

Injeção Máxima de MW por Geração Distribuída em Alimentador Primário

H. M. Tonhá¹R. P. Marinho²A. C. Baleeiro Alves³

^{1,2,3}Escola de Engenharia Elétrica, Mecânica e de Computação

Universidade Federal de Goiás, UFG-Goiânia-GO, Brasil

¹henriquetonha@yahoo.com.br,

²eng.romario.ufg@gmail.com,

³baleeiro@ufg.br

L. G. Wesz da Silva⁴

⁴Instituto Federal de Educação, Ciência e Tecnologia, IFG-Goiânia-GO, Brasil

⁴luis.gustavo@ifg.edu.br

Resumo— A inserção da geração distribuída (GD) impõe desafios ao planejamento das distribuidoras de energia elétrica, e simultaneamente representa uma alternativa promissora ao setor elétrico nacional para o enfrentamento da escassez de energia elétrica em períodos de baixa disponibilidade. Este artigo trata da injeção máxima de potência em alimentadores primários e como isso influencia o perfil de tensão e as perdas elétricas. Considerando que as capacidades de GDs estendem numa ampla faixa de MW e que os alimentadores existentes foram projetados para atender apenas cargas, propõe-se a determinação do condutor do alimentador que seja adequado à injeção máxima do solicitante e que, independente da carga, não leve à violação do limite de tensão fixado pelo ente regulador. Análises de casos são efetuadas para uma rede didática de 4 barras. Ao final, um estudo de caso é realizado para uma rede de 33 barras cujos dados constam da literatura.

Palavras-chave – Geração distribuída, injeção máxima de potência, perdas ativas, tensão, sistema de distribuição.

I. INTRODUÇÃO

Recentemente, o sistema elétrico brasileiro tem experimentado um vertiginoso crescimento da demanda, que tem sido menos acentuado nos últimos dois anos em função da crise econômica. As concessionárias, responsáveis por suprir a necessidade do consumidor final têm encontrado na geração de energia elétrica, seja por parte do consumidor ou por produtor independente, a solução mais imediata para atender seus clientes.

Entre as variantes do conceito de GD, a ideia de uma fonte de energia elétrica conectada diretamente à rede de distribuição pelo lado do consumidor, cujo propósito é suprir potência, e ainda regular a tensão na barra de conexão, é normalmente aceita por pesquisadores da área.

Após a revisão da Resolução ANEEL nº 482/2012 [1], passa a vigorar com a Resolução ANEEL nº 687/2015[2], a partir de 01/03/2016, a seguinte terminologia para micro e minigeração distribuída: (a) microgeração distribuída é aquela com potência instalada até 75kW; e (b) minigeração distribuída aquela com potência acima de 75 kW e ≤ 5 MW (sendo ≤ 3 MW para a fonte hídrica), desde que conectadas na rede de distribuição por meio de instalações de unidades consumidoras (UC). As microgeradoras não são capazes de trazer impactos na tensão, mas centrais hidrelétricas de pequeno porte (PCHs e CGHs) e GDs a biogás, frequentemente encontradas no interior do país (muitas vezes com capacidades que variam numa ampla faixa de potência), podem influenciar de modo significativo a tensão no ponto de conexão. Uma visão ampla quanto às faixas de potências

instaladas e dos impactos que as GDs podem trazer aos sistemas de distribuição é encontrada em [3].

A injeção de potência por uma GD em um ponto de conexão à rede pode provocar alteração na tensão nos nós e nas perdas de energia do sistema de distribuição, além de alterar o sentido do fluxo de potência circulante, dentre outros efeitos. Essas alterações devem ser analisadas e quantificadas em função das condições de operação do sistema e da GD observando-se a regulamentação. Dessa forma, no PRODIST [4], o módulo 8 trata da conformidade da tensão, o módulo 7 regulamenta a metodologia de cálculo de perdas e estabelece parâmetros e indicadores nos segmentos de distribuição, enquanto o módulo 3 trata da normatização de acessos ao sistema.

Os aspectos tratados neste artigo têm sido abordados por diversos pesquisadores. O foco da maioria das pesquisas tem se concentrado no impacto da GD no perfil de tensão e nas perdas elétricas, conforme [5]-[8]. Entretanto, um diferencial deste trabalho em relação aos citados é a proposta de uma metodologia para viabilizar a conexão da GD no sistema de distribuição respeitando na medida do possível a capacidade de geração do solicitante.

Foi observado por [9] que as curvas de perdas elétricas e tensão apresentam respectivamente um mínimo e um máximo desejáveis (dentro de certos limites). Além disso, foi proposta ainda a obtenção dos pontos ótimos com o auxílio de índices calculados usando a capacidade de injeção de potência da GD.

Um sério inconveniente para o acessante é a limitação de potência ativa gerada, que pode ser imposta pela distribuidora para não violar os níveis de tensão regulamentados, que se não for observada implicará em penalidades aplicadas pelo órgão regulador à concessionária, de acordo com o PRODIST [4]. Outros aspectos de suma importância são o aumento de perdas no alimentador e a ampacidade dos condutores dos circuitos, que também merecem uma avaliação criteriosa. Este estudo analisa alternativas para solucionar tais questões.

Condutores usuais em alimentadores de média tensão, neste trabalho, foram analisados e testados para uma rede hipotética de 4 barras a fim de propor uma alternativa de geração que seja menos restritiva para o acessante. O estudo da inserção da GD e seus efeitos em termos de tensão e perdas ativas são analisados para uma rede de 33 barras, incluindo o nó da subestação.

O método utilizado para obter o estado estacionário da rede é um algoritmo de fluxo de potência adequado para redes de distribuição radiais, eficiente do ponto de vista computacional, o qual não requer inversão ou fatoração de

matrizes. Foi escolhido o método da soma de correntes (MSC), conforme proposto em [10], o qual se programou neste trabalho uma versão monofásica. Neste estudo abordou-se a geração distribuída por meio de geradores síncronos, cujas análises demonstram que o ponto de conexão e o fator de potência são elementos cruciais para o diagnóstico da operação da rede de distribuição de energia elétrica.

Os resultados dos testes evidenciam que os condutores que apresentam impedâncias reduzidas podem indicar a melhor escolha, para os sistemas testados, quando o acessante desejar uma situação de maior flexibilidade de geração de potência.

II. REVISÃO BIBLIOGRÁFICA

Diversas metodologias têm sido propostas para solução do problema da injeção máxima de MW por GD. São encontrados na literatura técnica os métodos simplificados, que requerem um mínimo de dados da rede, e também aqueles métodos que utilizam o fluxo de potência como ferramenta de análise. O método mais simples, cuja vantagem é exigir o mínimo de dados, consiste na representação do alimentador como ilustrado na Fig. 1 e a utilização da equação biquadrada [11], a qual é representada pelas expressões (1), (2) e (3).

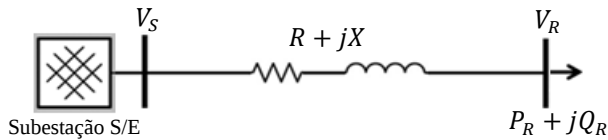


Figura 1. Alimentador simplificado de uma rede elétrica.

$$|V_R|^4 + B|V_R|^2 + C = 0, \quad (1)$$

onde:

$$B = 2(P_R R + Q_R X) - |V_S|^2, \quad (2)$$

$$C = (P_R^2 + Q_R^2)(R^2 + X^2) \quad (3)$$

Nessa abordagem, a GD é suposta conectada no nó terminal R e, nele, o valor $P_R + jQ_R$ é a potência complexa líquida injetada (resultante da potência da GD subtraída da carga própria da UC). O alimentador, admitido como se fosse um equivalente monofásico, é caracterizado pela impedância complexa total designada por $R + jX$, enquanto a tensão no nó da subestação (S/E) é fixa e igual a V_S . Esse método é bastante limitado quanto aos resultados obtidos, porém permite conhecer como varia o módulo da tensão no ponto de conexão à medida que se altera a injeção de potência no nó R.

Dispondo de uma metodologia simplificada ou de outras mais sofisticadas, pesquisadores do tema aventuraram-se na avaliação dos impactos da geração distribuída na rede de distribuição. Os autores de [6] analisaram o impacto sobre a tensão em toda a rede devido à fonte adicionada ao sistema, propuseram o uso de controladores para manter a mesma em níveis aceitáveis.

Para uma magnitude de tensão admissível igual a $|V_R|$ (por exemplo, conforme [4] seria $|V_R| = 1,05 \text{ p.u.}$), considerando que os cabos subterrâneos e as capacitâncias das redes aéreas são desconsiderados, geração conectada no fim do alimentador, sem carga e fator de potência unitário, [12] formulou a seguinte equação para calcular a máxima potência ativa injetada pela GD (grandezas em p.u.):

$$P_{GDm\acute{a}x} = |V_S|^2 |V_R| [|V_R| G - (\sqrt{G^2 + B^2}) \cos \phi], \quad (4)$$

onde:

$$\phi = -\sin^{-1} \left(\frac{|V_R| B}{\sqrt{G^2 + B^2}} \right), \quad (5)$$

tais que G é a condutância série e B a susceptância série do alimentador, respectivamente; $|V_S|$ e $|V_R|$ são a tensão na S/E e no ponto de conexão da GD, em módulo, respectivamente.

O estudo em [7] analisou a inserção de GD e seu impacto, mostrando que a escolha da fonte geradora da GD é indiferente para um perfil de crescimento quadrático das perdas para altos níveis de penetração de potência.

Em [8] é proposto que a própria GD seja parte integrante do mecanismo de controle de reativo para mitigar a elevação da tensão devido à injeção de potência ativa. A partir do modelo simplificado descrito na equação (1), porém adaptado ao circuito da Fig. 2, os autores de [8] obtêm a potência reativa (Q_G^* indicada em (6), grandezas em p.u.) que minimiza o aumento da tensão causado pela potência ativa injetada, P_G .

A potência reativa dada em (6) resolve o problema do acréscimo de tensão originado pela GD, entretanto, quando a carga é conectada à barra do gerador, essa potência reativa resolve apenas de modo aproximado a questão do aumento da tensão [8].

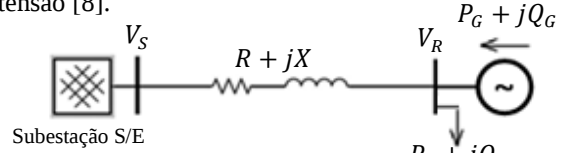


Figura 2. Alimentador simplificado com GD no nó terminal e carga própria.

$$Q_G^* \approx \frac{X}{R^2 + X^2} - \sqrt{\left(\frac{X}{R^2 + X^2} \right)^2 - P_G^2 + \frac{2RP_G}{R^2 + X^2}} \quad (6)$$

Abordando diferentes fatores de potência (fp) da GD com geradores síncronos, [5] mostrou que, para um fator de potência indutivo, a injeção de potência é maior que para fatores capacitivos ou unitários, sem que o limite de tensão de 105% da nominal seja violado. Adicionalmente conclui-se que, quanto mais capacitivo for o fator de potência da GD, menores serão as perdas se comparadas a fp indutivos ou a fp unitário.

Os autores de [9] propõem fatores de sensibilidade de redução de perdas e um índice de desempenho de acompanhamento da tensão. Calculam, para um dado sistema, a capacidade da GD para melhoria da tensão de todas as barras do sistema, quando esta opera numa barra terminal da rede.

III. METODOLOGIA PROPOSTA

Para realizar simulações e análises neste artigo foi programado um fluxo de potência baseado no método da soma de correntes (MSC). Esse método tira proveito da rede ser radial e utiliza um mecanismo iterativo conhecido como *Backward/Forward Sweep* (BFS). Com base em [10], a seguir são mostrados os passos do MSC:

ALGORITMO I. PASSOS DO FLUXO DE POTÊNCIA DESIGNADO POR MSC.

Dados: P_G, Q_G, P_C, Q_C (gerações e cargas dos nós) e Z_{ij} (impedâncias dos ramos ij), Y_i^{shunt} das barras i e a tolerância ε .

Inicialização: $k \leftarrow 1, V_i^0 = 1 < 0^0 \text{ p.u.}$ para todas as barras.

1. Calcular a corrente injetada no nó i (iteração k):

$$I_i^k = I_{N,i}^{k-1} - Y_i^{shunt} V_i^{k-1},$$

onde: $I_{N,i}^{k-1} = \frac{P_i - jQ_i}{V_i^{k-1}}$, com $P_i = P_{G,i} - P_{C,i}$, $Q_i = Q_{G,i} - Q_{C,i}$.

Varredura Inversa (*Backward*: dos nós das extremidades do grafo da rede para o nó da S/E):

Enquanto a tolerância não for atingida, obter a corrente de ramo:

$$J_l^k = -I_i^k + \sum_{m \in M} J_m^k,$$

onde: M é o conjunto dos ramos ligados ao nó i , exceto o ramo l .

2. Calcular a tensão do nó j situado a montante do nó i (iter. k):

Varredura Direta (*Forward*: do nó da subestação aos nós das extremidades do grafo da rede):

$$V_j^k = V_i^k - Z_{ij} J_l^k, l \equiv (i, j)$$

3. Testar a convergência:

$$\max_i |I_i^k - I_i^{k-1}| \leq \varepsilon ?$$

Se o critério de convergência não for atendido, incrementar k e retornar ao passo 1.

Embora a GD possa ser modelada de várias maneiras, e isto influencia diretamente seus parâmetros de entrada para os cálculos, nesta abordagem, optou-se por modelá-la como uma fonte PQ, isto é, P constante e fator de potência constante. Isto significa que a GD assim modelada não será capaz de regular a tensão no ponto de conexão, mas poderá afetar a magnitude da tensão nesse nó dependendo do nível de geração. Assim, o Algoritmo I é executado para os n -ésimos pares (P_{Gn}, Q_{Gn}) , com $n = 1, 2, \dots, N$, cobrindo desde $P_{G1} = 0$ até um limite especificado, P_{GN} , com fp especificado. Para cada injeção de GD, pré-definida no par mencionado, obtêm-se as tensões em todas as barras, as correntes nos ramos do sistema e as perdas.

Além de avaliar a influência da GD sobre a tensão e as perdas, uma das propostas deste trabalho é analisar como a impedância do condutor pode influenciar a capacidade de geração do cliente-empresendedor, proprietário da GD. Para isto é necessário modelar adequadamente a impedância dos condutores da rede de distribuição trifásica.

A. Impedâncias equivalentes monofásicas do circuito trifásico

As redes de distribuição de energia elétrica são trifásicas desbalanceadas, mas a análise proposta neste trabalho supõe uma rede equivalente monofásica. Por isso, é necessário obter as impedâncias equivalentes dos circuitos trifásicos, que incorpora os efeitos das impedâncias próprias e mútuas. Isto é feito a partir da matriz primitiva de impedâncias de 4 e 3 fios, sendo que os elementos dessa matriz (em Ω/km , por exemplo) são calculados com a aplicação das equações modificadas de Carson [13] conhecendo-se a configuração do circuito, a estrutura utilizada e os dados dos condutores. É importante ressaltar que o condutor neutro adotado é o 4/0 ACSR.

Dados de condutores típicos de circuitos de distribuição, aplicados nos estudos deste trabalho, estão na Tabela I, onde o diâmetro está em polegada ($in=inch$).

TABELA I. DADOS DE CONDUTORES TÍPICOS DE SISTEMAS DE DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA.

Condutor	Tipo	Resistência (Ω/km)	Diâmetro (in)	GMR (mm)	Ampacidade (A)
2/0	AA	0,4778	0,414	3,81	230
4/0	ACSR	0,3679	0,563	2,48	340
336.400	ACSR	0,1901	0,721	7,44	530
1.000.000	ACSR	0,0652	1,150	11,22	698

Para esta análise, a estrutura, a disposição dos condutores e os espaçamentos foram extraídos da base de dados do IEEE (designada por ID #500), com *phasing* abc, para 3 e 4 fios,

conforme ilustrado na Fig. 3. Nessa figura, as medidas indicadas estão em pés.

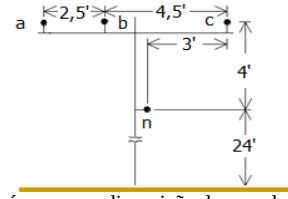


Figura 3. Estrutura aérea com a disposição dos condutores e espaçamentos.

Assim, com base nos dados da Tabela I e da Fig. 3, e a aplicação das equações modificadas de Carson [13] e a transformação em componentes simétricas [13] às matrizes 3×3 , são obtidas as impedâncias de seqüências positiva e zero mostradas na Tabela II, para 4 fios.

TABELA II. IMPEDÂNCIAS DE SEQUÊNCIAS POSITIVA E ZERO PARA CONFIGURAÇÃO A 4 FIOS.

Condutor	Tipo	Impedância de seqüência positiva (Ω/km)	Impedância de seqüência zero (Ω/km)
2/0	AA	0,4779+ j0,4400	0,7683+ j1,2542
4/0	ACSR	0,3680+ j0,4724	0,6584+ j1,2866
336.400	ACSR	0,1902+ j0,3896	0,4806+ j1,2038
1.000.000	ACSR	0,0652+ j0,3586	0,3557+ j1,1728

De modo análogo ao realizado para a obtenção da tabela precedente, obteve-se a Tabela III, que contém as impedâncias de seqüência positiva e zero para a configuração a 3 fios.

TABELA III. IMPEDÂNCIAS DE SEQUÊNCIAS POSITIVA E ZERO PARA CONFIGURAÇÃO A 3 FIOS.

Condutor	Tipo	Impedância de seqüência positiva (Ω/km)	Impedância de seqüência zero (Ω/km)
2/0	AA	0,4779+ j0,4400	0,6555+ j1,9056
4/0	ACSR	0,3680+ j0,4724	0,5456+ j1,9379
336.400	ACSR	0,1902+ j0,3896	0,3677+ j1,8551
1.000.000	ACSR	0,0652+ j0,3586	0,2429+ j1,8241

Um dado crucial, que é inerente à escolha do condutor, é a ampacidade do cabo, mostrada na última coluna da Tabela I. Considerando apenas a contribuição da GD para a corrente no alimentador, à medida que a injeção de potência por essa fonte aumenta, a corrente elétrica que flui no alimentador também aumenta. A corrente no alimentador não deve superar o valor máximo suportável pelo cabo, ou seja, sua ampacidade.

Nas abordagens propostas, analisou-se também o comportamento das perdas elétricas em função do nível de injeção de potência. Em consonância com a corrente, as perdas elétricas apresentam comportamento similar nas condições com e sem carga, variando apenas a intensidade.

IV. SIMULAÇÕES E ANÁLISE

Esta seção destina-se a aplicar o método MSC a um sistema trifásico hipotético de 4 barras e também a um sistema monofásico de 33 barras proposto em [14].

A. Sistema monofásico equivalente de 4 barras

Este sistema possui 4 barras, incluindo a S/E (número 1), sendo a de número 4 a barra terminal que tem uma carga equilibrada trifásica de 27 MW, com fator de potência igual a 0,92 indutivo. As distâncias entre as barras vizinhas são iguais a 6 km e a tensão na barra 1 é fixada em 34,5 kV. O condutor desse sistema é o 336.400 ACSR.

A menor magnitude de tensão (0,9489 p.u.) ocorre na barra 4. A perda total trifásica nas condições indicadas é de 905,9460 kW e a magnitude da corrente transportada por fase é igual a 296,9951 A. Todas as análises referentes a este sistema são feitas com os dados da Tabela II.

O consumidor acessante solicita à concessionária a permissão para instalar na barra 4 uma GD, conforme ilustrado na Fig. 4, cuja capacidade máxima é 28 MW, admitindo que essa fonte pode operar com fp desde 0,8 indutivo a 0,8 capacitivo. A análise a seguir objetiva estudar a viabilidade de operação dessa fonte. Ressalta-se que, embora a análise seja feita num circuito equivalente monofásico (sequência positiva), as injeções de potência mencionadas e as perdas são valores trifásicos, para o sistema de 4 barras.

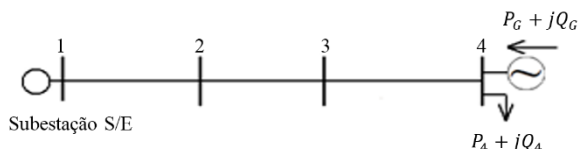


Figura 4. Diagrama unifilar do sistema de 4 barras com GD na barra 4.

A.1- Uma GD na barra 4 com fp unitário e sistema sem carga

Supõe-se que a operação da GD ocorre com fator de potência unitário e o sistema referido sem carga.

Uma verificação da potência máxima trifásica injetada pelo método proposto neste artigo em relação ao método simplificado de [12] é mostrada na Tabela IV. O critério que limita a potência injetada é a magnitude máxima admissível da tensão na barra 4, que é 1,05p.u., para ambos os métodos. Diferentemente destes, a ampacidade é o fator limitante de geração para o condutor 1.000.000, a qual é violada para 73,3413 MW de potência injetada.

TABELA IV. COMPARATIVO ENTRE A POTÊNCIA MÁXIMA INJETADA PELA GD PELO MÉTODO DA SOMA DE CORRENTE (MSC) E POR (4) – SISTEMA COM UMA GD (FP UNITÁRIO) E SEM CARGA.

Condutor	Potência trifásica máxima injetada calculada pelo método MSC (MW)	Potência trifásica máxima injetada calculada por (4) (MW)
2/0	22,2821	22,2751
4/0	29,5610	29,5843
336.400	62,3286	62,2341

Nota-se na Tabela IV que, quanto menor é a área da seção reta do condutor, menor será a máxima injeção de MW pela GD. Nota-se também dessa tabela uma excelente concordância dos resultados obtidos dos dois métodos, no entanto, a equação (4) é restrita à condição supramencionada.

A.2- Uma GD na barra 4 com fator de potência indutivo e sistema com carga

Supõe-se a carga trifásica informada em IV.A. Adicionalmente considera-se a GD operando com fator de potência indutivo igual a 0,80, conforme ilustra a Fig. 4.

A violação do limite inferior de tensão (igual a 0,93p.u., conforme PRODIST [4]) ocorre para 35 MW para o condutor 1.000.000, portanto, para esse condutor, é possível injetar potências inferiores a 35 MW, como ilustra a Fig. 5.

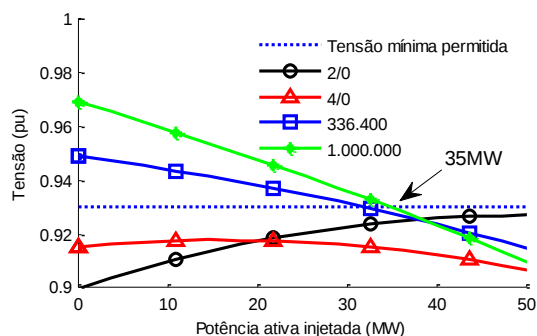


Figura 5. Magnitude da tensão na barra 4 versus injeção de potência ativa pela GD para quatro tipos de condutores – sistema com carga e GD com fator de potência indutivo.

Na Fig. 6 é evidenciado o perfil de perdas para os quatro tipos de condutores analisados para diversos patamares possíveis de injeção de potência pela GD. Essa figura mostra que o condutor 1.000.000 nas condições analisadas apresenta menores perdas se comparado aos demais condutores à medida que varia a potência injetada pela GD.

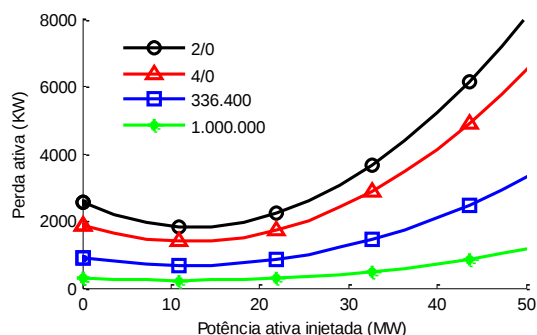


Figura 6. Perdas em kW no sistema versus injeção de potência ativa pela GD para quatro tipos de condutores – sistema com carga e GD com fator de potência indutivo.

Na Tabela V é evidenciado as perdas ativas para cada condutor supondo 28 MW de geração pela GD, conforme proposta do acessante. A redução da ordem de 57,49% é inferida para o condutor 1.000.000 em relação ao caso analisado em IV.A (sistema sem GD). Além da substituição do condutor, essa redução ocorre porque a GD alimenta com 28 MW a carga no mesmo ponto de conexão.

TABELA V. PERDAS ATIVAS TRIFÁSICAS POR CONDUTOR – SISTEMA COM UMA GD GERANDO 28 MW (FP INDUTIVO) – COM CARGA.

Condutor	Perda ativa (kW)
2/0	2.923,1830
4/0	2.277,5500
336.400	1.136,3010
1.000.000	385,0723

Quanto à ampacidade do condutor 1.000.000 (vide Tabela I), a corrente máxima é alcançada se a GD injetar 59 MW na barra 4, na condição de fp indutivo e carga de 27 MW (conforme IV.A.), ou seja, 32 MW seriam neste caso destinados à exportação.

A.3- Uma GD na barra 4 com fator de potência capacitivo e sistema sem carga

Um caso crítico de operação da GD do ponto de vista da possibilidade de violação do limite superior de tensão (igual a 1,05p.u., conforme PRODIST [4]) trata-se de considerá-la gerando com fator de potência capacitivo em um sistema sem carga.

Neste caso, igual a 0,8 como especificado no início da seção IV.

De acordo com a Fig. 7, verifica-se um cenário mais restritivo de geração pela GD, uma vez que o limite superior de tensão é violado para menores quantitativos de MW. A GD proposta (28 MW) torna-se inviável para o condutor 336.400, uma vez que sua potência injetada é restrita em 22 MW. Entretanto, pode-se destacar que para o condutor 1.000.000 ocorre a viabilização da GD proposta.

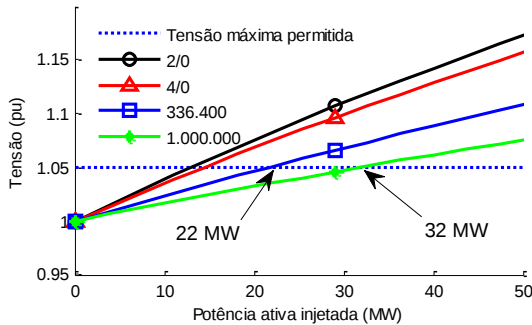


Figura 7. Magnitude da tensão na barra 4 versus injeção de potência ativa pela GD para quatro tipos de condutores – sistema sem carga e GD com fator de potência capacitivo

Na Fig. 8 é mostrado o perfil de perdas para os quatro condutores analisados para diferentes injeções de potência ativa.

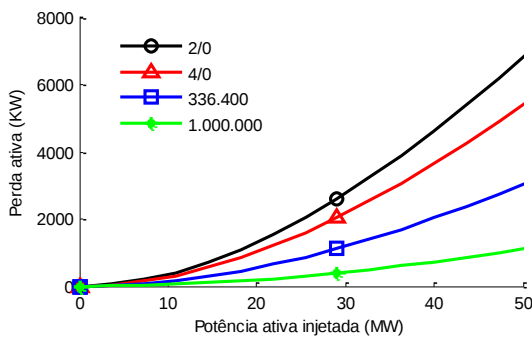


Figura 8. Perdas em kW no sistema versus injeção de potência ativa pela GD para quatro tipos de condutores – sistema sem carga e GD com fator de potência capacitivo.

Assim como mostra a Fig. 8, na Tabela VI também é apresentado que o condutor 1.000.000 é aquele que, dentre os analisados, apresenta as perdas menores. Em relação ao caso base analisado em IV.A, a redução das perdas totais é de aproximadamente 59,13%.

TABELA VI. PERDAS ATIVAS TRIFÁSICAS POR CONDUTOR - SISTEMA COM UMA GD GERANDO 28 MW (FP CAPACITIVO) – SEM CARGA

Condutor	Perda ativa (kW)
2/0	2.429,4925
4/0	1.906,4200
336.400	1.041,2800
1.000.000	370,2021

Adicionalmente, no quesito ampacidade, a GD poderia gerar 63 MW sem que a corrente máxima admissível do condutor 1.000.000 fosse atingida, na condição ora considerada.

As análises desempenhadas nos casos destas subseções demonstram que, para viabilizar a instalação da GD conforme solicitada pelo acessante, ou seja, 28 MW de geração operando com fatores de potência entre 0,8 indutivo e 0,8 capacitivo, é necessário substituir o condutor do alimentador 336.400 pelo condutor 1.000.000, ambos ACSR. Para as condições analisadas, a operação é assegurada sem violar os limites inferior e superior de tensão estabelecidos pelo órgão regulador, respeitando a ampacidade do condutor

e, inclusive, com redução das perdas em relação ao caso IV.A.

B. Sistema de 33 barras

O sistema monofásico composto por 33 barras ilustrado na Fig.9, exceto a GD inserida na barra 17, representa o circuito proposto em [14]. Este estudo busca evidenciar o impacto da geração distribuída com relação à tensão e às perdas elétricas no sistema, validando-a ao ser aplicada em uma rede cujos resultados são conhecidos e constam da literatura.

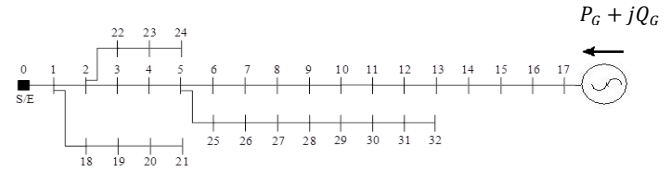


Figura 9. Sistema de 33 barras [14].

Os dados deste sistema são fornecidos por [14] em valores por fase, sejam as impedâncias e as cargas. Nas análises efetuadas a seguir foram mantidos os dados em sua forma original, por isso, o nível de geração da GD e as perdas do sistema também serão por fase. A carga do sistema é 3.715 kW e 2.300 kVAr, designada como nominal. A tensão na barra da S/E é fixada em 1p.u.

Na Tabela VII é mostrada as magnitudes das tensões de estado estacionário por barra para o sistema analisado obtidas com o fluxo de potência do Algoritmo I, as quais coincidem com os resultados fornecidos por [15]. A perda ativa para a rede é igual a 210,9870 kW.

TABELA VII. MAGNITUDES DAS TENSÕES DO SISTEMA BASE – 33 BARRAS.

Barra	Tensão (p.u.)	Barra	Tensão (p.u.)	Barra	Tensão (p.u.)
0	1,0	11	0,9177	22	0,9793
1	0,9970	12	0,9115	23	0,9726
2	0,9829	13	0,9092	24	0,9693
3	0,9754	14	0,9078	25	0,9475
4	0,9679	15	0,9064	26	0,9450
5	0,9495	16	0,9044	27	0,9335
6	0,9459	17	0,9038	28	0,9253
7	0,9323	18	0,9965	29	0,9218
8	0,9260	19	0,9929	30	0,9176
9	0,9201	20	0,9922	31	0,9167
10	0,9192	21	0,9916	32	0,9164

B.1- Uma GD na barra 17 e sistema com carga leve

Conforme a Tabela VII, a barra 17 é a mais crítica quanto à tensão dentre todas as outras, por isso, foi a escolhida para receber a GD (Fig. 9). Admitiu-se uma carga de 40% da nominal para este caso.

Nesta análise variou-se a injeção de potência da GD desde 0 até um certo limite, supondo-se a operação com fator de potência unitário. Verificou-se que a injeção de potência ativa igual a 1.200 kW é o valor para o qual a tensão na barra 17 atinge o valor muito próximo do máximo admissível (1,05p.u. conforme PRODIST [4]), ou seja, 1,0487p.u. Para esse nível de geração da GD localizada na barra 17, as menores magnitudes de tensão observadas são: 0,9836, 0,9837 e 0,9840 p.u., respectivamente nas barras 32, 31 e 30; as maiores tensões são: 1,0353, 1,0437 e 1,0487 p.u., respectivamente nas barras 15, 16 e 17. Em termos percentuais, relativamente ao caso IV.B, as barras cujas tensões apresentaram as menores magnitudes, como citadas anteriormente, experimentaram com a GD um aumento de

7,3%, enquanto a barra 17 apresentou o maior crescimento dentre todas, que foi de 16,0%.

Na Tabela VIII é apresentada a evolução das perdas ativas para a condição de carga leve (40%), à medida que se realizam sucessivos incrementos de 120 kW na potência injetada pela GD partindo do valor zero. Nessa tabela é possível concluir que a potência gerada de 360 kW é aquela que minimiza as perdas ativas na rede.

TABELA VIII. EVOLUÇÃO DAS PERDAS ATIVAS EM FUNÇÃO DO NÍVEL DE GERAÇÃO DE POTÊNCIA ATIVA PELA GERAÇÃO DISTRIBUÍDA LOCALIZADA NA BARRA 17 – SISTEMA COM CARGA LEVE.

P _{GD} (kW)	Perda ativa (kW)	P _{GD} (kW)	Perda ativa (kW)	P _{GD} (kW)	Perda ativa (kW)
0	30,7768	480	23,2703	960	48,9765
120	25,3914	600	26,8385	1.080	59,8920
240	22,4321	720	32,3709	1.200	72,4551
360	21,7353	840	39,7776	-	-

B.2- Uma GD na barra 17 e sistema com carga pesada

Admitindo uma situação de carga pesada (10% acima da nominal), para a operação da GD com fator de potência unitário e injeção de potência ativa igual a 1.200 kW, as menores magnitudes de tensões ocorrem nas barras, 32, 31 e 30, cujas respectivas magnitudes são 0,9254, 0,9257, 0,9267 p.u. As maiores magnitudes são 0,9929, 0,9969, 0,9974 p.u., que ocorrem nas barras 19, 18 e 1, respectivamente. A barra cuja GD encontra-se aplicada (17) estabilizou-se em 0,9877 p.u. Esta obteve o maior acréscimo (9,28%) de tensão dentre as demais citadas.

Na Tabela IX é mostrado como as perdas ativas para a condição de carga pesada evoluem variando-se a injeção de potência ativa da GD em passos de 120kW. Destaca-se que o patamar de geração de 960kW resultou na menor perda ativa para o sistema nesta condição de carregamento.

TABELA IX. EVOLUÇÃO DAS PERDAS ATIVAS EM FUNÇÃO DO NÍVEL DE GERAÇÃO DE POTÊNCIA ATIVA PELA GERAÇÃO DISTRIBUÍDA LOCALIZADA NA BARRA 17 – SISTEMA COM CARGA PESADA.

P _{GD} (MW)	Perda ativa (kW)	P _{GD} (MW)	Perda ativa (kW)	P _{GD} (MW)	Perda ativa (kW)
0	259,6683	480	196,4416	960	178,6085
120	238,9219	600	188,1603	1.080	180,0755
240	221,6236	720	182,5241	1.200	183,6768
360	207,5338	840	179,3846	-	-

V. CONCLUSÕES

Este trabalho almejou contribuir quanto a soluções para viabilizar a inserção de geradores distribuídos, abordando aspectos relevantes, como os limites de tensão, o comportamento das perdas e as características dos circuitos existentes, apontando alternativas de análise para a viabilização. É interessante ter claro que as dificuldades técnicas que possam advir da instalação de GDs nas redes de distribuição não podem servir como pretexto para coibir o crescimento dessa alternativa de geração de eletricidade.

A opção pela escolha do condutor da rede é uma boa alternativa para acessantes que não desejam estar limitando sua geração por razões de violar os limites de tensão admissível e, por isso, ter prejuízos financeiros.

Considerações sobre a carga e o fator de potência da GD devem ser levadas em consideração. Quando operada com fator capacitivo (sem carga), um cenário mais restritivo de injeção de potência é apresentado, no entanto, para o caso analisado (sistema de 4 barras, consumidor com GD suprimindo carga própria) com o condutor 1.000.000 consegue-se viabilizar a GD para operar 28 MW. Enquanto o quantitativo

em MW para violação da ampacidade não apresenta significativas alterações, as perdas ativas no sistema de 4 barras mostraram-se reduzidas para ambos os casos (*fp* indutivo e capacitivo) para a geração proposta (28 MW) e condutor 1.000.000.

É evidenciado que, condutores de menor impedância como é o caso do 1.000.000 apresentam desempenho mais desejável em relação a outros de maior relação ôhmica.

Adicionalmente, os testes para o sistema que consta da literatura técnica [14], cujos resultados para o caso sem GD foram conferidos por comparação com os resultados de [15], caracterizam a GD como fonte de melhoria dos níveis de tensão em especial na barra onde é inserida (17). A análise das perdas ativas mostrou os diferentes comportamentos para diversos níveis de potência ativa injetada pela GD. Enquanto a geração máxima possível da GD para a condição de carga leve elevou a perda ativa em 135% em relação à condição sem GD, para a carga pesada, houve uma redução de 29%.

REFERÊNCIAS

- [1] Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL – Resolução Normativa nº 482, de 17/4/2012. *Estabelece 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, e dá outras providências*, 2012.
- [2] Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL – Resolução Normativa nº 687 de 24/11/2015. *Altera a Resolução Normativa nº 482, de 17/4/2012*, 2015.
- [3] The Institute of Electrical and Electronics Engineers – IEEE. *Guide for Conducting Distribution Impact Studies for Distributed Resource Interconnection*, IEEE Std. 1547.7, 2013.
- [4] Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL - PRODIST - Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional, 2008 a 2016.
- [5] F. A. S. Marques, J. A. Morán, L. Abreu, L. C. P. da Silva, W. Freitas, “Impactos da Expansão da Geração Distribuída nos Sistemas de Distribuição de Energia Elétrica”. in *5º Encontro de Energia no Meio Rural e Geração Distribuída (AGRENER GD - 2004)*, pp.1-8
- [6] R. O’Gorman, M. Redfern, “The Impact of Distributed Generation on Voltage Control in Distribution Systems”. in *18th International Conference and Exhibition on Electricity Distribution (CIRED 2005)*, pp.1-6.
- [7] V. H. M. Quezada, J. R. Abbad, T. G. San Román, “Assessment of Energy Distribution Losses for Increasing Penetration of Distributed Generation”. *IEEE Trans. on Power Systems*, vol. 21, no.2, pp. 533-540, May 2006.
- [8] P. M. S. Carvalho, P. F. Correia, L. A. F. M. Ferreira, “Distributed Reactive Power Generation Control for Voltage Rise Mitigation in Distribution Networks”. *IEEE Trans. on Power Systems*, vol. 23, no. 2, pp. 766-772, May 2008.
- [9] A. K. Singh, S. K. Parida, “Novel Sensitivity Factors for DG Placement based on Loss Reduction and Voltage Improvement”, *Electrical Power and Energy Systems*, vol. 74, pp. 453-456, 2016.
- [10] D. Shirmohammadi, H. W. Hong, A. Semlyen and G.X. Luo, “A Compensation-based Power Flow Method for Weakly Meshed Distribution and Transmission Networks”. *IEEE Trans. on Power Systems*, vol. 3, no. 2, pp. 753-762, May 1988.
- [11] R. Céspedes, “New Method for the Analysis of Distribution Networks”. *IEEE Trans. on Power Delivery*, vol. 5, no. 1, pp. 391-396, Jan. 1990.
- [12] M. Altin, E. Bizkevelci, E. U. Oguz, B. Simsek, “Distributed Generation Hosting Capacity Calculation of MW Distribution Feeders in Turkey”. in *Innovative Smart Grid Technologies Conference Europe (ISGT) 2014 IEEE PES*, pp. 1-7.
- [13] W. H. Kersting, *Distribution System Modeling and Analysis*. 3th ed. Boca Raton: CRC Press. New York, 2012, pp.79-112.
- [14] M. E. Baran, F. F. Wu, “Network Reconfiguration in Distribution Systems for Loss Reduction and Load Balancing”. *IEEE Trans. Power Delivery*, vol. 4, no. 2, pp. 1401-1407, April 1989.
- [15] A. Arunagiri, B. Venkatesh, “Harmonic Load Flow for Radial Distribution Systems”. *Journal of Engineering Science and Technology*, vol. 6, no. 3, pp. 300-310, 2011.