



XXIV SNPTEE
SEMINÁRIO NACIONAL DE PRODUÇÃO E
TRANSMISSÃO DE ENERGIA ELÉTRICA

CB/GAT/32

22 a 25 de outubro de 2017
Curitiba - PR

GRUPO - IV

GRUPO DE ESTUDO DE ANÁLISE E TÉCNICAS DE SISTEMAS DE POTÊNCIA - GAT

ANÁLISE DA CONTRIBUIÇÃO PARA O CURTO CIRCUITO DE GERADORES SOLARES EM UM SISTEMA DE DISTRIBUIÇÃO URBANO

Sergio Pazzini da Silva Matos *IEEE Member* (*)
UNIVERSIDADE FEDERAL
DO ESPÍRITO SANTO

Lucas Frizera Encarnação
UNIVERSIDADE FEDERAL
DO ESPÍRITO SANTO

Clainer Bravin Donadel
INSTITUTO FEDERAL
DO ESPÍRITO SANTO

RESUMO

Os sistemas de distribuição e transmissão de energia atuais foram projetados com uma característica de fluxo de potência fluindo da fonte para as cargas em todos os momentos. A partir da disseminação e utilização em maior escala de geradores distribuídos, surgem questionamentos quanto à operação dos sistemas de proteção atuais. Este artigo tem como objetivo analisar a contribuição para o curto circuito de um gerador solar conectado à uma rede elétrica urbana, para subsidiar uma análise da atuação das proteções atualmente instaladas, que não consideram a instalação de novos geradores próximos aos consumidores.

PALAVRAS-CHAVE

Geração Distribuída, Proteção, Curto Circuito, Sistema Elétrico

1.0 - INTRODUÇÃO

Em outubro de 2015 o Brasil superou a marca de 1000 adesões de consumidores à geração distribuída. Nesta época ao todo eram 1125 conexões no país, que representavam 13,1 megawatts (MW) de potência instalada [1]. Segundo números da General Electric (GE), até 2020, projetos de produção descentralizada de energia - em unidades menores, mais ágeis e próximas de quem vai usar a energia produzida - receberão investimentos da ordem de US\$ 200 bilhões em todo o mundo. No mesmo período, a taxa de crescimento desse tipo de produção será quase 40% superior à taxa de crescimento da demanda mundial por energia [2].

Em um passado recente, as contribuições para curto circuitos de um gerador solar não eram significativas. Estas contribuições eram consideradas desprezíveis devido ao tamanho diminuto destes geradores dentro do sistema elétrico, aliado ao fato de que a corrente injetada era limitada pelo inversor. No entanto, a penetração destes geradores vem aumentando substancialmente, e sua contribuição não mais pode ser considerada desprezível [3]. O projeto de instalação de um gerador solar no sistema elétrico deve levar em conta questões técnicas no que tange a estabilidade de tensão, qualidade de energia, controle e proteção. Especificamente sobre proteção, os esquemas atualmente utilizados devem ser revistos uma vez que os geradores solares, quando instalados próximos aos consumidores, podem alterar a direção do fluxo de potência do sistema elétrico [4], e também podem alterar os valores e direção do curto circuito do sistema elétrico em seu entorno.

Este artigo tem como objetivo analisar a contribuição para o curto circuito de geradores solares instalados como geradores distribuídos em um sistema de distribuição urbano. A Seção 2 descreve as características do gerador solar que determinam sua corrente de curto circuito. A Seção 3 apresenta as análises das simulações realizadas para determinar as contribuições para o curto circuito do gerador solar em diversas faltas no sistema modelado e são discutidos possíveis impactos para o sistema de proteção. A Seção 4 apresenta a definição de novas proteções em função das alterações das correntes de curto-circuito verificadas nas simulações. A conclusão deste artigo é apresentada na Seção 5.

2.0 - MODELAMENTO DO GERADOR SOLAR E DA REDE URBANA

Durante um curto circuito, a corrente fornecida pelo gerador solar depende basicamente da potência nominal, refletido na configuração do arranjo de linhas e colunas dos módulos, da irradiação do sol no momento do defeito (Phuttapattimok, 2008), e da magnitude da queda de tensão nos terminais do gerador solar [5].

De modo simplificado, para se definir a capacidade de curto circuito de uma célula solar é preciso determinar a sua característica I_xV , que pode ser obtida a partir de seu modelo simplificado, conforme a Figura 1.

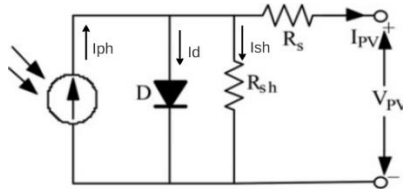


FIGURA 1: Circuito equivalente simplificado de um módulo solar

O modelo matemático ideal de um módulo solar é descrito pela equação 1 [7].

$$I_{pv} = I_{ph} - I_d - I_{sh} = I_{ph} - I_0 \left(e^{\frac{V_{pv} + I R_s}{V_t}} - 1 \right) - \frac{V_{pv} + I R_s}{R_{sh}}$$

Onde:

I_{pv} é a corrente de saída do módulo solar [A];

I_{ph} é a corrente gerada pela luz [A];

I_0 é a corrente de saturação do diodo [A];

V_t é a tensão térmica do diodo;

R_s é a resistência em série;

R_{sh} é a resistência em paralelo;

V_{pv} é a tensão na carga [V];

Se há um curto circuito nos terminais da célula solar, a tensão V_{pv} é zero e a corrente I_d se torna nula. Sendo assim, a corrente de curto circuito é no máximo igual à corrente I_{pv} que é a corrente máxima fornecida pela célula. Neste caso, um sistema de proteção baseado apenas em sobrecorrente não será suficiente para proteger as células solares de um eventual curto circuito. É necessário que seja combinado com um relé de subtensão para que o curto seja detectado.

O software utilizado para as simulações é o Power Tools for Windows (PTW), que realiza estudos aplicados a Engenharia Elétrica. Seu módulo DAPPER possui uma base de dados composta de ferramentas para elaboração de unifilares e inserção de dados de equipamentos, realiza análise de demanda, dimensionamento de transformadores e alimentadores, análise de fluxo de potência e queda de tensão, análise de curto-circuito trifásico, bifásico, monofásico e bifásico-terra por diversos métodos. Em sua biblioteca existem vários componentes prontos, como cabos, geradores e transformadores de fabricantes comercialmente disponíveis no mercado.

A Figura 2 apresenta as relações de corrente x tensão e potência x tensão do módulo solar Mitsubishi PV-UD185MF5, disponível na biblioteca do PTW e utilizado nas simulações para identificar e analisar as contribuições para o curto circuito de um gerador solar. Pode-se verificar que quanto maior a irradiação do sol no módulo, maior é a corrente e consequentemente a potência fornecida para a rede. A potência máxima deste módulo P_{max} é de 185W, atingida com uma tensão de potência máxima V_{mp} de 24,4V e uma corrente de potência máxima I_{mp} de 7,58A. A corrente máxima do módulo (I_{sc}) é atingida quando os terminais do módulo são curto-circuitados, e tem o valor de 8,13A (ou 107,3% de I_{mp}). Esta corrente I_{sc} também é chamada de corrente de curto circuito.

O gerador solar foi modelado inicialmente com 100kVA de potência para a primeira série de simulações. Uma segunda série de simulações foi realizada com um gerador solar de 1000kVA na mesma posição, para efeito de comparação. A diferença de modelagem entre estes dois geradores está apenas na quantidade de módulos em paralelo. Enquanto o gerador de 100kVA possui 27 módulos em paralelo, o gerador de 1000kVA possui 269 módulos em paralelo.

A Figura 3 apresenta as configurações gerais do Gerador Solar (tensão nominal, potência nominal e fator de potência). A Figura 4 apresenta as configurações do módulo da célula solar, e a Figura 5 apresenta a configuração de contribuição para o curto-circuito do Gerador Solar.

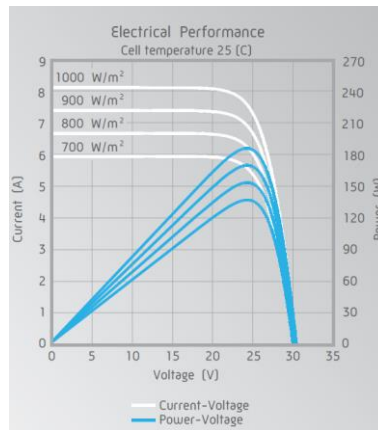


FIGURA 2: Características de corrente e potência vs tensão do módulo solar Mitsubishi PV-UD185MF5.

FIGURA 3: Gerador Solar Fotovoltaico – Configurações Gerais

FIGURA 4: Gerador Solar Fotovoltaico – Configurações do Módulo escolhido

FIGURA 5: Gerador Solar Fotovoltaico – Configurações de contribuição para o curto-circuito

O esquema básico da rede com a inclusão do gerador solar é apresentado na Figura 6. A barra descrita como “Subestação Distribuição 11,4 kV” é a barra infinita do modelo e os dispositivos D1, D2 e D3 são disjuntores existentes. É uma rede urbana que alimenta residências e comércio e tem cargas conectadas ao logo de toda a

rede. O disjuntor DPV, o transformador de 2000 kVA e o gerador solar foram introduzidos para este trabalho.

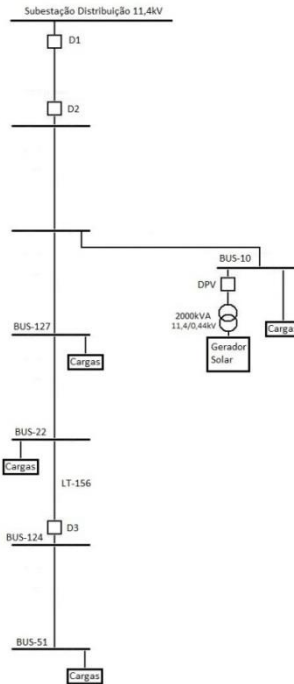


FIGURA 6: Esquema básico da rede simulada no PTW [6]

3.0 - SIMULAÇÃO E ANÁLISES

Com toda a rede modelada, foram criados três cenários para análise do curto circuito:

- Cenário 1: Cenário com o gerador solar desligado, portanto apenas com a contribuição para o curto da barra no ponto de conexão com a concessionária.
- Cenário 2: Cenário com apenas um gerador solar de 100kVA ligado na Barra BUS-10.
- Cenário 3: Cenário com apenas um gerador solar de 1000kVA ligado na Barra BUS-10.

O método de cálculo de curto-circuito escolhido foi o método Compreensivo. Foram simulados os curtos circuitos em todas as barras da rede, num total de 173 barras. A Tabela 1 apresenta os resultados para o curto circuito em algumas barras nos três cenários.

Pode-se observar nos resultados valores de curto circuito esperados, que aumentam conforme é inserida mais uma fonte de contribuição e sua potência é aumentada. No entanto, o incremento da corrente de curto circuito é muito pequeno, mesmo com o gerador solar de 1000kVA. Para o Cenário 2 o incremento não passa de 0,10% em relação às correntes do Cenário 1, e no Cenário 3 o incremento não chega a 0,90%. São resultados esperados pois a contribuição do gerador solar dentro da rede é muito menor que a contribuição da barra infinita modelada.

A análise da atuação da proteção necessita verificar as correntes que circulam pelas linhas de distribuição, e não as correntes das barras. Deste modo fica mais fácil observar o comportamento das correntes e as contribuições em todos os ramos da rede, quando é realizado um curto em apenas uma barra.

Para isto, foram realizados novos cenários para analisar as contribuições para o curto em apenas uma barra. Estrategicamente foi escolhida a barra BUS-124 para simular o curto circuito. Os cenários 4, 5 e 6 são similares aos anteriores:

- Cenário 4: Cenário com o gerador solar desligado, portanto apenas com a contribuição para o curto da barra no ponto de conexão com a concessionária.
- Cenário 5: Cenário com apenas um gerador solar de 100kVA ligado na Barra BUS-10.
- Cenário 6: Cenário com apenas um gerador solar de 1000kVA ligado na Barra BUS-10.

Tabela 1: Resultados para o curto circuito

Barra	Cenário 1	Cenário 2	Cenário 3
Barra SE 11,4kV	7435	7440	7487
BUS-10	6069	6074	6121
BUS-100	4623	4626	4652
BUS-101	4660	4663	4689
BUS-102	4699	4702	4729
BUS-103	4319	4322	4344
BUS-105	4721	4724	4751
BUS-106	4519	4522	4546
BUS-107	4564	4566	4591
BUS-109	4435	4438	4461
BUS-11	6090	6096	6141
BUS-113	4610	4613	4639
BUS-116	5027	5030	5061
BUS-118	5002	5006	5036
BUS-122	5286	5290	5324

As correntes de contribuição fluem pela rede conforme a Figura 7. A corrente I_f é a corrente de contribuição para o curto da barra infinita, e a corrente I_g é a contribuição para o curto do gerador solar. A Tabela 2 apresenta os resultados das correntes I_f e I_g para o curto circuito na barra BUS-124, nos Cenários 4, 5 e 6.

Observa-se neste caso uma diminuição da corrente de contribuição da barra infinita quando é inserido o gerador solar. Observa-se também que quanto maior o gerador solar, maior é sua corrente de contribuição, e menor é a corrente de contribuição da barra infinita.

O efeito verificado de diminuição da corrente de curto circuito devido a entrada de um gerador solar na rede, mesmo que pequeno, é um forte indício de que pode ser necessário uma readequação das proteções da rede quando a instalação de geradores distribuídos se tornar mais comum. Quanto mais geradores forem conectados à rede, menor será a contribuição da barra infinita, podendo levar a proteção da subestação a não operar durante um defeito, dependendo do ajuste definido no relé de proteção.

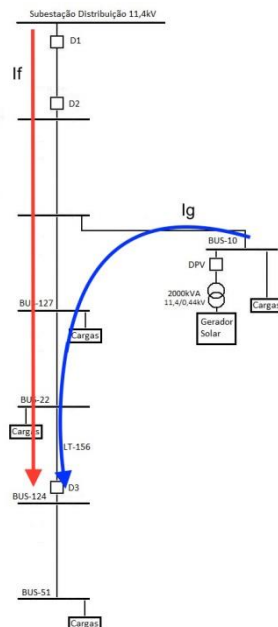


FIGURA 7: Fluxo das correntes de contribuição para um curto na barra BUS-124 [6].

Tabela 2: Resultados para o curto circuito

Fonte	Cenário 4	Cenário 5	Cenário 6
Barra infinita (I_f)	5343	5340	5320
Gerador solar (I_g)	0	6,2	51

E mais, além do fluxo da corrente de curto do gerador distribuído ser contrário ao previsto no projeto inicial da rede, já deixando clara a necessidade de utilização de proteção direcional, a utilização de geradores solares implica em uma baixa corrente de curto, podendo sensibilizar os fusíveis em uma região proibida de atuação (região de sobrecarga), ou até mesmo não sensibilizá-los, pois estas correntes de curto são muito próximas às correntes nominais de operação dos geradores.

4.0 - ANÁLISE DAS PROTEÇÕES

Quando a conexão da GD é estruturada em uma microrrede, a estabilidade e a segurança do sistema podem ser melhoradas. Deste modo, pode-se pensar na Proteção do Sistema da Microrrede. Algumas características de uma microrrede, que são importantes para a definição de uma filosofia de proteção para o sistema, são listadas abaixo:

Fluxo de potência bidirecional;

Diminuição da corrente de curto-circuito na operação em ilha;

Alteração da impedância equivalente em função do número e tipo de unidades de GD;

Considerando que a microrrede pode operar em sincronismo com o sistema elétrico ou em ilha sem perda da qualidade da energia, verifica-se uma grande diferença entre os níveis de curto-circuito da microrrede quando ela está operando sincronizada ao sistema elétrico e quando está operando em ilha. Além disso, mesmo com uma configuração radial, o fluxo de potência em uma microrrede pode ser bidirecional. Deste modo, o sistema de proteção convencional, baseado apenas em coordenação e seletividade das proteções de sobrecorrente e fusíveis, se torna ineficaz nas linhas de distribuição da microrrede.

De qualquer maneira, deve-se ter em mente que o propósito principal do Sistema de Proteção do Sistema Elétrico é garantir a operação segura do sistema, e então manter a segurança das pessoas e equipamentos. Além disso, o sistema de proteção deve minimizar o impacto de defeitos no sistema.

Para definir uma filosofia de proteção consistente, é preciso dividir o sistema elétrico em regiões de proteção, para garantir que as funções de proteção selecionadas sejam capazes de perceber o defeito e atuar apenas na zona na qual a proteção foi ajustada. As regiões para a definição da filosofia de proteção do sistema estudado estão apresentadas na Figura 8.

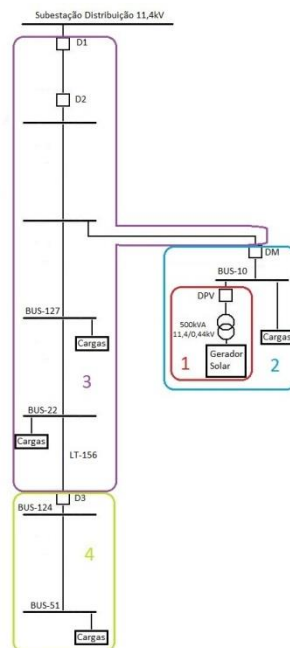


FIGURA 8: Divisão das Regiões de Proteção

Cada região de proteção deve ter ao menos um disjuntor para conectar e desconectá-la do resto do sistema elétrico e estes disjuntores também delimitarão as regiões. Junto de cada disjuntor deve ser instalado um relé de proteção para realizar a proteção adequada. Para a proteção da região 1, deve ser instalado um disjuntor DPV mais um relé de proteção, que fará a proteção do conjunto Gerador Solar+Transformador. A região 2 deve continuar em operação quando houver interrupção do fornecimento de energia da concessionária, pois contém o Gerador Solar. Portanto a localização do disjuntor DM e seu respectivo relé de proteção foi definida em função da relação Geração vs. Carga, que deve ser zero ou ter um excedente de Geração, criando assim uma microrrede. A região de proteção 3 foi definida considerando os disjuntores D1 e D3 existentes. A região de proteção 4 também foi definida considerando o disjuntor existente D3.

Para um defeito em qualquer destas regiões, é preciso que o sistema de proteção atue no(s) disjuntor(es) mais próximo(s) do defeito e interrompa o fornecimento de energia para ele. Um defeito na Zona 1 deve sensibilizar apenas a proteção do disjuntor DPV (deve-se desligar também o gerador solar, mas a proteção de equipamentos não será abordada neste estudo), enquanto que um defeito na região 2, excluindo-se a região 1, deve sensibilizar as proteções dos disjuntores DPV e DM. Um defeito na região 3 deve sensibilizar as proteções dos disjuntores D1 e DM, fazendo com que a região 2 fique ilhada e em operação. Na criação da região 3, o disjuntor D2 se torna desnecessário. Por fim, um defeito na região 4 deve sensibilizar apenas as proteções do disjuntor D3.

a. Região de Proteção 1

Os fabricantes de sistemas fotovoltaicos normalmente fornecem os valores da corrente de curto circuito (I_{sc}) de seus produtos, e tipicamente estes valores são em torno de 110-115 % da corrente de potência máxima do módulo fotovoltaico. Como o valor de I_{sc} diminui à medida que o local do defeito se afasta do Gerador Solar, certamente sua contribuição para o curto-circuito será menor que sua corrente de potência máxima. Assim, apenas a proteção de sobrecorrente não será suficiente para proteger corretamente o Gerador Solar, pois valores desta proteção ajustados abaixo da corrente de potência máxima do Gerador farão com que haja atuação indevida da proteção. Assim, faz-se necessário a implementação da proteção de subtensão como liberação da proteção de sobrecorrente com delay para coordenar com a Proteção de Ilhamento da Microrrede. A proteção de sobrecorrente do disjuntor DPV, que será a liberação da subtensão, deve atuar para defeitos na saída do Gerador Solar até defeitos localizados logo antes do disjuntor DM, ou seja, na barra BUS-10. A corrente de curto com o Gerador Solar de 100kW é de 5,44 A e com o Gerador Solar de 1MVA é 52,38 A. Portanto, o ajuste da proteção de sobrecorrente deverá ser um pouco menor, definido em 5,40 A e 52,0 A respectivamente. A proteção de subtensão, medida na barra BUS-10 deverá atuar para o pior caso, quando a tensão na barra chegar a zero. Portanto o ajuste da proteção de subtensão estará adequado em $50 \% \times V_n$, instantâneo.

No entanto, os ajustes definidos do relé do disjuntor DPV podem fazer com que um defeito fora da Região 1 desligue o Gerador Solar indevidamente, sem criar a ilha da Região 2. Neste caso, é preciso que a proteção de sobrecorrente direcional do relé do disjuntor DM bloqueie a proteção do relé do disjuntor DPV quando o defeito for fora da região 2, fazendo uso da seletividade lógica.

Uma segunda proteção de subtensão, independente (sem liberação por sobrecorrente), deve ser ajustada em $50 \% \times V_n$ com delay de 500 ms para realizar o backup da proteção de subtensão liberada por sobrecorrente. Esta segunda proteção de subtensão deve estar coordenada com as proteções da região 2.

b. Região de Proteção 2

O Sistema de proteção desta região deve garantir o funcionamento dos Geradores e cargas dentro da Microrrede (região de proteção 2), após um defeito fora da Microrrede (região de proteção 3). Por isto é utilizada a proteção de subtensão com liberação da proteção de sobrecorrente direcional. O ajuste da proteção de subtensão com liberação da sobrecorrente direcional deve abranger defeitos em toda a região adjacente (Região 3), e o ponto mais longe é a entrada do disjuntor D3, conectado pela linha LT-156. Um curto no final da linha LT-156 provoca uma corrente de 4,75 A de contribuição do Gerador Solar de 100kVA e uma tensão de $13,31 \% \times V_n$ medida pelo relé do disjuntor DM (BUS-10), e 45,71 A de contribuição do Gerador Solar de 1MVA e uma tensão de $13,42 \% \times V_n$ medida pelo relé do disjuntor DM (BUS-10). Portanto o ajuste da sobrecorrente direcional será 17,00 A e o ajuste da subtensão será $50 \% \times V_n$, instantâneo.

c. Região de Proteção 3

A proteção principal desta região deve ser a função de sobrecorrente direcional, que deve atuar apenas para correntes na direção para dentro da região 3. Esta região de proteção vai até a entrada do disjuntor D3, então a referência para a proteção deve ser a corrente de curto-circuito na linha LT-156. A contribuição da concessionária para o curto nesta linha é 5418,15 A sem Gerador Solar, e 5417,55 A com o Gerador Solar de 100kVA ligado. A contribuição do Gerador Solar de 100kVA é 4,75 A. A contribuição da concessionária com o Gerador Solar de 1MVA é 5412,31 A, e a contribuição do Gerador Solar de 1MVA é 45,71 A. Portanto deve-se ajustar a proteção no disjuntor D1 em 5410 A, instantâneo.

No entanto, este ajuste do disjuntor D1 pode fazer com que um defeito fora da Região 3 desligue a alimentação da concessionária indevidamente, deixando de alimentar todas as cargas da Região 3. Assim, é preciso que as proteções de sobrecorrente dos relés dos disjuntores D3 e DM bloqueiem a proteção do relé do disjuntor D1 quando o defeito for fora da Região 3, fazendo uso da seletividade lógica.

d. Região de Proteção 4

A proteção principal desta região deve ser a função de sobrecorrente direcional que deve atuar apenas para correntes na direção para dentro da Região 4, uma vez que não há geração dentro desta região. Considerando que esta região vai até a barra BUS-51, corrente de curto nesta barra é 4361,25 A com o Gerador Solar de 100kVA ligado, é 4383,61 A com o Gerador Solar de 1MVA ligado, e 4358,64 A sem o Gerador Solar. Portanto deve-se

ajustar a proteção em 4358 A, instantâneo, uma vez que a rede termina nesta região.

A entrada ou saída de geradores no sistema elétrico afeta diretamente a operação dos relés de proteção de sobrecorrente, subtensão e distância. Estes relés podem atuar indevidamente ou, em pior caso, não atuar para defeitos dentro de sua região de abrangência. Isto foi apresentado nesta dissertação, com auxílio de um caso real de atuação da proteção.

Atualmente os sistemas de distribuição e transmissão de energia elétrica são projetados e operam baseados em fluxos de potência radiais, criando um desafio adicional para o aumento da GD. Para garantir que novos geradores distribuídos não afetem o bom desempenho da proteção do sistema elétrico, um estudo sobre os impactos dessa nova GD deve ser realizado antes da conexão de novos geradores ao sistema. Este estudo deu subsídios para rever a proteção do sistema elétrico e sugeriu novos ajustes, ou até mesmo novos relés de proteção.

Pode-se observar também que, mesmo com uma GD de pequeno porte, é necessário que o sistema de proteção seja revisto para que seus ajustes e sua filosofia sejam modificados em função da entrada de mais geração. No entanto, as normas vigentes exigem que em qualquer defeito no sistema elétrico, a GD seja desconectada rapidamente para evitar que o defeito continue sendo alimentado por qualquer fonte de geração. Uma forma de contornar a perda da geração é a criação de uma Microrrede, a qual se desconectará do sistema elétrico quando houver um defeito, mas continuará em funcionamento, pois manterá a GD ligada alimentando as cargas internas da Microrrede.

Além disso, é necessário que os relés de proteção se comuniquem entre si, pelo menos trocando informações de seletividade lógica para aumentar a confiabilidade do sistema. Para isto, é preciso investimentos em infraestrutura de redes de comunicação, uma vez que as distâncias podem ser de alguns quilômetros. Pode-se utilizar redes físicas com fibras óticas, ou redes sem fio com conexão à internet, que demandarão esforços adicionais para o desenvolvimento de sistemas de segurança contra invasões.

De qualquer maneira, a mudança da filosofia de proteção de um sistema radial para um sistema bi-direcional requer a utilização de proteções diferentes e métodos pouco utilizados em sistemas radiais, como a proteção de sobrecorrente direcional e seletividade lógica. Isto requer uma atualização dos dispositivos de proteção comumente instalados nos sistemas de transmissão e distribuição e a utilização de comunicação entre os dispositivos. Este investimento é necessário para que seja possível aumentar a disponibilidade de energia para o sistema elétrico, e evitar desligamentos desnecessários de parte do sistema.

5.0 - CONCLUSÕES

A geração distribuída em pequena escala parece não afetar de maneira significativa os sistemas de proteção atualmente instalados. No entanto, há indícios de que um aumento significativo da conexão de geradores distribuídos na rede pode provocar sérios problemas para a proteção. Pode acontecer uma atuação indevida de proteções que estão em ramos dos geradores distribuídos, e também pode acontecer uma não atuação das proteções das subestações da concessionária.

A análise mais aprofundada do comportamento das proteções de relés, disjuntores e fusíveis é necessária para garantir a correta operação do sistema elétrico quando forem conectados geradores distribuídos.

Este artigo apresentou uma análise de apenas três cenários, com apenas um ponto de conexão de um gerador solar. Outros artigos pesquisados também se limitam em analisar poucos cenários bem definidos. Futuros estudos devem focar em cenários mais variáveis, com quantidade e potências variáveis de geradores distribuídos.

6.0 - REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- [1] ANEEL; “Geração Distribuída supera 1000 conexões no Brasil”. Disponível em http://www.aneel.gov.br/aplicacoes/noticias/Output_Noticias.cfm?Identidade=8899&id_area=90, Aneel, 2015 [Acesso em 07 mar. 2016].
- [2] GE Reports Brasil; “Contribuições para o Estudo Teórico e Experimental de Sistemas de Geração Distribuída”. Disponível em <http://www.gereportsbrasil.com.br/post/134860401404/como-ser%C3%A1-o-futuro-da-energia-no-brasil>, General Electric, 2015 [07 mar. 2016].
- [3] Phuttapatimok, S., Sangswang, A. “Effects on Short Circuit Level of PV Grid-Connected Systems under Unintentional Islanding” IEEE International Conference on Sustainable Energy Technologies, 2008.
- [4] Kazmi, S. A. A., Hasan, S. F., Shin, D. “Analyzing the Integration of Distributed Generation into Smart Grids” IEEE 10th Conference on Industrial Electronics and Applications (ICIEA), 2015.
- [5] Mingming, S., Xiaodong, Y., Yubo, Y., Bing, C., Zhenhua, L. “Short-Circuit Characteristics and Impact of PV Inverter on the protection of Distribution Grid” International Conference on Electrical Machines and Systems (ICEMS), 2014.
- [6] Matos, S. P. S. “Análise do Impacto da Geração Distribuída na Proteção dos Sistemas de Transmissão e Distribuição de Energia Elétrica”, Universidade Federal do Espírito Santo, 2015.
- [7] MA, T. YANG, H. LU, L. Solar photovoltaic system modeling and performance prediction. Renewable and Sustainable Energi Reviews 36, 2014 304-315.

7.0 - DADOS BIOGRÁFICOS



Sergio Pazzini da Silva Matos

Nascido em Belo Horizonte MG, em 1983. Engenheiro Eletricista. Graduado em Engenharia Elétrica em 2006 e Mestre em Engenharia Elétrica em 2015, ambos pela UFES. Certificado PMP (Project Management Professional) pelo Project Management Institute. Pós-MBA em Gerenciamento Avançado de Projetos em 2012 e MBA em Gerenciamento de Projetos em 2009 pela Fundação Getúlio Vargas. Coordena projetos de engenharia na siderurgia com forte atuação no Sistema Elétrico de Potência e Sistema de Proteção.