

ALOCAÇÃO ÓTIMA DE GERAÇÃO DISTRIBUÍDA FOTOVOLTAICA PARA REDUÇÃO DE PERDAS DE ENERGIA EM SISTEMAS DE DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA: UM ESTUDO DE CASO

Thayane Skorupa – thyaneskorupa@gmail.com

Mitiani Tavares Fabrica Martins – mitianitf@gmail.com

Universidade Federal do Pampa, Departamento de Engenharia de Energia

Martín Cruz Rodríguez Paz – martinpaz@unipampa.edu.br

Professor Adjunto da Universidade Federal do Pampa, Departamento de Engenharia de Energia

Resumo. Este trabalho apresenta a análise dos impactos no perfil de tensão e nas perdas quando se insere uma nova fonte de Geração Distribuída (GD) no sistema. Para isto, considerou-se um sistema teste no noroeste do estado do Rio Grande do Sul, e uma fonte de Geração Distribuída Fotovoltaica de 5MW. Modelou-se o sistema no software ATP Draw, e a partir dos dados obtidos do sistema original, escolheram-se cinco cenários distintos para inserir uma GD e analisar o perfil de tensão e as perdas no sistema. Com os resultados obtidos, o trabalho demonstra a importância do local da escolha do local ótimo para a diminuição dos impactos.

Palavras-chave: Geração Distribuída, Energia Solar Fotovoltaica, Redução de Perdas

1. INTRODUÇÃO

A energia está presente em todas as atividades praticadas pelos seres humanos, em constante crescimento, tem sido correlacionada com diversos índices socioeconômicos (Baldam, 2016; EPE, 2014; Goldemberg, 1998; Lima, 2013; Simabukulo, 2017). Dentre os diversos temas das Assembleias Gerais da Organização das Nações Unidas (ONU), desde sua fundação em 1945, pode-se dizer que a energia foi um dos principais temas presentes desde então, com seu crescimento constante, impactos socioambientais e o desenvolvimento associado.

Em 1980 a geração de energia elétrica mundial era cerca de 8 TWh, oriunda principalmente da geração de energia por combustíveis fósseis (69,6%) e hidrelétricas (21,5%) (Morais, 2015). Já em 2012 o consumo cresceu para 21.582 TWh, aproximadamente 270% em 32 anos, e o cenário por fonte alterou-se para 67,3% de combustíveis fósseis, 16,9% hidrelétricas, 10,8% nuclear e 5% outras renováveis. Espera-se que até 2020 o crescimento, no Brasil, alcance 685 TWh e em 2050 chegue a 1.624 TWh, desenvolvendo-se principalmente a parcela referente as energias renováveis, tais como eólica, biomassa e solar (EPE, 2014).

Considerando este contexto de crescimento acelerado do consumo, a preocupação com a sustentabilidade e ainda as limitações de expansão da infraestrutura de geração fazem com que se torne cada vez mais frequente o uso da Geração Distribuída (GD), aproveitando dos seus conceitos e aplicações (EPE, 2015 e Grabolle, 2010).

O termo “Geração Distribuída” refere-se a pequenas centrais geradoras próximas aos centros de consumo. Na literatura ainda não há um consenso para a correta definição de GD, no entanto todas concordam como sendo uma fonte delimitada por uma potência instalada e próxima ao centro de consumo. A definição mais aceita na literatura foi proposta por Ackermann et al em 2001:

“Geração Distribuída é uma fonte de energia ligada diretamente à rede de distribuição ou ao local de medição do cliente. A distinção entre as redes de distribuição e transmissão baseia-se na definição legal, que é normalmente parte da regulação do mercado de eletricidade em cada país” (Ackermann, 2001).

Nos últimos anos a GD se tornou tema de discussão entre pesquisadores, debatendo sobre seus impactos e benefícios para o Sistema Elétrico de Potência (SEP). Como um dos principais benefícios apontados é a economia de investimentos em transmissão, redução de perdas por transporte quando colocada em um lugar ideal, a contribuição para melhorar a confiabilidade e qualidade da energia no sistema (Deepa, 2015; NERC, 2011 e Pepermans et al, 2005).

Os principais impactos negativos apontados na literatura é o grande impacto causado na alteração da concepção do SEP, tradicionalmente considerado um sistema radial, onde o fluxo de energia fluía das grandes fontes geradoras para as unidades consumidoras. Com a inserção da GD o sistema altera-se de radial de fluxo unidirecional para radial de fluxo bidirecional, alterando toda a sincronização dos sistemas de proteção da rede (Deepa, 2015; NERC, 2011 e Pepermans et al, 2005).

Há ainda alguns pontos em que os autores se dividem nas opiniões se a GD irá favorecer ou prejudicar o sistema, como por exemplo, a GD operar ilhada abastecendo alguns ramos do sistema, alguns autores defendem que a GD irá

contribuir e este seria benéfico para o sistema. No entanto, outros autores citam que isto se tornaria uma situação perigosa para as equipes de manutenção (Gomez et al, 2005; Mahat et al, 2008 e Walling et al, 2002).

A necessidade de fornecer energia com qualidade e confiabilidade aceitáveis criará um ambiente favorável para o desenvolvimento de novas instalações de gerações distribuídas. Desta forma, nota-se que diversos estudos vem sendo realizados para minimizar os impactos da GD no sistema (Ochoa et al, 2011 e Vovos et al, 2007).

Sabe-se ainda que para a minimização dos impactos da GD um fator determinante é a alocação desta GD. Dependendo do ponto em que se é instalado pode trazer benefícios ou acentuar os impactos. Por exemplo, as perdas na rede, se a GD for instalada em um lugar adequado ela pode vir a contribuir a diminuir as perdas, um estudo da Agência Internacional de Energia (IEA, do inglês *International Energy Agency*) afirmou que poderia se economizar até 15% em perdas se a GD for bem alocada (Pepermans et al, 2005). No entanto, se a GD for instalada em um ponto não adequado irá aumentar as perdas.

Em geral as perdas no SEP estão diretamente relacionadas ao nível de penetração e tamanho da GD, a distribuição e a intensidade do fluxo de carga nas linhas, com a inserção da GD, o comportamento do fluxo irá sofrer alterações, e consequentemente o comportamento das perdas mudará. Quando alocada a GD em um ponto ótimo, esta promoverá o alívio das linhas (Bansam, 2017 e Quezada et al, 2006).

O local ótimo da GD está diretamente associado a qual função objetivo quer se otimizar. Neste trabalho, optou-se por buscar um local ótimo da GD considerando um ponto onde possa contribuir a reduzir as perdas, trazendo o menor impacto possível ao sistema.

Para as diferentes fontes de GD, a modelagem será diferente e, consequentemente, os impactos também serão diferentes (Delille et al, 2012; Quezada et al, 2006 e Teleke, 2011). Sendo assim, escolheu-se no desenvolvimento deste trabalho focar na GD proveniente da fonte de Energia Solar Fotovoltaica (PV, do inglês *Photovoltaic*), uma vez que a perspectiva de crescimento e o panorama de instalações vêm avançando constantemente.

No Brasil, a Resolução Normativa nº 687/2015 regulamenta as especificações e procedimentos da Geração Distribuída. No Art. 1º a RN 687/2015 alterou o art. 2º da Resolução Normativa nº 482, de 17 de abril de 2012 para:

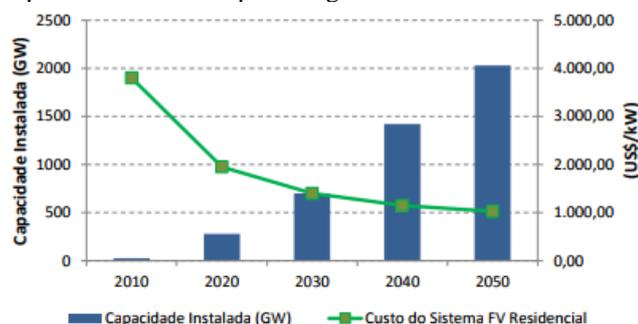
I - microgeração distribuída: central geradora de energia elétrica, com potência instalada menor ou igual a 75 kW e que utilize cogeração qualificada, conforme regulamentação da ANEEL, ou fontes renováveis de energia elétrica, conectada na rede de distribuição por meio de instalações de unidades consumidoras;

II - minigeração distribuída: central geradora de energia elétrica, com potência instalada superior a 75 kW e menor ou igual a 3 MW para fontes hídricas ou menor ou igual a 5 MW para cogeração qualificada, conforme regulamentação da ANEEL, ou para as demais fontes renováveis de energia elétrica, conectada na rede de distribuição por meio de instalações de unidades consumidoras;

Ainda sobre a Resolução Normativa nº 687/2015, coloca-se que a distribuidora não pode negar a atender uma unidade consumidora com GD desde que esse tenha atendido às condições de acesso estabelecidas, e para conexão de microgeração distribuída a responsabilidade financeira pelas obras no sistema de distribuição e a responsabilidade técnica e financeira pelo sistema de medição são arcados integralmente pela distribuidora, exceto para o caso de geração compartilhada.

No entanto, não é relatado nas especificações e procedimentos da RN 687/2015 os deveres dos consumidores responsáveis pela produção de energia, como por exemplo, a potência que será injetada na rede em determinados períodos do ano. Este fato torna-se um ponto negativo para o planejamento do despacho da demanda de energia, uma vez que não há um sistema de controle confiável quanto a energia gerada da parte das GDs PVs.

No Brasil, há perspectiva de crescimento da capacidade instalada até 2050 foi elaborada pela Empresa de Pesquisa Energética (EPE) em 2015 e é ilustrada na Fig. 1. A viabilidade econômica que se dá ao longo do tempo quando o custo nivelado da geração fotovoltaica for inferior à tarifa das distribuidoras, segundo a EPE a partir de 2021 o mercado tende a se viabilizar, esperando-se assim que o mercado se expanda significativamente.



Fonte: EPE, 2015.

Figura 1 - Projeção de crescimento da capacidade instalada e custos até 2050

Diante dessa perspectiva, propõe-se neste trabalho a análise da alocação da GD a fim de minimizar as perdas de potência e manter o nível da tensão do sistema elétrico. Este ponto ótimo refere-se ao fato de que alimentadores podem ser passíveis de receber uma fonte em vários pontos, um exemplo disso, são os alimentadores rurais na região da

campanha Gaúcha, onde em praticamente toda a extensão do alimentador tem-se praticamente a mesma disponibilidade de incidência solar. Ou ainda, quando um mesmo proprietário pode escolher entre vários endereços para alocar a sua GD. Ainda estas situações não são valorizadas pelas concessionárias mas demonstra-se neste trabalho que uma GD bem alocada traz maiores benefícios à rede da distribuidora.

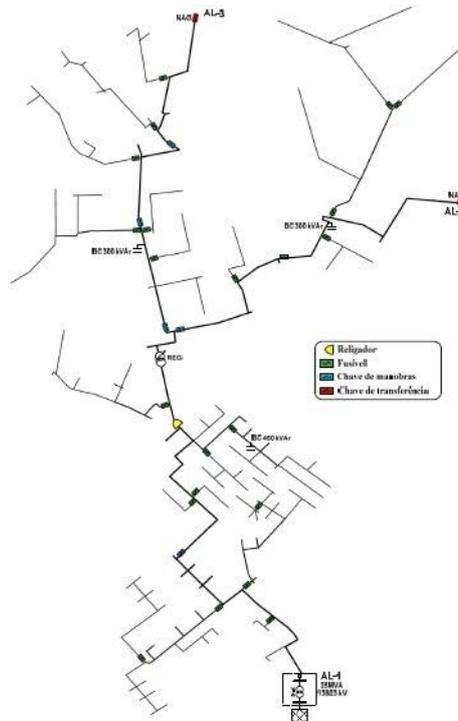
2. METODOLOGIA

Para determinar o local ideal, o presente trabalho foi desenvolvido inicialmente imaginando um cenário com baixo nível de penetração da GD, mas com grande potência instalada, representando uma usina PV com potência máxima para geração distribuída (5 MW). Neste cenário, simularam-se diversos casos, escolhidos na tentativa e erro, onde para cada caso analisaram-se o perfil de tensão e as perdas.

O objetivo deste trabalho era mostrar a importância na escolha ótima da alocação da GD. Em trabalhos futuros pretende-se analisar técnicas heurísticas e determinísticas para alocação ótima de GDs.

2.1 Sistema teste

A metodologia foi testada e validada utilizando um alimentador de distribuição localizado na região noroeste do estado do Rio Grande do Sul, ilustrado na Fig. 2. Com origem em uma subestação composta por um transformador de 25 MVA, 138/23 kV e conexão Δ -Yg. O sistema atende 6.256 consumidores, predominantemente residenciais (Ferreira, 2013).



Fonte: Dornelles, 2013.
Figura 2 - Sistema Teste

O sistema tem na sua totalidade 80 nós, nota-se pela Fig. 2, que é um sistema com alguns ramos mais espaçados em relação aos outros, demonstrando diferentes topologias de rede.

2.2 Perdas de potência no sistema

A energia gerada, ou a energia despachada pelas subestações de energia passam por grandes redes elétricas, transformadores, cabos, entre outros equipamentos. Neste processo, assim como quaisquer outras cadeias produtivas, alguma porcentagem da energia despachada é perdida (ANEEL, 2015).

As perdas no sistema de distribuição podem ser divididas em perdas técnicas e perdas não-técnicas. Segundo a classificação da ANEEL, tem-se:

- Perdas Técnicas: devido à energia dissipada nos condutores, equipamentos nas linhas de transmissão e distribuição ou ainda pelas perdas magnéticas em transformadores. Estas perdas dependem diretamente das características da rede e do modo de operação. Estas perdas geralmente representam cerca de 20% a

30%. Existem ainda dois tipos de perdas técnicas: As primeiras são as perdas técnicas permanentes ou fixas estas não variam de acordo com a corrente, assume forma de calor e ruído, exemplo destas perdas são a perdas por efeito corona, perdas dielétricas, perdas em circuito aberto, entre outros. O segundo tipo de perdas são as perdas variáveis, estas por sua vez, variam com o quadrado da corrente, exemplos destas perdas são as perdas Joules, perdas de impedância e perdas causadas pela resistência de contato (Parmar, 2017).

- Perdas Não Técnicas: correspondem a diferença entre as perdas totais e as perdas técnicas, geralmente relacionadas à erro de leitura do medidor, medidor defeituoso, falta de administração, restrições financeiras e roubos de energia (Parmar, 2017).

Neste trabalho serão abordadas apenas as perdas técnicas, relativas ao transporte de energia elétrica na rede, desta forma perdas por efeito Joule. As perdas técnicas por efeito Joule dependem basicamente de dois fatores determinantes: a tensão e a topologia da rede. Representada pela Eq. (1):

$$P = IV \quad (1)$$

A Eq. (1) pode ser reescrita em função da distância da linha, ou seja, representada pela resistência do fio, como mostra a Eq. (2):

$$P = IV = I_R(I_R R) = I_R^2 R \quad (2)$$

Ou ainda, pode-se escrever a Eq. (1) em função da tensão e distância da linha, como mostra a Eq. (3):

$$P = IV = \frac{V_R}{R} V = \frac{(V_R)^2}{R} \quad (3)$$

Nota-se que para o cálculo da perda elétrica na linha de distribuição usa-se o fluxo de corrente através do resistor.

2.3 Modelagem do Sistema

A modelagem do sistema teste foi realizada no *software* ATP Draw (do inglês, *Alternative Transient Program*), considerando todos os parâmetros informados no sistema teste.

O ATP Draw é um programa livre, necessitando de uma licença que pode ser obtida *online*, dedicado à estudos eletromagnéticos, possuindo uma série de aplicações. Por meio dele é possível modelar adequadamente os sistemas elétricos e analisar os aspectos de carregamento, tensão e proteção (ATP Draw, 2017).

As linhas de transmissão possuem basicamente quatro parâmetros que influenciam em seu comportamento no sistema elétrico: resistência, indutância e capacitância (Soares, 2016). Na biblioteca do ATP Draw encontra-se diferentes modelos de modelagem das linhas, segundo Soares pode ser divididos basicamente em dois tipos:

- **LUMPED** - Modelos de linhas de transmissão com parâmetros concentrados: Modelo π , elementos RL acoplados mutuamente, ou linha simétrica com elementos RL acoplados;
- **DISTRIBUTED** - Modelos de linhas de transmissão com parâmetros distribuídos e constantes: Linhas transpostas, linhas sem transposição ou Linha e Cabos Constantes (LCC).

Optou-se pela modelagem da linha utilizando o modelo “Bergeron” do elemento LCC, inserindo os parâmetros geométricos do sistema. Os dados padrões solicitados são a resistividade do solo, a frequência na qual os parâmetros da linha deverão ser calculados, a geometria da torre e o comprimento da linha (ATP Draw, 2017).

As cargas foram modeladas como cargas PQ, onde as potências reais e reativas são informadas, e com isto, calcula-se a tensão magnitude e o ângulo (Ahmadi et al, 2016).

A GD foi modelada representando o inversor que injeta a corrente na rede, com o intuito de obter parâmetros reais, simulou-se no *software* SOLergo, este permite realizar o dimensionamento completo de sistemas fotovoltaicos. Logo, com a potência desejada encontrou-se a corrente que iria ser injetada na rede e representou-se este valor como uma fonte de corrente, acoplada a uma indutância e um transformador híbrido.

3. DISCUSSÃO E ANÁLISE DOS RESULTADOS

O presente trabalho analisou cinco diferentes casos para o cenário de uma única GD de 5 MW partindo da condição inicial de operação radial, analisaram-se 5 casos, onde os locais foram escolhidos manualmente pelas suas características singulares e pelos subsídios obtidos do caso base. A análise dos resultados é feita a partir dos valores de magnitude de tensão e corrente, fluxo de carga e perdas.

3.1 Sistema radial – Caso base

Considerando o sistema original, modelou-se o sistema teste e obteve-se o perfil da tensão de regime permanente no sistema, como é ilustrado na Fig. 3.

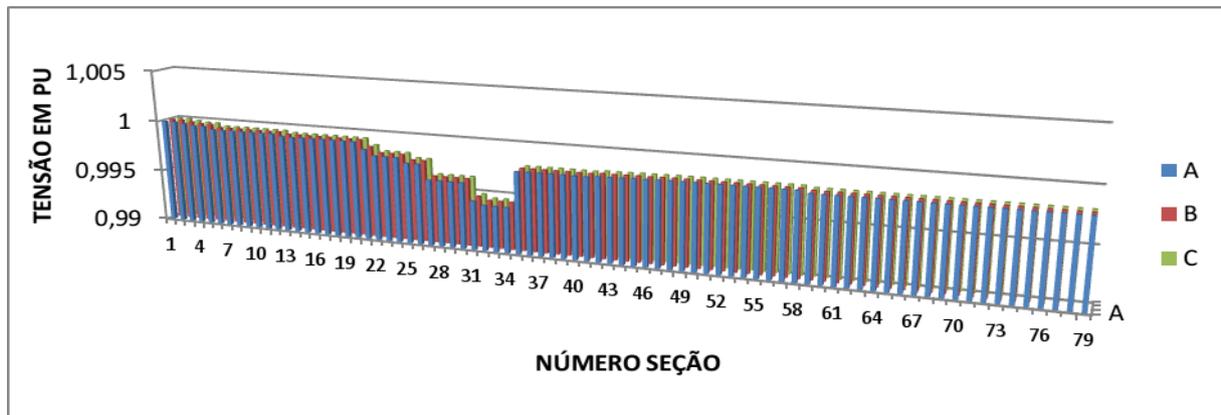


Figura 3 - Perfil de Tensão para o Sistema Radial

Analisando a Fig. 3 nota-se uma variação de tensão entre o nó 27 ao nó 35, representando uma ramificação do sistema. Este afundamento no perfil de tensão pode representar condutores pequenos ou carga elevada, no entanto, quando analisado a topologia do sistema, nota-se que não há grandes variações nos condutores, concluindo-se desta forma, que este afundamento é devido a carga elevada nestes ramos. Quanto ao carregamento da linha, a ANEEL afirma que a GD poderá ser capaz de aliviar o carregamento das redes.

Desta forma, analisando este perfil de tensão escolhem-se cinco casos para se analisar o comportamento da inserção da GD. Escolhem-se os nós de acordo com a localização dos ramos, alguns que são finais de linha com o intuito de verificar a qualidade de tensão e os nós que apresentam que na Fig. 3 apresentaram afundamento de tensão. Logo, os nós selecionados para avaliar a inserção da GD foram: 35, 41, 56, 77 e 80, como mostra a Fig. 4.

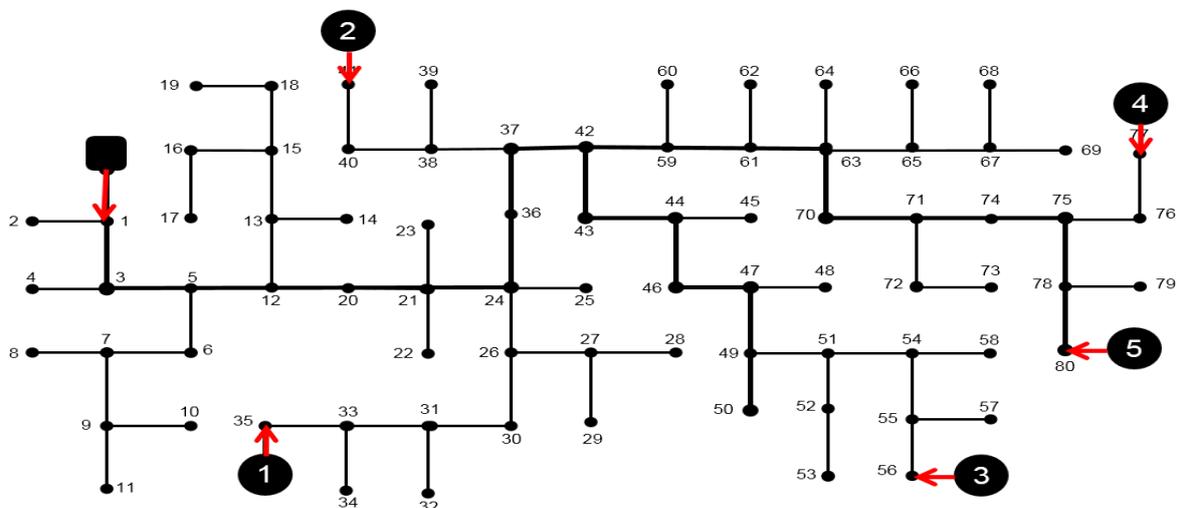


Figura 4: Local escolhido para a GD nos cinco casos

Considera-se para o cálculo da tensão em PU, a tensão no primeiro nó no caso radial, desta forma, tensão de base como 18.780,8V como 1pu.

3.2 Caso 1 – Sistema com GD no nó 35

Considerando o caso da inserção da GD no nó 35, obteve-se o perfil de tensão apresentado na Fig. 5. Nota-se que o perfil em alguns pontos apresentou picos de tensão, tendo seu máximo com 1,01 pu, no nó 35, onde foi inserida a GD. Mas pode-se dizer que não apresentou grandes variações de tensão, desconsiderando o pico onde a GD foi inserida e seus ramos vizinhos, manteve-se uma média de 0,994 pu em grande parte do sistema.

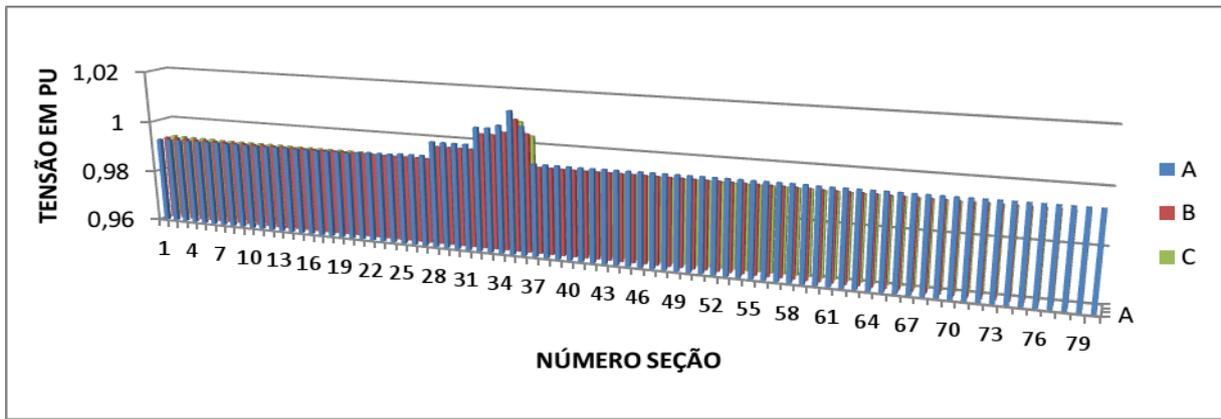


Figura 5 - Perfil de Tensão para o Sistema com GD no Nó 35

3.3 Caso 2 – Sistema com GD no nó 41

No segundo caso, analisando os impactos no perfil da tensão, ver Fig 6, da inserção da GD no nó 41, percebe-se que novamente, como esperado, observa-se que o pico de tensão é nó da GD, com 1,005 pu. O primeiro nó apresenta a maior queda de tensão com 0,988 pu. Neste caso, nota-se que grande parte dos nós apresenta cerca de 0,993 V, apresentando picos onde a GD foi inserida e nos ramos vizinhos.

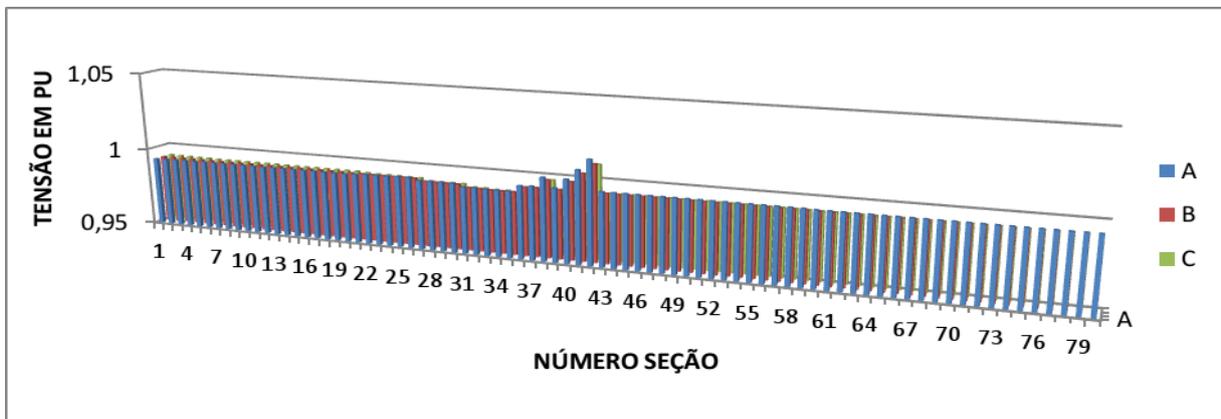


Figura 6 - Perfil de Tensão para o Sistema com GD no Nó 41

3.4 Caso 3 – Sistema com GD no nó 56

O perfil de tensão para o caso 3 pode ser analisado na Fig. 7. Analisando a variação do perfil de tensão para este caso, nota-se que a maior tensão (no nó onde foi inserido a GD) apresenta 1,002 pu, e no menor ponto de tensão (nó 1) 0,9882 pu. Em média os nós apresentaram cerca de 0,998 pu, nota-se ainda que neste caso não há um perfil de tensão contínuo, apresentando em vários nós picos e oscilações de tensão.

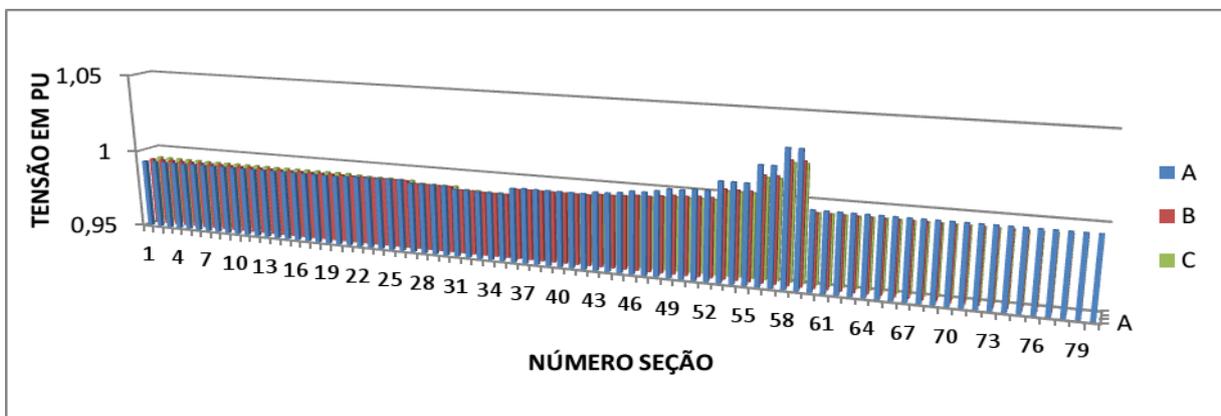


Figura 7 - Perfil de Tensão para o Sistema com GD no Nó 56

3.5 Caso 4 – Sistema com GD no nó 77

No quarto caso, analisam-se os impactos no perfil da tensão na Fig. 8 da inserção da GD no nó 77. Neste caso, a média apresentou-se em torno de 0,994 pu, com uma maior constância, apresentando-se crescente. Com pico de maior tensão com 1,003 pu na fase A e menor tensão com 0,988 pu na fase C.

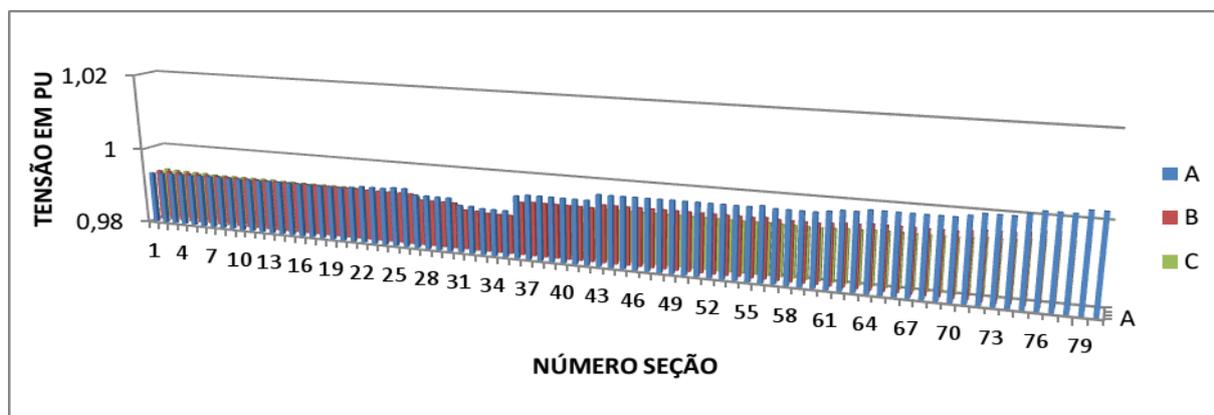


Figura 8 - Perfil de Tensão para o Sistema com GD no Nó 71

3.6 Caso 5 – Sistema com GD no nó 80

No último caso, analisa-se o perfil de tensão para o último nó do sistema, isto é, no final da rede. O perfil de tensão pode ser analisado na Fig. 9. Nota-se visualmente, que a média com cerca de 0,994 pu, apresentou-se como um padrão crescente. No ponto de maior tensão obteve-se 1,004 pu e o ponto com menor tensão 0,988 pu.

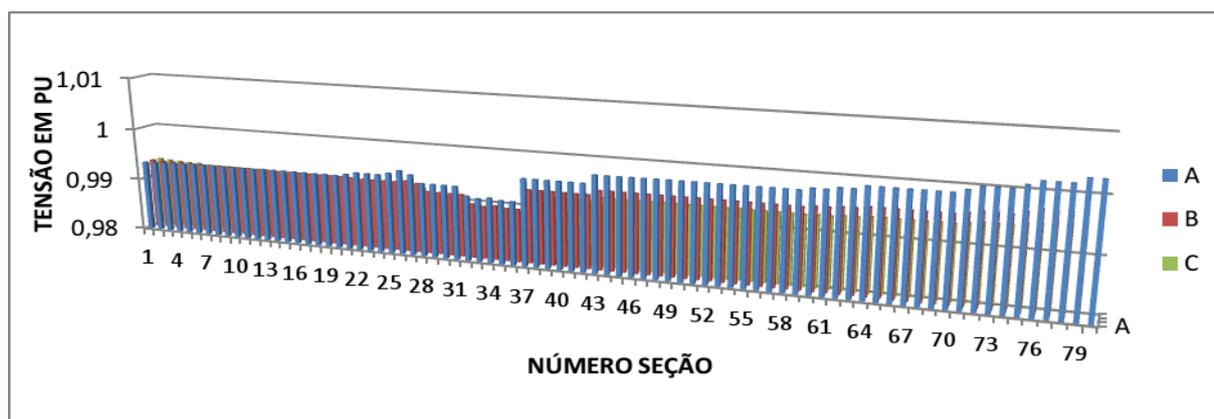


Figura 9 - Perfil de Tensão para o Sistema com GD no Nó 80

3.7 Comparações dos casos simulados

Compararam-se os cinco casos simulados com o sistema original, para um melhor entendimento dos impactos no perfil da tensão, utilizou-se a Tab. 1. A tabela mostra por fase, a média das tensões, o máximo e o mínimo ponto de tensão. Nas colunas de comparação tem-se a variação máxima e mínima, fazendo a diferença de ponto de máxima tensão e o ponto de mínima tensão para se analisar a oscilação da tensão no sistema. E por último na coluna “Variação Média” tem-se a porcentagem da variação considerando-se o sistema radial como padrão (100%), e a partir deste sistema calculou-se o quanto variou a média de tensão em cada caso, para cada fase.

Tabela 1 – Comparação do perfil de tensão para os cinco casos simulados para a alocação da GD

Casos		Fase A			Comparação	
		Média	Máximo	Mínimo	Variação máx. e min.	Variação média (%)
Caso 0	Mag.	0,998	1	0,994	0,006	0%
Caso 1	Mag.	0,996	1,014	0,993	0,021	0,9979%
Caso 2	Mag.	0,995	1,015	0,991	0,024	0,9975%
Caso 3	Mag.	0,998	1,031	0,991	0,040	0,9999%
Caso 4	Mag.	0,996	1,003	0,991	0,012	0,9984%

Caso 5	Mag.	0,996	1,003	0,991	0,012	0,9984%
Casos		Fase B			Comparação	
		Média	Máximo	Mínimo	Variação máx. e min.	Variação média (%)
Caso 0	Mag.	0,998	1	0,994	0,006	0%
Caso 1	Mag.	0,994	1,046	0,991	0,055	0,9961%
Caso 2	Mag.	0,994	1,015	0,991	0,024	0,9975%
Caso 3	Mag.	0,995	1,023	0,989	0,034	0,9972%
Caso 4	Mag.	0,994	0,998	0,989	0,009	0,9958%
Caso 5	Mag.	0,994	0,997	0,989	0,008	0,9958%
Casos		Fase C			Comparação	
		Média	Máximo	Mínimo	Variação máx. e min.	Variação média (%)
Caso 0	Mag.	0,998	1	0,994	0,006	0%
Caso 1	Mag.	0,993	1,008	0,991	0,017	0,9949%
Caso 2	Mag.	0,992	1,009	0,988	0,021	0,9942%
Caso 3	Mag.	0,993	1,020	0,988	0,032	0,9955%
Caso 4	Mag.	0,992	0,995	0,988	0,007	0,9943%
Caso 5	Mag.	0,992	0,995	0,988	0,007	0,9970%

Tendo como base a variação no perfil da tensão, como mostra a Tab. 1, nota-se que o melhor caso simulado foi o caso 1. A ANEEL estabelece pelo módulo 8, do PRODIST para faixa de operação entre 1kV e 69kV, a tensão adequada entre 0,93Vb e 1,05Vb, considerando Vb como 18.780,4V, corresponde os limites de tensão adequada como 17.465,7V e 19.719,4V respectivamente. Nota-se que todos os casos simulados para a inserção desta GD mostram-se satisfatório dentro das normativas estabelecidas.

A comparação entre as perdas pode ser analisada na Tab. 2. A primeira linha da tabela informa as perdas totais em cada caso, a segunda linha é calculada a porcentagem das perdas tendo como padrão o sistema radial.

Tabela 2 – Comparação das perdas do sistema para os cinco casos simulados para a alocação da GD

	Sistema Radial	Caso 1	Caso 2	Caso 3	Caso 4	Caso 5
Perdas Totais	2,97E+05	6,1206E+05	6,0902E+05	8,0507E+05	6,0948E+05	6,0948E+05
Porcentagem baseado no sistema radial	0%	2,0608%	2,0505%	2,7106%	2,0521%	2,0521%

Nota-se que o melhor caso objetivando-se a otimizar as perdas totais foi o caso 2, com cerca de 66% a menos de perdas totais ao pior caso (caso 3).

4. CONCLUSÃO

O objetivo deste estudo era mostrar a importância na escolha ótima da locação da GD, para isto, simularam-se cinco cenários distintos para analisar os impactos da GD no perfil de tensão e nas perdas do sistema.

Quando analisado o perfil de tensão para o sistema radial, imaginou-se que o melhor local de alocação seria o nó 35, analisado pelo perfil de tensão do sistema radial. No entanto, no decorrer do trabalho, notou-se que buscando manter a qualidade de tensão todos os nós simulados mostraram-se dentro do estabelecido pela ANEEL, no módulo 8 do PRODIST, mas quando espera-se otimizar as perdas no sistema o melhor ponto dentre os cinco simulados seria o nó 41.

Foi possível analisar também a importância da alocação ótima, quando se compara os cinco casos e percebe-se que a variação entre o melhor e o pior ponto apresentou cerca de 66% de diferença nas perdas do sistema.

Em trabalhos futuros espera-se simular cenários com maior nível de penetração da GD, e com menor potência instalada, isto é, com microgeração distribuída, uma vez que as projeções da EPE indica que será o setor de maior crescimento nas GDs. Ainda para trabalhos futuros estão em desenvolvimento analisaram técnicas heurísticas e determinísticas para alocação ótima de GDs.

REFERÊNCIAS

- Ackermann, T.; Andersson, G.; Soder, L., 2001. Distributed Generation: a definition. Electric Power Systems Research.
 Ahmadi, H.; Marti, J. R. M; Alexandra V, 2016. A Linear Power Flow Formulation for Three-Phase Distribution Systems. IEEE Transactions on Power Systems.

- ANEEL. Perdas de Energia. Disponível em: < http://www.aneel.gov.br/metodologia-distribuicao/-/asset_publisher/e2INtBH4EC4e/content/perdas/654800?inheritRedirect=false>
- ANEEL. Resolução n. 505 de 26 de novembro de 2001: Estabelece de forma atualizada e consolidada, as disposições relativas à conformidade dos níveis de tensão de energia elétrica em regime permanente. Disponível em: <<http://www2.aneel.gov.br/cedoc/res2001505.pdf>>. Acesso em: 12 nov. 2017 às 13:40
- ATP Draw. Informações sobre o software. 2017. Disponível em: <<http://www.atpdraw.net/>>. Acesso em: 12 nov. 2017 às 13:40
- Baldam, R, 2016. Economia da Energia: fundamentos econômicos, evolução histórica e organização industrial. Rio de Janeiro: Elsevier.
- BRASIL. Resolução Normativa nº 687, de 24 de novembro de 2017. Diário Oficial [da] República Federativa do Brasil, Brasília, DF.
- Deepa, K. S.; Savier, J. S, 2017. Impact Analysis if Distributed Generation Integration on Distribution Network Considering Smar Grid Scenario. IEEE Region 10 Symposium. India.
- Delille, G.; François, B, 2012. Dynamic Frequency Control Support by Energy Storage to Reduce the Impact of Wind and Solar Generation on Isolated Power System's Inertia. IEEE Transactions on Sustainable Energy, Vol 3, no. 4.
- Ferreira, G. D, 2013. Modelos Matemáticos para Otimização da Confiabilidade de Sistemas Elétricos de Distribuição com Geração Distribuída. Porto Alegre.
- EPE 2014. Inserção da Geração Fotovoltaica Distribuída no Brasil – Condicionantes e Impactos. Nota técnica DEA 19/14. Rio de Janeiro, out. 2014. Disponível em:< www.epe.gov.br/mercado/Paginas/Estudos_27.aspx >. Acesso em: 29 out. 2017 às 21:00.
- EPE, 2015. Plano Decenal de Expansão de Energia 2024. Ministério de Minas e Energia. Empresa de Pesquisa Energética. Brasília: MME/EPE.
- Grabolle, P. B, 2010. A Integração de Sistemas Solares Fotovoltaicos em Larga Escala no Sistema Elétrico de Distribuição Urbana. Florianópolis.
- Goldemberg, J.; Paletta, F. C., 2012. Energias Renováveis. São Paulo: Edgar Blucher.
- Gomez, J. C; Morcos, M. M, 2005. Coordination of Voltage Sag and Overcurrent Protection in DG Systems. IEEE Transactions on Power Delivery (Volume: 20, Issue: 1, Jan. 2005)
- Lima, F. C. G. de C, 2013. Contabilidade Social: a nova tendência das contas nacionais. Rio de Janeiro: Elsevir.
- Mahat, P.; Bak-Jensen, B, 2008. Review of Islanding Detection Methods for Distributed Generation. Electric Utility Deregulation and Restructuring and Power Technologies.
- Morais, L. C, 2015. Estudo Sobre o Panorama da Energia Elétrica no Brasil e Tendências Futuras. Dissertação de Mestrado, Univesidade Estadual Paulista. Bauru.
- NERC, 2011. Potential Bulk System Reliability Impacts of Distributed Resources. Princeton.
- Ochoa, L. F.; Harrison, G. P, 2011. Minimizing Energy Losses: Optimal Accommodation and Smart Operation of Renewable Distributed Generation. IEEE Transactions on Power Systems (Volume: 26, Issue: 1, Feb. 2011)
- Pepermans, G.; Harseldonckx, D.; Belmans, R.; D'Haeseleer, W., 2003. Distributed Generation: definition, benefits and issues. Belgium.
- Quezada, V. H. M.; Abbad, J. R., 2016. Assessment of Energy Distribution Losses for Increasing Penetration of Distributed Generation. IEEE Transactions on Power Systems, Vol. 21.
- Simabukulo, L. A. N.; Correa, L. F. S.; Santos, Messias, M. O.; Martins, M. Energia, Industrialização e Modernidade – História Social.
- Soares, G. B, 2016. Análise de Energização de Linhas de Transmissão. Brasília.
- SOLergo. Informações sobre o software. 2017. Disponível em: < <http://hiperenergy.com.br/idc-portfolio/solergo/>>. Acesso em: 12 nov. 2017 às 14:15
- Teleke, S.; Jahanbakhsh, F.; Katiraei, F.; Agüero, J. R., 2011. Analysis of Interconnection of Photovoltaic Distributed Generation. Industry Applications Society Annual Meeting (IAS), IEEE
- Vovos, P. N.; Kiprakis, A. E.; Wallace, A. R.; Harrison, G. P. Centralized and Distributed Voltage Control: Impact on Distributed Generation Penetration. IEEE Transactions on Power Systems (Volume: 22, Issue: 1, Feb. 2007)
- Walling, R. A; Miller, N. W, 2002. Distributed Generation Islanding-Implications on Power System Dynamic Performance. IEEE Power Engineering Society Summer Meeting.

OPTIMAM ALLOCATION OF DISTRIBUTED GENERATION PHOTOVOLTAIC FOR REDUCING ENERGY LOSSES IN ELECTRICITY DISTRIBUTION SYSTEMS: A CASE STUDY

Abstract. *This study presents an analysis of the impacts on the voltage profile and losses when it inserts a new source of distributed generation (DG) on the system. For this, it was considered a test system in the Northwest of the State of Rio Grande do Sul, and a source of Distributed Generation Photovoltaic of 5MW. Modeled in the software system ATP Draw, and from data obtained of the radial system, chose five different scenarios for inserting a GD and analyze the profile of tension and the losses in the system. With the results obtained, the study was able to demonstrate the importance of the location optimal for the reduction of impacts, and of further work to examine heuristics and deterministic for the optimal allocation of GD.*

Key words: *Distributed Generation, Photovoltaic Solar Energy, Losses Reduction*