

Impactos da Alta Integração de Geradores Distribuídos nos Níveis de Energia Incidente de Alimentadores de Distribuição

Matheus dos Reis Bravim* Lucas Freire Santos Azeredo**
Amauri Cesar Cristofano Junior*** Oureste Elias Batista****

* Departamento de Engenharia Elétrica, Universidade Federal do Espírito Santo, ES, (e-mail: matheus.bravim@edu.ufes.br).

** (e-mail: lucas.azeredo@edu.ufes.br)

*** (e-mail: amauri.cristofano@edu.ufes.br)

**** (e-mail: oureste.batista@ufes.br)

Abstract: The generation of electricity from sources close to the consumer has grown enormously due, among other factors, to the global concern with reducing the emission of pollutants and the economic benefits for the user. Despite the advantages, the insertion of another sources in distribution networks can cause changes in feeder parameters. Incident energy is one of the most relevant risks associated with an electrical arc in an electrical installation and is directly linked to its short-circuit current levels. This study proposes to study the behavior of incident energy levels of a radial distribution feeder for different scenarios of integrated photovoltaic distributed generation. OpenDSS simulation software was used, as well as incident energy calculation methods accepted by NPFA-70E. As a result, it was observed the maintenance of the energy incident values and the original arc flash boundary when there is high integration of distributed generation, while the reduction of energy incidence and the arc flash boundary was observed when there is less integration of distributed generation.

Resumo:

A geração de energia elétrica de fontes próximas ao consumidor tem crescido grandemente devido, entre outros fatores, a preocupação global em reduzir a emissão de poluentes e aos benefícios econômicos ao usuário. Apesar das vantagens, a inserção de outras fontes em redes de distribuição pode causar alterações em parâmetros dos alimentadores. A energia incidente é um dos riscos mais relevantes associados ao arco elétrico em uma instalação elétrica e está diretamente ligada aos níveis de corrente de curto-circuito da mesma. Este trabalho se propôs a estudar o comportamento dos níveis de energia incidente de um alimentador radial de distribuição para diferentes cenários de integração de geração distribuída fotovoltaica. Foi utilizado o software de simulação OpenDSS, bem como métodos de cálculos de energia incidente aceitos pela NPFA-70E. Como resultados, observou-se a manutenção dos valores de energia incidente e do limite de arco originais quando há alta integração de geração distribuída enquanto observou-se a redução da energia incidente e do limite de arco quando há menor integração de geração distribuída.

Keywords: arc flash; incident energy; distributed generation; photovoltaic system.

Palavras-chaves: arco elétrico; energia incidente; geração distribuída; sistema fotovoltaico.

1. INTRODUÇÃO

O crescimento do uso da energia solar fotovoltaica é impulsionado, dentre outros fatores, pela preocupação mundial com os impactos ambientais decorrentes do uso de combustíveis fósseis, políticas de fomento a utilização de energias renováveis, o aumento da eficiência e a redução de custo dos módulos fotovoltaicos. Em algumas regiões, os sistemas FV se tornaram significativa dos mercados energéticos (Kouro et. al, 2015). Todavia, a alta integração geradores distribuídos (GD) em sistemas de distribuição pode provocar alterações na rede no que se refere aos seus níveis de tensão, valores de corrente, níveis e localização de faltas, culminando na alteração do comportamento de

um sistema de natureza radial para um perfil de sistema bidirecional (Adefarati, T. and Bansal, R., 2016; Bhise, R. D., Kankale, R. S. and Jadhao, S., 2017).

Kou (Kou, et. al., 2020) estudou os impactos da inserção de geradores distribuídos fotovoltaicos (GFV) nos níveis de energia incidente (EI) de uma rede de distribuição com cerca de 2,6 milhões na Costa Oeste dos Estados Unidos. A potência máxima de GFV integrada à rede foi de 30 MVA. Foi observado que, em média, a EI apresentou aumentos de até 5,15% devido a quantidade de potência integrada de GFV à rede, aumentos de até 67,66% devido ao tempo de ilhamento do GFV e aumentos de até 417,45% devido a configuração dos enrolamentos dos transformadores que

interligam a GFV ao 34,5 kV da rede. Ainda, Verificou-se que o tempo de eliminação de falta (TEF), intrínseco a configuração das proteções da rede, pode aumentar grandemente os níveis de EI quando elevado.

Estudando a integração de GD baseados em turbinas eólicas com geradores de indução em um alimentador de distribuição teste IEEE de 34 nós, Kanokbannakorn (Kanokbannakorn, et. al., 2016) observou que o TEF pode sofrer variações bruscas dentro da curva de tempo-corrente da proteção (TCC) da rede. Para uma TCC muito inversa, a integração de GD provocou aumento nos níveis de curto-circuito na rede de forma a deslocar o TEF da proteção para regiões de rápida atuação na TCC, o que reduziu significativamente a EI da rede. Todavia, para uma TCC pouco inversa, a variação no TEF não foi muito significativa, implicando em pouca redução da EI mediante a inserção de GD.

Por fim, Mahmoud (Mahmoud, et. al., 2019) observou que a EI em um alimentador de distribuição egípcio típico passou de 7,62 cal/cm², caso sem integração de GFV, para 93,28 cal/cm², pior caso com integração de GFV. Considerando ajustes na proteção, foi possível reduzir o TEF de 480 ms, para o caso EI de 93,28 cal/cm², para 60 ms, correspondendo a uma EI de 11,66 cal/cm². Isso indica o papel relevante da atuação da engenharia de proteção na redução dos níveis de EI do sistema.

Aumentos na EI de uma instalação pode colocar em risco a integridade física de pessoas, uma vez que a EI é a maior causa de ferimentos a trabalhadores expostos a um arco elétrico (Lee, R., 1982). Desta forma, estudos sobre os efeitos da alta integração de GFV sobre os níveis de EI de um sistema de distribuição são de grande importância uma vez que esses níveis são informação fundamental para a determinação da proteção individual adequada para os trabalhadores de uma instalação elétrica.

Portanto, o escopo deste artigo é estudar o comportamento dos níveis de EI, bem como da distância limite do arco, para um alimentador padrão IEEE (IEEE-13 Node Distribution Teste Feeder) para diferentes cenários de alta integração de GFV.

2. ENERGIA INCIDENTE

A EI é a quantidade de energia liberada durante a ocorrência de um arco elétrico e normalmente é indicada em cal/cm². O arco elétrico é uma explosão de calor, gases quentes e metal fundido comumente provocada por curtos-circuitos, que pode causar graves queimaduras de pele, além de incêndio em vestimentas de trabalhadores expostos em uma instalação elétrica (Doan, D. R. and Sweigart, R. A., 2003). O arco se inicia quando a ionização do ar atinge níveis suscetíveis a passagem de corrente elétrica. Essa corrente libera grande quantidade de energia na forma de calor e ondas de pressão, com alto potencial danoso para pessoas e equipamentos. O plasma produzido em um arco elétrico pode atingir temperaturas superiores a 13.000 K, duas vezes e meia mais quente que a temperatura da superfície do sol (Neal, T. E., Bingham, A. H. and Doughty, R. L., 1996).

A Tabela 1 mostra que a exposição pessoal ao arco elétrico normalmente é mais danosa do que a exposição a chamas.

Apesar do tempo de exposição pessoal típico do arco elétrico assumir valores menores do que o tempo de exposição a chamas, a EI associada ao arco pode assumir valores muito maiores. Isso aliado ao alto potencial de radiação da EI do arco elétrico contribui para que uma pessoa exposta a esse fenômeno seja atingida mais facilmente e sofra queimaduras de pele quando em relação a chamas. A partir da ocorrência de um arco, o colaborador pode sofrer concussões que podem levar a um acometimento neurológico, comprometendo ainda mais a fuga do recinto e agravando a exposição. Por fim, o arco elétrico produz respingos de metal derretido, que podem atingir a pele da face e os olhos do colaborador desprotegido nessas áreas.

Tabela 1. Comparação da exposição pessoal ao arco elétrico e a chamas de fogo (Neal, T. E., Bingham, A. H. and Doughty, R. L., 1996).

Fatores de risco	Arco elétrico	Chamas
EI total	2-100 cal/cm ²	4-30 cal/cm ²
Percentual de energia radiada	90 %	30-50 %
Percentual de calor convectivo	10 %	50-70 %
Tempo exposição típico	0,01-1 s	1-15 s
Potencial para concussões	Alto	Variável
Presença de ar ionizado	Alta	Moderada
Presença fumaças/vapores	Sim	Sim
Respingos de metal derretido	Sim	Não
Mecanismo recorrência	Religamento	Reignição

A National Fire Protection Association (NFPA), nas tabelas Tabela 130.7 (C)(15)(a), 130.7 (C)(15)(b) e 130.7 (C)(15)(c) do seu *standard* 70E, de 2021, abordam os equipamentos de proteção individual (EPIs), bem como sua categoria de proteção contra arco elétrico (*arc rating*), para cada tipo de aplicação. Os valores de *arc rating* descrevem a performance do material face a exposição a um arco elétrico e são derivados dos valores de performance térmica (ATPV) do material, definidos pela American Society for Testing and Materials (ASTM, 2014).

Quanto maiores são os níveis de EI da instalação elétrica, maior será a categoria de *arc rated* dos EPIs, como pode ser visto na Tabela 2. Para níveis de EI menores que 1,2 cal/cm², considera-se como nível de exposição tolerável, sem a utilização medidas de proteção. A partir de 1,2 cal/cm², há risco de queimaduras de segundo grau para um trabalhador exposto sem medidas de proteção (Resende, F. B., 2016).

Tabela 2. Categoria do EPI – Tabela 130.7 (C)(15)(c) da NFPA 70E-2021.

Faixa de EI	Categoria do EPI
A partir de 4 cal/cm ²	1
A partir de 8 cal/cm ²	2
A partir de 25 cal/cm ²	3
A partir de 40 cal/cm ²	4

Na prática, os EPIs são especificados de acordo com o nível de EI e o tipo (corrente contínua ou corrente alternada) da instalação elétrica. EPIs com elevado *arc rating*, proporcionam menor grau de conforto e mobilidade ao colaborador, além de serem mais pesados. Um trabalhador exposto a essas condições por longos períodos tempo pode contribuir para o aumento dos riscos de acidentes (Resende, F. B., 2016) e por isso devem ser tratadas com atenção pela

equipe responsável pela operação da instalação elétrica e segurança dos colaboradores.

2.1 Formulação Matemática

A energia produzida por um arco elétrico pode ser descrita teoricamente como a integral no tempo do produto entre a tensão e a corrente instantâneas do arco (Neal, T. E., Bingham, A. H. and Doughty, R. L., 1996).

$$E_{arco} = \int_0^t V_{arco} I_{arco} dt \quad (1)$$

V_{arco} é a tensão instantânea do arco e I_{arco} é a corrente instantânea do arco.

Assumindo que a tensão do arco e a corrente do arco são senoidais, a integral pode ser simplificada para

$$E_{arco} = V_{rms} I_{rms} \cos \theta t \quad (2)$$

E_{arco} é a energia do arco em joules, V_{rms} é a tensão *rms* do arco, I_{rms} é a corrente *rms* do arco, $\cos \theta$ é cosseno do ângulo entre a corrente e tensão do arco e t é o intervalo de duração do arco no tempo.

Uma vez que a corrente de um arco elétrico é predominantemente resistiva, decorre de (2) que a corrente e a tensão de arco estão em fase e o cosseno assume valor unitário, simplificando (2) em

$$E_{arco} = V_{rms} I_{rms} t \quad (3)$$

A equação (3) é amplamente utilizada para cálculo da energia de um arco elétrico. Todavia estudos que indicam que a corrente e a tensão do arco não são puramente senoidais, possuindo alta composição de harmônicos. A forma onda da tensão do arco tende a ser mais achatada no topo. A aplicação direta da expressão (3), utilizando valores *rms* de tensão e corrente retorna valores de energia maiores que os reais. Desta forma, para uma abordagem mais precisa, deve-se primeiro aplicar a análise de Fourier para decomposição da tensão e corrente de arco em seus respectivos componentes harmônicos e aplicação da equação (3) cálculo da energia devida a cada componente.

2.2 Métodos para cálculo da Energia Incidente

Ao longo dos anos, foram desenvolvidos diferentes métodos para cálculo de EI. Lee (1982) publicou o primeiro trabalho descrevendo os riscos da EI e forneceu a equação teórica da EI, baseado na máxima transferência de potência. Anos mais tarde, Doughty e Neal utilizaram testes para avaliar roupas de proteção contra a EI (Neal, T. E., Bingham, A. H. and Doughty, R. L., 1996; Doughty, R. L., et. al., 1999) e depois, com base em mais testes, desenvolveram equações para cálculo da EI (Doughty, R. L., Neal, T. E. and Floyd, H. L., 2000). As equações desses dois métodos são aceitas pela National Fire Protection Association (NFPA), em seu standard 70E de 2021, como pode ser consultado em seu anexo D. As referências, limitações e parâmetros da NFPA-70E referentes aos métodos de cálculo Lee e de Doughty Neal estão descritos na Tabela D.1 da norma.

A EI produzida por um curto-circuito trifásico em *open air* segundo o método Lee é dada por:

$$E = \frac{793 \times F \times V \times t_{arco}}{D^2} \quad (4)$$

E é a EI, em cal/cm², F é a corrente de curto-circuito franco, em kA, V é a tensão fase-fase do sistema, em kV, t_{arco} é a duração do arco, em segundos, e D é a distância da fonte do arco, em polegadas.

A EI produzida por um curto-circuito trifásico em *open air* segundo o método de Doughty Neal (2000) é dada pela expressão:

$$E = 5271 D_A^{-1,9593} t_A (0,0016 F^2 - 0,0076 F + 0,08938) \quad (5)$$

E é a EI, em cal/cm², F é a corrente de curto-circuito franco, em kA (na faixa entre 16 kA e 50 kA), t_A é a duração do arco, em segundos, e D é a distância da fonte do arco, em polegadas.

Os métodos supracitados foram aplicados neste trabalho para avaliar os níveis da EI em diferentes cenários de alta integração de GDFV em um alimentador padrão de distribuição a ser estudado.

3. METODOLOGIA

3.1 Alimentador teste IEEE

O alimentador utilizado para avaliação dos níveis de EI em diferentes cenários de alta integração de GDFV é o alimentador de distribuição teste da IEEE de 13 nós (Figura 1).

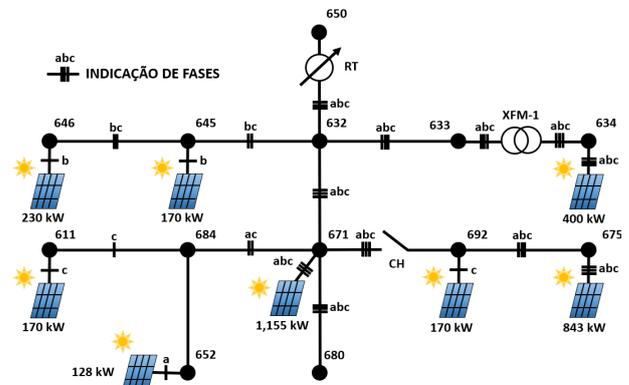


Figura 1. Alimentador de distribuição teste de 13 nós com GPV.

A tensão da saída na subestação é de 115 kV e há um transformador delta-estrela-aterrada, 115 kV/4,16 kV/5 MVA no nó 650. A potência total consumida no alimentador é de 3.466 kW e 2.102 kVAr, considerando 700 kVAr de compensação de reativa advinda dos bancos capacitivos nos nós 675 (trifásico) e 611 (na fase c). O carregamento do alimentador representa 75% da capacidade do transformador da subestação. Entre os nós 650 e 632, saída da subestação, há um regulador de tensão, entre os nós 633 e 634 há um transformador (XFM-1) estrela-aterrada-estrela-aterrada, 4,16kV/0,48 kV/500kVA e entre os nós 671 e 692 há uma chave. Há cargas concentradas conectadas aos nós 634, 645, 646, 652, 671, 675, 692 e 611 enquanto entre os nós 632 e 671 há uma carga distribuída. Todas as cargas estão

4. RESULTADOS

conectadas em 4,16 kV, com exceção da carga no nó 634 (ligada em 480V). As cargas podem estar ligadas em delta ou em estrela e são modeladas como impedância constante ou potência constante ou corrente constante (Kersting, W., 2001).

3.2 Simulação

Os estudos deste trabalho utilizaram o *software* de simulação de sistemas elétricos de distribuição OpenDSS, do EPRI. Esse programa de código aberto é baseado em linhas de comandos através das quais o usuário define os elementos do alimentador a ser estudado, bem como os tipos análises que se deseja realizar (fluxo de potência, perdas, curto-circuito, harmônicos, dentre outros) (Radatz, P. R. R. F. 2015).

Os diferentes cenários de integração de GDFV foram obtidos a partir das possíveis combinações de conexão de geradores fotovoltaicos (GFV) aos nós de carga do alimentador de distribuição. Em termos práticos, cada GFV pode representar um único gerador ou um grupo de consumidores com geração FV. Foi utilizado um modelo validado do alimentador de 13 nós (sem integração de GD) disponível na biblioteca do próprio OpenDSS. Cada GFV foi modelado pelo bloco *PVSystem* do *software*, que consiste na combinação de um painel solar (ou uma string de painéis) interligado a um inversor. A chave entre os nós 671 e 692 esteve sempre fechada. Ainda, não foi considerada uma GFV dedicada ao suprimento da carga distribuída entre os nós 632-671. Assim, foram integrados 8 GFVs ao alimentador como pode ser visto na (Figura 1)

Para as simulações, cada GFV poderia assumir dois estados: conectada, gerando 100% da sua potência, ou desconectada. Desta forma, garante-se que a potência da GD fique limitada à potência disponibilizada para a unidade consumidora a ela associada (ANEEL, 2012). O resultado são 256 cenários diferentes de integração de GDFV. Não foram avaliadas variações de potências geradas pelos GDFV, tampouco dos seus períodos de geração e não geração devido a intermitência inerente à geração solar.

Para avaliação da EI em cada cenário, foi calculada a EI (em corrente alternada) associada a cada nó trifásico (632, 633, 634, 671, 675, 680 e 692) através dos métodos Lee e Doughty Neal, onde aplicável. As distâncias do ponto de arco adotadas foram 455 mm (18 pol), para nós de até 600 V, e 910mm (36 pol), para nós acima de 600 V. O tempo de duração de arco considerado foi de 2 segundos. Este é o tempo aproximado de reação de uma pessoa exposta a um arco elétrico (NFPA, 2021). Também foi avaliada o comportamento do limite do arco (LA) que consiste na região ao redor do eletrodo fonte do arco, descrita pela distância de um potencial arco elétrico com EI de 1,2 cal/cm² (IEEE, 2018). Dentro desta região, uma pessoa sem os EPIs adequados pode sofrer uma queimadura de segundo grau. Essa distância pode ser obtida a partir das equações (4) e (5) fixando-se a EI em 1,2 cal/cm².

A Tabela 3 traz os valores calculados de curto-circuito trifásico ($I_{cc3\phi}$), EI e do LA para cada nó trifásico estudado no cenário sem integração de GD (cenário de referência).

Tabela 3. $I_{cc3\phi}$, EI e LA para cenário sem integração de GD.

Nó	$I_{cc3\phi}$ [kA]	EI [cal/cm ²]	LA [pol]
632	18,415	93,748	318,195
633	16,491	83,953	301,114
634	23,725	55,745	122,683
671	7,454	37,947	202,443
680	5,572	28,366	175,030
692	7,454	37,947	202,443
675	6,322	32,184	186,438

Para uma melhor visualização do comportamento da EI e do LA para os 256 cenários simulados, a Figura 2 e a Figura 3 trazem os valores de EI normalizada (EIN) e LA normalizado (LAN) de cada nó em relação a magnitude do valor de EI e LA do nós correspondente do cenário sem integração de GD.

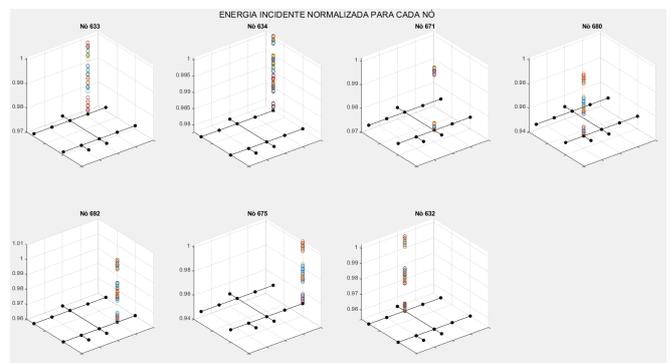


Figura 2. EIN para cada nó nos 256 cenários simulados.

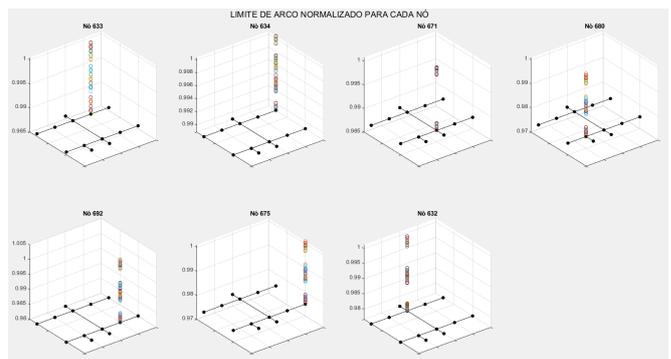


Figura 3. LAN para cada nó nos 256 cenários simulados.

A Tabela 4 traz os valores calculados para os cenários de máxima EI para cada nó trifásico, bem como a quantidade de potência de GD integrada em cada cenário, P_{GD} . De forma semelhante, a Tabela 5 traz os valores nos cenários de mínima EI para cada nó.

Para o cenário sem integração de GD, a utilização de medidas de proteção específicas para arco são obrigatórias. Tomando como referência o maior nível de energia incidente na rede (93,748 cal/cm² no nó 632), os EPIs para proteção contra arco deveriam ser de categoria 4.

Os valores elevados de EI eram esperados uma vez que o método de cálculo de Lee utiliza um modelo teórico de máxima energia incidente e que, apesar de poder ser utilizado quando os requisitos de aplicação de outros métodos não são respeitados, retorna valores de EI conservativos. Outro fator que implicou em valores mais elevados de EI foi a adoção do tempo de eliminação de arco de 2 s utilizado (máximo, conforme a NFPA-70E). Essas considerações foram necessária uma vez que o escopo do trabalho de Kersting, W., 2001, não foi detalhar a proteção da rede de 13 nós. Todavia, o objetivo principal do presente trabalho foi o estudo do comportamento (alterações) dos parâmetros da rede face aos diferentes cenários de alta integração de GD.

A Tabela 6 e a Tabela 7 trazem as variações nos valores de $I_{cc3\phi}$, EI e LA em relação ao cenário sem integração de GD para os cenários de máxima EI e mínima EI, respectivamente,.

Tabela 4. P_{GD} , $I_{cc3\phi}$, EI e LA - cenários de máxima EI para cada nó

Nó	P_{GD} [kW]	$I_{cc3\phi}$ [kA]	EI [cal/cm ²]	LA [pol]
632	3.266	18,432	93,835	318,342
633	3.496	16,504	84,019	301,233
634	3.266	23,762	53,832	122,779
671	3.096	7,469	38,024	202,646
680	3.266	5,584	28,427	175,219
692	3.096	7,469	38,024	202,646
675	3.096	6,337	32,261	186,639

Tabela 5. P_{GD} , $I_{cc3\phi}$, EI e LA - cenários de mínima EI para cada nó

Nó	P_{GD} [kW]	$I_{cc3\phi}$ [kA]	EI [cal/cm ²]	LA [pol]
632	170	17,887	91,060	313,602
633	170	16,126	82,095	297,763
634	170	23,139	55,345	121,131
671	170	7,084	37,064	197,354
680	170	5,351	27,241	171,524
692	170	7,084	36,064	197,354
675	170	6,031	30,703	182,097

Tabela 6. Variação percentual dos valores de $I_{cc3\phi}$, EI e LA entre o cenário sem integração GD e os cenários de EI máxima de cada nó

Nó	$\Delta I_{cc3\phi}$	ΔEI	ΔLA
632	0,1%	0,1%	0,0%
633	0,1%	0,1%	0,0%
634	0,2%	0,2%	0,1%
671	0,2%	0,2%	0,1%
680	0,2%	0,2%	0,1%
692	0,2%	0,2%	0,1%
675	0,2%	0,2%	0,1%

Tabela 7. Variação percentual dos valores de $I_{cc3\phi}$, EI e LA entre o cenário sem integração GD e os cenários de EI mínima de cada nó

Nó	$\Delta I_{cc3\phi}$	ΔEI	ΔLA
632	-2,9%	-2,9%	-1,4%
633	-2,2%	-2,2%	-1,1%
634	-3,5%	-2,5%	-1,3%
671	-5,0%	-2,3%	-2,5%
680	-4,0%	-4,0%	-2,0%
692	-5,0%	-5,0%	-2,5%
675	-4,6%	-4,6%	-2,3%

A potência de GD (P_{GD}) disponível para esta rede foi de 3.666 kW. Observou-se que os maiores valores de EI e aconteceram para cenários com 3.496 kW, 3.266 kW e 3.096 kW, respectivamente, 95%, 90% e 84% do total de potência de GD disponível. Os menores valores de EI aconteceram para cenários com 170 kW, cerca de 5% da potência de GD disponível. O valor da EI acompanhando o aumento (P_{GD}) integrada a rede era esperado conforme fora observado em estudos semelhantes na literatura.

Todavia, observou-se que, para um mesmo nó, a variação média dos valores de EI e LA entre os cenários de máxima e mínima EI foi cerca de 5% para os valores de EI e 2% para os valores de LA. Essas variações são sutis quando leva-se em conta que a diferença na quantidade de (P_{GD}) entre os cenários de máxima e mínima EI foi cerca de 3.326 kW. Uma possível explicação para essa pequena variação reside no fato de que, para cada nó e para cada cenário de (P_{GD}), o caminho da corrente de falta e das correntes de contribuição das fontes ativas seriam distintos. Ou seja, para cada nó e para cada cenário de (P_{GD}), a impedância equivalente do circuito de falta seria distinta e não necessariamente se comportaria de forma diretamente proporcional a quantidade de (P_{GD}) integrada a rede.

Sendo assim, as condições de máxima integração de GD não demandaram medidas mais restritivas nos EPIs de proteção contra arco ou distâncias de trabalho seguras quando comparadas com o cenário de referência.

Ainda, os cenários com menores valores de EI apresentaram uma redução nos valores $I_{cc3\phi}$, EI e LA de até 5% em relação ao cenário sem integração de GD. Isso indica que a integração de GD pode contribuir para a redução da EI da rede. Essa redução também pode ser interpretada como uma redução nos riscos aos quais os trabalhadores estão expostos. Todavia, essa redução da $I_{cc3\phi}$, EI e LA da rede não mostrou-se proporcional a quantidade (P_{GD}) integrada a rede. Uma possível explicação para isso também recai sobre a impedância equivalente do circuito de falta para cada nó e para cada cenário de integração de GFV.

Por fim, nota-se que a potência máxima disponível para integração de GD nesta rede foi cerca de 73% da potência máxima do alimentador. Alimentadores maiores e com maior potência integrada de GD podem apresentar maiores variações de $I_{cc3\phi}$, EI e LA e podem ser objeto de estudos futuros de mesmo propósito.

5. CONCLUSÃO

Neste trabalho foi estudado o comportamento dos níveis de EI e LA de um alimentador radial de distribuição para diferentes cenários de integração de GFV, utilizando o software OpenDSS, bem como método de cálculo de EI Lee, presente na NFPA-70E. Foram calculados os valores estimados de EI em cada nós trifásicos do alimentador de distribuição IEEE de 13 nós para cada cenário de integração de GD, bem como o LA e orientações para a seleção de equipamentos de proteção individual.

Observou-se que a integração de GD não trouxe aumento significativo nos níveis de EI e LA da rede, em relação ao cenário sem integração de GD, para cenários onde a potência integrada esteve entre 84% e 95% do total disponível.

Todavia, para cenários onde a potência integrada esteve em 5% do total disponível, observou-se reduções de até 5% nos níveis de EI e LA da rede em relação cenários sem integração de GD. Ou seja, em um dos extremos a alta integração de GD não trouxe aumento significativo nos níveis de EI e LA da rede enquanto uma menor integração trouxe redução nos níveis de EI e LA da rede.

Como próximos passos, está a inclusão do perfil de tempo de eliminação de arco do dispositivo de proteção que protege cada nó, além de estudos envolvendo alimentadores de maior porte. Pretende-se implementar a resposta no tempo de atuação de um dispositivo de proteção em função da corrente de curto-circuito em cada nó e para cada cenário. Ainda, o alimentador IEEE 13 nós é considerado um alimentador de pequeno porte, com apenas oito nós trifásicos, sendo três desses nós de carga. Isso limita os pontos de avaliação da EI. Pretende-se replicar o estudo para alimentadores de maior porte, com mais nós trifásicos e com maior carga que pode ser suprida por GDs.

REFERÊNCIAS

- Adefarati, T. and Bansal, R., (2016), Integration of distributed generators into the distribution system: a review, *IET Renewable Power Generation*, vol. 10, no. 7, pp. 873–884.
- ANEEL, (2012), Resolução Normativa nº 482, de 17 de Setembro de 2012, disponível em: <http://www2.aneel.gov.br/cedoc/bren2012482.pdf> (acessado em 09 de Dezembro de 2021).
- American Society for Testing and Materials, (2014), Standard Method for Determining the Arc Rating of Materials for Clothing, (ASTM F1959/F1959M), pp. 1-14.
- Bhise, R. D., Kankale, R. S. and Jadhao, S., (2017), Impact of distributed generation on protection of power system, International, *Conference on Innovative Mechanisms for Industry Applications*, no. Icimia, pp. 399–405.
- Doan, D. R. and Sweigart, R. A., (2003), A summary of arc-flash energy calculations, *IEEE Transactions on Industry Applications*, vol. 39, no. 4, pp. 1200-1204.
- Doughty, R. L., Neal, T. E., Dear, T. A. and Bingham, A. H., (1999), Testing update on protective clothing and equipment for electric arc exposure, *IEEE Ind. Applicat. Mag.*, vol. 5, pp. 37-49.
- Doughty, R. L., Neal, T. E. and Floyd, H. L., (2000), Predicting incident energy to better manage the electric arc hazard on 600-V power distribution systems, *IEEE Transactions on Industry Applications*, vol. 36, no. 1, pp. 257-269.
- IEEE, (2014), IEEE Guide for the Specification of Scope and Deliverable Requirements for an Arc-Flash Hazard Calculation Study in Accordance with IEEE Std 1584(TM), *IEEE Std 1584.1-2013*, pp. 1-27.
- IEEE, (2018), IEEE Std 1584-2018 (Revision of IEEE Std 1584-2002) – Redline, *IEEE Guide for Performing Arc-Flash Hazard Calculations – Redline*, pp. 1-341.
- Kanokbannakorn, W., Hongesombut, K., Teerakawanich, N., Srisonphan, S. (2016), Arc Flash Hazard in Distribution System with Distributed Generation, *Procedia Computer Science*, vol. 86, pp. 377-380.
- Kersting, W., (2001), Radial distribution test feeders, 2001, *IEEE Power Engineering Society Winter Meeting. Conference Proceedings (Cat. No.01CH37194)*, vol. 2, pp. 908–912.
- Kou, G., Deverick, J., Phelps, K., Nguyen, T. and Velez-Cedeno, F. G., (2020), Impact of Distributed Energy Resources on Arc Flash Incident Energy, *IEEE Transactions on Power Delivery*, vol. 35, no. 2, pp. 531-539.
- Kouro, S., Leon, J. I., Vinnikov, D. and Franquelo, L. G., (2015), Grid-Connected Photovoltaic Systems: An Overview of Recent Research and Emerging PV Converter Technologies: A Review and Comparison, *IEEE Industrial Electronics Magazine*, vol. 9, no. 1, pp. 47-61.
- LEE, R., (1982), The other electrical hazard: Electrical arc blast burns, *IEEE Trans. Ind. Applicat.*, vol. 1A-18, pp. 246–251.
- Mahmoud, K. A. A., Ibrahim, A. A. M. A. W., El Refaey, H. B. E. D. M., (2019), Technical Impact of PV Distributed Generation on Arc Flash Hazard in Egypt Low Voltage Distribution Networks, *2019 International Conference on Electrical and Computing Technologies and Applications (ICECTA)*, pp. 1-5.
- NFPA, (2021), Standard for Electrical Safety Requirements for Employee Workplaces, (NFPA 70E-2021), pp. 1–120.
- Neal, T. E., Bingham, A. H. and Doughty, R. L., (1996), Protective clothing guidelines for electric arc exposure, *Proceedings of 1996 IAS Petroleum and Chemical Industry Technical Conference*, pp. 281-298.
- Radatz, P. R. R. F. (2015), Modelos avançados de análise de redes elétricas inteligentes utilizando o software OpenDSS, *Escola Politécnica da Universidade de São Paulo*, São Paulo, pp. 1-191.
- Resende, F. P., (2016), Proteção Elétrica em Subestações: Uma Abordagem Sobre a Energia Incidente, *Universidade Federal de Minas Gerais*, Belo Horizonte, pp. 1-102.