

VALORAÇÃO MONETÁRIA DO IMPACTO DA GERAÇÃO FOTOVOLTAICA NAS PERDAS EM UM SISTEMA RADIAL DE DISTRIBUIÇÃO

João Paulo R. Gomes – inovaiuai@gmail.com

Thaís F. Araújo – thaisarasilva@gmail.com

Bruno S. Sardeiro – brunosardeiro@gmail.com

Universidade Federal de Minas Gerais, Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica

Wadaed Uturbey – wadaed@cpdee.ufmg.br

Wallace C. Boaventura - wventura@gmail.com

Selênio R. Silva - selenios@dee.ufmg.br

Eduardo N. Cardoso - nohme@cpdee.ufmg.br

Universidade Federal de Minas Gerais, Departamento de Engenharia Elétrica

Bruno M. Lopes - bruno.marciano@cemig.com.br

Companhia Energética de Minas Gerais, CEMIG-D

Resumo. Este trabalho apresenta metodologias de valoração do impacto da geração fotovoltaica no perfil de perdas de um sistema de distribuição. O valor das perdas é obtido através do cálculo do fluxo de potência em diferentes cenários. Além do cenário base ou de referência, em que não há geração fotovoltaica distribuída, consideram-se 4 cenários diferentes. Esses cenários se diferenciam em relação à posição do gerador fotovoltaico no sistema. Duas metodologias de valoração são apreciadas. A primeira metodologia relaciona as perdas de energia e a potência instalada do gerador distribuído. A segunda técnica permite vislumbrar a redução ou o aumento do custo médio de aquisição de energia para atender a essas perdas. As simulações são conduzidas a partir de um circuito que representa um alimentador da Subestação Adelaide, localizada na cidade de Belo Horizonte. Os resultados permitem afirmar que a localização da unidade geradora, o nível de injeção de potência do gerador e a topologia do sistema influenciam na modificação do perfil de perdas do sistema bem como no valor monetário dessas perdas.

Palavras-chave: Valoração Monetária, Geração Fotovoltaica, Perdas Elétricas.

1. INTRODUÇÃO

As redes de distribuição de energia, tipicamente, possuem em sua configuração uma subestação primária como a única fonte geradora do sistema (Kagann et al., 2005). O desenvolvimento tecnológico de fontes de geração renováveis que podem estar distribuídas no sistema de distribuição, como a fotovoltaica e a eólica, potencializam a modificação dessa configuração.

Uma das fontes de geração renovável mais promissoras para o aumento da inserção de geração distribuída é a fonte fotovoltaica. Além da disponibilidade de radiação solar no Brasil, o processo mais simplificado de instalação e a modularidade são características que tornam os sistemas fotovoltaicos mais convenientes no processo de integração de fontes distribuídas de geração ao sistema de distribuição de baixa e média tensão (Mitra et al., 2012).

O nível de penetração da geração distribuída pode modificar os padrões do fluxo de potência da rede, o que causa impactos nas práticas de planejamento e operação do sistema, gerando implicações técnicas e econômicas (Quezada et al., 2006). Do ponto de vista da operação, mudanças no perfil de tensão, nas perdas de energia, nas práticas de manutenção e restauração no caso de faltas e a perda da qualidade de energia, através, por exemplo, do aumento da penetração de harmônicos, são exemplos de impactos em destaque na literatura técnica. A postergação de investimentos no sistema e os impactos sobre a tarifa dos consumidores são alguns dos efeitos econômicos da inserção da geração distribuída (Cai et al., 2013).

Este trabalho foca-se na análise técnico econômica das perdas de energia. As perdas elétricas no sistema de distribuição representam de 4 a 7% da potência total transmitida (Dias et al., 2002). As perdas nos alimentadores são relacionadas à energia perdida durante o fluxo nas linhas de transmissão e nas resistências dos transformadores (Mitra et al., 2012). Costa e Matos (2009) apresentam um método para quantificar o valor das perdas evitadas no sistema de distribuição de baixa tensão. Os autores utilizam um método de cálculo do valor esperado das perdas de energia evitadas considerando-se a variação do número, capacidade e localização dos microgeradores. Hoff et al. (2006) também apresentam uma metodologia de valoração das perdas de energia evitadas. Neste caso, os autores baseiam-se na geração de cenários abrangentes do sistema de distribuição. A valoração das perdas de energia é realizada a partir da comparação entre dois cenários, isto é, um cenário base sem geração distribuída, e um outro cenário com determinado nível de penetração de geração distribuída. O cálculo do valor baseia-se na diferença do preço da energia no ponto de

entrega ao consumidor tendo como referência o preço do gás. Outro interessante trabalho é apresentado por Oliveira e Uturbey (2009). Neste trabalho os autores apresentam a valoração econômica das perdas elétricas de energia propondo índices de impacto que permitem classificar os efeitos dos geradores distribuídos nas redes de distribuição. Esses índices permitem configurar um mecanismo de incentivo tarifário para a conexão do gerador distribuído.

Tomando como base os trabalhos apresentados, este trabalho tem como principal contribuição o estudo da influência da alocação dos geradores distribuídos no sistema de distribuição tanto nas perdas de energia quanto no valor monetário que a modificação no perfil das perdas pode representar para a concessionária. As simulações são conduzidas utilizando-se a configuração de um alimentador de uma concessionária mineira.

O artigo está organizado em cinco seções. Além dessa introdução, a seção 2 apresenta a metodologia de valoração aplicada. O estudo de caso é detalhado na seção 3. Os resultados e discussões são apresentados na seção 4 e, por último, a conclusão é apresentada na seção 5.

2. METODOLOGIA DE VALORAÇÃO

A penetração de geradores distribuídos no sistema de distribuição modifica o perfil das perdas técnicas. Em geral, na literatura considera-se que a presença de geradores distribuídos diminui as perdas de energia, por esses estarem próximos às cargas. Contudo, um nível de penetração elevado pode tornar o fluxo de potência bidirecional, levando a situações onde as perdas podem ser maiores que aquelas do sistema sem esse tipo de geração, isso dependendo da relação entre a geração e o carregamento do circuito, e da topologia da rede no qual o gerador está conectado.

Dessa forma, o perfil de perdas nesse trabalho é obtido através do cálculo do fluxo de potência. O cálculo é realizado para cada intervalo do horizonte de tempo considerado. Horizonte de tempo que retrata cenários típicos de radiação de uma determinada região e de carregamento de um determinado circuito de distribuição.

No próximo item são apresentadas as metodologias de valoração das perdas aplicadas neste trabalho.

2.1 Valoração das Perdas Elétricas

Neste trabalho, a valoração das perdas através da inserção da geração distribuída em um sistema de distribuição é realizada através de duas metodologias que utilizam o custo médio da compra de energia pela concessionária como referência.

A primeira metodologia, apresentada por Oliveira e Uturbey (2009), utiliza um índice de variação de perdas, I_{vp} , no sistema de distribuição, apresentado na Eq. (1). Esse índice determina a relação entre as perdas de energia do sistema para um cenário de referência, no qual não se considera a presença de geradores distribuídos, e as perdas de energia para o caso de estudo, no qual o gerador distribuído está alocado em uma determinada barra do sistema. O índice I_{vp} indica o percentual da variabilidade das perdas de energia em relação ao cenário de referência ou cenário base. Quando esse índice assume um valor negativo observa-se um aumento das perdas no sistema na presença de geradores distribuídos. Na Eq. (1), L_{CE} é o montante de perdas de energia verificado no estudo de caso, dado em MWh; L_{CB} é o total de perdas de energia calculado para o cenário de referência em MWh.

$$I_{vp} = \left(1 - \frac{L_{CE}}{L_{CB}} \right) * 100 \quad (1)$$

O valor da diferença das perdas entre os dois cenários, Q_p , dada em R\$/kW, relaciona o índice I_{vp} e o custo médio da aquisição de energia da distribuidora, como apresentado na Eq. (2). Na Eq. (2), P_I é a capacidade instalada do gerador distribuído conectado ao alimentador em kW; e C_E é o custo médio de aquisição de energia pela concessionária em R\$/MWh. Dessa forma, a técnica de valoração relaciona as perdas de energia e a potência instalada no alimentador.

$$Q_p = \frac{I_{vp} \cdot L_{CB} \cdot C_E}{100 \cdot P_I} \quad (2)$$

A outra forma de valoração das perdas de energia apreciada neste trabalho consiste em calcular a redução ou aumento do custo com a aquisição de energia, metodologia semelhante à utilizada por Hoff e Shugar (1955). Neste trabalho considera-se que valor dessa energia, V_E dado em R\$/MWh, é calculado a partir do custo médio de aquisição de energia pela distribuidora, como apresentado na Eq. (3).

$$V_E = C_E \cdot (L_{CB} - L_{CE}) \quad (3)$$

O circuito teste utilizado para a avaliação das duas metodologias é detalhado na próxima seção.

3. DESCRIÇÃO DO ESTUDO DE CASO

Nesta seção são descritos o circuito e os cenários de análise utilizados para ilustrar as metodologias de valoração.

Representa-se a configuração de um alimentador da Subestação Adelaide, localizada na cidade de Belo Horizonte, como ilustrado na Fig. 1. Considera-se que o gerador distribuído representa um sistema fotovoltaico, que possui um sistema de controle do fator de potência, fixado em 1,0, isto é, o gerador injeta somente potência ativa na rede. O gerador é modelado em uma barra do tipo PQ, de acordo com a modelagem da plataforma de simulação Power Factory. Cada cenário de simulação possui um valor fixo para o limite máximo de geração.

Considera-se que o circuito do alimentador de comprimento total de 7,85 km, com nível de tensão de 13,8 kV, apresentado na Fig. 2, possui 32 barras, das quais 21 possuem cargas do tipo potência constante. Esse circuito pode ser dividido em três regiões distintas, sendo que a primeira, mais próxima da subestação possui as linhas com os menores valores de impedância, a terceira, mais distante da subestação, possui os maiores valores de impedância. Finalmente, a segunda possui valores intermediários. Os parâmetros X1 e X2 representam as reatâncias; R1 e R2, as resistências de sequência positiva e negativa, respectivamente. R0 e X0 representam a resistência e reatância de sequência zero. Os parâmetros de sequência das linhas do circuito são apresentados na Tab. 1.

Os cenários de simulação são definidos a partir de um horizonte de tempo de um dia com 24 intervalos. As curvas de carga de potência ativa e reativa consideradas neste trabalho são apresentadas na Fig. 3. O valor da potência ativa e reativa demandada por estas cargas foi estabelecido a partir de dados da curva de carga de um alimentador real da cidade de Sete Lagoas.

A curva de injeção de potência da usina fotovoltaica é ilustrada através da Fig. 4. Os valores de potência injetada em cada intervalo de tempo baseiam-se em níveis de radiação solar da cidade de Belo Horizonte.



Figura 1 - Topologia do alimentador da Subestação Adelaide-BH. Fonte: Google Earth.

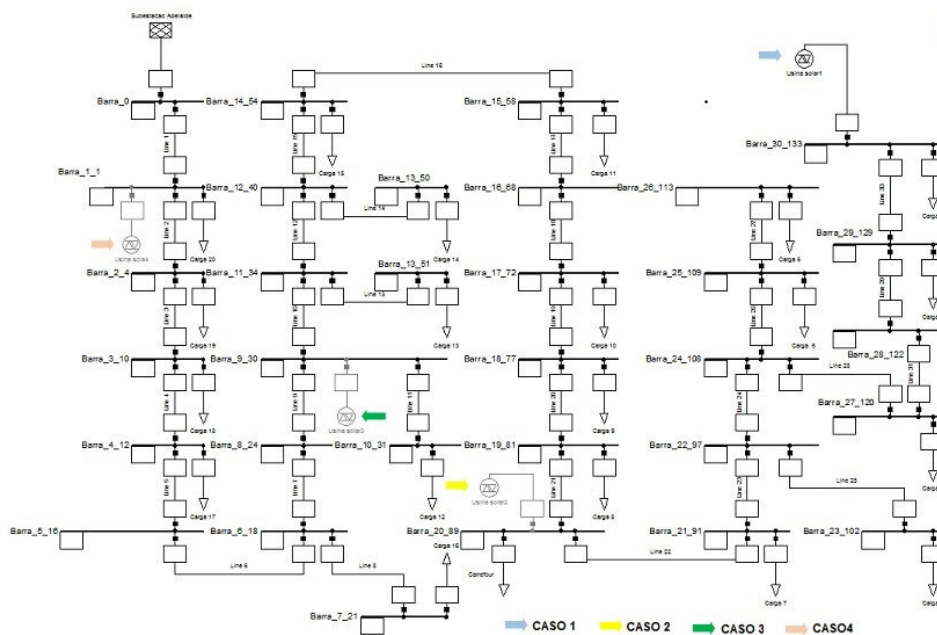
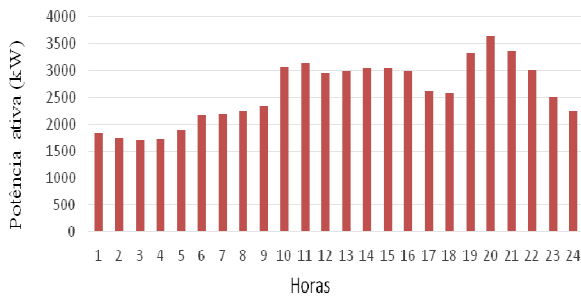


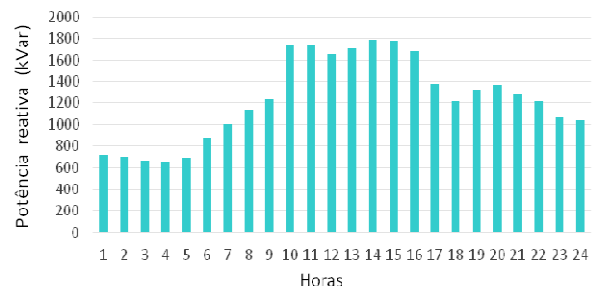
Figura 2 - Topologia do alimentador da Subestação Adelaide-BH.

Tabela 1 - Parâmetros de linha do alimentador.

Nº DE LINHAS	COMPRIMENTO TOTAL (km)	X1=X2 (Ω /km)	X0 (Ω /km)	R1=R2 (Ω /km)	R0 (Ω /km)
Região I					
10	2,01	0,4033	1,5837	0,1876	0,6604
Região II					
10	3,58	0,4513	1,6312	0,5954	1,0682
Região III					
11	2,26	0,4861	1,6666	1,504	1,9768



a) Demanda de potência ativa.



b) Demanda de potência reativa

Figura 3 - Curvas de carga do alimentador.

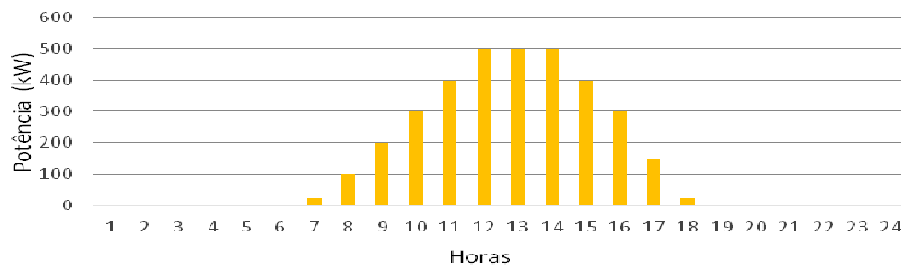


Figura 4 - Potência gerada pela usina fotovoltaica ao longo de um dia.

4. RESULTADOS E DISCUSSÕES

Nesta seção são apresentados os resultados da aplicação das duas metodologias de valoração apreciadas neste trabalho. As simulações dos fluxos de potência são realizadas através da plataforma Power Factory.

Duas frentes de simulação são realizadas. O primeiro conjunto de simulações tem como objetivo apresentar a relação entre as perdas e os níveis de geração mediante diferentes condições de operação do sistema teste. Consideram-se quatro cenários, todos com carregamento do sistema teste com valor aproximado de 3 MW, igual ao valor do 12º intervalo das curvas de carga de potência ativa e reativa apresentadas na Fig. 3. O nível de injeção de potência ativa através do sistema fotovoltaico é aumentado gradualmente. Esses níveis variam de 0 a 3 MW com incrementos de 300 kW. Em cada cenário o gerador distribuído está conectado a uma barra diferente do sistema. Essas posições estão indicadas na Fig. 2 pelas setas coloridas. A Fig. 5 apresenta a variação das perdas em relação aos diferentes níveis de penetração do gerador distribuído para cada caso de estudo. Essas perdas referem-se às perdas totais do alimentador. Observa-se que a curva é aproximadamente quadrática, como esperado (Monticelli, 2003). Nota-se também que o padrão das curvas depende da localização do gerador, do nível de injeção de potência ativa e da topologia do sistema. As curvas dos casos 1 e 2 indicam que o aumento do nível de injeção de potência pode tornar o fluxo bidirecional e aumentar o montante de perdas em relação às perdas do sistema sem geração distribuída (caso base). Nestas simulações o caso de estudo 1 é aquele onde o gerador está mais distante da subestação.

Os resultados da segunda frente de simulação apresentam os dados das perdas elétricas que serão utilizados nas metodologias de valoração. Consideram-se também 4 cenários de simulação. Todos os cenários possuem um horizonte de tempo de um dia com 24 intervalos e se diferenciam em relação à posição do gerador distribuído. O valor da injeção de potência do sistema fotovoltaico nesses casos é constante em cada intervalo. O valor dessa injeção em cada intervalo

é apresentado na Fig. 4. O caso base refere-se às simulações realizadas desconsiderando-se a presença do sistema fotovoltaico. A Fig. 6 apresenta a variabilidade do perfil das perdas totais no alimentador durante um dia. Observa-se a mudança do perfil dessas curvas em função da posição do gerador no sistema. Observa-se que o perfil de perdas do caso 4 é bem próximo ao perfil do caso base. O caso de estudo 4 é aquele em que o gerador está mais próximo da subestação. A Fig. 7 apresenta a variabilidade do índice I_{vp} , que indica a proporção das perdas elétricas de cada caso de estudo em relação ao caso base, durante um dia. Nota-se que a maior redução de perdas ocorre quando o sistema fotovoltaico está localizado na posição mais distante da subestação, caso 1. O menor impacto na redução das perdas ocorre quando a usina está conectada no barramento mais próximo à subestação.

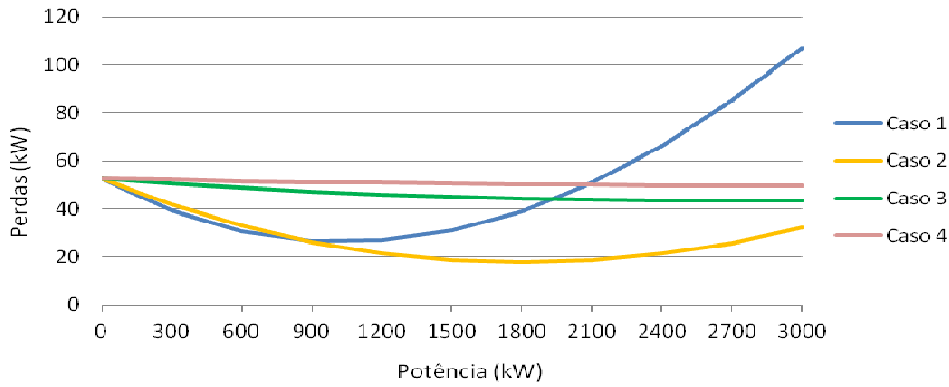


Figura 5 - Variação das perdas em função do nível de penetração da geração distribuída.

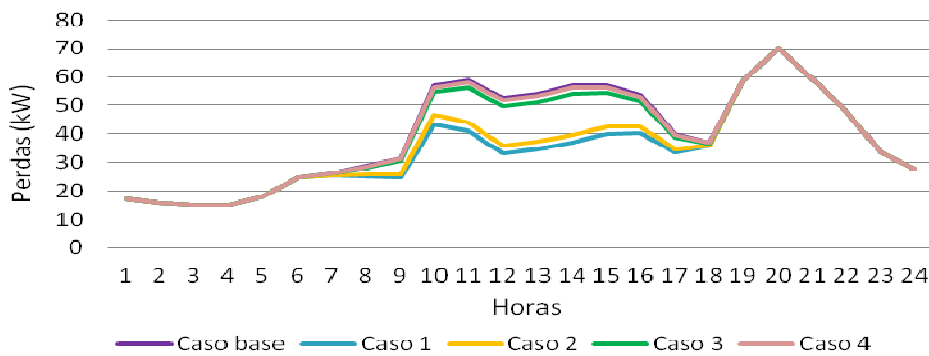


Figura 6 - Variação das perdas em função do nível de penetração da geração distribuída.

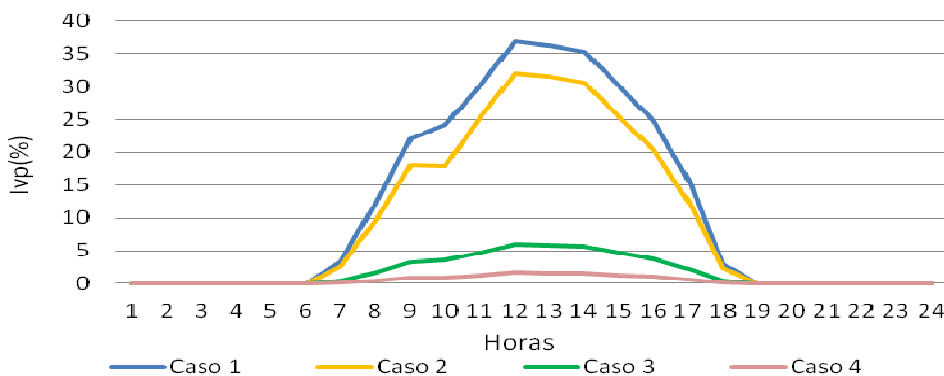


Figura 7 - Perfil do índice de variação de perdas durante um dia para cada estudo de caso.

A primeira metodologia de valoração monetária analisada é aquela que relaciona o índice de variação de perdas, o custo médio de aquisição de energia da concessionária e a potência instalada do sistema fotovoltaico. Considera-se um mês de operação do sistema e que a curva de carga diária e a injeção de potência são as mesmas para todos os dias do mês. Os valores de Q_p para cada caso de estudo são apresentados na Tab. 2. Nota-se que o valor de Q_p é positivo para

todos os cenários. Ressalta-se que os geradores com maiores valores de Q_p estão conectados às barras mais próximas aos centros de carga, com destaque para o caso 1 e 2. Esses resultados indicam que a conexão de um gerador próximo do centro de carga pode beneficiar o sistema reduzindo de maneira mais eficiente o nível de perdas. Consequentemente, esse gerador terá um valor monetário superior aos outros em relação à diminuição do nível de perdas.

A segunda metodologia avaliada indica o valor médio da redução ou do aumento do custo de aquisição de energia pela concessionária quando um gerador fotovoltaico está conectado ao sistema. Neste trabalho, para facilitar a análise do perfil da valoração monetária V_E , consideram-se os mesmos cenários e os resultados do primeiro conjunto de simulações. Quatro cenários são analisados. Todos os cenários possuem carregamento igual à demanda do 12º intervalo das curvas de carga de potência ativa e reativa, apresentadas na Fig. 3. O nível de injeção de potência ativa através do sistema fotovoltaico é aumentado gradualmente. Valores negativos de V_E indicam que as perdas para o caso em análise são maiores que no caso base. A Fig. 8 apresenta o perfil das curvas da valoração V_E em relação ao nível de penetração. Nota-se que a variabilidade de V_E também está relacionada com o nível de injeção de potência do gerador fotovoltaico e com a posição do gerador no sistema. Destacam-se os casos 1 e 2, casos em que a curva V_E alcança seu pico rapidamente, contudo essas curvas alcançam um padrão descendente com níveis de injeção de potência menores que nos outros casos: a partir de 600 kW para o caso 1 e de 1200 kW para o caso 2.

Tabela 2 - Valoração das perdas em relação à potência instalada do gerador fotovoltaico.

CENÁRIO	Q_p MENSAL (R\$/kW)
Caso 1	1,1189
Caso 2	0,9321
Caso 3	0,1725
Caso 4	0,0477

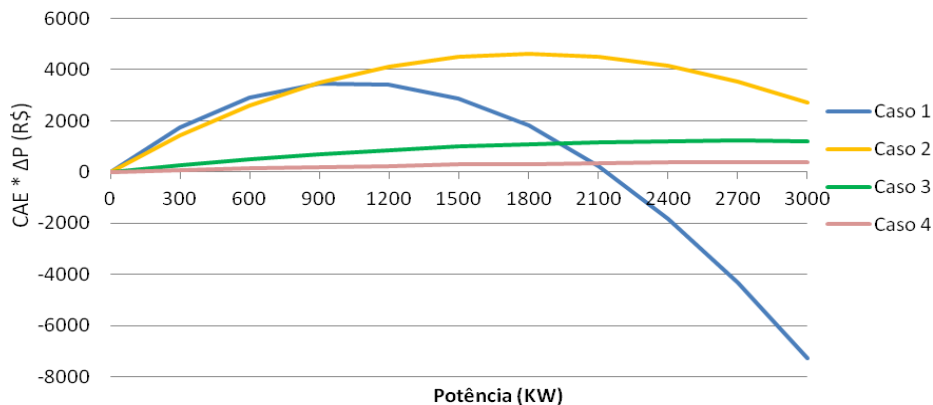


Figura 8 - Perfil do índice de variação de perdas durante um dia para cada estudo de caso.

5. CONCLUSÕES

Este artigo apresenta metodologias de valoração monetária do impacto da geração fotovoltaica nas perdas de um sistema de distribuição. De modo geral, os resultados permitem afirmar que a localização da unidade geradora, o nível de carregamento, o nível de injeção de potencia do gerador e a topologia do sistema influenciam na modificação do perfil de perdas do sistema.

Duas metodologias de valoração são apreciadas. A primeira, que relaciona o índice de variação das perdas, o custo médio de aquisição de energia e o valor da potência instalada do gerador, permite afirmar que a localização dos geradores no sistema influencia diretamente na magnitude de seu impacto, bem como no seu valor monetário em função da capacidade da unidade geradora. O índice de variação das perdas ajuda a quantificar o impacto e fornece parte dos subsídios em uma classificação dos pontos de conexão em função dos benefícios para o sistema.

Os resultados obtidos através da segunda técnica de valoração permitem afirmar que não somente a posição, mas também o nível de injeção do gerador distribuído conectado influenciam a modificação do perfil de perdas do sistema.

Esses resultados sugerem que o estudo de metodologias de valoração econômica de impactos técnicos da geração distribuída deve continuar a ser destacado na literatura. A utilização dessas metodologias é imprescindível na criação de critérios que sinalizem para a concessionária a localização mais conveniente dos geradores distribuídos no sistema.

Além disso, metodologias de valoração podem ajudar na compreensão da capacidade de influência desses geradores nos valores das tarifas dos consumidores que não possuem sistema de geração.

Agradecimentos

Trabalho desenvolvido no âmbito da Chamada Estratégica 13 do Programa de P&D Tecnológico do Setor de Energia Elétrica regulado pela ANEEL. A FAPEMIG e ao CNPq pelo apoio financeiro. O presente trabalho também foi realizado com o apoio financeiro da CAPES - Brasil.

REFERÊNCIAS

- Cai, D. W., Adlakha, S., Low, S. H., De Martini, P., & Mani Chandy, K., 2013. Impact of residential PV adoption on Retail Electricity Rates. *Energy Policy*, vol. 62, pp. 830-843.
- Costa, P. M., e Matos, M. A., 2009. Avoided losses on LV networks as a result of microgeneration. *Electric Power Systems Research*, vol. 79, n. 4, pp. 629-634.
- Dias, M. V. X., Borotni, E. C., Haddad, J., 2002. Geração distribuída no Brasil: oportunidades e barreiras. *Revista Brasileira de Energia – Sociedade Brasileira de Planejamento Energético*, vol. 11, n. 2, pp. 1-11.
- Hoff, T., Shugar, D. S., 1995. The value of grid-support photovoltaics in reducing distribution system losses. *IEEE Transactions on Energy Conversion*, vol. 10, n. 3, pp. 569-576.
- Kagan, N., Oliveira, C. C. B., Robba, E. J., 2005. Introdução aos sistemas de distribuição de energia elétrica. 1ª Edição, São Paulo, Egard Blücher.
- Mills, A., Wiser, R., 2012. Changes in the economic value of variable generation at high penetration levels: a pilot case study of California. Ernest Orlando Lawrence Berkeley National Laboratory. Disponível em: <http://emp.lbl.gov/sites/all/files/lbnl-5445e.pdf>.
- Mitra, P., Heydt, G. T., & Vittal, V., 2012. The impact of distributed photovoltaic generation on residential distribution systems. In *IEEE North American Power Symposium (NAPS)*, pp. 1-6.
- Monticelli, A.; Garcia, A., 2003. Introdução a Sistemas de energia elétrica. UNICAMP.
- Oliveira, B. V., Uturbey, W., 2009. Incentivos para a conexão de geradores distribuídos em redes de média e baixa tensão. 8th Latin-American Congress on Electricity Generation and Transmission - CLAGTEE, Ubatuba, São Paulo.
- Quezada, V. M., Abbad, J. R., Roman, T. G. S., 2006. Assessment of energy distribution losses for increasing penetration of distributed generation. *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 21, n. 2, pp. 533-540.

MONETARY VALUATION OF THE PHOTOVOLTAIC GENERATION IMPACT ON LOSSES IN RADIAL DISTRIBUTION SYSTEMS

Abstract. *This paper presents methodologies for the monetary valuation of the impacts of photovoltaic generation on distribution system losses. The value of losses is obtained by calculating the power flow in different scenarios. Beyond a baseline or reference case, in which no distributed photovoltaic generation is considered, four different scenarios are studied. These scenarios differ on the location of the PV generator on the system. Two valuation methodologies are considered. In the first method, the relation between energy losses and the installed capacity of the distributed generator is represented. The second technique allows observing the reduction or the increase of the average cost of power purchase to meet those losses. Several simulations are conducted from Adelaide feeder substation circuit, located in the city of Belo Horizonte. Obtained results indicate that the generating unit location, the generator injection level and the power system topology influence the variation of the system losses, as well as the monetary value of these losses.*

Key words: Monetary Valuation, Photovoltaic Generation, Losses in Distribution Systems.