

MÉTRICAS PARA A AVALIAÇÃO DO IMPACTO DA GERAÇÃO DISTRIBUÍDA FOTOVOLTAICA NA CURVA DE CARGA

Joelson L. Paixão; Alzenira R. Abaide

Centro de Excelência em Energia e Sistemas de Potência – CEESP
Universidade Federal de Santa Maria – UFSM
Santa Maria, Brasil.

joelson.paixao@hotmail.com; alzenira@ufsm.br

Resumo— A integração de fontes alternativas de energia aos tradicionais sistemas elétricos é uma realidade no mundo inteiro, graças a características, como: ausência de partes móveis, possibilidade de instalação em telhados, boa disponibilidade de irradiação solar entre os trópicos, redução de custos e maturidade das tecnologias empregadas, a fonte fotovoltaica ganhou espaços tanto em grandes fazendas como na geração distribuída. O sistema de geração distribuída fotovoltaica (GDFV) altera a curva de carga da unidade consumidora e, dependendo da quantidade de sistemas, do alimentador. Portanto, nesse artigo propõe-se métricas para avaliar como a presença de unidades de GDFV é capaz de modificar a curva de carga. Para estudo é utilizado um alimentador tipicamente residencial e a curva de carga é avaliada sob nove métricas propostas. Os resultados mostram que a GDFV reduz o consumo durante o dia e aumenta a necessidade de energia despachável quando cessa a geração fotovoltaica.

Palavras-Chave— Alimentador Residencial, Curva de Carga, Geração Distribuída Fotovoltaica, Métricas.

I. INTRODUÇÃO

Nos últimos anos os sistemas elétricos de potência (SEP) vêm passando por transformações acentuadas. As gerações centralizadas começaram a dividir espaço com a entrada de pequenos sistemas de Geração Distribuída (GD). O fluxo de potência no sentido unidirecional, da fonte para as cargas, pode também circular de modo bidirecional, das cargas para a fonte, e há diversificação da matriz energética. No Brasil, a atual expansão do sistema de geração vem agregando novas fontes de energia, de caráter limpo e renovável, tais como: a eólica, biomassa, biocombustíveis, fotovoltaica e outras [1].

Tanto no Brasil quanto no exterior, políticas e incentivos estão sendo desenvolvidos para reduzir a participação de fontes poluentes na matriz energética, facilitar e viabilizar a integração da GD de pequeno e médio porte [2]. A Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL), em 17 de abril de 2012, publicou a resolução normativa nº 482, a qual tinha o propósito de reduzir as barreiras para a instalação da GD de pequeno porte. Essa resolução foi um dos primeiros passos para garantir que fontes renováveis de energia possam ser conectadas aos sistemas de distribuição, a partir do estabelecimento de faixas de potência instalada correspondentes a cada modalidade, além de definir concomitantemente as regras do sistema de compensação de energia. O consumidor, que era visto apenas como uma carga passiva conectada à rede passa a ser classificado como um produtor e consumidor de energia simultaneamente, dando

origem ao termo prosumidor. Graças às resoluções emitidas, à flexibilização das regras para a entrada de GD e a consolidação da viabilidade econômica da implantação desses sistemas, a tendência é que parte da população se interesse em instalar sistemas de GD em suas residências [3].

Outro fator estimulante à geração fotovoltaica (GFV) no Brasil é que o país conta com um grande potencial para aproveitamento da energia solar, permitindo que sistemas de aquecimento ou sistemas de GFV sejam instalados em telhados, para aproveitar essa fonte. Devido às tecnologias desenvolvidas, mesmo com os tímidos incentivos dados aos sistemas de geração alternativa, gradualmente vem aumentando a adesão da população à instalação de sistemas fotovoltaicos (SFVs) [4]. Esta exploração energética, no caso do Brasil, é alavancada pela presença de bons níveis de radiação solar durante o ano todo [5]. Conforme [6], as boas taxas de insolação no Brasil e a popularização das tecnologias empregadas nos SFVs, devem propiciar o crescimento da adoção dessa fonte de geração no cenário nacional. De acordo com estudo realizado pela Empresa de Pesquisa Energética (EPE), baseado nos níveis de irradiação solar no país, na área disponível de telhados para instalação de SFVs e na eficiência da conversão do recurso solar em eletricidade, verificou-se que o potencial fotovoltaico brasileiro, para residências, é de 230% [7].

A entrada da GD pode acarretar mudanças ao Sistema Elétrico de Distribuição (SED), tais como: variações dos níveis de tensão, afetar na vida útil dos componentes da rede, alterar os níveis de energia consumida e de perdas no alimentador, modificar a curva de carga [8]. Assim, a proposta deste trabalho é focada na avaliação do impacto da geração distribuída fotovoltaica (GDFV) nas curvas de cargas de consumidores residenciais, que é o segmento em que os SFVs vêm ganhando maior participação. Dessa forma, serão apresentadas métricas para mensurar como a existência de diferentes níveis de penetração da GDFV afeta o formato da curva de carga de um alimentador tipicamente residencial [9].

II. REVISÃO BIBLIOGRÁFICA

No SED surgem algumas mudanças com a entrada da GDFV, como o consumo local da energia produzida e o excedente desta injetado diretamente na rede elétrica da concessionária [10]. Como a GFV depende diretamente das condições do tempo, que são bastante incertas e imprevisíveis,

com altas taxas de penetração da GDFV elevam-se as preocupações da concessionária [11]. A presença de SFVs nas unidades consumidoras conectadas à rede faz com que o consumo geral de energia das unidades consumidoras diminua, de modo que a cabe à concessionária avaliar essa redução do consumo e tomar decisões para manter operável a rede [3].

Além disso, também é necessária a preocupação com as demais condições da rede para comportar a GDFV, a qual pode influenciar nos níveis de tensão, no carregamento de transformadores, no fluxo de potência, demandar adequações na rede, entre outros. De modo geral, observa-se que a GDFV consegue contribuir na melhoria dos níveis de tensão e reduzir as perdas no sistema [3].

Em estudo realizado no sistema elétrico da Califórnia, é reforçado que a crescente penetração da GFV pode impor uma variação muito severa na curva de carga em poucas horas, ao final da tarde, como mostra Fig. 1 [12].

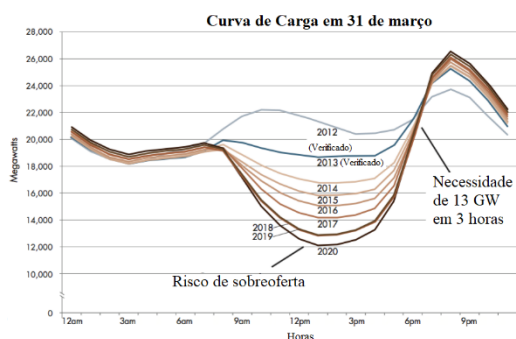


Fig. 1. Curva do Pato Real e Projetada para o Sistema da Califórnia, entre 31 de março de 2012 e 2020 [12].

Na Fig. 1 é observado que a curva de carga se modifica, acentuando-se o formato chamado de ‘curva do pato’ ano a ano, e chegaria a valores críticos no ano de 2020, com uma rampa de aumento de carga de, aproximadamente, 13 GW em apenas três horas. A partir do comportamento verificado na Fig. 1, destacam-se dois desafios decorrentes do fenômeno da curva do pato. O primeiro deles é a carga líquida reduzida na metade do dia, também chamado de risco de geração excessiva de energia. O possível problema é que a carga líquida se reduza a um montante que o operador do sistema precise desligar usinas com baixa flexibilidade de operação. Em outras palavras, a GFV atinge um valor muito elevado a ponto de ser necessário desligar usinas projetadas para terem poucas interrupções na operação [12].

O outro desafio que a curva do pato traz é a rápida necessidade de retomada de carga, conforme a GFV diminui e o pico da carga se aproxima. Essa retomada requer usinas flexíveis, que possam começar a gerar energia elétrica rapidamente e fontes de armazenamento, que permitam utilizar a energia armazenada enquanto um número maior de usinas entra em operação [12]. O conceito de curva do pato também foi abordado em [13], que avaliaram as implicações da entrada de gerações eólica e fotovoltaica na distribuição, em termos da flexibilidade do sistema, e propuseram a inserção de fontes

flexíveis para suprir as rampas de carga quando cessa a geração da GDFV.

No caso brasileiro, a saída de GFV, por volta das 17h00min, demandaria que outras fontes como, por exemplo, a hidráulica e/ou a eólica apresentassem capacidade e flexibilidade para atender a rampa de carga. Sabe-se que o percentual de participação da energia fotovoltaica ainda é pequeno no Brasil. Conforme mostram os dados do Operador Nacional do Sistema (ONS), no ano 2018, a GFV gerou apenas 0,5% da geração de energia média, com potência média de geração de 333 MW. No último mês de 2018, no Brasil, a capacidade instalada em usinas fotovoltaicas ultrapassou a marca de 1,1% do total [14].

Acomodar a crescente geração de energia fotovoltaica envolve aceitá-la quando e onde estiver disponível. Para integrar níveis mais elevados de geração variável, os sistemas elétricos precisam garantir que os operadores da rede tenham acesso a fontes de flexibilidade, como resposta à demanda flexível, previsões melhoradas no dia-a-dia ou recursos de armazenamento de energia. Melhorar a interconexão nas áreas de equilíbrio vizinhas também pode proporcionar maior flexibilidade para os operadores de rede [11].

III. MÉTRICAS PARA AVALIAR AS ALTERAÇÕES NA CURVA DE CARGA

Os impactos da integração da GDFV num alimentador são mensurados em termos das variações das grandezas fundamentais para o correto funcionamento do SED. As grandezas usualmente analisadas são: energia drenada, totais de perdas, fluxo de potência, níveis de tensão diários e o perfil de queda de tensão na rede em função da distância. Além dessas, também é interessante a aplicação de métricas às curvas de carga para transcrever em dados numéricos os impactos que a GDFV ocasiona.

Há também critérios para avaliar o comportamento da tensão. Conforme o Módulo 8 do PRODIST não deve haver violação dos níveis de tensão. Deve-se ter conhecimento dos valores dos níveis de tensão nominal adequados em 13,8 kV ou 23,1 kV, além dos limites precários e críticos [15]. Portanto, para que a tensão esteja adequada, os valores lidos nas simulações devem se enquadrar aos limites de referência, expressos na Tabela I.

TABELA I. PONTOS DE CONEXÃO EM TENSÃO NOMINAL SUPERIOR A 1 kV E INFERIOR A 69 kV [13].

Tensão de Atendimento (TA)	Faixa de Variação da Tensão de Leitura (TL) em Relação à Tensão de Referência (TR)
Adequada	$0,93TR \leq TL \leq 1,05TR$
Precária	$0,90TR \leq TL < 0,93TR$
Crítica	$TL < 0,90TR$ ou $TL > 1,05TR$

Na avaliação do impacto causado pela entrada da microgeração fotovoltaica no SED serão utilizadas 9 métricas, que são: Fator de Capacidade (CF), Valor de Capacidade (CV), Redução na Carga Máxima da Rede (RMNL), Faixa de Carga (LR), Mudança na Faixa de Carga (LRC), Fator de Carga (f_{load}), Fator de Forma (f_{sh}), Fator de Irregularidade (α), e Crescimento percentual da curva de carga (CR(%)) [16].

O Fator de Capacidade é definido como a razão entre a energia total produzida ao longo de um período de tempo (1 ano ou 1 dia, por exemplo) e a energia que seria produzida na potência total contínua (isto é, capacidade nominal) durante o mesmo período, sendo expressa em porcentagem, conforme (1). Já o Valor de Capacidade é definido como a média do fator de capacidade durante as 10 horas de maior carga [16].

$$CF = \frac{\int_{h=1}^{h=24} Eg(t)dt}{\int_{h=1}^{h=24} Ed(t)dt} \times 100\% \quad (1)$$

onde: CF = É o fator de capacidade percentual da GFV suprir às cargas; $Eg(t)$ = Curva da energia fotovoltaica gerada durante o dia; $Ed(t)$ = Curva da energia total demandada durante o dia; h = São as horas que definem os limites, mínimo e máximo, de integração.

Dentre as novas métricas, tem-se a RMNL que é definida como a carga média durante as 10 horas de carga mais elevada (sem GFV) menos a carga média durante as 10 horas de carga líquida (com GFV). Este valor será expresso como uma porcentagem da capacidade instalada, conforme dado em (2).

$$RMNL = \frac{\frac{\sum_{h=1}^{h=10} MSGD(h)}{10} - \frac{\sum_{h=1}^{h=10} MCGD(h)}{10}}{CV} \quad (2)$$

onde: $RMNL$ = Redução da carga máxima na rede; $MSGD(h)$ = Maiores cargas na rede sem a presença da GDFV; $MCGD(h)$ = Maiores cargas na rede com a entrada da GDFV; CV = Valor de capacidade da GDFV; $h = 1$ é a primeira hora de carga líquida mais alta (com ou sem GDFV); $h = 10$ é a décima hora de carga líquida maior (com ou sem GDFV).

Essas 10 horas podem ser diferentes para a carga líquida com GDFV *versus* carga líquida sem GDFV [16]. A LR é definida como a carga líquida média durante as 10 horas de carga mais alta menos a carga líquida média durante as 10 horas de carga mais baixa, para o período em consideração (diário, mensal, anual). Esta grandeza é calculada através da expressão (3).

$$LR = \frac{\sum_{h=1}^{h=10} CMA(h)}{10} - \frac{\sum_{h=1}^{h=10} CMB(h)}{10} \quad (3)$$

onde: LR = Faixa de carga; $CMA(h)$ = Cargas mais altas; $CMB(h)$ = Cargas mais baixas. Na mensuração da LRC é avaliada quão “plana” é a curva de duração da carga líquida em relação à carga original. Um gerador que produz energia constante durante todo o ano resultaria em uma $LRC = 0\%$ (ou seja, sem alteração no LR). Valores positivos (0 a 100%) da LRC indicam um aumento na LR (a adição de energia proveniente da GDFV reduz mais a carga líquida mínima do que a carga líquida máxima), uma situação que pode exigir geração mais despachável. A LRC é definida como a diferença entre a faixa de carga líquida (LR) com GDFV e a LR sem GDFV, normalizada pelo valor de capacidade da GDFV instalada, conforme dado em (4).

$$LRC = \frac{LR(CGD) - LR(SGD)}{CV} \quad (4)$$

onde: LRC = Mudança na faixa de carga; $LR(CGD)$ = Faixa de carga medida, quando há GDFV presente na rede; $LR(SGD)$ = Faixa de carga medida, quando não há GDFV presente na rede; CV = Valor de capacidade da GDFV. O CV é fator de capacidade médio durante as 10 horas de maior carga.

Em síntese, pode-se dizer que a RMNL representa a quantidade da geração de carga básica que pode ser substituída pela GFV, normalizada pelo valor de capacidade de cada grau de penetração da GDFV. Enquanto que a LRC representa a quantidade adicionada (ou reduzida para valores negativos LRC) de geração despachável necessária para acomodar a GDFV [16].

Ainda conforme [17], é interessante avaliar como a entrada da GDFV pode mudar o Fator de carga (f_{Load}), o Fator de irregularidade da curva de carga (α), e o Fator de forma da curva de carga (f_{sh}). Tais métricas são definidas, respectivamente, por (5), (6) e (7).

$$f_{Load} = \frac{P_{avg}}{P_{max}} \quad (5)$$

$$\alpha = \frac{P_{min}}{P_{max}} \quad (6)$$

$$f_{sh} = \frac{P_{rms}}{P_{avg}} \quad (7)$$

onde: P_{max} = é a potência máxima no período diário; P_{min} = é a potência mínima no período diário; P_{avg} = é a potência média no período diário; P_{rms} = é a potência eficaz no período diário.

As três métricas, Fator de Carga, Fator de Irregularidade e Fator de Forma, servem de parâmetros para avaliar como a presença da GDFV na rede pode alterar as nuances da curva de carga. Assim, os valores obtidos a partir dos 3 fatores, no caso base, sem a entrada de nenhum percentual de GDFV, são utilizados no estudo de caso como valores de referência. De modo que as variações desses, em virtude da entrada da GDFV, podem ser vistas como positivas ou negativas para o SED em geral.

No caso do Fator de Carga, considera-se que o ideal seria ter um valor mais próximo possível da unidade. Isto significa que a curva de carga é praticamente plana e não há variações na energia demandada diariamente. Com a entrada dos SFVs, caso esse Fator se aproxime de 1, pode-se afirmar que a GDFV trouxe benefícios aos SED. Caso contrário, o valor se aproxime de zero, diz-se que a GDFV não foi benéfica à rede.

O Fator de irregularidade tem uma análise parecida com a do Fator de Carga, sendo preferível o valor unitário. A principal diferença é que a partir desse fator é possível verificar quando a GDFV causa no SED algum período de carga negativo, ou seja, período com fluxo de potência reverso. O valor zero para

esse fator indica que, no momento de mínima demanda, a GFV foi capaz de atender integralmente às cargas.

O Fator de forma embora tenha avaliação parecida com os outros 2 últimos fatores vistos, apresenta o comportamento inverso ao do fator de carga. Quanto mais invariável a curva de carga permanecer, mais próximo de 1 tenderá o valor desse fator. Já, à medida que a curva ficar mais distorcida, apresentando variações mais bruscas, maior ficará o valor do fator de forma.

Além das métricas supracitadas, propõe-se também a métrica chamada crescimento percentual da curva de carga ($CR(\%)$) ao final do dia, conforme dado por (8). Essa métrica avalia o crescimento percentual na carga das 15h00min às 20h00min, quando há inserção de GDFV, em relação ao caso base (sem GDFV).

$$CR(\%) = \frac{\Delta L_{\%GDFV} - \Delta L_{Base}}{\Delta L_{Base}} * 100 \quad (8)$$

onde: $\Delta L_{\%GDFV}$ = é a diferença entre a carga das 20h00min e a das 15h00min, quando há um percentual de GDFV; ΔL_{Base} = é a diferença entre a carga das 20h00min e a das 15h00min, sem a inserção de GDFV. Em outras palavras, essa métrica avalia o crescimento que ocorre na rampa de carga, ao final do dia, quando há unidades de GDFV presentes no alimentador.

IV. ESTUDO DE CASO E DISCUSSÕES

A) Descrição do Alimentador e Modelagens

O alimentador utilizado no estudo é urbano, tensão de linha de 23,1 kV, possui 2037 consumidores, extensão de 6,5 km de média tensão, 25 transformadores trifásicos e mais de 85% dos consumidores são monofásicos e residenciais. A modelagem completa da rede atual (rede sem integração da GDFV), cargas, unidades de GDFV e simulações foi conduzida no *software* OpenDSS. O percentual de inserção da GDFV foi realizado através de um sistema de inferência *Fuzzy*, baseado em variáveis sociotécnicas, políticas e econômicas, que podem indicar cenários mais propícios ou desfavoráveis à instalação de GDFV [18]. As curvas típicas de GFV foram estimados a partir de banco de dados históricos de geração, estratificadas sazonalmente, por meio da aplicação da Simulação de Monte Carlo (SMC) [19].

Foram considerados percentuais de integração da GDFV de 9%, 13,5%, 18% e 25% de GDFV, conforme a Fig. 2. Os percentuais de GDFV correspondem a quantidade percentual de consumidores que possuem uma unidade de GDFV de 1 kWp [18], [19].

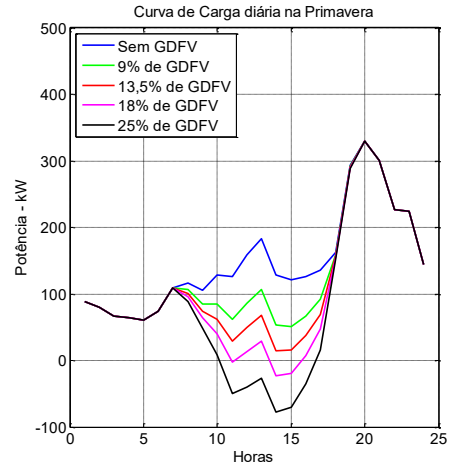


Fig. 2. Curvas de carga na saída do alimentador, na primavera.

As métricas foram aplicadas para as curvas de carga nas 4 estações anuais. Entretanto, para demonstração dos resultados, foram escolhidas apenas as curvas de carga na estação da primavera, uma vez que é nessa estação que ocorreram as maiores variações.

B) Resultados e Discussão

De acordo com a Tabela II, observa-se que o aumento da GFV reduz o fator de carga, pois com a GDFV há uma redução na potência média consumida. No entanto, o pico de potência não é alterado, uma vez que ocorre em um horário em que não há GFV. O fator de irregularidade se reduz até ficar negativo (quando há fluxo reverso de potência). A redução na máxima carga da rede ocorre com 9% de GDFV, e com 25% de GDFV a geração fotovoltaica é capaz de suprir 41,65% da energia diária demandada.

Com a inserção da GDFV a LR aumenta, devido a redução do mínimo consumo de energia da rede. Logo, com uma entrada massiva de GDFV, a LR crescerá proporcionalmente. Isso significa que a GFV consegue reduzir mais os níveis mínimos de fluxo de potência que os níveis máximos. Tal fato fica mais evidente, quando se observa a Fig. 2. Por meio desta, nota-se que o valor máximo de fluxo de potência permanece inalterado, pois ocorre às 20h00min, período em que não há GFV.

TABELA II. MÉTRICAS PARA A AVALIAÇÃO DA ENTRADA DA GDFV NA PRIMAVERA.

Métricas	Sem GDFV	9% GDFV	13,5% GDFV	18% GDFV	25% GDFV
Fload	0,449	0,3804	0,3459	0,3117	0,262
Fshape	1,193	1,1983	1,2765	1,3944	1,67
α	0,1827	0,1538	0,0452	-0,0693	-0,235
CF	-	15,29%	22,95%	30,59%	41,65%
RMNL	-	49,50%	39,19%	30,36%	23,32%
LR	119,494	123,887	139,888	164,311	201,519
LRC	-	12,08%	37,35%	61,59%	82,78%

Observou-se que o valor mínimo de fator de carga ocorreu na primavera com a entrada de 25% de GDFV. Este valor indica que durante esta estação a potência média solicitada do alimentador é reduzida pela elevada entrada de SFVs, que ora suprem integralmente a demanda durante o dia; mas não conseguem alterar o pico de demanda ocorrido às 20h00min. O fator de forma mínimo ocorre no caso base, sem a presença de GDFV. À medida que a GFV entra na rede, mais distorcida se torna a curva de carga, chegando ao maior valor de fator de forma na primavera, com 25% de GDFV. O fator de irregularidade também apresenta seu mínimo valor na estação da primavera com 25% de GDFV e seu maior valor é dado no caso base, sem GDFV. O menor valor é de -0,235 e significa que houve fluxo reverso na rede, o qual chegou ao patamar de 23,5% do valor máximo de demanda verificado no alimentador.

A partir dos resultados dessas métricas, pode-se afirmar que é na primavera que ocorrem os casos mais problemáticos. Ou seja, a curva de carga no alimentador fica mais distorcida e apresenta variações mais acentuadas. O fator de carga que idealmente deve ser 1, cai excessivamente para 0,262. Isso indica que é necessário manter a rede superdimensionada para suprir apenas alguns picos de carga.

Os fatores de capacidade mínimos e máximos ocorrem, respectivamente, no inverno com 9% de GDFV e na primavera com 25% de GDFV. Para este fator pode-se dizer que sua variação é proporcional com o nível de penetração dos SFVs e com as taxas de irradiação solar. Logo, em estações com maiores taxas de irradiação e com elevadas taxas de penetração da GDFV maior será o seu valor. É válido ressaltar que, matematicamente, para o fator de capacidade não há um valor máximo. Contudo, considerando as características de consumo é possível dizer que valores superiores a 100% são bastante improváveis de serem verificados. Pois isso demandaria de elevadas taxas de SFVs na rede, para suprir integralmente a carga. Além disso, como não há GFV à noite, seria necessário um sistema para armazenar o excedente de geração diário. Nessa hipótese, a função base da distribuidora, que é entregar energia elétrica para o consumidor final, deveria mudar para a de gestão da energia.

A RMNL, por ser uma grandeza normalizada pelo Valor de Capacidade, apresenta um comportamento um pouco excêntrico. De modo que apresenta valor mínimo com a entrada de 25% de GDFV na primavera e valor máximo com a entrada 9% de GDFV no inverno. Este fenômeno ocorre tendo em vista que os maiores níveis de demanda, utilizados no cálculo da RMNL, ocorrem por volta das 20h00min. Assim, a GFV não consegue atenuar esses picos, ocasionando uma redução no valor da RMNL em estações como a primavera e verão, nas quais o valor de capacidade se eleva com a maior penetração dos SFVs, mas parte dos picos de consumo não são afetados. Esta é uma medida de quão efetiva a GDFV se apresenta na redução dos picos de consumo, com base na sua capacidade de geração.

A métrica LR apresenta o menor valor no cenário base, sem a presença da GDFV, e chega ao maior valor na primavera com entrada de 25% de GDFV. Essa constatação já era esperada uma vez que a maior demanda ocorre às 20h00min, período sem GFV. Já a demanda mínima que, no caso base ocorria durante

a madrugada, com elevadas taxas de SFVs na rede passa a ocorrer durante os períodos de maior geração, nas estações com maiores níveis de insolação.

A LRC teve seu menor valor (1,41%) para a entrada de 9% de GDFV no inverno, e valor máximo (82,78%) para a entrada de 25% de GDFV na primavera. Esse comportamento comprovou que, para a curva de carga típica, a LRC tem variação diretamente proporcional com a penetração de SFVs na rede, sendo que a entrada da GDFV reduz mais a carga líquida mínima da rede do que as cargas máximas.

No caso base, sem a presença da GDFV, já era observado o aumento do carregamento no final do dia. A presença de GDFV consegue acentuar ainda mais essa rampa de carga, pois reduz o consumo de energia do alimentador durante o dia, mas não ajuda a atender o pico de carga que ocorre às 20h00min. Dessa forma a rampa de carga se torna mais íngreme com a presença da GDFV, sendo que os casos mais extremos ocorrem nas estações da primavera e do verão, nas quais a GFV é maior. A Tabela III apresenta os valores de crescimento percentual de carga, na primavera, para os diferentes níveis de integração da GDFV.

TABELA III. CRESCIMENTO PERCENTUAL DE CARGA, COM A GDFV, NOS DIAS ÚTEIS.

	Percentual de GDFV	Carga 15h00min (kW)	Carga 20h00min (kW)	Crescimento (%)
Primavera	Sem GDFV	120	330	-
	9% de GDFV	51	330	33%
	13,5% de GDFV	16	330	50%
	18% de GDFV	-19	330	66%
	25% de GDFV	-70	330	90%

De acordo com a Tabela III, é possível perceber que uma integração de 25% de GDFV seria capaz de aumentar em 90% a rampa de carga ao final do dia. Portanto, demandar-se-ia de maior capacidade de despacho de potência.

V. CONSIDERAÇÕES FINAIS

No período diurno, a energia demandada da subestação se reduz devido à entrada dos SFVs. Esta redução provoca um aumento da LR. O incremento da faixa de carga faz com que a LRC seja positiva, ou seja, quando cessa a GFV, necessita-se de uma quantidade de geração despachável maior. Pois surge um aumento íngreme na curva de carga, dentro de poucas horas, a solicitação de potência do alimentador que era baixa, nula ou negativa passa a ser máxima.

Ainda se pode afirmar que com a inserção dos SFVs, alguns investimentos de ampliação da capacidade das redes podem ser postergados, uma vez que os consumidores geram parte da energia que consomem. A GDFV também se demonstrou benéfica em termos de perdas de energia no alimentador, pois ao diminuir o fluxo de potência diário na rede, consequentemente as perdas de energia decaem.

Vale ressaltar também que a metodologia proposta pode ser aplicada a qualquer outro alimentador da distribuidora e por

outras concessionárias, basta ter as curvas de carga anteriores e posteriores à inserção de unidades de GDFV.

AGRADECIMENTOS

O presente trabalho foi realizado com apoio da Coordenação de Aperfeiçoamento de Pessoal de Nível Superior – Brasil (CAPES) – Código de Financiamento 001. Agradecemos também ao INCTGD e aos órgãos financiadores (CNPq processo n° 465640/2014-1, CAPES processo n° 23038.000776/2017-54 e FAPERGS n° 17/2551-0000517-1).

REFERÊNCIAS

- [1] L. L. Santos, L. Canha, D. Bernardon and R. Pressi, "Methodology for Long-Term Forecasting to Insertion of DG in Distribution Systems," *50th International Universities Power Engineering Conference (UPEC)*, p. 6, 2015.
- [2] A. Ferreira, S. S. Kunh, K. C. Fagnani, C. T. Tiago A. De Souza, G. R. D. Santos and C. H. Coimbra-Araújo, "Economic overview of the use and production of photovoltaic solar energy in Brazil," *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, pp. 181-191, 2 março 2017.
- [3] I. S. Machado, B. S. M. C. Borba and R. S. Maciel, "Modeling Distributed PV Market and its Impacts on Distribution System: A Brazilian Case Study," *IEEE LATIN AMERICA TRANSACTIONS*, vol. 14, no. 11, p. 7, 11 Novembro 2016.
- [4] R. M. d. Silva, "ENERGIA SOLAR NO BRASIL: dos incentivos aos desafios," 2015. [Online]. Available: www.senado.leg.br/estudos.. [Accessed 02 novembro 2011].
- [5] E. B. Pereira, F. R. Martins, S. L. d. Abreu and R. Rütger, "Atlas Brasileiro de Energia Solar," São José dos Campos, 2006.
- [6] R. L. Sauaia, "Energia solar fotovoltaica: Panorama, Oportunidades e Desafios," 19 outubro 2017. [Online]. Available: <https://www.aneel.gov.br/documents/10184/15266087/painel+3+ap+7+2017.10.19+ABSOLAR+-+Energia+Solar+Fotovoltaica+-+Dr.+Rodrigo+Lopes+Sauaia.pdf/54f8b161-751b-0639-bd04-77a60cac45c3>. [Accessed 20 outubro 2020].
- [7] A. R. O. d. Rosa and F. P. Gasparin, "PANORAMA DA ENERGIA SOLAR FOTOVOLTAICA NO BRASIL," *Revista Brasileira de Energia Solar*, vol. VII, no. 2, pp. 140-147, dezembro 2016.
- [8] S. F. Abdelsamad, W. G. Morsi and T. S. Sidhu, "Probabilistic Impact of Transportation Electrification on the Loss-of-Life of Distribution Transformers in the Presence of Rooftop Solar Photovoltaic," *IEEE TRANSACTIONS ON SUSTAINABLE ENERGY*, vol. 6, no. 4, pp. 1565-1573, Outubro 2015.
- [9] J. O. Petinrin and M. Shaabanb, "Impact of renewable generation on voltage control in distribution system," *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, no. 65, p. 770–783, 2016.
- [10] J. Widén, E. Wäckelgård, J. Paatero and P. Lund, "Impacts of distributed photovoltaics on network voltages: Stochastic simulations of three Swedish low-voltage distribution grids," *Electric Power Systems Research*, no. 80, p. 1562–1571, 2010.
- [11] J. B. Rosenkranz, C. B. Martinez-Anido and B. M. Hodge, "Analyzing the Impact of Solar Power on Multi-hourly Thermal Generator Ramping," *IEEE Green Technologies Conference (GreenTech)*, pp. 153-158, 2016.
- [12] N. d. Castro, G. Castro, D. Ferreira, F. Tommasso and R. Morais, "Impactos Sistêmicos da Micro e Minigeração Distribuída," 2018. [Online]. Available: https://agora.ie.ufrj.br/pdf/Nivalde_de_Castro/12.tdse79_2018_Impactos_sistemicos_da_micro.pdf. [Accessed 01 fevereiro 2020].
- [13] W. Sun, K. Tian and S. Jia, "Planning of flexible power sources in power distribution systems with high penetration of dispersed generation," *24th International Conference & Exhibition on Electricity Distribution (CIRED)*, no. 1, pp. 2496-2499, Junho 2017.
- [14] ONS, "Geração de energia," 2019. [Online]. Available: http://www.ons.org.br/Paginas/resultados-da-operacao/historico-da-operacao/geracao_energia.aspx. [Accessed 31 Janeiro 2019].
- [15] ANEEL, "PRODIST - Módulo 8," 01 janeiro 2018. [Online]. Available: <http://www.aneel.gov.br/modulo-8>. [Accessed 30 Outubro 2018].
- [16] M. Lave and A. Ellis, "Comparison of Solar and Wind Power Generation Impact on Net Load across a Utility Balancing Area," *2017 IEEE 44th Photovoltaic Specialist Conference (PVSC)*, pp. 1-6, 25-30 June 2017.
- [17] G. V. Shvedov, S. R. Chorshanbiev, E. V. Shvetsova and K. B. Nazirov, "Impact of Solar Generation Connected to 0.4 kV Grid on the Power losses and the Shape Factor of Load Curve," *2018 IEEE Conference of Russian Young Researchers in Electrical and Electronic Engineering (EIConRus)*, pp. 773-777, 2018.
- [18] J. L. Paixão, A. R. Abaide and P. G. A. Filho, "Impact Evaluation of the Photovoltaic Generation Input on a Concessionaire's Network," *Simpósio Brasileiro de Sistemas Elétricos (SBSE 2018)*, pp. 2424-2429, maio 2018.
- [19] J. L. Paixão, A. d. R. Abaide and J. P. Sausen, "Estimation of the Probability of Integration of Photovoltaic Microgeneration using Fuzzy Logic," *ISGT LA 2019*, pp. 1-6, Setembro 2019.