

Avaliação de Sobretensões Resultantes de Faltas Monofásicas em Sistemas de Distribuição com Geração Distribuída

Álvaro Bampi ^{*,**} Mauro S. Silveira ^{**} Mariana Resener ^{*,***}
Maicon J. S. Ramos ^{*}

^{*} Universidade Federal do Rio Grande do Sul, Porto Alegre, RS, Brasil.

^{**} CPFL Energia, RS, Brasil.

^{***} Simon Fraser University, Surrey, BC, Canada

E-mails:

alvaro-bampi@hotmail.com, mauro.silveira@gmail.com, mariana_resener@sfu.ca,
maicon.jaderson@ufrgs.br

Abstract: This paper evaluates different scenarios of single-phase faults in the medium voltage system operating in island and supplied by distributed generation (DG) with synchronous generator in steady state, observing the resulting overvoltages due to the delta connection in the primary of the coupling transformer. In this context, the present document proposes to contribute to the technical issues related to the connection of DG, presenting a series of simulations carried out in ATP Draw, considering installations framed in the simplified primary standard. It is not intended here to exhaust all possible technical possibilities but rather to assess how each of the main parameters influences the overvoltages resulting from single-phase faults and whether or not the neutral overvoltage protection function (ANSI 59N) is mandatory for these installations. The results indicate that significant overvoltages may occur in the system depending on load, generation, and fault impedance conditions.

Resumo: Este trabalho avalia diferentes cenários de faltas monofásicas no sistema de média tensão operando em ilha e alimentado por geração distribuída (GD) com gerador síncrono em regime permanente, observando as sobretensões resultantes devido à conexão delta no primário do transformador de acoplamento. Neste contexto, o presente documento propõe-se a contribuir para as questões técnicas relacionadas com a conexão de GD, apresentando uma série de simulações realizadas em ATP Draw, considerando instalações enquadradas no padrão de entrada primário simplificado. Não se pretende aqui esgotar todas as possibilidades técnicas possíveis, mas sim avaliar como cada um dos principais parâmetros influencia as sobretensões resultantes de faltas monofásicas e se a função de proteção de sobretensão de neutro (ANSI 59N) é obrigatória ou não para essas instalações. Os resultados indicam que podem ocorrer sobretensões significativas no sistema dependendo das condições de carga, geração e impedância de falta.

Keywords: Single-phase faults; Distributed Generation; Overvoltage; Protection Systems; Distribution System.

Palavras-chaves: Faltas monofásicas; geração distribuída; sobretensão; sistemas de proteção; sistemas de distribuição.

1. INTRODUÇÃO

A conexão de recursos energéticos distribuídos (REDS) em sistemas de distribuição traz novos aspectos técnicos que devem ser analisados pelas empresas distribuidoras. Dentre os REDS, pode-se citar a geração distribuída (GD), que vem apresentando grande crescimento no número de conexões nos últimos anos. Dessa forma, a topologia do sistema de distribuição é modificada, tornando necessário adaptar esquemas de proteção e controle, bem como as

* O presente trabalho foi realizado com apoio da Coordenação de Aperfeiçoamento de Pessoal de Nível Superior - Brasil (CAPES) - Código de financiamento 001.

técnicas de planejamento e otimização da operação destes sistemas (Resener et al., 2012; Dias et al., 2014; Stecanella et al., 2020).

Os requisitos relativos aos sistemas de proteção em redes de distribuição com GD vêm sendo atualizados para garantir a segurança e continuidade do fornecimento. A inserção de GD pode alterar de forma significativa o desempenho de esquemas de proteção, exigindo adequações para garantir seu adequado funcionamento. Dentro desse contexto, estudar os impactos causados pela integração de GDs é essencial, permitindo aperfeiçoar procedimentos

relacionados ao acesso de GDs às redes de distribuição (Yousaf et al., 2021; Haque et al., 2021).

O sistema de aterramento afeta significativamente a magnitude tanto como o ângulo da corrente de curto-circuito à terra. Em referência detalha que existem três tipos de aterramento:

- Sistema não aterrado (neutro isolado);
- Sistema aterrado por impedâncias;
- Sistema efetivamente aterrado.

No sistema não aterrado que será abordado neste trabalho existe um acoplamento a terra através da capacitância shunt natural. Em um sistema simétrico, onde as três capacitâncias a terra são iguais, o neutro fica no plano terra, e se a fase A, por exemplo, for aterrada, o triângulo se deslocará. (do Parana UFPR, 2018)

Um dos problemas mais comuns e existentes e que são difíceis de solucionar é a localização e a eliminação de faltas fase-terra que ocorrem em sistemas de neutro isolado ou aterrados por alta resistência (Baldwin, 2001); (Senior Engenharia Ltda); (GE Electrical Distribution and Control, GEI-72116); (Cutler-Hammer, 2001); (Yu, 1991); (Hou, 2006); e (Paulson, et al., 2003). Estas faltas podem não provocar correntes suficientes para sensibilizar a proteção (50/51). Mas as faltas à terra podem ser detectadas pela supervisão das tensões à terra nas três fases. Num sistema isolado, com uma falta à terra sólida na fase A, a tensão de fase na fase A será zero, enquanto que nas outras duas fases sãs, B e C, as tensões fase-terra subirão para a tensão plena fase-fase. (de Azevedo Faria Bernardi, 2015)

O padrão de aterramento utilizado pelas distribuidoras de energia no Brasil é o sistema solidamente aterrado. Portanto, as subestações (fonte) possuem transformadores cuja ligação secundária dos enrolamentos é solidamente aterrada (normalmente estrela aterrada).

Ocorre que com o advento das gerações distribuídas, essas fontes de menor capacidade instaladas nas instalações dos usuários passaram a operar em paralelo com o sistema, porém, com um transformador de acoplamento com ligação delta (fase-fase) voltada para a rede. Em outras palavras, passam-se a ter diversas fontes no sistema de distribuição (GDs) sem acoplamento com ligação solidamente aterrada voltada para a rede. No caso de curto-circuito fase-terra no sistema de distribuição haverá a imediata desconexão da fonte principal (SE da distribuidora), pelas proteções de sobrecorrente, porém, não necessariamente haverá o desligamento da GD por estas funções de proteção, considerando o tipo de ligação do TR.

Então as distribuidoras de energia vem adaptando suas normativas técnicas, visando a segurança operacional do sistema e a manutenção de requisitos de qualidade de energia. Por exemplo, o (GED15303, Revisão 1.5, junho 2018.) estabelece os requisitos técnicos mínimos a serem implementados em micro e minigerações distribuídas a fim de viabilizar a sua conexão às redes da CPFL. No ano de 2018 foram feitas alterações em seus documentos internos, atendendo os critérios adotados pelos Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional (PRODIST), a fim de garantir a segurança no sistema de proteção.

Em seu anexo B.3 onde trata sobre os diagramas unifilares funcionais, esta norma dispõe que as centrais geradoras em postos primários simplificados ou “B” optantes, com potência entre 75 kW e 300 kW, e proteção e medição na BT do transformador (conforme item 11.2.1 do (GED2855, Revisão 2.14, Julho 2020.)), poderiam utilizar chaves fusíveis como dispositivos de seccionamento visível. Nestes casos não existe cabine primária e a proteção em média tensão era realizada exclusivamente através de chaves fusíveis (desenhos 7 e 8 do (GED2859, Revisão 2.8, Julho 2020.)), dispensando o uso de disjuntor ou religador na MT.

Todavia, elementos normativos e técnicos questionavam este padrão adotado pela empresa, a saber:

- o módulo 3 do PRODIST (ANEEL, 2017) – Acesso ao Sistema de Distribuição, item 5.6.2., seção 3.3, revisão 7, dispõe a respeito do paralelismo de centrais geradoras com o sistema de distribuição indicando que: “o transformador de acoplamento não pode ser protegido por meio de fusíveis (...);”
- o módulo 3 do PRODIST (ANEEL, 2017), no item 5.8. estabelece que: “Não podem ser instalados fusíveis entre a saída do circuito da subestação da acessada e o ponto de conexão com a central geradora de energia”.

Do ponto de vista técnico, devido à conexão delta MT dos transformadores (desenhos 7 e 8 do (GED2859, Revisão 2.8, Julho 2020.)), faltas monofásicas no sistema primário de distribuição sustentadas pela geração distribuída conectada a média tensão ocasionam a flutuação do ponto neutro em relação ao potencial de terra, podendo gerar sobretensões nas fases sãs e resultar em avarias de isoladores, para raios e demais elementos da rede ligados e dimensionados para a tensão fase-terra.

No mesmo sentido, a função anti-ilhamento de inversores de frequência de BT, utilizado na proteção de geradoras em CC, pode operar em até 2 segundos, conforme (NBR:16149, 2013), não resultando em uma proteção efetiva para as sobretensões indicadas no item anterior, dado o elevado lapso temporal para sua atuação.

O objetivo deste trabalho é avaliar diferentes cenários de faltas monofásicas em um sistema de média tensão (MT) que opera ilhado da subestação principal, tendo seu suprimento a partir de uma GD com gerador síncrono. As sobretensões resultantes devido à conexão em delta no lado de MT são monitoradas para todos os casos simulados, com o objetivo de contribuir para o entendimento dos impactos das GDs e requisitos de proteção, avaliando os parâmetros que influenciam de forma mais significativa nas magnitudes das tensões nas fases sãs. Com isso, a necessidade de proteção de sobretensão de neutro é discutida, de forma a contribuir para o aperfeiçoamento de procedimentos relacionados à conexão de GDs nas distribuidoras.

2. METODOLOGIA

Quando há uma falta monofásica em um sistema cujo neutro da fonte é isolado da terra (delta ou Y isolado), não existe caminho elétrico para circulação desta corrente pelo neutro. Neste caso, passam a ter importância na análise elementos elétricos normalmente desprezados nos estudos de curto-circuito em sistemas eficazmente aterrados, nota-

damente as capacitâncias e resistências de sequência zero. As capacitâncias de sequência zero resultam dos capacitores formados entre as linhas e a terra, e as resistências de sequência zero das correntes de fuga existentes em isoladores.

A Figura 1 apresenta o diagrama vetorial de tensões e correntes em um sistema isolado submetido a uma falta monofásica franca (sem impedância de contato). Pode-se verificar que o caminho da corrente de falta se dá pelas resistências e capacitâncias de sequência zero das fases sãs, e o diagrama vetorial evidencia o deslocamento do potencial de neutro (N) em relação à terra (E), que num sistema eficazmente aterrado é o mesmo ponto. Como “E” e L3 (que é a fase sob falta) assumem o mesmo potencial em razão da falta monofásica, a tensão entre “E” e qualquer das fases sãs passa a ser fase-fase, portanto, raiz de 3 vezes maior. Salienta-se que as cargas ligadas entre fases na média tensão (transformadores de distribuição trifásicos) não sofrem alteração de tensão, apenas elementos ligados entre fase-terra (isoladores, para-raios, transformadores monofásicos), com elevação de raiz 3 vezes.

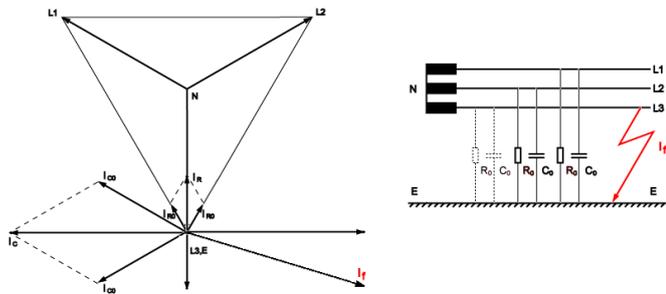


Figura 1. Diagrama vetorial de falta monofásica em sistema isolado.

A Figura 2, ilustra a rede de impedâncias de sequência para faltas monofásicas com neutro isolado, sendo possível notar que a magnitude da corrente por falta é influenciada pelas capacitâncias e resistências de sequência zero. Pode-se dizer neste caso, que a corrente resultante pode ser maior ou menor, dependendo da extensão e o padrão construtivo da RD. Redes mais extensas maior valor de corrente de falta do que redes curtas (razão de terem maior capacitância natural) e redes com padrão construtivo de condutores isolados terão maior valor de corrente de falta do que redes com cabos nus (considerando que a capacitância de cabos isolados também é maior).

A Figura 3 apresenta o caminho elétrico da corrente em todo o sistema de distribuição de uma subestação com neutro isolado, submetido a uma falta monofásica. Salienta-se que apesar de o diagrama apresentar um TR em Y, o mesmo vale para a conexão delta.

Em (Jeff Roberts and Hou, 2001) é detalhado um exemplo de forma similar ao citado acima onde é o comportamento de uma falta monofásica e as fórmulas para cálculos de V0 e da capacitância.

As análises realizadas nas simulações consideraram a situação em que:

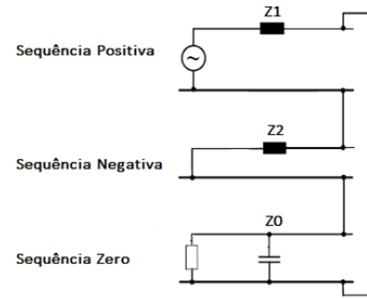


Figura 2. Diagrama de sequência de falta monofásica em sistema isolado.

- (i) ocorre uma falta monofásica na rede primária de distribuição;
- (ii) é desconectado o sistema da distribuidora pelo trip das proteções de sobrecorrente; e
- (iii) a central geradora distribuída mantém a rede de distribuição energizada, mesmo sob falta.

As simulações realizadas consideram a situação (iii), onde permanece a falta monofásica presente e a GD mantém energizado o sistema.

3. ESTUDO DE CASO

Com o objetivo de avaliar as sobretensões transitórias em um sistema de distribuição com GD operando ilhada e embasar a discussão acerca das normativas técnicas, foram utilizados dados de um sistema teste.

Na representação da GD, foram considerados parâmetros elétricos de um gerador existente e em operação no sistema da distribuidora RGE Sul (0,38 kV e 417 kVA), apresentados na Tabela 1 (em pu na base do gerador).

Tabela 1. Dados de placa do gerador utilizado nas simulações

| | Impedância [pu] |
|--------------------|-----------------|
| Subtransiente | $j0,20$ |
| Transiente | $j0,30$ |
| Síncrona | $j1,04$ |
| Sequência negativa | $j0,20$ |
| Sequência zero | $j0,08$ |

O transformador de acoplamento foi modelado com parâmetros obtidos a partir dos requisitos descritos em NBR:5440 (2014) – Transformadores para redes aéreas de distribuição. A ligação do transformador é delta no lado de média tensão (MT) e estrela aterrado no lado de baixa tensão (BT). A Tabela 2 traz os dados da placa do transformador, onde R, X, R0 e X0 representam, respectivamente, a resistência e reatância de sequência positiva e a resistência e reatância de sequência zero.

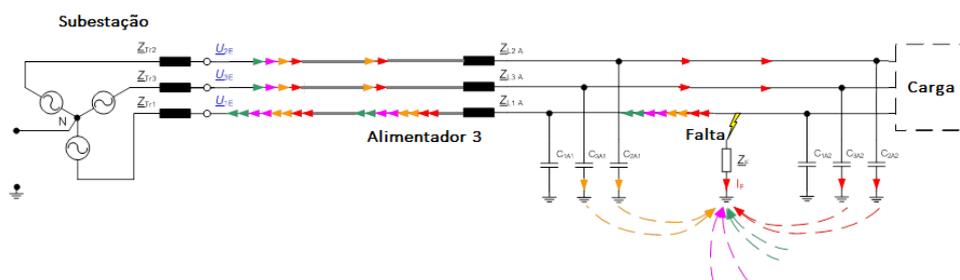


Figura 3. Circulação da corrente de falta em sistema isolado.

Tabela 2. Dados de placa do transformador utilizado nas simulações

| Tipo | Delta / Y aterrado |
|----------------|--------------------|
| Tensão lado BT | 0,38 kV |
| Tensão lado MT | 23,00 kV |
| R | 0,00 |
| X | 0,05 |
| R0 | 0,00 |
| X0 | 0,05 |
| Zg1 | 0,00 |

O sistema teste tem 10 km de linhas de média tensão, com condutores padronizados para o sistema de distribuição (rede 3#1/0 AWG CA). A Tabela 3 apresenta os valores das impedâncias utilizadas na modelagem da rede.

Tabela 3. Dados das linhas

| Parâmetro | Valor | Parâmetro | Valor |
|-----------|---------|-----------|---------|
| R | 1,14310 | X | 0,84745 |
| R0 | 1,47921 | X0 | 3,61342 |

As cargas foram modeladas como impedância constante utilizando a ferramenta ATP Draw (BPA, 2015), conforme mostra a Figura 4. Ainda, é possível observar uma fonte de 380 V limitada pela impedância “Z Gerador”, um transformador de acoplamento de grupo de ligação Dyn1, com impedância de aterramento desprezível no lado de BT. Foram incluídos medidores de tensão e corrente no lado primário do transformador de acoplamento, uma impedância de linha de 10 km de condutor 3#1/0 AWG CA, cargas ligadas ao final dessa linha, assim como uma falta monofásica.

3.1 Parâmetros dos Casos Simulados

As simulações realizadas consideram um sistema de distribuição aéreo em um alimentador curto, cujas capacitâncias shunt são praticamente desprezíveis, assim como a baixíssima corrente de falta resultante, portanto não são utilizados os valores de capacitâncias nos resultados obtidos.

Não está no escopo de análise o período transitório (sobretensões transitórias, por exemplo). Apenas o comportamento em regime da tensão resultante e a proteção adequada para esta condição (59N).

A partir do modelo mostrado na Figura 4, passou-se a alterar os seus parâmetros e observar o comportamento

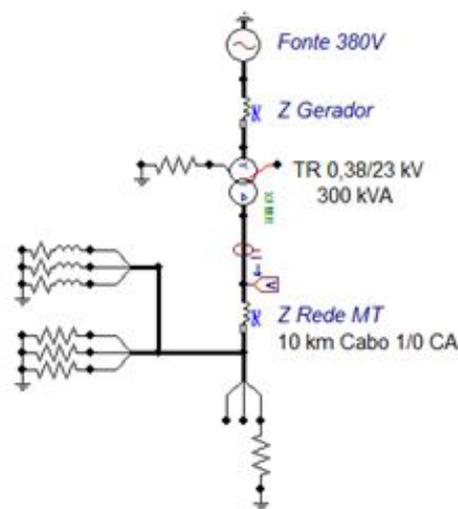


Figura 4. Modelo elétrico utilizado nas simulações.

das grandezas elétricas durante as faltas. Buscou-se avaliar quais elementos tem influência direta nos resultados e em que medida alteram as sobretensões oriundas de faltas monofásicas no sistema de MT. Os parâmetros alterados nas faltas foram:

- resistência de falta (R_f) de 40Ω , 1000Ω e $10k\Omega$;
- carga do sistema, observando-se condições de carga inferior, igual e superior à geração;
- local da carga a 0 km e 10 km do ponto de conexão da GD;
- local da falta a 0 km e 10 km do ponto de conexão da GD.

Foram realizadas um total de 80 simulações, avaliando as variáveis citadas acima, portanto foi utilizado o software ATP Draw para auxiliar na obtenção dos resultados.

Neste artigo são apresentados 36 resultados das 80 simulações considerando a modificação dos parâmetros conforme descrito anteriormente e suas combinações, conforme mostra a Tabela 4. A potência nominal da GD é igual a 300 kVA em todos os testes. Na Tabela 4, a primeira coluna indica o número do caso simulado, a segunda coluna o local da carga (distância entre ponto de conexão da GD e carga), a terceira coluna o local da falta monofásica (distância entre a falta e o ponto de conexão da GD), enquanto que

Tabela 4. Casos simulados.

| Caso | Dist. Carga [km] | Dist. Falta [km] | R_f [Ω] | Carga (kVA) |
|------|------------------|------------------|--------------------|-------------|
| 1 | 10 | 10 | 40 | 0 |
| 2 | 10 | 10 | 1000 | 0 |
| 3 | 10 | 10 | 10000 | 0 |
| 4 | 10 | 10 | 40 | 150 |
| 5 | 10 | 10 | 1000 | 150 |
| 6 | 10 | 10 | 10000 | 150 |
| 7 | 10 | 10 | 40 | 300 |
| 8 | 10 | 10 | 1000 | 300 |
| 9 | 10 | 10 | 10000 | 300 |
| 10 | 10 | 10 | 40 | 1000 |
| 11 | 10 | 10 | 1000 | 1000 |
| 12 | 10 | 10 | 10000 | 1000 |
| 13 | 0 | 10 | 40 | 0 |
| 14 | 0 | 10 | 1000 | 0 |
| 15 | 0 | 10 | 10000 | 0 |
| 16 | 0 | 10 | 40 | 150 |
| 17 | 0 | 10 | 1000 | 150 |
| 18 | 0 | 10 | 10000 | 150 |
| 19 | 0 | 10 | 40 | 300 |
| 20 | 0 | 10 | 1000 | 300 |
| 21 | 0 | 10 | 10000 | 300 |
| 22 | 0 | 10 | 40 | 1000 |
| 23 | 0 | 10 | 1000 | 1000 |
| 24 | 0 | 10 | 10000 | 1000 |
| 25 | 10 | 0 | 40 | 0 |
| 26 | 10 | 0 | 1000 | 0 |
| 27 | 10 | 0 | 10000 | 0 |
| 28 | 10 | 0 | 40 | 150 |
| 29 | 10 | 0 | 1000 | 150 |
| 30 | 10 | 0 | 10000 | 150 |
| 31 | 10 | 0 | 40 | 300 |
| 32 | 10 | 0 | 1000 | 300 |
| 33 | 10 | 0 | 10000 | 300 |
| 34 | 10 | 0 | 40 | 1000 |
| 35 | 10 | 0 | 1000 | 1000 |
| 36 | 10 | 0 | 10000 | 1000 |

as colunas quatro e cinco apresentam a resistência de falta e a carga consideradas em cada caso.

Ainda, nos casos de 1 a 12 a carga está localizada a 10 km do ponto de conexão e a falta monofásica é aplicada junto à carga; nos casos 13 a 24 a carga está localizada no ponto de conexão da GD e a falta monofásica é aplicada a uma distância de 10 km do ponto de conexão da GD; finalmente, nos casos 25 a 36 a carga está localizada a 10 km do ponto de conexão da GD enquanto que a falta é aplicada junto ao ponto de conexão. Em todos os casos simulados são modificadas a resistência de falta e a demanda de carga.

4. RESULTADOS

Os resultados para as grandezas monitoradas (tensão e corrente), medidas no lado primário do transformador de acoplamento da GD para os casos apresentados na Tabela 4, são representados nas Figuras 5 (casos 1 a 12), 6 (casos 13 a 24) e 7 (casos 25 a 36), onde V_a , V_b e V_c representam as magnitudes das tensões, em pu, nas fases a, b e c, respectivamente, enquanto que I_a , I_b e I_c representam as magnitudes das correntes nas fases a, b e c, respectivamente. A tensão de 1,05 pu é destacada na linha em vermelho, uma vez que este é o limite superior recomendado para a tensão em regime permanente em sistemas que operam em tensões superiores a 1 kV (ANEEL, 2021).

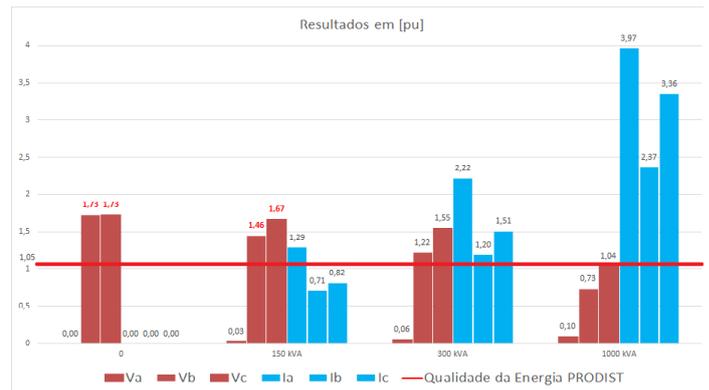


Figura 5. Resultados de Tensão e corrente das simulações 1 a 12.

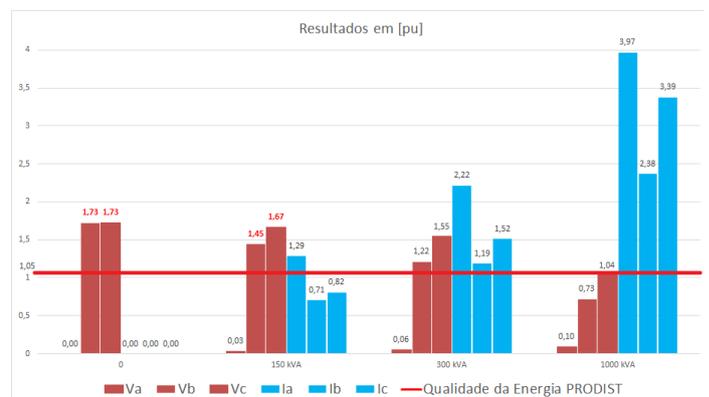


Figura 6. Resultados de Tensão e corrente das simulações 13 a 14.

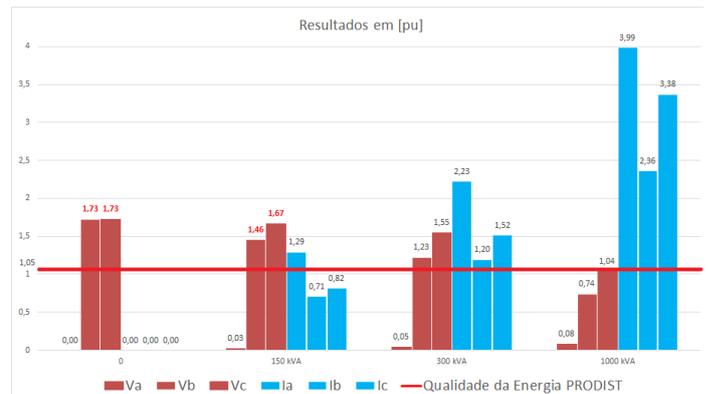


Figura 7. Resultados de Tensão e corrente das simulações 25 a 36.

As tensões (V_{rms}) consideradas nas figuras 5, 6 e 7, são tensões em regime permanente resultantes das simulações para os diferentes cenários citados na tabela 4. O tempo de simulação utilizado foi de 0,5s.

A partir da análise das Figuras 5, 6 e 7, pode-se observar que a distância das cargas não influencia numa maior ou menor magnitude das tensões resultantes nas fases sãs, e também não há influência significativa nas correntes medidas. Com relação à distância entre a falta monofásica

e o ponto de conexão da GD, a partir da comparação dos resultados apresentados nas Figuras 5 e 7, pode-se observar novamente que não houve variações significativas nas tensões das fases sãs e nas correntes medidas.

Por outro lado, a partir das Figuras 5, 6 e 7, verifica-se que a carga é o aspecto mais relevante nos resultados. A situação mais crítica de falta ocorre para o sistema sem carga, independente da impedância de contato de falta. Neste caso, a tensão nas fases sãs atinge 1,73 pu e a corrente medida é zero. Portanto, a proteção 59N é essencial para garantir o desligamento da rede, a fim de evitar sobretensão sustentada nas fases sãs por tempo indefinido.

O sistema com carga inferior à potência nominal da GD também apresenta sobretensões relevantes, próximas de 1,7 pu, sendo que a impedância de contato reduz sensivelmente tais sobretensões. Quanto maior a impedância de contato de falta, menor a sobretensão resultante nas fases sãs. Avaliando as correntes para uma falta monofásica neste sistema, não há garantias de operação das proteções da GD.

Já o sistema com equilíbrio entre geração e carga também existem sobretensões nas fases sãs de até 1,6 pu. No entanto, as sobrecorrentes resultantes também indicam operação das proteções de sobrecorrentes da GD, considerando valores de pelo menos 1,5 pu de corrente. Sobre a influência da impedância de contato para esses casos, é importante considerar que quanto maior a impedância de falta, menor a sobretensão e também a sobrecorrente medida no primário do transformador de acoplamento.

Por fim, para o caso onde a carga é superior à geração, não há sobretensões relevantes e em todos os casos simulados há uma relativa segurança de operação das proteções da GD.

4.1 Atualização da Norma

O trabalho teve como objetivo mostrar situações em que a GD permanece energizando indevidamente o sistema de distribuição, e se deve utilizar a função 59N como um recurso de proteção para evitar o ilhamento.

Com base nestes resultados em 2019 houve atualização GED15303 e se mantendo assim para as atualizações seguintes conforme (GED15303, Revisão 1.7, dezembro 2020.) alterando subitem 5.39 em que deverão necessariamente atuar no interruptor de entrada. As funções de proteção ANSI 67, 59, 59N, 32, 81 e 25 poderão, a critério do acessante atuar em qualquer outro interruptor de suas instalações que interrompa (e estabeleça) o paralelismo com a CPFL.

A Figura 8 é uma síntese do conjunto mínimo das funcionalidades de proteção requeridas na conexão das centrais micro e minigeradoras, conforme sua potência (as células preenchidas com “X” indicam obrigatoriedade da função), conforme cita o item 5.39 (GED15303, Revisão 1.7, dezembro 2020.).

| 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 Sobre frequência | 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 | X |
| Anti-ilhamento | - | X | X | X |
| Sobrecorrente | 50/51 | - | X | X |
| Sobrecorrente de neutro | 50N/51N/51G | - | X | X |
| Sobretensão de neutro | 59 | - | 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 |

Figura 8. Funcionalidade de proteção do equipamento de conexão com MT.

(GED15303, Revisão 1.7, dezembro 2020.) Adjunto, a sensibilização das funções de proteção ANSI 50/51, 50N/51N, 27,67 e 59N acima especificadas deverá por intermédio dos sinais dos transformadores de corrente (TCs) e de potencial (TPs) instalados necessariamente junto ao interruptor de entrada, no lado do sistema da distribuição, conforme Figura 9.

Com as alterações mencionadas acima o o diagrama unifilar funcional do anexo B do procedimento (GED15303, Revisão 1.7, dezembro 2020.), o qual detalha a conexão à rede primária da RGE (MT) com a central de minigeração distribuída em uma unidade consumidora, também foi alterado detalhando as funções de proteção necessárias e local em que devem ser previstas.

As funcionalidades para seccionamento e interrupção de MT devem ser equipamentos na cabine primária da unidade consumidora, contendo um disjuntor ou religador, que atue na média tensão, acionados pela proteção e comando secundário (réles ou controle eletrônicos).

As simulações realizadas neste trabalho contribuem para o entendimento da importância da função 59N em conexões de GD ao sistema de distribuição, a qual é atualmente exigida em unidades de geração acima de 75 kW.

5. CONCLUSÃO

Considerando as simulações de falta realizadas neste estudo, buscando observar as condições que mais influenciam nas sobretensões resultantes de uma GD suprindo uma falta monofásica na rede primária, conclui-se que os aspectos de distância das cargas e distância da falta se mostraram pouco relevantes para os resultados. Já o aspecto de impedância de falta se mostrou relativamente importante nas simulações, enquanto que o aspecto de carregamento da rede de distribuição se mostrou o mais relevante nos resultados obtidos.

As situações em que a carga é mais baixa se mostraram mais críticas para as sobretensões resultantes nas fases sãs, o que pode ser explicado pelas tensões mais elevadas no sistema. Ainda, as proteções de sobrecorrente podem não ser suficientes para desconectar a GD. Portanto, nestes casos é imprescindível a existência da proteção 59N para

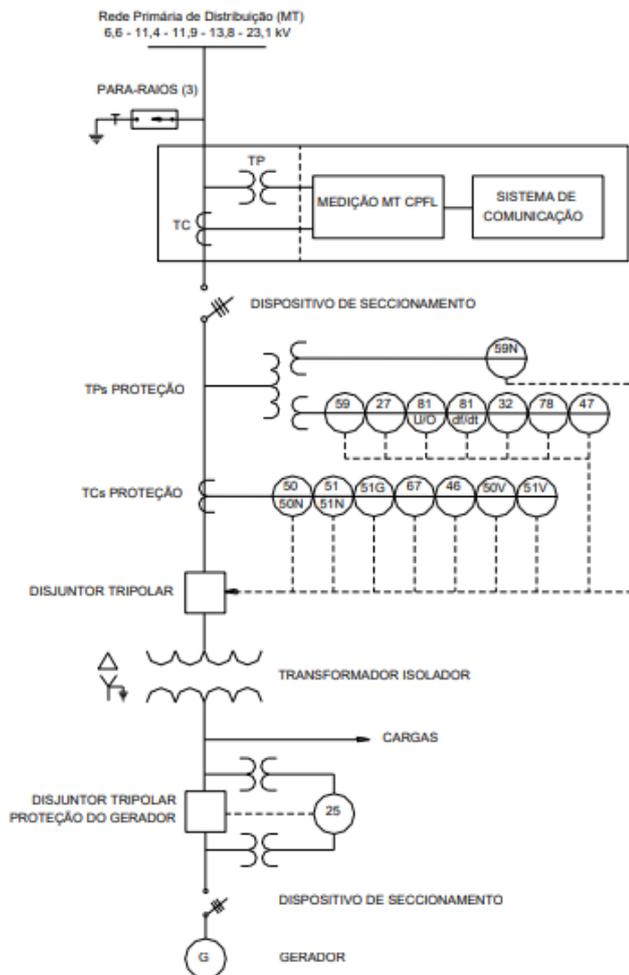


Figura 9. Diagrama Unifilar Funcional.

garantir a desconexão automática da central geradora, evitando sustentar sobretensões nocivas ao sistema.

Nas situações de equilíbrio entre carga e geração foram observadas sobretensões relevantes, mas nos casos simulados há também indicação de operação das proteções de sobrecarga da GD. Portanto, a função 59N não seria tão crítica, mas indica-se, de qualquer forma, uma análise mais pontual a respeito do desempenho dos diferentes tipos de carga, a fim de se ter maior certeza a respeito da sobrecorrente resultante para diferentes cenários.

Nos casos em que a carga é maior que a geração, as sobretensões não são tão relevantes e há também maior segurança na operação das proteções de sobrecarga da GD. Assim, a função 59N não teria fundamental importância neste caso, considerando a operação das proteções de sobrecorrente do gerador.

O trabalho não visa analisar transitórios, mas esclarecer que, por exemplo, apenas as funções de sobrecorrente, dependentes da carga do sistema quando de uma situação de ilhamento, podem não ser suficientes para desconectar a GD com TR de acoplamento com conexão delta para uma falta fase-terra. As proteções de sobrecorrente dependerão de que o sistema remanescente tenha carregamento superior à capacidade e ajuste de proteção da GD. Por isso, o trabalho traz diversos cenários em que sem a proteção 59N

não haveria garantias de desconexão, assim como aqueles casos em que, definitivamente, a proteção de sobrecorrente da GD ilhada atua devido a corrente de carga ser superior aos seus ajustes.

Cabe, finalmente, ressaltar que:

- nas simulações foi considerada somente uma GD com gerador síncrono. É extremamente importante considerar diferentes tipos de GDs ligadas e diferentes condições de carregamento;
- situação similar às simuladas ocorre nos sistemas de microgeração distribuídas conectadas em uma mesma rede de BT, considerando que estão ligadas aos transformadores de distribuição com o mesmo tipo de ligação (Dyn);
- o efeito de sobretensão nas fases sãs independe do tipo de geração. O que irá variar será o tempo de trip do sistema de proteção adotado.
- o trabalho não analisa transitórios.

Desenvolvimentos futuros deste trabalho incluem a modelagem de unidades de geração com inversor.

AGRADECIMENTOS

O presente trabalho foi realizado com apoio da Coordenação de Aperfeiçoamento de Pessoal de Nível Superior - Brasil (CAPES) - 001.

REFERÊNCIAS

- ANEEL (2017). Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional: Módulo 3 - Acesso ao Sistema de Distribuição.
- ANEEL (2021). Procedimentos de distribuição de energia elétrica no sistema elétrico nacional - PRODIST, módulo 8: Qualidade de energia elétrica.
- BPA (2015). *Alternative Transients Program: ATP-EMTP*. Available at: <http://www.atpdraw.net/>.
- de Azevedo Faria Bernardi, G. (2015). *Aterramento de Neutro em Subestações Industriais e suas Implicações no Sistema de Proteção*. Master's thesis, Universidade Federal de Itajubá, Itajubá.
- Dias, I.C., Resener, M., Canha, L.N., and Pereira, P.R.S. (2014). Transient stability study of an unbalanced distribution system with distributed generation. In *2014 IEEE PES Transmission Distribution Conference and Exposition - Latin America (PES T D-LA)*, 1-5. doi: 10.1109/TDC-LA.2014.6955280.
- do Parana UFPR, U.F. (2018). Introdução a proteção de sistemas elétricos.
- GED15303 (Revisão 1.5, junho 2018.). CPFL - GED15303 - Conexão de Micro e Minigeração Distribuída sob Sistema de Compensação de Energia Elétrica.
- GED15303 (Revisão 1.7, dezembro 2020.). CPFL - GED15303 - Conexão de Micro e Minigeração Distribuída sob Sistema de Compensação de Energia Elétrica.
- GED2855 (Revisão 2.14, Julho 2020.). CPFL - GED2855 - Fornecimento em Tensão Primária 15kv, 25kv e 34,5kv - Volume 1.
- GED2859 (Revisão 2.8, Julho 2020.). CPFL - GED2859 - Fornecimento em Tensão Primária 15kv, 25kv e 34,5kv - Volume 4.1 - Desenhos.

- Haque, E., Rahman, A., Ahmed, S., Bishal, M.R., Hasin, F., and Mamun, K.M. (2021). An adaptive over current protection scheme and impact of distributed generation on IEEE 34 radial test feeder. In *2021 International Conference on Automation, Control and Mechatronics for Industry 4.0 (ACMI)*, 1–6. doi:10.1109/ACMI53878.2021.9528168.
- Jeff Roberts, D.H.J.A. and Hou, D.D. (2001). Review of ground fault protection methods for grounded, undergrounded, and compensated distribution systems. 16–17.
- NBR:16149 (2013). ABNT sistemas Fotovoltaicos (FV) – Características da Interface de Conexão com a Rede Elétrica de Distribuição.
- NBR:5440 (2014). ABNT transformadores para Redes Aéreas de Distribuição — Requisitos.
- Resener, M., Salim, R.H., and Bretas, A.S. (2012). Impacts of excitation control modes of distributed generators on distribution systems transient stability: A case study. In *2012 IEEE Power and Energy Society General Meeting*, 1–7. doi:10.1109/PESGM.2012.6345303.
- Stecanella, P.A.J., Vieira, D., Vasconcelos, M.V.L., and Ferreira Filho, A.D.L. (2020). Statistical analysis of photovoltaic distributed generation penetration impacts on a utility containing hundreds of feeders. *IEEE Access*, 8, 175009–175019. doi:10.1109/ACCESS.2020.3024115.
- Yousaf, M., Muttaqi, K.M., and Sutanto, D. (2021). A control strategy to mitigate the sensitivity deterioration of overcurrent protection in distribution networks with the higher concentration of the synchronous and inverter-based dg units. *IEEE Transactions on Industry Applications*, 57(3), 2298–2306. doi:10.1109/TIA.2021.3057304.