

MÉTODO PARA ANÁLISE COMPARATIVA DOS IMPACTOS TÉCNICOS DA GERAÇÃO DISTRIBUÍDA FOTOVOLTAICA CONCENTRADA E PULVERIZADA

Ronaldo Sérgio Chacon Camargos – ronaldo.chacon@gmail.com

Rafael Amaral Shayani – shayani@ene.unb.br

Marco Aurélio Gonçalves de Oliveira – mago@unb.br

Universidade de Brasília, Departamento de Engenharia Elétrica

Resumo. A publicação da Resolução Normativa 482/2012 da Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) fez com que os estudos de impactos técnicos na rede de distribuição necessitassem de uma mudança de enfoque, pois agora a instalação de geração distribuída (GD) deixa de ser definida pela concessionária e passa a ser definida pelos consumidores. Nesse contexto, o presente artigo propõe um método para análise comparativa de dois tipos de geração distribuída fotovoltaica, a concentrada e a pulverizada. O método proposto é aplicado em uma rede radial de distribuição e os resultados são apresentados e discutidos.

Palavras-chave: Compensação de Energia, Geração Distribuída Fotovoltaica, Impactos Técnicos.

1. INTRODUÇÃO

A crescente necessidade pela eletricidade faz com que novas maneiras de se obter energia elétrica sejam criadas. Nessa busca por novas alternativas de geração, as fontes renováveis, como a eólica, a fotovoltaica e a biomassa, surgiram como uma excelente opção. Isso pode ser constatado pelo constante crescimento da disseminação dessas fontes em todo o mundo.

Um fato muito interessante é que, juntamente, com a utilização dessas fontes surgiu um novo modo de geração de energia elétrica. De maneira oposta ao que é usual, construir grandes usinas distantes dos centros de carga, iniciou-se um processo de conexão de pequenas unidades de geração entre as cargas. Esse novo modo de geração recebeu o nome de geração distribuída (GD).

Percebe-se que pequenas gerações utilizando fontes renováveis podem contribuir para o aumento da oferta de eletricidade causando menores impactos ambientais e reduzindo os valores dos investimentos necessários para a implantação e operação da unidade geradora (Shayani, 2010).

Contudo, a instalação de pequenas usinas nas redes de distribuição não pode ser feita sem a realização de estudos prévios, pois podem causar impactos nessas redes quando utilizadas em larga escala. Desta forma é indispensável a realização de uma análise técnica da conexão de GD aos ramais de distribuição (ANEEL, 2012b).

A Chamada de P&D Estratégica 013/2011 da ANEEL sobre Energia Solar Fotovoltaica aprovou o Projeto Jaíba Solar, visando a instalação de uma usina solar fotovoltaica de 3 MW no norte de Minas Gerais, com diversas tecnologias fotovoltaicas (silício monocristalino, silício policristalino e com concentradores), diversas estruturas de sustentação (fixas, com inclinação ajustável, com seguidores de Sol de 1 eixo e 2 eixos) e diversas potências de inversores. Apesar de ser uma usina centralizada, a potência de 3 MW faz com que ela possa ser ligada diretamente na rede de distribuição, sendo necessário verificar os impactos que serão causados no alimentador (Junqueira *et al*, 2014). Surge, então, a seguinte questão: se 3 MW for conectado a um alimentador da rede de distribuição, o quão diferentes serão os impactos técnicos de 1 usina com 3 MW, ou de 3000 residências com 1 kW de painel fotovoltaico em cada telhado?

O objetivo deste trabalho concentra-se nos estudos necessários para a avaliação dos impactos técnicos causados pela inserção de GD nas redes de distribuição. Sabendo que esses impactos na rede dependem da fonte primária de energia, da potência instalada e da localização na rede da unidade geradora, este artigo apresenta e discute um método para ser utilizado na comparação dos impactos técnicos em um ramal radial de distribuição causados por uma geração distribuída fotovoltaica concentrada (GDFVC) e por uma geração distribuída fotovoltaica pulverizada (GDFVP).

Para facilitar o entendimento desses dois tipos de GDFV, considere a rede mostrada na Fig. 1. Ela representa um alimentador hipotético em que será instalado GDFV.

Num primeiro momento, suponha que será instalada GDFV em todas as unidades consumidoras, desta forma a GDFV será instalada em todas as barras de cargas 5, 7, 10, 11, 14 e 15. Agora numa segunda situação, será instalada GDFV somente em uma única barra de carga, por exemplo, na UC da barra 15.

Na primeira situação, Fig. 1 à esquerda, diz-se que a GDFV está pulverizada na rede, pois ela está espalhada por todo o alimentador. Enquanto que na segunda, Fig. 1 à direita, nota-se uma concentração de GDFV em um único ponto da rede, por isso entende-se que essa GDFV está concentrada naquela localização.

O texto é dividido em seis partes. Além dessa introdução, a seção 2 apresenta os impactos técnicos avaliados e o instrumento de regulação da GD no Brasil. A metodologia é apresentada e explicada na seção 3. Na seção 4, o alimentador

utilizado no estudo é descrito. Os resultados da aplicação do método proposto na rede especificada são apresentados e discutidos na seção 5. E, por último, na seção 6, as conclusões são apresentadas.



Figura 1 – Rede hipotética com instalação de GDFV

2. REVISÃO BIBLIOGRÁFICA

2.1 Impactos técnicos da GD na rede de distribuição

Inversão do fluxo de potência. O sistema elétrico foi planejado com grandes centros de geração alimentando os centros de carga, sendo que essa geração fica situada em locais distantes das cargas devido às grandes áreas necessárias para a implantação e operação das usinas. Esse modelo é chamado de geração centralizada (GC) e é caracterizado por extensas linhas de transmissão e distribuição que conectam as grandes usinas aos centros de carga, o que causa perdas devido ao longo caminho percorrido pela energia.

A GD consiste em unidades consumidoras que instalam pequenas unidades de geração e ficam, portanto, conectadas ao sistema, junto com as cargas, na própria rede de distribuição. Essa conexão de geração próximo às cargas pode trazer problemas para o sistema elétrico, uma vez que ele foi projetado para que o fluxo de energia ocorresse em um único sentido, das usinas em direção às cargas. Quando a potência gerada é superior à potência consumida, as unidades consumidoras passam a se comportar como pequenas usinas e injetam energia na rede, invertendo o fluxo de potência original. Essa inversão do fluxo de energia faz com que o mesmo deixe de ser unidirecional, tornando o dimensionamento desses ramais – entende-se como dimensionamento de transformadores e seção dos condutores – não triviais (Shayani, 2010).

Elevação de tensão. Nos alimentadores radiais tradicionais, aqueles em que a energia flui em um único sentido – das subestações para as cargas – há uma queda de tensão ao longo desse percurso causada pelas perdas nas linhas de distribuição. Compensada na própria subestação, através de reguladores de tensão ou *taps* dos transformadores, por exemplo (Oliveira, 2011).

Com a inserção da GD e a injeção de potência na rede, resultante de uma geração maior que a demanda, o fluxo de potência inverso faz com que a corrente elétrica percorra o alimentador em direção à subestação. Com isso, a tensão na carga torna-se superior à tensão na subestação, invertendo a situação encontrada nos alimentadores sem GD (Oliveira, 2011).

Sobrecorrente. A ampacidade de um condutor significa a capacidade de corrente em regime permanente que pode conduzir sem que haja dano a sua isolamento e problemas de temperaturas elevadas nos mesmos. Essa característica dos cabos é extremamente importante nos projetos de uma rede de distribuição, pois correntes acima de valores nominais podem prejudicar a isolamento dos condutores, levando-a ao derretimento (Oliveira, 2011).

Mas não só os condutores são prejudicados com correntes acima da nominal. Como os transformadores e banco de capacitores em série estão sujeitos à mesma corrente, eles são prejudicados e podem inclusive serem inutilizados dependendo da intensidade da sobrecorrente (Lopes, 2011).

Nos ramais de alimentadores radiais sem GD, o dimensionamento dos condutores e dos transformadores de acordo com sua ampacidade é de fácil obtenção, porque as correntes são unidirecionais. Contudo com a inserção de GD e uma possível injeção de correntes na rede, esse problema torna-se mais complicado, já que não há como prever se todas as unidades consumidoras vão instalá-la. Com isso, pode ser que um alimentador que não foi projetado para receber a instalação de pontos de GD, não seja capaz de suportar as reduzidas correntes oriundas das pequenas unidades de geração, que quando somadas, podem assumir valores acima do valor esperado no dimensionamento.

Existem outras perturbações na rede causadas pela inserção de GD que não foram detalhadas, como perdas, ilhamento não-intencional, perda de proteção, por fugir ao escopo deste trabalho.

2.2 Regulação da GD no Brasil

Em abril de 2012, a Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) publicou a Resolução Normativa 482/2012 tornando livre o acesso às redes de distribuição para pequenas unidades geradoras, desde que sejam atendidos os requisitos mínimos estabelecidos por ela.

Apesar de ter sofrido recente revisão pela RN 687/2015, que promoveu alterações importantes na RN 482/2012, esta é ainda considerada o marco regulatório da GD no Brasil por ter sido o primeiro documento a estabelecer e regular a instalação de GD em qualquer unidade consumidora. Foi a RN 482/2012 que, pela primeira vez, estabeleceu “as condições gerais para o acesso de microgeração e minigeração distribuída aos sistemas de distribuição de energia elétrica, o sistema de compensação de energia elétrica” (ANEEL, 2012a).

Um dos pontos importantes da resolução é a definição dos limites da micro e da minigeração distribuída. É considerada microgeração distribuída aquela central geradora cuja capacidade instalada seja menor ou igual 75 kW e utilize fontes renováveis ou cogeração qualificada. Já uma minigeração distribuída é aquela central geradora que possui capacidade instalada superior a 75 kW e menor ou igual a 3 MW para fontes hídricas ou menor ou igual a 5 MW para as demais fontes renováveis ou para cogeração qualificada. Sendo que essas centrais geradoras devem ser conectadas à rede de distribuição através de unidades consumidoras (ANEEL, 2012a).

Outro assunto que merece destaque é o estabelecimento das regras do sistema de compensação de energia. A compensação de energia é a contabilização da energia ativa injetada na rede e o abatimento dessa da energia ativa consumida, ou seja, faz-se um balanço entre a energia consumida e a energia injetada. Dessa forma, o consumidor paga somente a diferença entre o que foi consumido e o que foi injetado, sendo que, caso a quantidade injetada na rede seja superior àquela consumida, o consumidor pode escolher entre contabilizar os créditos para utilização posterior ou abater a energia consumida em outras unidades de sua posse que também sejam atendidas pela concessionária. Essa segunda opção é definida como autoconsumo remoto (ANEEL, 2012a).

A publicação da RN 687/2015 trouxe com ela outras opções para a compensação de energia com o intuito de facilitar e estimular a instalação de GD. Ela permitiu a instalação de micro ou minigeração em locais com múltiplas unidades consumidoras. Por exemplo, um edifício pode instalar GD em sua cobertura e abater a energia injetada na rede do consumo de cada morador, de tal forma que a energia gerada é dividida entre os consumidores individuais no momento do abatimento. Outra opção criada foi a geração compartilhada, que é a reunião de consumidores, que sejam atendidos pela mesma concessionária, através de consórcios ou cooperativas, que possua micro ou minigeração distribuída instalada em local diferente das unidades consumidoras em que o excedente de energia será compensado (ANEEL, 2012a). Nota-se que em nenhuma das modalidades de compensação de energia há transações financeiras entre a distribuidora e a unidade consumidora, mostrando que o benefício de quem instala a GD é a redução do valor pago na fatura de energia elétrica.

3. A METODOLOGIA

3.1 Alocação da GD definida pelo consumidor e não pela concessionária

Durante muito tempo, diversos trabalhos sobre a inserção de GD abordaram uma alocação ótima dessa geração, tanto do ponto de vista de potência instalada como da localização na rede de distribuição, com o intuito de reduzir as perdas ao máximo. Então, uma análise financeira era feita para constatar se existia viabilidade na instalação de GD. Toda essa análise, técnica e econômica, era feita do ponto de vista da concessionária da rede (Guedes, 2013).

Com a publicação da RN 482/2012 da ANEEL, essas análises passam a ter um novo enfoque. Agora, qualquer consumidor pode instalar uma unidade de geração e compensar uma parte ou a totalidade da energia consumida com a quantidade gerada. Desta forma, não existem mais locais preferenciais de instalação, pois qualquer ponto do alimentador em que há um consumidor pode receber uma GD. Com isso, novas análises devem ser feitas considerando que a GD pode se conectar em qualquer lugar da rede alterando o seu desempenho. Isso faz com que novos estudos sejam realizados para que se conheçam os novos impactos.

Esse novo panorama criado pela RN 482/2012 que motivou a realização do presente estudo.

3.2 Metodologia para a análise comparativa dos impactos técnicos causados por GDFVC e GDFVP

A metodologia apresentada a seguir visa identificar o aumento de tensão provocado em todas as barras decorrente da inserção de GDFV, além de verificar se há sobrecorrente nos condutores da rede de distribuição, ou nos transformadores, devido ao fluxo inverso de potência.

Cálculo dos impactos. O cálculo da potência injetada na rede é função da demanda das unidades consumidoras (UC's) e da potência gerada pela GDFV. Assim, as curvas de carga e de irradiância solar são os dados de entrada do algoritmo, que calcula os valores das correntes nos ramos do alimentador e as tensões em cada uma das barras para cada hora do dia.

É estabelecida uma quantidade de potência instalada de GDFV, e, a partir desse valor e da demanda, obtém-se a potência resultante das UC's. Essa potência resultante é utilizada no cálculo de fluxo de potência do alimentador. Com base nesses resultados, são identificadas as tensões em cada barra e, também, são calculadas as correntes em cada ramo da rede. Assim, esses valores são comparados com os limites estabelecidos e verifica-se se algum deles foi ultrapassado.

Esses cálculos são repetidos para cada hora do dia e para cada dia típico – dia útil, sábado e domingo. Essa repetição é realizada por uma rotina, que atualiza os valores de demanda e de irradiância solar para cada hora do dia e para cada dia típico.

Os impactos são calculados e, de forma resumida, os principais indicadores são destacados para cada iteração:

- O valor da tensão máxima e a barra em que isso ocorreu;
- Os três maiores valores percentuais de corrente máxima e os respectivos ramos da rede que os apresentaram;
- Se algum limite foi ultrapassado, o de tensão ou o de corrente; e
- A injeção de potência resultante de cada unidade consumidora e a injeção total de potência do sistema fotovoltaico.

Comparação GDFVC x GDFVP. O que distingue o tipo de GDFV instalada é a potência instalada e os locais onde foi instalada. Dessa forma, o algoritmo explicado na subseção anterior pode ser utilizado para o cálculo de qualquer tipo de GDFV. Bastando, para isso, determinar em quais UC's serão instaladas a GD – feito através da escolha das barras que terão sua demanda substituída pela potência resultante para o cálculo do fluxo de potência – e qual vai ser o valor da potência instalada. Dessa forma, são obtidos os resultados dos impactos para os dois tipos de GDFV, possibilitando uma análise criteriosa e a constatação de qual tipo causa maior alteração no desempenho da rede.

4. REDE DE DISTRIBUIÇÃO PARA TESTE DOS IMPACTOS DE GDFV

A rede utilizada nas simulações é um alimentador hipotético que atende a diferentes tipos de unidades consumidoras (UC's). Optou-se por utilizar um alimentador hipotético, porém bastante didático, para facilitar a compreensão da metodologia, que foi apresentada na última seção.

A rede escolhida foi obtida a partir de um alimentador criado por Lopes (2011), com o intuito de estudar impactos da inserção de um tipo específico de GD, a geração distribuída fotovoltaica (GDFV).

Este alimentador possui topologia radial e atende às suas unidades consumidoras através de uma rede aérea de distribuição.

O alimentador é de média tensão trifásico, simétrico e equilibrado e com cargas do tipo potência constante. Toda a rede opera em regime permanente e sem chaveamentos, desconsiderando-se os transitórios, visto que os impactos analisados no presente trabalho são em regime permanente. Os transformadores 13.800/380 V são específicos para cada tipo de carga, ou seja, trafos de cargas comerciais alimentam somente cargas comerciais. Quanto à GDFV, considerou-se que ela não sofre influência da temperatura e que todos os painéis absorvem a mesma irradiância solar, visto que estão localizados em regiões próximas geograficamente (Lopes, 2011).

Todas essas hipóteses foram feitas com o objetivo de simplificar a análise, mas sem prejudicar a confiabilidade e a aplicabilidade dos resultados obtidos.

A Fig. 2 é um esquemático do alimentador em que são mostrados o comprimento de cada trecho, o tipo e a seção transversal do cabo utilizado, assim como as potências, em kVA, dos transformadores.

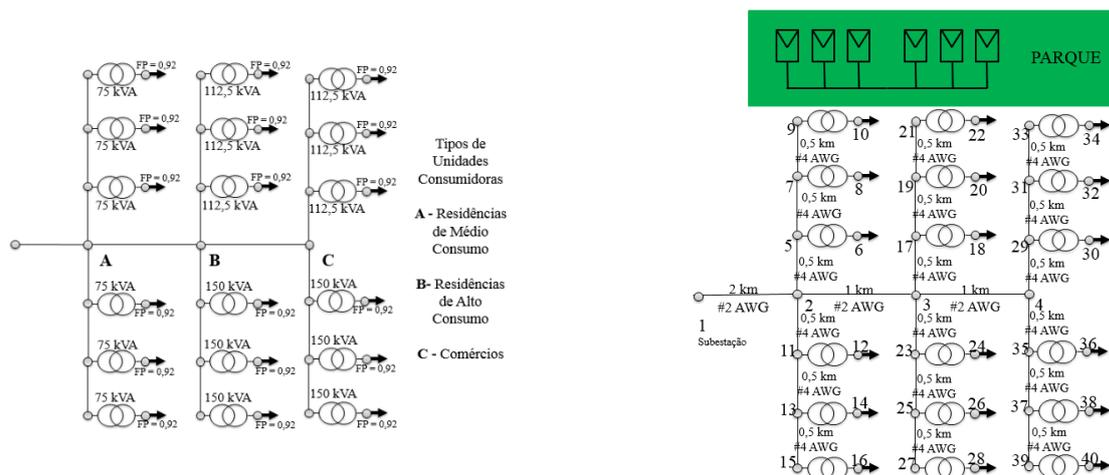


Figura 2 – Parâmetros elétricos do alimentador.

Repare que o alimentador escolhido para a análise apresenta uma simetria particular dos parâmetros elétricos, o que facilita a análise dos impactos quando se varia a potência de GDFV instalada e a posição da rede onde foi inserida.

4.1 Unidades consumidoras e suas curvas de carga

O alimentador radial possui um ramo principal de onde derivam seis ramificações, sendo que duas alimentam UC's residenciais de médio consumo energético, outras duas, UC's residenciais de alto consumo, e as duas restantes alimentam UC's comerciais (Lopes, 2011).

Cada ramificação está conectada a três transformadores abaixadores. Cada trafe alimenta um conjunto de 72 lotes, ou seja, um único transformador supre 72 UC's independentemente do seu tipo de carga e/ou em qual ramificação está conectada (Lopes, 2011).

O que difere o tipo de cada UC é o seu consumo que depende da curva de carga. Como as UC's de mesmo tipo estão agrupadas nos transformadores, utilizou-se uma curva de carga por transformador, isto é, uma curva de carga para cada conjunto de UC's.

Para a curva de carga comercial foi adotado o formato típico com base em UC's que ultrapassam o consumo de 5000 kWh/mês. Para a curva dos trafos que alimentam as UC's de alto consumo, os dados utilizados para a determinação foram

de unidades que consomem entre 500 e 1000 kWh/mês. E, finalmente, a curva de carga típica que representa as residências de médio consumo estão na faixa entre 151 e 200 kWh/mês (Lopes, 2011).

A Fig. 3, retirada do trabalho de Lopes (2011), apresenta as três curvas de carga.

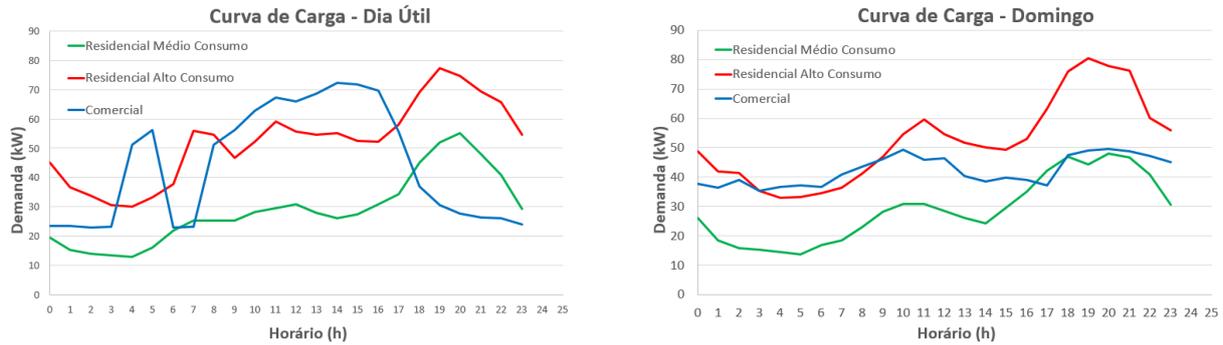


Figura 3 – Curvas de carga típicas para o dia útil e o domingo.

É importante destacar que formatos diferentes de curva de carga são essenciais para analisar impactos de GDFV, visto que a potência injetada na rede é a diferença entre a demanda e geração. Desta forma, ter variações da curva de carga é interessante para se comparar a injeção de potência no alimentador em diferentes tipos de consumidores.

4.2 Irradiância solar

Para a obtenção da curva de irradiância solar, foram utilizados dados fornecidos pelo Instituto Nacional de Meteorologia (INMET) que foram captados na estação localizada em Brasília. Mais de 3200 dias foram monitorados no período de sete de maio de 2000 até o dia 31 de maio de 2009, obtendo valores de irradiância a cada hora (Lopes, 2011). Retirada do trabalho de Lopes (2011), a Fig.4 mostra a curva de irradiância solar média anual e o desvio padrão que representa a sua variabilidade ao longo do ano.

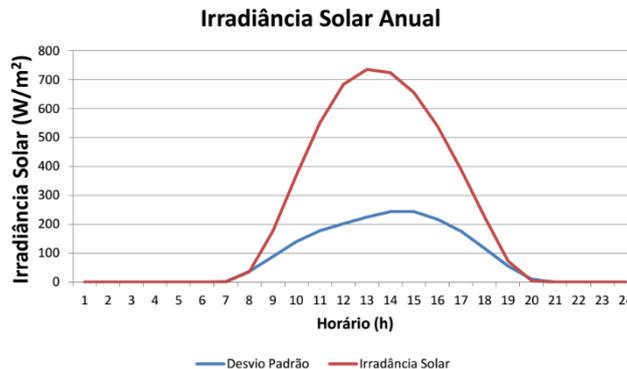


Figura 4 – Curva de irradiância solar

5. RESULTADOS E DISCUSSÕES

Os resultados foram obtidos com a aplicação do algoritmo em Matlab, utilizando o pacote MATPOWER (Zimmerman, 2010). Escolheu-se duas situações com a mesma quantidade de GDFV instalada, um caso de GDFVC e um de GDFVP, para fazer uma comparação entre os impactos causados por esses dois tipos de GDFV.

Nos dois casos simulados, GDFV gerou 5,78 MWh de energia, o que equivale a 97,5% de um domingo típico de todo o consumo do alimentador. Dessa forma, a rede teve um consumo líquido de 148 kWh, isto é, consumiu 148 kWh a mais que a energia gerada. Para a curva de irradiância apresentada na seção. 4, a potência instalada total responsável pela GDFV foi igual a 823 MWp aproximadamente.

5.1 GDFVC em um parque

No caso de GDFVC considerou-se a instalação de painéis fotovoltaicos na área de um parque frequentado pelos moradores da região. Supõe-se que o parque apresenta uma grande área livre para receber a GDFV, fazendo com que a superfície disponível para a instalação não fosse um fator limitante.

Por se tratar de um parque, a conexão dessa UC à rede de distribuição foi feita através de uma barra de carga. Devido à localização do parque mostrada na Fig. 2, a GDFVC poderia ser conectada às barras 10, 22 e 34. Os resultados apresentados referem-se à conexão da unidade geradora à barra 34.

Foi feita a simulação para os três dias típicos das curvas de carga, dias úteis, sábados e domingos. Contudo apresenta-se a seguir somente os resultados para o domingo típico, situação em que os impactos foram mais intensos, visto ser o dia cuja curva de carga é reduzida e há maior quantidade potência injetada na rede. A Tab. 1 mostra os resultados de tensão máxima e percentual de corrente máxima para as horas do dia em que a irradiância solar é diferente de zero.

Ao se comparar os resultados da Tab. 1 com os limites de tensão estabelecidos pelos Procedimentos de Distribuição (PRODIST) da ANEEL – para uma barra com tensão nominal de 13,8 kV, faixa de tensão adequada é quando a tensão está entre 0,93 e 1,05 pu, faixa de tensão precária quando está entre 0,90 e 0,93 pu e faixa de tensão crítica quando é menor que 0,90 ou maior que 1,05 pu – nota-se que a tensão na barra 34 entrou na faixa crítica de tensão. Essa elevação de tensão na barra 34 foi causada pela injeção de potência pela GDFVC. Essa injeção de potência evidencia a inversão do fluxo de potência no alimentador, visto que a tensão na barra da GDFVC superou a tensão de referência da subestação, igual a 1 pu.

Tabela 1 – Valores de tensão e correntes de carga máximas para um domingo típico – GDFVC.

HORA DO DIA	TENSÃO MÁXIMA (PU)	BARRA DE TENSÃO MÁXIMA	% DE CORRENTE DE MÁXIMA	RAMO DE CARGA MÁXIMA	LIMITE DE TENSÃO ALCANÇADO (NÃO/TENSÃO/CORRENTE)
7	1,0000	1	0,4658	31/32	NÃO
8	1,0000	1	0,4951	31/32	NÃO
9	1,0000	1	1,4047	33/34	CORRENTE
10	1,0265	34	3,203	33/34	CORRENTE
11	1,0476	34	4,8197	33/34	CORRENTE
12	1,0623	34	6,0262	33/34	TENSÃO/CORRENTE
13	1,0678	34	6,4696	33/34	TENSÃO/CORRENTE
14	1,0683	34	6,4119	33/34	TENSÃO/CORRENTE
15	1,0621	34	5,8186	33/34	TENSÃO/CORRENTE
16	1,0489	34	4,7834	33/34	CORRENTE
17	1,0297	34	3,4338	33/34	CORRENTE
18	1,0052	34	1,9263	33/34	CORRENTE
19	1,0000	1	0,7745	21/22	NÃO

A Fig. 5 ilustra essa injeção de potência na rede, pois ela mostra a potência resultante da UC que instalou a GDFVC. Repare que os valores negativos representam os instantes do dia em que a geração superou a demanda solicitada pela unidade.

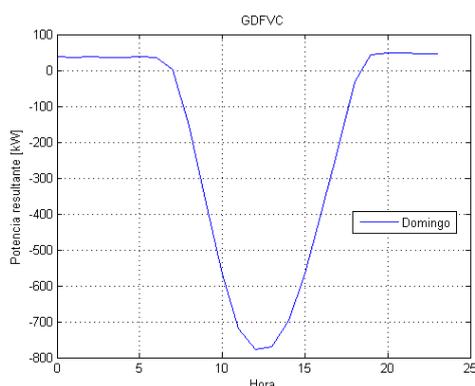


Figura 5 – Potência resultante da UC com GDFVC em um domingo típico

A Tab. 1 revela, também, que houve uma sobrecorrente entre as barras 33 e 34, no transformador que conecta a GDFVC. É importante destacar que esse impacto era esperado, uma vez que o valor da potência instalada de GDFV, 823 kWp, foi superior ao valor da potência do trafo, 112,5 kVA, o que evidencia que esse transformador deve ser trocado por um que possua capacidade para a correta conexão da GDFV. Dessa forma, o projeto da GDFV já deve contemplar a troca dessa unidade transformadora antes da GD entrar em operação, evitando esse impacto.

5.2 GDFVP em todas UC's

Com o intuito de evitar que a energia gerada fosse superior à consumida, a potência instalada de GDFV de cada tipo de consumidor ficou diferente. A quantidade de GDFV instalada nas residências de alto consumo foi de 178 kWp; nas residências de médio consumo, de 96 kWp; e nas unidades comerciais, de 137 kWp.

A Tab. 2 apresenta os valores de tensão e percentual de corrente máximos obtidos para as horas do dia com irradiação não nula do dia típico de pior caso, que também foi o domingo, para a instalação de GDFVP.

Tabela 2 – Valores de tensão e correntes de carga máximas para um domingo típico – GDFVP.

HORA DO DIA	TENSÃO MÁXIMA (PU)	BARRA DE TENSÃO MÁXIMA	% DE CORRENTE DE MÁXIMA	RAMO DE CARGA MÁXIMA	LIMITE DE TENSÃO ALCANÇADO (NÃO/TENSÃO/CORRENTE)
7	1,0000	1	0,4649	33/34	NÃO
8	1,0000	1	0,4496	33/34	NÃO
9	1,0000	1	0,3332	33/34	NÃO
10	1,0041	28	0,4921	17/18	NÃO
11	1,0124	33	0,7581	17/18	NÃO
12	1,0215	22	0,9732	17/18	NÃO
13	1,0266	22	1,1131	17/18	NÃO
14	1,027	22	1,113	17/18	CORRENTE
15	1,0223	22	0,9911	17/18	CORRENTE
16	1,0136	34	0,7761	17/18	NÃO
17	1,0049	34	0,4812	17/18	NÃO
18	1,0000	1	0,3619	9/10	NÃO
19	1,0000	1	0,6267	21/22	NÃO

Quando se comparam os resultados da Tab. 2 com os da Tab. 1, algumas diferenças são notadas. O limite de tensão não foi ultrapassado em nenhuma hora do dia para o caso de GDFVP, enquanto que, na situação de GDFVC, esse limite foi ultrapassado das 12 às 15h, momento em que ocorrem os picos de irradiação solar. Houve sobrecarga, quando a GDFV está pulverizada na rede, em dois momentos do dia, às 14 e às 15h, sendo que o ramo do alimentador cuja capacidade foi superada, entre as barras 17 e 18, também é um transformador e se refere às UC's residências de alto consumo de menor potência nominal, 112,5 kVA. Novamente, o valor da potência instalada de GDFV neste tipo de UC, 178 kWp, superou a capacidade de seu trafo, evidenciando a necessidade de troca por um que possua potência adequada antes da entrada da GDFV em operação.

A Fig. 6 mostra as curvas de potência resultante para cada tipo de UC. Fica nítido que a UC que mais injetou potência na rede foi a UC residencial de alto consumo, sendo seguida pela unidade comercial e, por último, as residências de médio consumo.

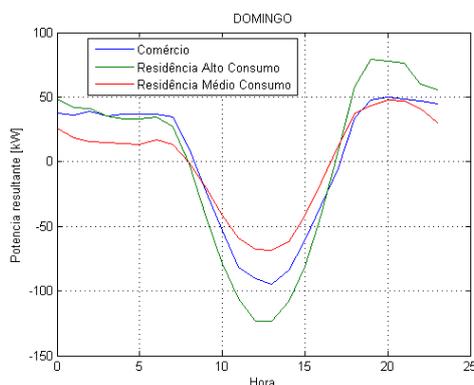


Figura 6 – Potência resultante das UC com GDFVC em um domingo típico

Como a GDFV foi instalada em mais de um tipo de UC é interessante olharmos o balanço energético das UC's de maneira separada. A GDFV instalada nas residências de médio consumo gerou 677,1 kWh por conjunto, o que representa 97,3% de toda energia consumida por elas, fazendo com que o consumo líquido fosse de 18,3 kWh. A GDFV nas UC's residenciais por conjunto gerou quase toda a energia consumida por elas, 99,6%, fazendo com que o consumo líquido fosse de 5,15 kWh, sendo que a energia gerada foi de 1,25 MWh. E para um conjunto de uma UC comercial, o percentual de geração foi de 95%, levando a um consumo líquido de 50 kWh, sendo que a GDFV gerou 963,5 kWh.

Repare que para todas as UC's, a geração não foi superior ao consumo, visto que essa é uma limitação da RN 482/2012, que não estimula a venda de energia e, sim, o equilíbrio entre a demanda e a geração. Esse equilíbrio quase atingido pelas UC's causou o mesmo efeito quando se olha a rede como um todo.

No caso da GDFVC, o mesmo equilíbrio foi atingido pela instalação de GDFV no parque. Um aspecto que não pode deixar de ser ressaltado é que a instalação de uma potência instalada elevada de GDFV culminou em uma produção de energia muito maior que o consumo, o que não é vantajoso para a unidade que instalou essa GDFVC. Contudo, quando se trata de propriedades do governo, essa injeção em excesso se torna interessante, pois a RN permite a compensação do

excesso de energia em outras edificações desde que sejam do mesmo dono e estejam na área servida pela mesma concessionária. Isto significa que, para o governo, investir em GDFVC pode ser muito vantajoso, visto que pode fazer essa compensação com os outros edifícios de sua propriedade.

6. CONCLUSÃO

Quando se comparam os impactos técnicos causados por uma GDFVC com os impactos gerados por uma GDFVP equivalente, isto é, que produz a mesma quantidade de energia, percebe-se que há diferenças que devem ser consideradas em um estudo do tipo.

Viu-se que uma GDFV mais concentrada pode causar mais impactos que uma GDFV pulverizada na rede de distribuição, pois além levar trechos do alimentador à sobrecarga, provoca maiores aumentos de tensão. E que, quando se faz uma comparação da intensidade dessa influência no desempenho da rede, nota-se que são superiores àqueles causados pela GDFVP.

Sabe-se que a alteração no funcionamento dos alimentadores causada pela GDFV depende da potência e da localização na rede. Sendo que quando se instala uma determinada potência de GDFV em um único ponto, por exemplo parques, estacionamentos, hipermercados, estádios, etc, esta causa mais impactos do que quando se instala a mesma potência de GDFV distribuída ao longo da rede de distribuição.

E, finalmente, a disseminação da GDFV está ficando cada vez maior devido ao maior acesso da população à tecnologia e, com os aumentos nas tarifas de energia, esta tecnologia passa a se tornar uma excelente alternativa financeira de investimento.

REFERÊNCIAS

- ANEEL – Agencia Nacional de Energia Elétrica, 2012: Resolução Normativa N° 482/2012; 17/04/2012. Alterada pela RN N° 687; 24/11/2015.
- ANEEL – Agencia Nacional de Energia Elétrica, 2012. Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional - PRODIST, Módulo 3 – Acesso ao Sistema de Distribuição.
- Gudes, L. M. (2013). Alocação de Unidades de Geração Distribuída Considerando Perdas e Aspectos Econômicos. Tese de doutorado em Engenharia Elétrica, Publicação 075/2013, Departamento de Engenharia Elétrica, Universidade de Brasília, Brasília, DF, 112p.
- Junqueira, R., Godoy, N. R. D. de, Carneiro, M. T. D., Viloz, M., P., Galdino, M., A., 2014. Projeto Jaíba Solar: Desenvolvimento da Energia Solar no Brasil – Objetivos, Metodologia para Definição do Local de Instalação e Tecnologias Empregadas, V CBENS - V Congresso Brasileiro de Energia Solar, Recife.
- Lopes, L. Z. (2011). Alimentador Radial de Distribuição para Simulações de Penetração da Geração Distribuída Fotovoltaica. Trabalho de Conclusão de Curso. Departamento de Engenharia Elétrica, Universidade de Brasília, Brasília, DF.
- Oliveira, M. A. V. de (2011). Dimensionamento de Geração Distribuída Fotovoltaica em Redes Radiais de Distribuição Considerando Curvas de Irradiância Solar e de Carga. Trabalho de Conclusão de Curso em Engenharia Elétrica, 2011, Departamento de Engenharia Elétrica, Universidade de Brasília, Brasília, DF, 105p.
- Shayani, R. A. (2010). Método para Determinação do Limite de Penetração da Geração Distribuída Fotovoltaica em Redes de Distribuição Radial. Tese de Doutorado em Engenharia Elétrica, Publicação PPGENE.TD051/10, Departamento de Engenharia Elétrica, Universidade de Brasília, Brasília, DF, 161p.
- Zimmerman, R. D.; Murillo-Sanchez, C. E.; Thomas, R.J; MATPOWER SteadyState Operations, Planning and Analysis Tools for Systems Research and Educations. Power Systems, IEEE Transactions on, vol. 26, N° 1, p. 12-19, 2010.

METHOD FOR COMPARATIVE ANALYSIS OF TECHNICAL IMPACTS OF CONCENTRATED AND PULVERIZED PHOTOVOLTAIC DISTRIBUTED GENERATION

Abstract. *The publication of Normative Resolution 482/2012 of the ANEEL - National Agency of Electric Energy has made necessary a change of focus in the studies of technical impacts in the distribution network, once the installation of distributed generation (DG) is no longer defined by the concessionaire and it is now defined by the consumers. In this context, this paper proposes a method for comparative analysis of two types of grid-connected photovoltaic distributed generation, concentrated and pulverized. The proposed method is applied in a radial distribution network and the results are shown and discussed.*

Key words: *Net-Metering, Distributed Generation Photovoltaic System, Technical Impacts*