

# A Análise de Curto-Circuito em um Sistema Ilhado na Presença de Geração Fotovoltaica \*

Rafael M. Leite\* Mário Oleskovicz\*\* Denis V. Coury\*\*\*

*Departamento de Engenharia Elétrica e de Computação, Escola de Engenharia de São Carlos, Universidade de São Paulo, SP (e-mail: \*rafaelleite@usp.br \*\*olesk@sc.usp.br \*\*\*coury@sc.usp.br).*

**Abstract:** With the continuous growth in the demand for energy, the applications of renewable sources and microgrids are increasingly acceptable on the world stage. With them, there are advantages in reducing pollutant emissions and improving the stability of the distribution network. However, they also present challenges for classic methods of protecting electrical systems. The insertion of power generation in points that previously had only consume mischaracterizes the unidirectional injection profile. Therefore, the network which was previously passive in terms of power flow now has an active nature. In this sense, the protection of generators based on the overcurrent philosophy can be affected in situations of fault in the microgrid. In this work, the scenario analyzed had a synchronous machine responsible for the reference of the intentionally islanded microgrid. In this context, the analysis considered the contributions of short-circuit currents with and without the photovoltaic generator presence. The purpose of the analysis is to observe the contribution of the synchronous generator in the short-circuit currents and as a consequent, the likely decrease in the sensitivity of overcurrent protection. The simulations used the PSCAD<sup>TM</sup>/EMTDC<sup>TM</sup> software considering the CIGRE 14-bus bar test system.

**Resumo:** Com o contínuo crescimento na demanda de energia, as aplicações de fontes renováveis e de microrredes são cada vez mais aceitáveis no cenário mundial. Com elas, têm-se vantagens na redução de emissão de poluentes e na melhoria da estabilidade da rede de distribuição. Porém, também apresentam desafios para os métodos clássicos de proteção de sistemas elétricos. A inserção de geração de energia em pontos que anteriormente havia apenas consumo descaracteriza o perfil de injeção unidirecional. Logo, a rede, antes passiva quanto ao fluxo de potência, passa a apresentar uma natureza ativa. Neste sentido, a proteção dos geradores baseada na filosofia de sobrecorrente pode ser afetada em situações de falta na microrrede. Para este trabalho, foi analisado um cenário no qual uma máquina síncrona é responsável pela referência da microrrede ilhada intencionalmente. Neste contexto, foi feita uma análise das contribuições das correntes de curtos-circuitos com e sem a presença de um gerador fotovoltaico. O objetivo da análise foi de observar a contribuição do gerador síncrono na corrente de curto-circuito e como consequência, a possível diminuição da sensibilidade da sua proteção por sobrecorrente. As simulações foram realizadas via o *software* PSCAD<sup>TM</sup>/EMTDC<sup>TM</sup>, no sistema teste do CIGRE de 14 barras.

*Keywords:* microgrid; distributed generation; protection; overcurrent; sensitivity.

*Palavras-chaves:* microrredes; geração distribuída; proteção; sobrecorrente, sensibilidade.

## 1. INTRODUÇÃO

Atualmente, uma das maiores preocupações mundiais gira entorno das matrizes energéticas. Busca-se a superação da dependência de combustíveis fósseis, uma vez que os mesmos tem suas reservas cada vez mais escassas e estão fadadas ao esgotamento em algumas décadas. Também é de grande interesse a redução da emissão de gases

\* Os autores gostariam de agradecer ao Laboratório de Sistemas de Energia Elétrica (LSEE), da Escola de Engenharia de São Carlos (EESC- USP) pela infraestrutura proporcionada, assim como à Coordenação de Aperfeiçoamento de Pessoal de Nível Superior (CAPES) e ao Conselho Nacional de Desenvolvimento Científico e Tecnológico (CNPq), pelo suporte financeiro disponibilizado em partes distintas da realização desta pesquisa.

poluentes oriundos da queima destes recursos, já que são apontados como responsáveis pelo efeito estufa e o constante aumento da temperatura terrestre (Sawin et al., 2018).

Estes induzem a uma constante busca por novas formas de produção de energia. A tendência atual passou a ser a utilização de fontes consideradas não poluentes para a geração de energia elétrica. Estas apresentam um nível de tensão reduzido, estão dentro dos limites de atuação das concessionárias de distribuição e normalmente juntas as unidades consumidoras. Tal forma de geração ficou conhecida como Geração Distribuída (GD) e os meios de produção e de aplicação como Recursos Energéticos Distribuídos (REDS) (EPE, 2018) (S. P. Chowdhury, 2009).

A partir desta nova realidade de geração e da modernização de todos os elementos relacionados aos Sistemas Elétricos de Potência (SEPs), o conceito de Microrredes (MRs) se destaca. Tal arquitetura é definida por Marnay et al. (2015) como sendo um sistema de distribuição elétrico que possui cargas e GD passíveis de uma operação controlada e coordenada. Deve ainda garantir a operação tanto em situações conectadas ao sistema de fornecimento de energia principal quanto isolada (ilhada). Dividindo a rede de distribuição em menores parcelas, com controles distribuídos e otimizados, além de garantir a inserção de REDs, a MR deve proporcionar uma melhoria da confiabilidade, a possibilidade de operação ilhada e uma maior eficiência energética (Lasseter, 2011).

Mesmo com todas as vantagens obtidas pelos REDs e as MRs, também se observam novos problemas que devem ser solucionados. A alta penetração de GDs no SEP traz consigo alterações no perfil unidirecional da distribuição (Blaabjerg et al., 2017). A entrega de energia que antes se dava apenas da rede principal para os consumidores, agora pode assumir o caminho contrário. Tal comportamento, por exemplo, pode deteriorar o nível de sensibilidade das técnicas de proteção convencionais, ameaçando assim a coordenação e confiabilidade destes métodos (Koumba et al., 2015).

A pretensão desta pesquisa é então a de verificar estes eventuais prejuízos na filosofia de proteção por sobrecorrente. Propõem-se a análise de uma MR ilhada com um Gerador Síncrono (GS) e um fotovoltaico (PV - *Photo-Voltaic*). Nesta configuração, garantiu-se a capacidade da MR de suprir todas as cargas, além de manter os níveis de tensão e de frequência estáveis. O estudo foi conduzido mediante a aplicação de situações de curtos-circuitos nos barramentos da MR, analisando assim o comportamento das correntes nos terminais dos geradores e, conseqüentemente, das consideradas pelo sistema de proteção.

Este artigo apresenta inicialmente uma breve revisão de trabalhos relevantes na área da proteção de MRs, os quais variam da utilização de técnicas clássicas à recursos mais modernos. Em seguida são descritos os materiais e métodos utilizados para a simulação do sistema teste analisado. Adiante, é explicitado como a simulação foi conduzida, os eventos de curtos-circuitos considerados e como foram obtidas as medidas de interesse. Por fim, nas últimas seções os resultados são analisados e discutidos, seguindo para as conclusões e referencial bibliográfico.

## 2. BREVE REVISÃO BIBLIOGRÁFICA

Uma das preocupações quanto a penetração de GDs na rede é a diminuição da sensibilidade dos relés de sobrecorrente. Em razão da inserção de correntes em outros pontos do sistema, prevê-se uma variação nas contribuições dos geradores anteriormente instalados para a corrente de falta. Assim como este artigo, duas outras produções buscaram também verificar esta possível interferência enquanto avaliam tipos distintos de proteções. A primeira, segundo Martínez and Martin-Arnedo (2009), examinou a influência do posicionamento do GD na rede e a coordenação entre o fusível e religador. Já a segunda considerou uma proteção baseada no valor da resistência de falta Coffele et al. (2012).

A fim de contornar o caráter bidirecional, e as dificuldades geradas na proteção das MRs, Nikkhajoei and Lasseter (2006) propõem a análise das componentes simétricas da corrente para a detecção de falta. É ressaltado que grande parte das topologias que constituem as MRs são desbalanceadas, logo já apresentam componentes simétricas de corrente diferentes de zero. Isto posto, fez-se necessária a análise do sistema em questão com um nível de desequilíbrio máximo entre as fases. Definindo quais valores representam uma operação normal, foi possível então definir posteriormente os *thresholds* das correntes de sequência que caracterizam as faltas.

Em Zamani et al. (2011) é proposto o uso de relés microprocessados programáveis com elementos direcionais para a proteção das MRs em Baixa Tensão (BT). Tal método visa garantir a operação, tanto no modo ilhado, quanto no conectado, sem fazer uso da comunicação entre dispositivos ou de alguma função adaptativa. Basicamente, a proteção convencional em BT foi trocada por disjuntores controlados por relés, no início dos alimentadores internos da MR (MPR - *Microgrid Protection Relay*) e na interface da mesma com a rede principal (IMPR, *Interface Microgrid Protection Relay*). A partir deste ponto foi feita a coordenação com os fusíveis já presentes a jusante do barramento principal. O trabalho ainda propõe que os MPRs tenham a capacidade de isolar apenas uma fase da parcela que atendem na MR, para que assim fosse desligada a menor parte possível do sistema em caso de falta. Porém o IMPR ainda seria responsável por desligar todo o sistema. O próprio serviria como proteção de retaguarda e estaria responsável por evitar maiores danos em caso de mal funcionamento das proteções primárias.

Em Blaabjerg et al. (2017) e Buigues et al. (2013) são apontados os desafios e tendências que envolvem a proteção de MRs com uma penetração considerável de GD e REDs de diversos tipos. Também são abordadas pesquisas que tratam de cenários e técnicas para a melhoria da segurança e confiabilidade destes sistemas.

Mais recentemente, Wahyudi et al. (2019) utilizam os perfis de consumo e de geração dos GDs para a construção de uma proteção adaptativa. Os autores consideraram os casos da ausência de GDs, a sua máxima inserção de potência e situações de geração intermediárias. A partir da análise destes casos, foi formulada uma técnica a partir dos preceitos da proteção adaptativa em conjunto com um método de avaliação da segurança da proteção. Esta avaliaria automaticamente a melhor operação dos dispositivos de proteção em diferentes casos de faltas. Tal proposta garantiria um funcionamento automatizado da proteção do SEP, além de deixar espaço para a otimização utilizando interfaces de comunicação.

## 3. METODOLOGIA

Para a observação dos resultados desta pesquisa, foi escolhido a versão europeia do sistema base de média tensão do CIGRE, representado na Figura 1. Este é descrito e detalhado em Strunz et al. (2009). A sua principal aplicação é o estudo da integração de REDs a uma rede de distribuição, o que o torna ideal para o estudo proposto. A topologia é inspirada em um sistema existente em uma pequena cidade no sul da Alemanha. É composta por 14 barramentos e tem

como entrada uma rede de sub-transmissão com tensão de 110 kV e uma potência de curto-circuito de 5 GVA. É ainda dividido por dois alimentadores principais, cada um conectado a um transformador que reduz a tensão para a referência de 20 kV. O alimentador 1 é responsável por suprir os barramentos de 1 a 11, enquanto o segundo é encarregado do barramento 12 ao 14. Também há a ligação de mais alimentadores a estes transformadores, os quais são representados pelas altas cargas ligadas aos barramento 1 e 12. Todos os demais consumos de potência presentes são constantes e configuram instalações residenciais, comerciais e industriais (Tabela 1). Ainda é importante lembrar que originalmente tal modelo utilizava uma frequência de 50 Hz, a qual é o padrão europeu. No entanto, foi readequada para o referencial brasileiro de 60 Hz.

Tabela 1. Cargas conectadas aos barramentos.

	Residencial		Comercial/Industrial	
	P [W]	Q [VAr]	P [W]	Q [VAr]
Bar 1	14.994.000	3.044.662	4.845.000	1.592.474
Bar 2	0	0	0	0
Bar 3	276.450	69.285	225.250	139.597
Bar 4	431.650	108.182	0	0
Bar 5	727.500	182.329	0	0
Bar 6	548.050	137.354	0	0
Bar 7	0	0	76.500	47.410
Bar 8	586.850	147.078	0	0
Bar 9	0	0	573.750	355.578
Bar 10	475.300	119.121	68.000	42.143
Bar 11	329.800	82.656	0	0
Bar 12	14.994.000	3.044.662	5.016.000	1.648.679
Bar 13	0	0	34.000	21.071
Bar 14	208.550	52.268	331.500	205.445

Fonte:Strunz et al. (2009)

### 3.1 Modelagem no software PSCAD

A topologia da rede foi implementada via o *software* PSCAD<sup>TM</sup>/ EMTDC<sup>TM</sup>. Esta plataforma permite modelar dispositivos, esquematizar SEPs e executar simulações no domínio do tempo. Assim, pode-se emular o funcionamento e eventuais distúrbios nos objetos de estudo. A partir de uma interface que representa o diagrama unifilar e uma biblioteca com ferramentas já implementadas, pode ser feita a aquisição de dados para um posterior tratamento e análise. Também é possível a observação em tempo real do comportamento do sistema.

Uma vez que a potência de curto circuito é demasiadamente alta, escolheu-se trabalhar com apenas uma parcela do sistema ilhado, a jusante do barramento 2. Desta forma, foi analisado um ilhamento intencional composto das barras de 3 a 11. A referência foi estabelecida por um GS conectado no barramento 5. Neste cenário, adicionou-se um gerador fotovoltaico que juntamente com o GS são responsáveis por alimentar as cargas.

O GS em questão foi modelado como sendo uma máquina com potência nominal de 5 MVA, fator de potência 0,92 e tensão nominal de 6,6 KV. É conectado a rede por um transformador elevador para 20 KV. O controle associado ao mesmo garante a sua operação de formas diferentes para duas situações possíveis, enquanto a MR estiver conectada a rede principal e no modo ilhado. No primeiro caso foram

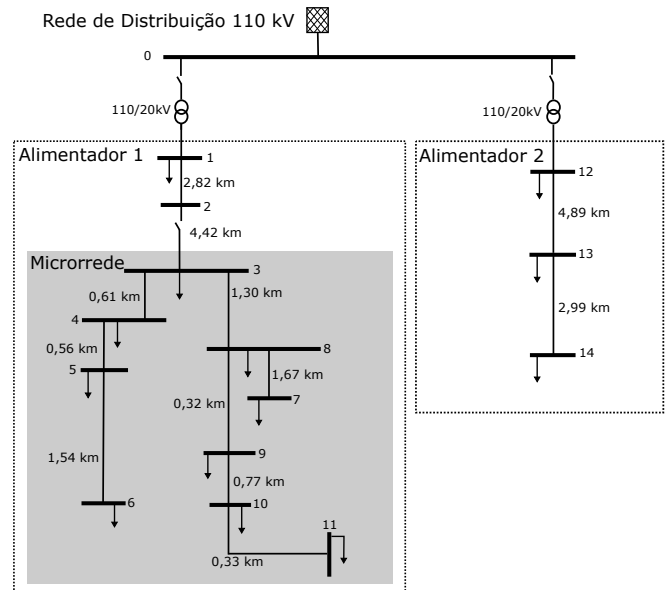


Figura 1. Topologia do sistema CIGRE 14 barras.

definidos valores fixos de geração das potências ativas e reativas (controle PQ). Já quando o sistema está isolado da rede, o controle assume uma característica  $fV$ , ou seja, garante que o GS opere como referência de frequência e de tensão na MR.

O PV é composto de uma associação de módulos fotovoltaicos em série e paralelo. Tal arquitetura de componentes define a tensão (módulos em série), corrente (módulos em paralelo) e potência (quantidade de módulos) de saída. Tais valores são resultantes da conversão da energia luminosa do sol em eletricidade. Conectado aos terminais do módulo está um conversor DC/DC controlado por um MPPT (*Maximum Power Point Tracker*), o qual é responsável por extrair a máxima potência dos painéis. Por fim, um conversor VSC (*Voltage Source Converter*) atua chaveando o sinal DC em uma onda senoidal com a mesma frequência e em fase com a referência do sistema. Todo este aparato está conectado ao barramento por meio de um transformador responsável por elevar a tensão de 2 kV para 20 kV.

Para um melhor entendimento das influências ocasionadas pelo PV, foram analisadas três situações de operação. Na primeira foi considerada a sua ausência. Todas as cargas e o curto-circuito foram supridas apenas pelo GS. Posteriormente, o PV estava presente na rede com duas potências distintas. Esta mudança é caracterizada pela alteração no número de painéis solares utilizados, emulando assim dois geradores com capacidade de produção de energia diferentes. Desta forma, definiu-se que na segunda situação o PV contaria com 36 módulos em série e 500 em paralelo. Foram 18.000 no total, gerando 1,8 MW de potência. O último caso consiste de 36 painéis em série e 500 em paralelo. Foram então 27.500 módulos que disponibilizaram 2,6 MW para a rede. Vale ressaltar que em todos estes casos foi considerado que o sistema PV operou em seu estado de desempenho ótimo, ou seja, sujeito a uma temperatura de 25 °C e uma irradiação solar de 1.000 W/m.

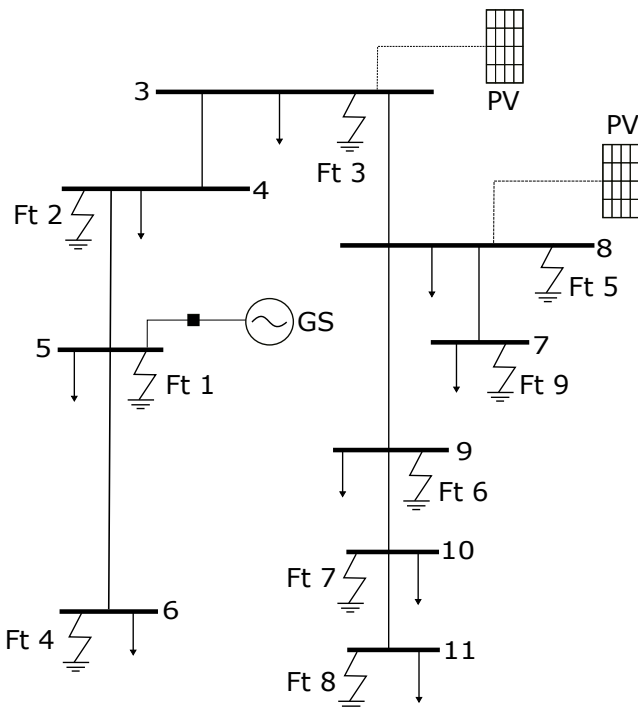


Figura 2. GD's e faltas dispostas na MR.

O modelo dos geradores utilizados foram obtidos na própria biblioteca de elementos do *software* PSCAD. Os controles da operação de ambos foram alterados para que se adequassem a operação da rede em questão. Porém, vale afirmar que estes não foram o foco desta pesquisa.

### 3.2 Procedimentos de simulação

O tempo total de cada simulação tem uma duração de 5 s, com um passo de integração de  $5 \mu\text{s}$ . Neste período ocorreu o ilhamento intencional, a jusante da barra 2, em 2 s. A aplicação de uma das possíveis faltas acontece em 3,5 s. Estes tempos foram escolhidos para garantir a estabilidade das simulações e do sistema. Deste modo, evitou-se a defluição dos transitórios sobre os valores a serem analisados. Como é possível observar na Figura 3, o sistema fica estável em aproximadamente 0,5s. Passado este tempo, a tensão de referência principal assume seu valor nominal e o controle do GS já se encontra estável, estabilizando assim a corrente do mesmo. As diversas simulações foram feitas com o auxílio de um artifício presente no PSCAD denominado *Multiple Run*. Este permite que o *software* execute a simulação por um número determinado de vezes, alterando parâmetros específicos dos componentes para cada situação desejada. Tais alterações foram as responsáveis pelas mudanças das localizações de falta e dos valores das Resistências de Faltas ( $R_f$ ). Estas situações foram repetidas para os diferentes cenários de injeção de potência do PV que se desejava observar.

Em um primeiro momento, foram aplicadas faltas trifásicas em todos os alimentadores, uma por vez. Paralelamente, o PV foi conectado em dois barramentos diferentes, no 3 e no 8, como observado na Figura 2. Também foram realizadas medições com o sistema PV operando em 3 níveis de potência distintos (0, 1,8 e 2,6 MW).

Posteriormente, foram simulados todos os tipos de falta a terra na barra 3, variando também as RFs. Foram aplicadas faltas trifásicas a terra, bifásicas a terra e monofásicas. Já os valores de RFs considerados foram de 0, 5, 15, 30 e 50  $\Omega$ . Nos casos em que o gerador PV foi mantido, o mesmo foi conectado na barra 8 gerando 2,6 MW.

A grandeza de interesse no primeiro momento foi a corrente no ponto de conexão do PV e do GS com o barramento da MR. Foram coletados os valores instantâneos e eficazes durante os 5 segundos da simulação. Estes dados foram salvos em arquivos de texto e serviram para a parte gráfica com o auxílio do *software* MATLAB<sup>TM</sup>. Uma vez que estes sinais estejam representados graficamente, é possível fazer a comparação entre todos os eventos e observar uma possível influência do PV nas suas diversas configurações nas ocorrências de falta.

O objetivo foi observar se a contribuição para as correntes de falta provenientes do PV influenciariam negativamente na proteção do GS. A verificação do comportamento da corrente de saída do GS durante a falta, possibilitaria então prever algum atraso, ou até mesmo a não atuação de um relé de sobrecorrente que estivesse protegendo a máquina.

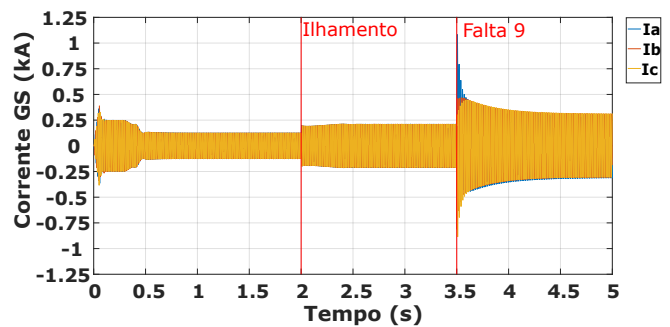


Figura 3. Comportamento da corrente de GS no tempo.

## 4. ANÁLISE DOS RESULTADOS

Na sequência será analisado o comportamento do PV frente as situações de faltas aplicadas, bem como a sua influência nos resultados observados em função do seu posicionamento e da potência injetada no sistema teste. A resistência de falta também será motivo de análise com foco na sua influência sobre as correntes de curto-circuito observadas nos terminais do GS e do PV.

### 4.1 Comportamento do Sistema PV

O primeiro aspecto analisado nas situações de falta é o comportamento do gerador solar. Um dos fatores que compõem os casos examinados, e que altera diretamente o sistema PV, é a potência injetada na rede. A Figura 4 caracteriza os sinais de tensão e corrente (valores eficazes) do PV durante todo o período de simulação. Estes gráficos comparam a diferença entre as possíveis potências do PV conectado na barra 8, para uma falta trifásica franca, aplicada na barra 3 (Figura 2).

Após o ilhamento (em 2 s), notou-se nos dois casos uma clara diminuição da tensão, junto a um acréscimo da

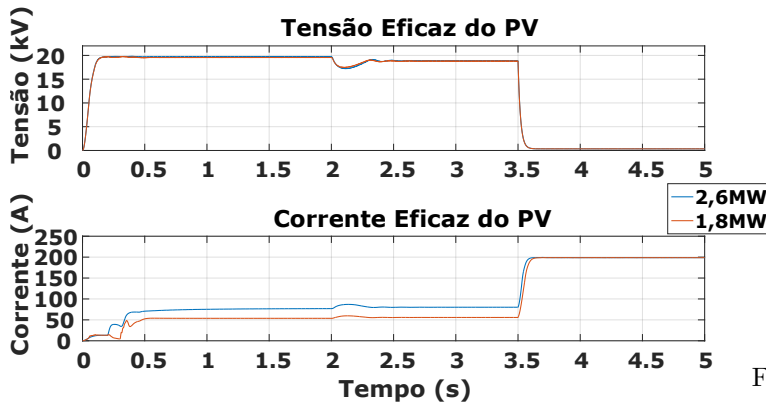


Figura 4. Valores eficazes de saída do sistema PV.

corrente do PV. Isto se deve ao controle integrado que atua de forma a fornecer uma potência constante em qualquer situação de operação. Já durante a falta (aplicada em 3.5 s), independentemente das diferenças de potência e nível de corrente do PV, a corrente de falta se estabiliza em 200 A. Tal comportamento durante a falta é esperado, uma vez que a própria regulação do conversor VSC limita a corrente de falta. Esta limitação gira em torno de 1,5 a 2 p.u. da corrente nominal e é adotada para a segurança dos componentes eletrônicos do equipamento segundo Borghetti et al. (2003) e Mozina (2014). O limite em ambos os casos é o mesmo, pois é utilizado o mesmo conversor, uma vez que não foram feitas alterações em seu controle. Logo, a corrente de falta máxima do PV é a mesma para os dois casos, independentemente da geração de energia nominal do mesmo.

#### 4.2 Posicionamento do PV e Inserção de Potência

Cabe afirmar que o PV se comporta de maneira semelhante para todos os casos de faltas francas trifásicas. O funcionamento dos componentes que caracterizam o sistema PV se mostrou invariante para os diversos casos de faltas e para o posicionamento do mesmo, independentemente se está conectado a barra 3 ou 8. Isto se deve a dispersão geográfica do sistema analisado. Uma vez que as distâncias entre as barras são curtas, não existindo grandes variações nas impedâncias de linha. Logo, também não haverá mudanças nestes sinais.

Na Figura 5 é representada a corrente eficaz do GS para as diversas situações de faltas francas trifásicas. A variação do posicionamento do PV não acarretou nenhuma variação na corrente de saída do GS. As configurações do PV trouxeram uma diferença nas correntes de saída do GS. Porém, estas foram muito pequenas e não causariam uma perda de sensibilidade expressiva da proteção. Por fim, foi constatado que para as faltas francas trifásicas, a maior inserção de potência por parte do gerador PV aumentou o nível de curto circuito do sistema. Tal fato, caracterizou também um aumento na contribuição do GS para a corrente de falta.

Estes comentários permanecem verdadeiros para todas as outras faltas francas trifásicas nos primeiros ciclos. Porém, existe a ressalva de que para as faltas mais distantes da barra em que o GS se encontra isto não se mantém.

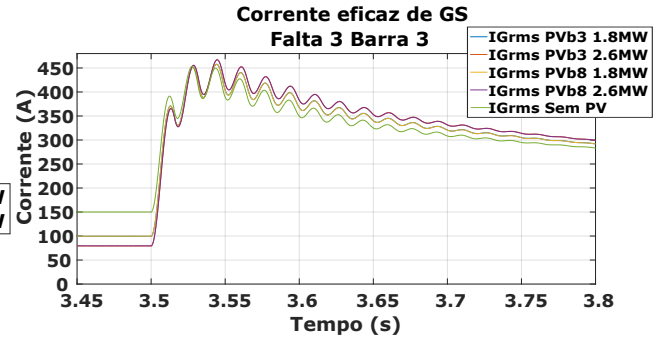


Figura 5. Corrente eficaz do GS frente a situação de falta aplicada e para as diversas situações de operação do gerador PV.

Nestes casos, nos ciclos mais adiante ao instante da falta, a corrente eficaz do GS assume valores aleatórios e não é possível tirar conclusões satisfatórias dos mesmos. Possivelmente isto se deve a incapacidade do controle do GS em manter os valores de referência de frequência e tensão durante a falta, assim perdendo a estabilidade do sinal de corrente.

#### 4.3 Influência da Resistência de Falta

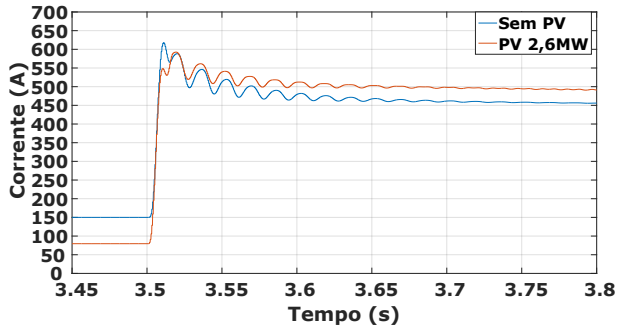
Foi verificado que o valor da resistência de falta influenciou tanto no comportamento do GS, quanto no do PV. Quanto maior este valor, menor a corrente de curto-circuito nos terminais de ambos. Este é o resultado esperado para todos os tipos de falta, posto que Rfs maiores ocasionam baixas correntes de falta Wester (1998).

Contudo, os dois geradores reagem a essa mudança de formas distintas. Ambos tiveram níveis de corrente menores do que nas faltas francas trifásicas. Porém, a diminuição é mais proeminente no GS. Mesmo durante as faltas assimétricas, a corrente de saída do gerador PV se manteve balanceada e em fase. Além disso, permaneceu em um patamar de corrente eficaz bem próximo ao do seu limite máximo de 200 A, mesmo para as faltas de maior impedância. Já a saída do GS se torna muito desbalanceada, com altos níveis de defasamento. Logo, constatou-se que as menores contribuições do GS para as correntes de curto-circuito acontecem nas faltas monofásicas de maior resistência.

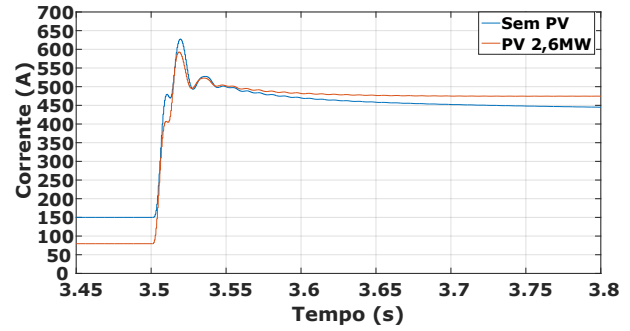
Na Figura 6 são apresentados os 18 primeiros ciclos pós-falta monofásica da corrente eficaz na fase A do GS. Novamente, foi considerada no barramento 3, agora com diferentes valores de Rf. Assim como nas faltas francas trifásicas, nas situações com menores Rfs (Figuras 6(a) e 6(b)) a presença do PV, também no barramento 3, aumentou a contribuição do GS devido ao aumento do nível de curto-circuito. Já para uma Rf intermediária (Figura 6(c)), a presença do PV causou uma discrepância mínima. Em valores maiores de Rf (Figuras 6(d), 6(e) e 6(f)), observou-se a diminuição da corrente na situação em que o PV está presente devido ao comportamento dos geradores, já comentado anteriormente.

## 5. CONCLUSÃO

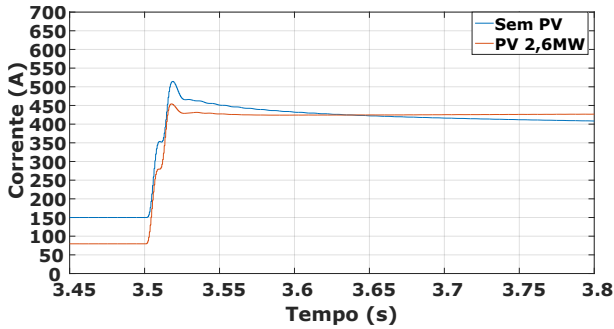
A conjuntura do sistema de distribuição elétrico vem passando por grandes mudanças nos últimos anos. As novas



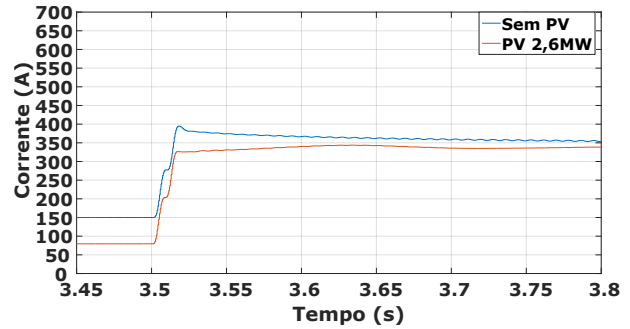
(a) Rf 0 Ω



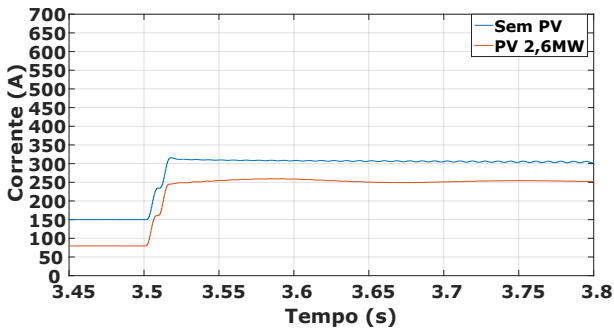
(b) Rf 5 Ω



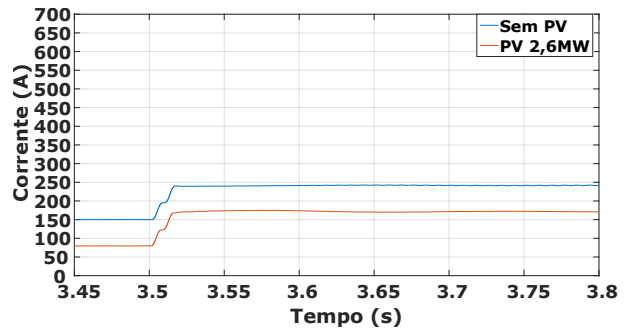
(c) Rf 15 Ω



(d) Rf 30 Ω



(e) Rf 50 Ω



(f) Rf 100 Ω

Figura 6. Corrente eficaz da fase A do GS para a situação de falta na barra 3, com resistências de falta de (a) 0 Ω, (b) 5 Ω, (c) 15 Ω, (d) 30 Ω, (e) 50 Ω, e (d) 100 Ω.

fontes de energia aliadas ao avanço tecnológico dos sistemas de controle, trazem grandes melhorias na qualidade do serviço e do produto entregues ao consumidor. Todavia, esta evolução traz consigo novos desafios, sendo um deles a necessidade da reavaliação dos métodos de proteção convencionais. Este estudo buscou avaliar e quantificar os impactos da GD na operação da proteção em uma microrrede. Foi proposta a análise das possíveis interferências sofridas por uma proteção de sobrecorrente em uma MR ilhada.

Os dados obtidos revelaram que a inserção de um gerador PV em uma rede, que tem por referência um GS, impacta nas grandezas de saída do mesmo. Tais influências foram pequenas ou imperceptíveis nos casos de faltas trifásicas. Porém, com o aumento do valor das resistências de falta consideradas, notou-se um decréscimo da contribuição de corrente do GS nas situações em que o PV estava presente. Este efeito é ainda mais perceptível nas correntes de fase durante as faltas monofásicas. Deve-se

atentar ainda à interface dos geradores PV com a rede de distribuição, que se dá por meio dos conversores de frequência. Tais equipamentos limitam as correntes de falta a um valor máximo, o que restringe também as influências do mesmo sobre os demais componentes da rede. À vista disso, análises semelhantes com um maior número de geradores PVs nas barras ou com outros tipos de geradores são pertinentes.

A partir de tais resultados, mostrou-se importante uma reavaliação da operação da proteção de uma MR após a inserção ou aumento de REDs no sistema. Artíficos comentados na breve revisão bibliográfica apresentada, como a comunicação entre dispositivos e avaliação das componentes simétricas, podem ser utilizadas para contornar estes efeitos e garantir uma proteção confiável e segura para este arranjo dos sistemas de distribuição.

## REFERÊNCIAS

- Blaabjerg, F., Yang, Y., Yang, D., and Wang, X. (2017). Distributed power-generation systems and protection. *Proceedings of the IEEE*, 105(7), 1311–1331. doi:10.1109/jproc.2017.2696878.
- Borghetti, A., Caldon, R., Guerrieri, S., and Rossetto, F. (2003). Dispersed generators interfaced with distribution systems: Dynamic response to faults and perturbations. In *2003 IEEE Bologna Power Tech Conference Proceedings*. IEEE. doi:10.1109/ptc.2003.1304590.
- Buigues, G., Dysko, A., Valverde, V., Zamora, I., and Fernández, E. (2013). Microgrid protection: Technical challenges and existing techniques. In *International Conference on Renewable Energies and Power Quality*, volume 1, 222–227.
- Coffele, F., Dyško, A., Booth, C., and Burt, G. (2012). Quantitative analysis of network protection blinding for systems incorporating distributed generation. *IET Generation, Transmission & Distribution*, 6(12), 1218–1224. doi:10.1049/iet-gtd.2012.0381.
- EPE (2018). *Recursos Energéticos Distribuídos: Impactos no Planejamento Energético*. EPE.
- Koumba, P.M., Cheriti, A., and Doumbia, M.L. (2015). Impacts of distributed generation on the coordination of protective devices in distribution network. In *2015 IEEE 28th Canadian Conference on Electrical and Computer Engineering (CCECE)*. IEEE. doi:10.1109/ccece.2015.7129320.
- Lasseter, R.H. (2011). Smart distribution: Coupled microgrids. *Proceedings of the IEEE*, 99(6), 1074–1082. doi:10.1109/jproc.2011.2114630.
- Marnay, C., Chatzivasileiadis, S., Abbey, C., Iravani, R., Joos, G., Lombardi, P., Mancarella, P., and von Appen, J. (2015). Microgrid evolution roadmap. In *2015 International Symposium on Smart Electric Distribution Systems and Technologies (EDST)*. IEEE. doi:10.1109/sedst.2015.7315197.
- Martinez, J.A. and Martin-Arnedo, J. (2009). Impact of distributed generation on distribution protection and power quality. In *2009 IEEE Power & Energy Society General Meeting*. IEEE. doi:10.1109/pes.2009.5275777.
- Mozina, C.J. (2014). Impact of green power inverter-based distributed generation on distribution systems. *2014 67th Annual Conference for Protective Relay Engineers*, 264–278.
- Nikkhajoei, H. and Lasseter, R.H. (2006). Microgrid fault protection based on symmetrical and differential current components. *Power System Engineering Research Center*, 71–74.
- S. P. Chowdhury, P.C. (2009). *Microgrids and Active Distribution Networks*. INSTITUTION OF ENGINEERING & T. URL [https://www.ebook.de/de/product/16777573/s\\_p\\_chowdhury\\_p\\_crossley\\_microgrids\\_and\\_active\\_distribution\\_networks.html](https://www.ebook.de/de/product/16777573/s_p_chowdhury_p_crossley_microgrids_and_active_distribution_networks.html).
- Sawin, J.L., Sverrisson, F., Rutovitz, J., Dwyer, S., Teske, S., Murdock, H.E., Adib, R., Guerra, F., Blanning, L.H., Hamirwasia, V., et al. (2018). Renewables 2018-global status report.
- Strunz, K., Hatziargyriou, N., Andrieu, C., et al. (2009). Benchmark systems for network integration of renewable and distributed energy resources. *Cigre Task Force C*, 6(04-02), 78.
- Wahyudi, C.A.D., Hariyanto, N., and Ganjavi, R. (2019). Adaptive protection of distribution systems with DERs considering consumer and generation profiles. In *2019 International Conference on Smart Energy Systems and Technologies (SEST)*. IEEE. doi:10.1109/sest.2019.8849144.
- Wester, C. (1998). High impedance fault detection on distribution systems. In *1998 Rural Electric Power Conference Presented at 42nd Annual Conference*. IEEE. doi:10.1109/repcon.1998.666955.
- Zamani, M.A., Sidhu, T.S., and Yazdani, A. (2011). A protection strategy and microprocessor-based relay for low-voltage microgrids. *IEEE Transactions on Power Delivery*, 26(3), 1873–1883. doi:10.1109/tpwr.2011.2120628.