Fiscalizada (kW)	% (Pot. Fiscalizada)
UHE	221	103.580.021,00	103.195.357,00	52,08%
UTE	3132	57.199.995,61	47.232.118,01	23,84%
EOL	1647	55.565.791,86	27.838.123,86	14,05%
UFV	21216	144.639.405,12	11.259.608,83	5,68%
PCH	532	7.222.043,22	5.787.692,56	2,92%
UTN	3	3.340.000,00	1.990.000,00	1,00%
CGH	693	873.773,26	857.218,26	0,43%
Total	27444	372.421.030,07	198.160.118,52	100,00%

Figura 1 – Matriz Elétrica Brasileira - ANEEL 2023

O módulo 3 do PRODIST tem como objetivo principal estabelecer as condições de acesso e uso do sistema de distribuição e definir os critérios técnicos e operacionais, requisitos de projeto e informações necessárias para implementação de conexão ao sistema de distribuição, aplicado aos novos acessantes e existentes (Resolução Normativa ANEEL Nº 956, Módulo 3 – Conexão ao sistema de distribuição de energia elétrica, Acesso ao Sistema de Distribuição, 2021).

Esse tópico, abordado pela ANEEL, tem função de definir os requisitos mínimos de proteção para a conexão de uma usina de geração ao sistema elétrico, a fim de evitar danos tanto no sistema da concessionária quanto no sistema da geração, definindo também em qual nível de tensão deve ser realizada a conexão, de acordo com a potência que será instalada. A Tabela 1 aborda as proteções mínimas a serem adotadas em função da potência de geração instalada.

Tabela 1 – Proteções mínimas em função da potência instalada

Função de proteção	Código ANSI equivalente	Potência Instalada da Microgeração ou Minigeração Distribuída		
		Menor ou igual a 75 kW	Maior que 75 kW e menor ou igual a 500 kW	Maior que 500 kW e menor ou igual a 5 MW
Função de proteção de subtenção	27	Sim	Sim	Sim
Função de proteção de sobretensão	59	Sim	Sim	Sim
Função de proteção de subfrequência	81U	Sim	Sim	Sim
Função de proteção de sobrefrequência	81F	Sim	Sim	Sim
Função de proteção contra desequilíbrio de corrente entre fases	46	Sim	Sim	Sim
Função de proteção contra reversão e desequilíbrio de tensão	47	Sim	Sim	Sim
Função de proteção contra curto-circuito	50 / 50N	Sim ⁽¹⁾	Sim	Sim
Função de proteção seletiva contra curto-circuito	51 / 51N	Sim ⁽¹⁾	Sim	Sim
Função de proteção contra perda de rede (proteção anti-ilhamento)	-	Relé de detecção de ilhamento ⁽¹⁾⁽¹¹⁾	Relé de detecção de ilhamento ⁽¹⁾⁽¹¹⁾	Relé de detecção de ilhamento ⁽¹⁾⁽¹¹⁾
Função de verificação de sincronismo	25	Sim	Sim	Sim
Função de espera de tempo de reconexão	62	Sim ⁽⁴⁾	Sim ⁽⁴⁾	Sim ⁽⁴⁾

Fonte : Módulo III PRODIST

É possível notar, então, que, diferentemente

de usinas de microgeração distribuída, que necessitam de algumas funções de proteção, que geralmente podem ser contempladas com o uso de disjuntores termomagnéticos CC, CA e DPS, as minigerações necessitam de várias funções de proteção adicionais, o que torna o processo um pouco mais complexo e exige um estudo mais detalhado.

O presente trabalho se trata de um projeto prático construtivo. O principal objetivo do trabalho é abordar as etapas de um estudo de proteção para uma minigeração distribuída localizada no interior do estado de São Paulo, na cidade de Charqueada, que possui potência instalada de 2MW, conectada à rede de média tensão (11,9 kV) da Companhia Paulista de Força e Luz (CPFL), realizando, primeiramente, um estudo e análise das normas regulamentadoras da concessionária de energia, determinando as funções de proteção necessárias para a obtenção do parecer de acesso à rede, e também determinando os parâmetros de proteção, obtendo os coordenogramas de proteção, tal como a Ordem de ajuste das proteções (OAP).

2 Metodologia

Inicialmente, conhecendo o local de instalação da usina, que se encontra no município de Charqueada, interior do estado de São Paulo, foi necessário um estudo acerca das normas regulamentadoras que abordam as regras básicas para conexão de Micro e Minigeração Distribuída, GED2855, GED2858, GED2859 e GED15303, dadas pela Concessionária Paulista de Força e Luz (CPFL).

Tais normativas preveem várias funções de proteção para gerações de diversas faixas de potência instalada, adicionais às presentes no Módulo III do PRODIST, que são dispostas na Tabela 2, além de regerem pontos como qualidade de energia, controle de harmônicas, dimensionamento de cabos, vigas de aterramento, documentos necessários para submissão de projetos, etc.

Tabela 2 – Funções de proteção exigidas pela CPFL

PROTEÇÃO	Código ANSI	Potência Instalada (P), kW		
		P ≤ 75	75 < P ≤ 500	500 < P ≤ 5000
Sub e Sobretensão	27/59	x	x	x
Sub e Sobrefrequência	81 U/O	x	x	x
Desequilíbrio de corrente	46	-	-	x
Desbalanço de tensão	47	-	-	x
Sobrecorrente direcional	67	-	x	x
Sobrecorrente c/ restrição de tensão	50V/51V	-	-	x
Sincronismo	25	-	x	x
Anti-ilhamento	-	-	x	x
Sobrecorrente	50/51	-	x	x
Sobrecorrente de neutro	50N/51N/51G	-	x	x
Sobretensão de neutro	59N	-	x	x
Direcional de potência	32	-	x	x
Medição de ângulo de fase	78	-	x	x
Taxa de variação de frequência	81 df/dt	-	x	x

Fonte: GED 15303 – Normativa CPFL

Note que, como a potência instalada da usina é de 2000kW, todas as funções presentes na tabela foram implementadas.

Anteriormente a todo o processo do estudo de proteção e obtenção do parecer de acesso, foi realizado uma análise de viabilidade junto a concessionária de energia, que forneceu os níveis de curto-circuito, no local da conexão à rede, sintetizando a contribuição do alimentador da concessionária, bem como os dados de proteção do religador a montante do cliente, que possibilitam a determinação dos parâmetros de proteção necessários. Tais informações são dispostas nas Tabelas 3 e 4.

Tabela 3 - Dados de curto circuito no ponto de conexão à rede da CPFL

Curto	Simétrico (A)	Assimétrico (A)
Trifásico	2216	3658
Bifásico	1919	3168
Monofásico	1697	2834
Monofásico (mín)	169	172

Tabela 4 - Ajuste da Proteção do Alimentador da Concessionária

Ajuste	Fase	Neutro	GS
Tap Temporizado	400 A	60 A	8A
Dial	0,2 s	0,2 s	2,5 s
Curva	IEC - MI	IEC - NI	Tempo Def.
Tap Instantâneo	2000 A	1000 A	*

2.1 Definição de parâmetros auxiliares

Além disso, para a definição de alguns dos parâmetros de proteção, é necessário definir as características elétricas dos transformadores de potência instalados. Na usina, que conta com 2MW de potência de exportação, serão utilizados dois transformadores de 1100 kVA cada, com as seguintes características, presentes na Tabela 5.

Tabela 5 - Características Nominais do Transformador de Potência

TAG	Transformador 1	Transformador 2
Potência	1,1 MVA	1,1 MVA
Corrente Nominal	53,37 A	53,37 A
Tensão Primária	11,9 kV	11,9 kV
Tensão Secundária	800 V	800 V
Z %	4,99%	4,99%
Ligação	Dyn1	Dyn1

O relé escolhido para a proteção secundária é o modelo Pextron URP 6000, relé digital que atende os requisitos necessários para implementação, ou seja, que possui suporte e capacidade de ação para todas as funções de proteção adotadas na usina.

Posteriormente foram calculadas as correntes ANSI e NANSI dos transformadores. Tais correntes possuem papel importante na análise da eficiência da proteção no sistema, uma vez que o ponto ANSI representa o ponto máximo suportado pelo transformador por um tempo específico, que deve estar em um ponto de atuação instantânea de proteção, e o ponto NANSI a corrente

que circula pelo delta do transformador.

O cálculo de tais parâmetros seguem equações teóricas, presentes na GED 16628, sendo a corrente ANSI dada pela divisão da corrente nominal do transformador pela sua impedância percentual, dada pela equação 1, e, a corrente NANSI, dada pela corrente refletida no primário em delta de um transformador em uma situação de curto circuito no secundário em estrela, e segue a equação 2.

$$I_{ANSI} = \frac{I_{trafo}}{Z\%} \times 100\% \quad (1)$$

$$I_{NANSI} = \frac{I_{ANSI}}{\sqrt{3}} \quad (2)$$

Foi realizado também o cálculo da corrente Inrush do sistema, essencial na determinação de alguns parâmetros de algumas funções de proteção, tal cálculo possui um método específico definido pela CPFL - Paulista. Tal corrente representa a corrente que circula pelos transformadores durante a fase de energização, ou seja, no seu regime transitório, e não deve causar nenhuma atuação do sistema de proteção. Tal método definido pela concessionária está presente na equação 3 abaixo,

$$I_{nrush} = \frac{1}{\sum I_{mag}(trafos)} + \frac{1}{I_{ccMáx}} \quad (3)$$

onde a corrente de magnetização de cada transformador utilizado é dada pela equação 4.

$$I_{mag} = B \times I_{trafo} \quad (4)$$

É importante ressaltar que a corrente de magnetização é a corrente que flui no transformador em sua energização e está diretamente ligada com a saturação de seu núcleo e de outras variáveis para ser determinada. Seu cálculo é feito de uma forma mais direta, exatamente por depender de diversos fatores, dado pela multiplicação de um fator B pela corrente nominal do transformador.

Tal fator de multiplicação B normalmente dado em um intervalo de 8 a 10, para transformadores a óleo e 10 a 14 para transformadores a seco. No trabalho em questão o valor adotado para o fator B foi 10.

2.2 Definição de parâmetros de proteção

Os parâmetros de proteção são definidos de acordo com alguns critérios, como natureza do elemento protegido, solicitações da concessionária e considerações de projeto. Os parâmetros seguem tais critérios e passaram por uma avaliação

da concessionária, que solicitou alguns ajustes pontuais, até chegar aos dados que serão dispostos.

Função 67 – Sobrecorrente direcional

A função de sobrecorrente direcional, designada pelo número 67, foi implementada a fim de atuar contra possíveis anomalias no sistema, causadores de uma sobrecorrente, no sentido do cliente para concessionária, por isso o nome de sobrecorrente direcional. Inicialmente foram feitas algumas considerações para os cálculos. Foi considerado que o acessante à rede possui uma demanda contratada de 2MW, e potência nominal de geração. Dessa forma, é possível calcular a corrente nominal do sistema no sentido da concessionária de acordo com a equação 5 abaixo.

$$I_n = \frac{S}{Fp \times V \times \sqrt{3}} \quad (5)$$

A partir da corrente nominal calculada para o sistema é possível definir o valor de corrente que será ajustado para a função 67, considerando um fator de 10%, para a corrente de fase com um tempo definido de 0,15 segundos, de acordo com solicitação de ajuste da concessionária de energia no processo de submissão do projeto, e também o valor da corrente para a proteção instantânea, ajustado com um fator de 1,5 vezes a corrente nominal da geração. Tais cálculos são apresentados pelas equações 6 e 7.

$$I_{67} = 1,1 \times I_n \quad (6)$$

$$I_{Inst67} = 1,5 \times I_n \quad (7)$$

Para a proteção de sobrecorrente direcional de neutro, foi definido um valor de ajuste em 20% do valor adotado para a atuação na fase, valor geralmente considerado para esse tipo de projeto, tanto na atuação temporizada, ajustada para atuação em 1 segundo, quanto na atuação instantânea.

Função 50 – Sobrecorrente instantânea

A fim de proteger a instalação do cliente contra falta nas instalações internas alimentadas pela rede da concessionária, foi adotada a função 50, com essa proteção o relé dispara instantaneamente se a corrente de falha ultrapassar o valor definido, neste caso, a atuação não depende da direção dessa corrente. Tal função foi ajustada conforme equação 8, com um tempo de operação nulo.

$$I_{50} = 1,1 \times I_{nrush} \quad (8)$$

Note que foi utilizado um fator de segurança

de 10%, valor que é normalmente adotado nesse tipo de projeto, para que a proteção não atue na energização dos transformadores e para que não fique com um gap de atuação muito alto. Também foi ajustada uma unidade de proteção para o neutro, sendo essa a função 50N, onde se aplicou um fator de projeto de 30% em relação ao ajuste determinado para a corrente de fase.

Função 51 – Sobrecorrente temporizada

Outra função de proteção adotada foi a proteção contra sobrecorrentes, porém dessa vez, temporizada, designada pela função 51. O relé atuará em caso de detecção de sobrecorrente, porém com uma curva de tempo inversa. Nesse caso, foi prevista a atuação ajustada com uma corrente de 10% superior à corrente de demanda, valor que costuma ficar entre 5 a 50%, encontrada de acordo com a equação 5, utilizando um fator de potência de 0,92, conforme equação 9.

$$I_n = 1,1 \times \frac{S}{Fp \times V \times \sqrt{3}} \quad (9)$$

Foi adotada uma curva IEC Extremamente Inversa ajustada conforme equações 14 e 15, dadas pela CPFL, adotando $k = 80$ | $\alpha = 2$ e atraso intencional de 0,05s para a atuação da função 51.

$$Dial_{51} = \left(\frac{(I_{nrush})^\alpha - 1}{k} \right) \times t(I) \quad (10)$$

$$t(I) = 0,1s + Atraso \text{ Intencional} \quad (11)$$

De forma análoga à função 50, a unidade de proteção de neutro será ajustada em 30% do valor adotado para a proteção de fase.

Complementando a proteção de sobrecorrente, foi também adotada a função 51G ou 51GS, sobrecorrente sensível a terra, com atuação, definida por projeto, em tempo definido em 2 segundos e com uma corrente de partida definida em 80% da corrente ajustada pela concessionária, conforme equação 12.

$$I_{51G} = 0,8 \times I_{PGS} \quad (12)$$

Função 32 – Direcional de potência

Outra função implementada foi a função 32, direcional de potência. Tal ajuste tem como função limitar a injeção de potência no sentido da rede da concessionária. A potência ajustada no relé, de acordo com solicitação da concessionária, tem como limite de atuação o valor de 10% superior a potência nominal de geração da usina, valor que usualmente costuma estar entre 1% a 20%, e curva de atuação corresponde a uma curva de tempo definido em dois segundos. O cálculo então é dado pela equação 13.

$$P_{32} = 1,1 \times P_{ger} \quad (13)$$

Função 27 – Subtensão

Com o intuito de proteger a geração em caso de alguma alteração anormal que diminua o nível da tensão de alimentação do sistema, deve-se dimensionar uma função que desconecte o cliente da rede da concessionária. Dessa forma, implementou-se um ajuste de proteção que atuará quando a tensão estiver em um valor inferior a 80% da tensão nominal, por um período de seis segundos, de acordo com solicitação da norma GED2855.

É importante ressaltar que as tensões utilizadas para dimensionamento da proteção serão de fase-neutro, seguindo o padrão de parametrização do relé de proteção.

De forma análoga, foi utilizada uma proteção de subtensão da alimentação auxiliar do relé (27-0), que foi programada para uma atuação instantânea, segundo equação 14. Essa função tem como objetivo verificar a alimentação auxiliar do relé e sinalizar quando o equipamento por algum motivo não está em pleno funcionamento, como em uma queima.

$$V_{27} = 0,8 \times V_n \quad (14)$$

Nesse caso, para o dimensionamento, foi utilizado como V_n , a tensão de entrada mínima do Nobreak, consultado o manual do fabricante, tendo essa de 95V.

Função 59 – Sobretensão

Com o mesmo intuito da função 27, desconectar o cliente da rede da concessionária diante de possíveis variações da tensão na rede, foi adotada a função 59. Tal função, diferentemente da anterior, atua em casos quando a tensão de alimentação ultrapassa o valor nominal.

A função 59, então, foi dimensionada com um fator de projeto de 10%, ou seja, sua atuação acontece quando o valor de tensão medido ultrapassa o valor da tensão nominal de fase em 10%, conforme equação 15. Tal atuação foi definida em um tempo definido de 0,2 segundos.

$$V_{59} = 1,1 \times V_n \quad (15)$$

Função 59N – Sobretensão de neutro

De forma semelhante a função 59, foi adotada uma função com o intuito de desconectar o barramento do cliente da rede diante de alterações provenientes de faltas monofásicas no lado de alta do transformador. Tal função foi ajustada em um tempo definido de 0,15 segundos e a tensão de projeto ajustada segue a equação 16.

$$V_{59n} = 0,6 \times V_n \quad (16)$$

Função 81O/U – Sobre / Subfrequência

Com o intuito de desconectar o sistema de geração em casos de possíveis variações na frequência da tensão do sistema, deve-se implementar a função 81 para conter tanto frequências maiores que a frequência nominal da rede quanto menores. Foi ajustado então, uma faixa de frequência tolerável pelo sistema, entre 57,5 Hz e 62 Hz, determinada pela norma da CPFL GED-15303 Item 6.41.

Caso a frequência da rede ficar fora do valor definido, entre 57,5 Hz e 62 Hz, a injeção de energia na rede será cortada no tempo definido de 0,2 segundos, e somente após o valor retornar a 59,9Hz, caso tenha caído, e 60,1Hz, caso tenha aumentado, a energia voltará a ser injetada na rede, com um tempo mínimo de 180 segundos após a normalização.

Função 46 - Relé de desbalanceamento de corrente de fase

A função 46 tem como objetivo assegurar a proteção do sistema em caso de desequilíbrio das correntes de fase. Tal função tem como referência a corrente de sequência negativa no sistema que surge devido a algum desequilíbrio no sistema que pode ser gerada principalmente a um desbalanceamento de fases.

Tal função foi ajustada considerando uma corrente de sequência negativa de 15% da corrente nominal do sistema, valor comumente adotado nesse tipo de projeto, com uma curva de tempo definido em 1 segundo, conforme equação 17.

$$I_{46} = 15\% \times I_n \quad (17)$$

Função 47 - Relé de sequência de fase

Outra função implementada foi a função 47, que tem atuação em caso de detecção de sequência errada das fases. Nesse caso, o relé aciona a saída enviando um TRIP para o disjuntor. Tal unidade tem retardo fixo de 0,2 segundos e exige que a saída lógica para envio de TRIP ao disjuntor seja configurada.

Função 51V – Sobrecorrente com restrição de tensão

Essa função de proteção tem como objetivo proteger os equipamentos que sofrem com flutuações de tensão na ocorrência de um curto circuito, diminuindo também a corrente a um valor que pode não ser detectada pelas outras proteções. Tal função, então, tende a aumentar a sensibilidade do relé para faltas no barramento do cliente, sendo assim, uma proteção adicional, alterando a corrente de partida proporcionalmente à redução de tensão medida pelos transformadores de tensão durante a falta.

Foi ajustada um parâmetro (definição de

projeto) para a tensão de restrição (Tensão de fase) de 90% da tensão nominal no parâmetro tensão de restrição para que a proteção 51V não opere indesejavelmente, dessa forma, qualquer variação de tensão abrupta no sistema irá aumentar a sensibilidade da função de proteção 67.

Função 25 – Sincronismo

O sincronismo permite que haja a conexão da geração à rede da concessionária, ou seja, ambos sistemas ficam em paralelo de forma segura, porém existem alguns critérios para que isso ocorra, como amplitude de tensão, frequência e ângulo de fase. Além disso, tal técnica permite que haja a garantia de um fator de potência unitário e a transferência exclusiva de potência ativa.

A fim de assegurar tais critérios, o sincronismo será realizado pelos inversores de frequência instalados na usina geradora. Os inversores serão responsáveis por realizar essa conexão à rede, tendo como referência a rede da concessionária e ajustando as características de onda da potência injetada.

Função 79 – Religamento

A função de proteção 79 será desabilitada no relé de proteção adotado, a fim de garantir que o religamento seja realizado exclusivamente de forma intencional pelo responsável pela manutenção da subestação.

Anti-Ilhamento

A função de anti-ilhamento é extremamente importante para a segurança dos operadores de manutenção da rede elétrica e também para todo o sistema fotovoltaico. Caso haja a queda de tensão na rede elétrica, o inversor do sistema será desligado automaticamente, impedindo que o sistema fotovoltaico continue energizado e cause algum acidente com a equipe de manutenção.

Serão utilizados os inversores Huawei SUN2000-125KTL-H3, que atendem todos os requisitos estabelecidos nas normas ABNT-NBR 16149:2013, ANBT-NBR 16150:2013, ABNT-NBR 62116-2012, quanto a questão do anti-ilhamento dentre outras características.

2.3 Determinação dos TP's e TC's

Parte do sistema de proteção, os transformadores de potencial (TP's) e os transformadores de corrente (TC's), tem papel essencial no perfeito funcionamento do sistema. A fim de fornecer sinais de tensão adequados para o monitoramento do sistema de proteção, foram definidos transformadores de potencial dedicados exclusivamente

para o sistema de proteção do acessante, para envio de sinal para o relé de proteção Pextron URP 6000. A Tabela 5 traz a especificações dos TP's utilizados no sistema.

Tabela 5 – Especificação dos TP's adotados para proteção do sistema

TAG	Potência (VA)	Tensão Primária (V)	Tensão Secundária (V)	Grupo	Exatidão
TP1	1000	13800/√3	115/√3	2	0,3P75
TP2	1000	13800/√3	115/√3	2	0,3P75
TP3	1000	13800/√3	115/√3	2	0,3P75

Faz-se necessário também o uso de um transformador de potencial para os serviços auxiliares e comando, como alimentação do nobreak, relé, comando e motorização de disjuntores, uma vez que os transformadores já dimensionados possuem função exclusiva para envio de sinal ao relé. As características de tal transformador são descritas na tabela 6.

Os sensores de tensão do relé de proteção, de acordo com os dados do fabricante, têm um consumo total de 1,5 VA, bem inferior aos 175 VA, valor que garante a precisão de 0,3%.

Tabela 6 – Especificação do TP adotado para comando e serviços auxiliares

TAG	Potência (VA)	Tensão Primária (V)	Tensão Secundária (V)	Grupo	Exatidão
TP4	1000	13800	220-110	1	0,3P75

Há também a necessidade de determinar os TC's do sistema, que possuem a função de isolar os equipamentos de proteção e fornecer a eles uma corrente com valores adequados à operação. Para definir o TC que será adotado, serão utilizados os dados fornecidos pela CPFL no ponto de acesso à rede. É essencial que o relé retrate perfeitamente as correntes de falta, sem sofrer efeitos da saturação, que deve ocorrer somente para valores de corrente na faixa de 20 vezes a corrente nominal primária. A determinação da relação RTC é dada pela equação 18.

$$I_{np} = \frac{I_{CC3\phi(assim)}}{20} = 182,9 A \quad (18)$$

Com o valor de corrente nominal encontrado podemos definir a utilização de um TC com relação 200:5 de classe de exatidão 10B100. É necessário, também, verificar se a tensão de saturação que será calculada é menor que a tensão de saturação nominal. Para isso, foram considerados um cabo de 4mm² de impedância e 4,7 Ω/km, com um percurso total de 5 metros. Ademais, consultando-se o manual do fabricante, foi adotado uma tensão de consumo pelo sensor de corrente de 0,5VA por fase, totalizando 1,5VA para determinar a impedância de carga do equipamento.

A impedância do sistema pode então ser calculada pelas equações 19, 20, 21 e 22, e a tensão de saturação pela equação 23.

$$Z_{fiação} = 2 \times Z_{condutor} \times Distância \quad (19)$$

$$Z_{fiação} = 0,047 \text{ ohms}$$

$$Z_{relé} = \frac{S_{carga}}{ITCS^2} \quad (20)$$

$$Z_{relé} = 0,06 \text{ ohms}$$

$$Z_{TC} = Z_{burden} \times 0,2 \quad (21)$$

$$Z_{TC} = 1 \times 0,2 = 0,2 \text{ ohms}$$

$$Z_{total} = Z_{fiação} + Z_{relé} + Z_{TC} \quad (22)$$

$$Z_{total} = 0,2 + 0,06 + 0,047 = 0,307 \text{ ohms}$$

$$V_{SAT} = \frac{I_{CCmax}}{RTC} \times Z_{total} \quad (23)$$

$$V_{SAT} = \frac{3658}{40} \times 0,307 = 28,07$$

Note que a tensão de saturação calculada é muito menor que a situação de saturação nominal do relé que é de 100V, portanto, o TC não irá saturar para a pior condição possível no sistema, sendo, portanto, o TC adotado.

3 Resultados

Para os parâmetros auxiliares foram obtidos os seguintes valores, dispostos na Tabela 7.

Tabela 7 – Especificação dos parâmetros auxiliares de proteção

Grandeza	Valor (A)
Corrente Magnetização	533,7
Corrente ANSI	1069,51
Corrente NANSI	620,31
Corrente Inrush	826,29

Os parâmetros de proteção calculados em Excel através das operações descritas na metodologia e são apresentados na tabela 8, abaixo.

Tabela 8 – Especificação dos parâmetros de proteção definidos

Função	Parâmetro
67	106,74 A
67 Inst.	145,54 A
67 N	21,35 A
67 N Inst.	29,11 A
51	116,02 A
51 N	34,81 A
50	908,92 A
50 N	272,68 A
51 GS	4 A
32	2,2 MW
27	5496 V
27 - 0	76 V
59	7557 V
59 N	4122 V
81	62 Hz / 57,5 Hz
46	14,55 A

No processo de submissão do estudo de proteção da minigeração é importante, também, apresentar um compilado de Ordem de Ajuste de proteção (OAP), que representa todas os ajustes que serão imputados ao relé, respeitando a sensibilidade do equipamento adotado. Tal OAP é apresentado pela Tabela 9, com os cálculos realizados em Excel. Note que os valores a setar no equipamento são ligeiramente diferentes dos valores encontrados pelos cálculos, devido a precisão das casas decimais.

Tabela 9 - Ordem de ajuste de proteção (OAP)

Geral						
Transf. Medição	RTCFN 40 (1-1250)	RTCD 40 (1-1250)	RTP 120 (1-1250)			
Defasar/Ajustar V	DefasVF +30	AjustVF 1,732				
Origem de Neutro	IN N/D 1					
Direcional de Sobrecorrente		Range	ANSI 67	ANSI 67N		
1ª Unidade	Corrente de partida	0,04-6,5 (xRTC FN) A	>F1 lp	106,8	>N1 lp	21,2
	Curva	NH-M-EH-T-IZT-FLAT	>F1 curv	FLAT	>N1 curv	FLAT
	Dial de Tempo	0,01-15,0	>F1 dt	0,15	>N1 dt	1
	Corrente definida / Instantânea	0,1-100 (xRTC FN) A	>>F1 lp	145,6	>>N1 lp	29,2
	Tempo definido	0,00-240 s	>>F1 t	0,00	>>N1 t	0,00
Comun.	Direção	*	dF1 inv	OFF	dN1 inv	OFF
	Ângulo de Máximo Torque	0,00-90,0°	AMTdf	45	AMTdN	110
	Tipo de Memória Direcional	0/1	MEMdf	0,00	**	0,00
	Tipo de aterramento	0/1/2	**	**	Tipo N	0,00
Sobrecorrente Temporizada		Range	51			
	Corrente de partida	0,04-6,5 (xRTC FN)	>F ip	116,00		
	Tipo de Curva de Atuação	NH-M-EH-T-IZT-FLAT	>F curva	EI		
	Dial de Tempo dt	0,02-3,0	>F dt	0,07		
Sobrecorrente Instantânea		Range	50			
	Corrente Instantânea de Fase	0,1-100 (xRTC FN) A	>>>F lp	908		
	Tempo	0,00-240 s	>>>F t	0		
Sobrecorrente Temporizada Neutro		Range	51N			
	Corrente de partida	0,012-1,625 (xRTCFN)	>N ip	34,8		
	Tipo de Curva de Atuação	NH-M-EH-T-IZT-FLAT	>N curva	EI		
	Dial de Tempo dt	0,02-3,0	>N dt	0,1		
Sobrecorrente Instantânea		Range	50N			
	Corrente Instantânea de Neutro	0,012-25 (xRTCFN)	>>>N lp	272,68		
	Tempo	0,00-1,00 s	>>>N t	0		
Sobrecor. com Restrição de Tensão		Range	51V			
	Tensão	2-400 (xRTP) V	>F1 VR	6120		
Direcional de Potência		Range	32P			
	Potência de Partida	1-6000 (xRTCFN xRTP) W	P1>>F Pp	2.198.400		
	Tempo Definido	0,1-240 s	P1>>F t	2		
	Direção	ON/OFF	dP1 inv	OFF		
Subtensão		Range	27 (1ª Unidade)	27 (2ª Unidade)		
	Tensão de Partida	10-400 (xRTP) V	V<<F Vp	5520	V<<<F Vp	XX
	Tempo Definido	0,10-240s	V<<F t	6	V<<<F t	XX
Sobretensão		Range	59 (1ª Unidade)	59 (2ª Unidade)		
	Tensão de Partida	10,0-400 (xRTP) V	V>>F Vp	7560	V>>>F Vp	XX
	Tempo Definido	0,10-240 s	V>>F t	0,2	V>>>F t	XX
SubFrequência		Range	81U (1ª Unidade)	81U (2ª Unidade)		
	Frequência de Partida	41,0-69,0 Hz	F<<1 fp	57,5	F<<2 fp	XX
	Tempo Definido	0,1-60 s	F<<1 t	0,2	F<<2 t	XX
Sobrefrequência		Range	81O (1ª Unidade)	81O (2ª Unidade)		
	Frequência de Partida	41,0-69,0 Hz	F>>1 fp	62	F>>2 fp	XX
	Tempo Definido	0,1-60 s	F>>1 t	0,2	F>>2 t	XX
Sobretensão de Neutro		Range	59N			
	Tensão de Partida de Neutro	10,0-400 (xRTP) V	V>>N Vp	4116		
	Tempo Definido de Sobretensão	0,10-240 s	V>>N t	0,15		
Salto Vetorial		Range	78			
	Ângulo de Partida	2-31°	VST78	OFF		
	Máxima Tensão de Bloqueio	10,0-400RTP	BLV78	XX		
Desbalanço de Corrente		Range	46			
	Corrente de Partida	0,10-100 (xRTCFN)	I>>>Q ip	14,40		
	Tempo	0,02-1,0s	I>>>Q t	1,0		

É de extrema importância, após a determinação de todos os parâmetros de proteção, obter o coordenograma de proteção, que além de ilustrar a atuação do sistema, tem papel fundamental na validação dos dados obtidos.

A Figura 2 ilustra o coordenograma de proteção para as fases. Nesse diagrama foram plotadas as curvas de atuação para os relés do cliente, da concessionária e de exportação.

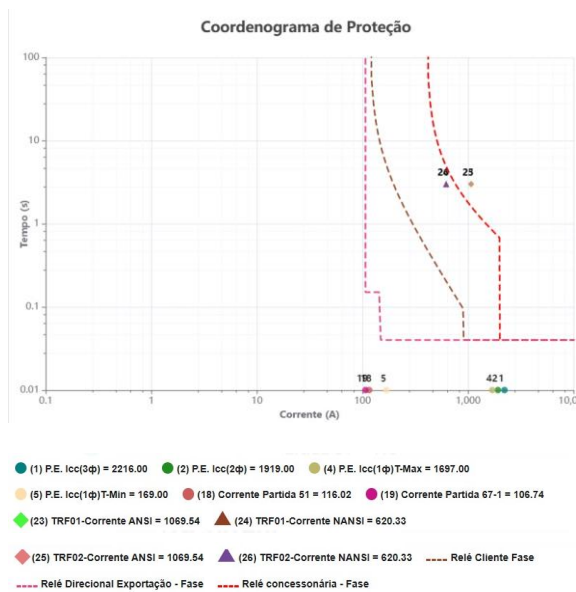


Figura 2 – Coordenograma de proteção para fase

A curva de proteção do relé da concessionária é do tipo MI, com atuação instantânea em 2000 A, como pode ser observado no gráfico. A curva de proteção do relé do cliente é dada pelas funções 50 e 51, funções de sobrecorrente instantânea e temporizada, note que essa curva também é de tempo inverso, com atuação instantânea em aproximadamente 910 A. Já a última curva, de exportação, é dada pela equação 67, em que pode ser vista a atuação em aproximadamente 107 A, com o tempo de atuação de 0,15 segundos, além da atuação instantânea, com valor de 145 A em tempo de atuação teoricamente nulo.

Já a Figura 3 representa o coordenograma de proteção para o neutro.

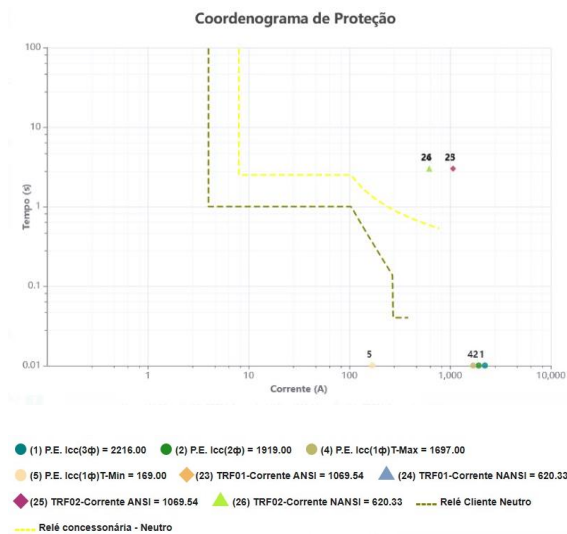


Figura 3 – Coordenograma de proteção para neutro

Note que a curva do relé da concessionária segue a configuração de uma curva de tempo definido em 2,5 segundos a partir dos 8 A, até 100 A, quando possui uma curva normalmente inversa com atuação instantânea em 1000 A. Já a curva do relé do cliente segue a mesma característica da curva de fase do relé do cliente, sendo ditada pelos valores encontrados pela 50N e 51N.

A Figura 4 aborda o diagrama de proteção e comando, representando a posição que será inserido o relé, os transformadores de potencial e corrente e os demais dispositivos.

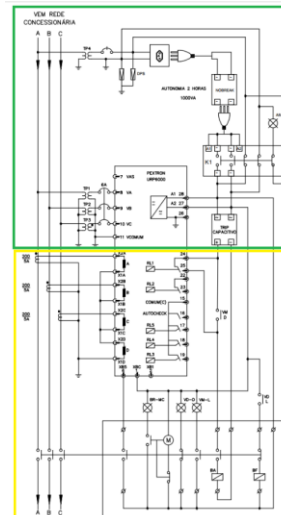


Figura 4 – Diagrama de proteção e comando

O recorte em verde é ampliado e apresentado na Figura 5.

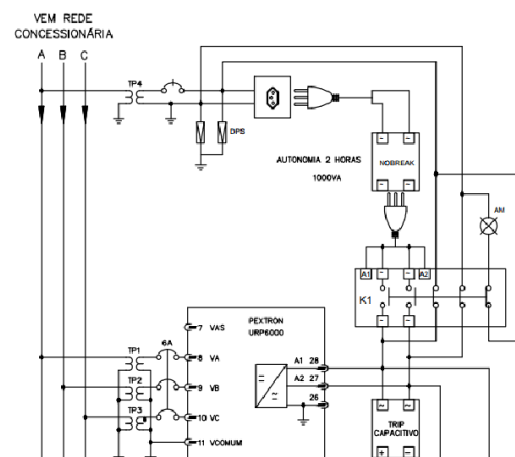


Figura 5 – Diagrama de comando

Nesse recorte é possível ver a atuação dos Transformadores de potencial. Note que os TP's 1, 2 e 3 são ligados à rede da concessionária, fazem a transformação da tensão e alimentam o relé nas entradas VA, VB e VC. É possível observar também a atuação do TP4, que é responsável pela alimentação auxiliar do relé pelo No-break, que é exigido pela concessionária de energia e possui autonomia de duas horas.

Já o recorte em amarelo é ampliado e apresentado pela Figura 6, abaixo.

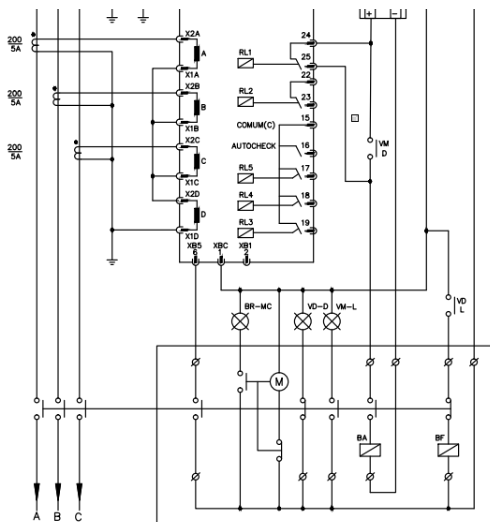


Figura 6 – Diagrama de comando

Nesse último recorte é possível identificar o painel de sinalização, com os LEDs que descrevem informações sobre o disjuntor, se está ligado, desligado e se há defeito no Nobreak, os botões, que ligam e desligam o disjuntor e também a atuação do TRIP, na saída de energia.

Nesse recorte, também é necessário observar as ligações do TC, que fazem a conversão da corrente na razão 200/5 e são ligados diretamente ao relé.

4 Conclusões

É importante, primeiramente, frisar a aprovação do projeto técnico pela CPFL, o que consolida os dados obtidos tais como os diagramas funcionais e os coordenogramas de proteção.

O resultado apresentado pelos coordenogramas foram satisfatórios. Ao analisá-los foi possível notar que o sistema operará de forma a sanar quaisquer falhas que possam ocorrer, tanto do lado da concessionária, quanto do lado de geração, especialmente quando observado as correntes ANSI e NANSI, é possível notar que a proteção está configurada para atuação um pouco antes do valor encontrado para a corrente ANSI, valor crítico suportado pelo transformador. Em relação a corrente NANSI, presente no transformador em seu regime transitório, foi possível perceber que a proteção não atuará nessa situação, fato que corrobora com a eficiência do projeto.

5 Referências Bibliográficas

FILHO, J. M.; MAMEDE, D. R. Proteção de Sistema Elétricos de Potência. Rio de Janeiro: LTC, 2011.

BLACKBURN, J. Lewis; DOMIN, Thomas J. Protective relaying: principles and applications. CRC press, 2006.

RAVINDRANATH, B.; CHANDER, M. Power system protection and switchgear. New Age International, 1977.

COTOSCK, Kelly Regina. Proteção de sistemas elétricos: uma abordagem técnico-pedagógica. 2007.

ALMEIDA, André Luiz Vitorino. Ajuste e coordenação de relés de sobrecorrente. Rio de Janeiro. 2008

ANDERSON, P. M., Power System Protection. IEEE Press Series on Power Engineering, 1999.

Companhia Paulista de Força e Luz. GED 15303 – Conexão de Micro e Minigeração Distribuída sob Sistema de Compensação de Energia Elétrica - Volume 1. 2020

Companhia Paulista de Força e Luz. GED 2855 – Fornecimento em Tensão Primária 15kV, 25kV e 34,5kV - Volume 1. 2022

Companhia Paulista de Força e Luz. GED 2858 – Fornecimento em Tensão Primária 15kV, 25kV e 34,5kV - Volume 3 - Anexos. 2018

Companhia Paulista de Força e Luz. GED 2859 – Fornecimento em Tensão Primária 15kV, 25kV e 34,5kV - Volume 4.1 - Desenhos. 2021

ANEEL. Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional – PRODIST Módulo 3 – Acesso ao Sistema de Distribuição. 2016

ABNT – Associação Brasileira de Normas Técnicas, “NBR 5410: Instalações elétricas em baixa tensão”, 2004

ABNT – Associação Brasileira de Normas Técnicas, “NBR 14039: Instalações elétricas de média tensão de 1,0kV a 36,2 kV”, 2021

ANEEL, Cadernos Temáticos. Micro e minigeração distribuída. Sistema de Compensação de Energia Elétrica. Brasília, DF, Brasil: Centro de Documentação–Cedoc, 2014.

Mesh Engenharia, Planilha de Coordenograma, Disponível em: <<https://meshengenharia.com/materiais>> Acesso em: 01 abr. 2023.

SILVA, André Costa et al. Sistemas elétricos de potência e proteção de linhas de transmissão. 2020.