

INTEGRAÇÃO DE RECURSOS ENERGÉTICOS DISTRIBUÍDOS E SEUS IMPACTOS NOS CONSUMIDORES DA REDE ELÉTRICA

Hugo L. T. Rangel¹, Raphael Poubel², Márcio M. Afonso², Wesley Peres³

¹*Departamento de Engenharia Elétrica - Centro Federal de Educação Tecnológica MG, hrangel.tomaz@gmail.com*

²*Departamento de Engenharia Elétrica - Centro Federal de Educação Tecnológica MG*

³*Departamento de Engenharia Elétrica - Universidade Federal de São João del-Rei MG*

RESUMO

Em um cenário de expansão da integração de recursos energéticos distribuídos (REDs) na rede de distribuição elétrica, este estudo apresenta uma análise dos impactos sofridos por um consumidor devido à conexão de REDs por outro cliente na rede. A investigação será conduzida utilizando o software OpenDSS e tem como objetivo identificar a contribuição dos REDs para desequilíbrios de tensão e fluxos nos ramais. Para atingir esse objetivo, os sistemas de 13 e 8500 barramentos do IEEE serão utilizados nas análises.

Palavras-chave: OpenDSS. Recursos energéticos distribuídos. Impactos na rede.

1. INTRODUÇÃO

Muitos países estabeleceram metas ambiciosas para a inserção de fontes renováveis de energia (FREs) nas matrizes elétricas. Muitas das medidas foram na forma de isenção fiscal ou mesmo tarifas do tipo *feed-in*, para motivar consumidores a produzirem sua própria energia (Jenner et al. (2013)). Estes incentivos proporcionaram um grande avanço na integração de recursos energéticos distribuídos (REDs) nas redes de distribuição (Hatzigryriou et al. (2015)).

Entretanto, no nível de distribuição, uma alta penetração de REDs proporciona diversos desafios para as concessionárias de energia, no que diz respeito à operação e planejamento de suas redes elétricas. Dentre estes desafios, são identificados, de acordo com (Deuse et al. (2006)): (i) violação de limites térmicos dos equipamentos da rede; (ii) problemas de regulação de tensão em localidades com alta penetração de geração distribuída combinada com baixo consumo; (iii) alteração no nível das correntes de curto-circuito da rede; (iv) impactos na qualidade de energia em virtude das interfaces de eletrônica de potência e (v) reversão do fluxo de energia nos ramais de distribuição.

Apesar destes desafios operacionais, as concessionárias estão sujeitas, muitas vezes, a pressões políticas e de investidores que, em virtude dos incentivos econômicos, desejam ampliar a hospedagem de REDS na rede elétrica (Hatziaargyriou et al. (2015)).

Neste ambiente, de pressão pela ampliação da inserção de recursos energéticos distribuídos alocados na rede, e a necessidade de se manter indicadores de qualidade mínimos para os usuários do sistema elétrico, é fundamental estabelecer métricas para definir a capacidade de REDs na rede.

Diversos estudos foram publicados na tentativa de mensurar o impacto da inserção crescente de REDs no sistema elétrico, bem como propor maneiras de adequar a rede para mitigar estes impactos. Em (Balamurugan et al. (2012)) foi utilizado um software comercial para avaliar o impacto de geradores fotovoltaicos (GFs) em diversos parâmetros técnicos do sistema de distribuição.

Já (Razavi et al. (2019)) apresentou um trabalho extensivo avaliando os novos desafios proporcionados pela geração descentralizada principalmente no que diz respeito as configurações de dispositivos de proteção e reguladores de tensão. O trabalho deu ênfase aos desafios impostos por fontes renováveis variáveis, como a solar fotovoltaica e a geração eólica.

Outro trabalho bastante abrangente a respeito dos problemas e impactos causados pela alta penetração de geradores fotovoltaicos (Karimi et al. (2016)). Neste trabalho, questões pertinentes como flutuação de tensão, sobretensões, desequilíbrio de tensão e harmônicos são discutidos em detalhes proporcionando uma excelente fonte de questões a serem consideradas quanto a penetração de GFs.

Muitos trabalhos deram uma atenção especial aos impactos dos recursos energéticos distribuídos nas perdas técnicas e perfil de tensão nas redes. (Vita et al. (2015)) avaliou o impacto causado por três tipos diferentes de fontes energéticas (geradores a Diesel, eólicos e fotovoltaicos) concluindo que, diferentes tipos de REDs influenciam de maneira diferente a rede de distribuição. Já (Ma et al. (2019)) realizou um estudo analítico sobre as perdas técnicas na rede, ademais, foi proposto um indicador capaz de estimar as perdas anuais de energia para uma ampla gama de cenários.

De forma geral, estes estudos legitimam as preocupações de se conhecer o impacto causado por estas fontes de geração próximas ao consumo. Porém, a grande maioria dos trabalhos avalia os impactos de forma centralizada, na visão dos operadores e planejadores.

Neste contexto, este trabalho tem por objetivo avaliar os impactos de uma forma local, avaliando os desafios que consumidores possam estar sujeitos em virtude da instalação de recursos energéticos por outros consumidores próximos.

2. METODOLOGIA PROPOSTA

Esta seção tem como objetivo introduzir a metodologia empregada para analisar o impacto da integração de recursos energéticos distribuídos na rede elétrica.

2.1 Software OpenDss

Para avaliação dos impactos da inserção de REDs na rede, fez-se uso do software EPRI OpenDSS (Dugan and McDermott (2011)). O OpenDSS é uma ferramenta abrangente que permite análises de sistemas de distribuição de energia elétrica bem como apoiar estudos de integração de recursos energéticos distribuídos na rede.

A justificativa para seu uso está em sua característica flexível e personalizável, que permite aos usuários realizarem análises complexas de maneira simples, dando suporte a desafios atuais e futuros da integração de novas tecnologias e recursos na rede de distribuição.

Para a obtenção do estado da rede, o software faz uso de um processo iterativo de ponto fixo. A metodologia de solução é resumida na equação (1).

$$V_{n+1} = [Y_{sistema}]^{-1} I_c(V_n) \quad (1)$$

Onde n é o número de iterações ($n=0, 1, 2, \dots$, até convergir), V_{n+1} é o vetor da nova projeção para os valores das tensões, V_n é o vetor de tensões para a iteração anterior, ou mesmo, $V_n = V_0$, em que V_0 é o vetor de condições iniciais para as tensões, $Y_{sistema}$ é a matriz de impedâncias do sistema e, por fim, I_c representa o vetor constituído pelas correntes de compensação dos equipamentos (cargas, geradores, etc).

Mais detalhes a respeito da metodologia de solução bem como da construção da matriz de admitância podem ser encontrados em (Dugan & McDermott, 2011).

2.2 Modelo do RED

O recurso energético distribuído é modelado conforme (P. R. Radatz, 2015). Este modelo combina o arranjo de células fotovoltaicas junto com o inversor. É importante ressaltar que a formulação pressupõe que o inversor seja capaz de rastrear rapidamente o ponto de

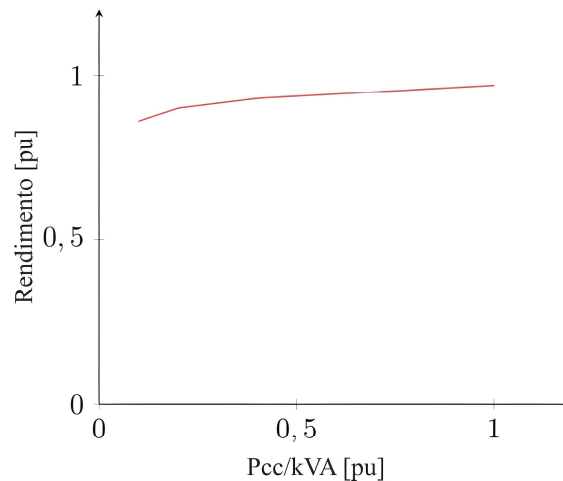
máxima potência (PMP) do painel, uma suposição adequada para a maioria dos estudos de impactos de interconexão de recursos distribuídos (P. Radatz et al., 2020).

A potência do recurso energético distribuído é calculada conforme equação (2).

$$P_{red} = P_{cc} \cdot \eta_{inversor} \quad (2)$$

Em que P_{cc} é a potência de saída do painel fotovoltaico e $\eta_{inversor}$ é o rendimento do inversor para uma dada potência de saída. O rendimento do inversor pode ser obtido com auxílio da curva apresentada na Figura 1.

Figura. 1 Curva de eficiência do inversor. Adaptado de (P. Radatz et al., 2020).



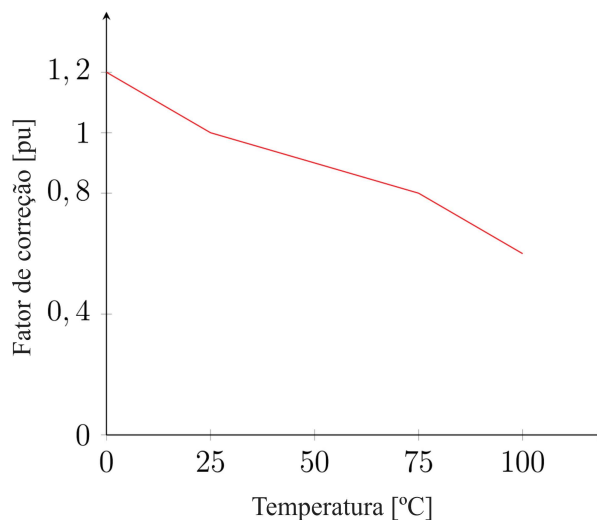
Pode-se observar que a curva apresentada na Figura 1 caracteriza a variação da eficiência no inversor como uma função da potência do painel, P_{cc} , em por unidade da potência nominal do inversor em kVA.

Já a potência de saída do painel pode ser calculada conforme equação (3).

$$P_{cc} = P_{mpp} \cdot Irrad \cdot FC(temp) \quad (3)$$

Em que P_{mpp} representa a máxima potência nominal do arranjo fotovoltaico para 1 kW/m² de irradiância, sua unidade é kW. $Irrad$ representa a irradiância no arranjo fotovoltaico e, por fim, $FC(temp)$ representa um fator de correção para uma dada temperatura $temp$ no painel. O fator de correção FC segue a curva apresentada na Figura 2. Para este trabalho foi utilizada uma temperatura ($temp$) igual a 25°.

Figura. 2 Fator de correção pela temperatura. Adaptado de (P. Radatz et al., 2020).



2.3 Restrições técnicas

Algumas restrições técnicas são importantes para a correta operação da rede elétrica. Ainda que se deseje avaliar impactos da instalação dos recursos energéticos, na modelagem do problema não será admitido algumas violações.

A primeira restrição, equação (4), diz respeito aos limites de tensão nos barramentos.

$$V_k \leq V_k^{m\acute{a}x} = 1,05 \quad (4)$$

Esta restrição impõe que, em nenhum barramento do sistema, a tensão de operação, V_k , deverá ultrapassar, por conta da instalação de unidades de geração, o limite de 1,05 pu. A escolha do valor se dá como forma de adequar a operação do sistema ao módulo 8 do PRODIST (de Distribuição, 2010).

Ademais é importante garantir que em nenhum momento o incremento do P_{mpp} , como forma de avaliar o impacto da hospedagem de recursos energéticos, cause uma reversão no fluxo de potência na subestação. Esta restrição é bastante comum em problemas que buscam identificar a máxima capacidade de hospedagem em sistemas de distribuição (Ismael et al., 2019). Desta forma, a todo momento, a equação (5) deverá ser respeitada.

$$Fluxo_{SE} \geq 0 \quad (5)$$

Em que $Fluxo_{SE}$ representa o fluxo de potência ativa no sentido da subestação para o sistema de distribuição.

3. ESTUDO DE CASO

Esta seção tem como objetivo conduzir análises para identificar os impactos da implantação de recursos energéticos distribuídos nos sistemas de 13 e 8500 barramentos do IEEE. Para mais informações sobre esses sistemas, incluindo diagramas, consulte (Schneider et al., 2017) e (Schneider et al., 2010).

3.1 Impactos na regulação de tensão – Sistema IEEE 13 barramentos

Para a realização da análise, foi efetuada a instalação de uma unidade fotovoltaica trifásica com P_{mpp} de 100 kW no barramento 671 da rede elétrica. Em seguida, foram realizados incrementos na potência gerada elevando-se o P_{mpp} até que se atingisse uma das restrições técnicas consideradas na seção 2.3. Foi constatado que a maior integração de GD possível para o barramento, sem que ocorresse reversão de fluxo na subestação (equação 5), foi de 3,54 MW, definindo-se assim a máxima hospedagem.

Na Tabela 1 são apresentados os fluxos de potência ativa nos ramais principais bem como as perdas técnicas para a condição simulada, todas as grandezas estão em kW.

Tabela 1. Perdas e fluxo de potência ativa nos principais ramais

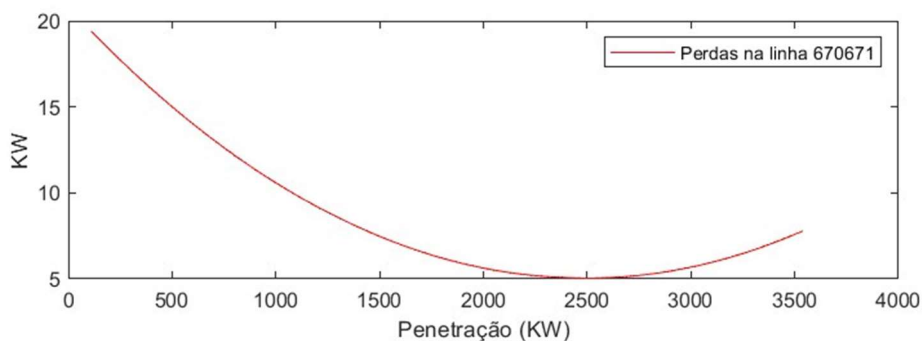
Ramal	Caso base		Com REDs	
	Fluxo	Perdas	Fluxo	Perdas
670-671	2261,31	20,76	-1016,31	7,8
632-670	2470,31	11,88	-812,83	3,49
650-632	3308,20	57,01	-5,92	9,75

A observação da Tabela 2 revela uma clara mudança na distribuição dos fluxos na rede ao final da análise. Outra característica que ficou evidente foi a inversão de fluxo em alguns dos ramais de distribuição.

A Figura 3 ilustra o comportamento das perdas técnicas no ramal 670-671. Inicialmente ocorre um decréscimo no módulo das perdas a medida em que ocorre o incremento da potência gerada pelo RED, uma vez que, parte cada vez maior da carga é atendida localmente, diminuindo o fluxo de potência no ramal que liga o barramento a subestação.

A partir do momento em que ocorre a reversão no fluxo no ramal, as perdas voltam a apresentar um crescimento à medida que o módulo do fluxo reverso aumenta. Este comportamento reforça a característica não linear das perdas técnicas na rede elétrica.

Figura. 3 Perdas técnicas no alimentador 670-671.



Esta primeira análise permitiu conhecer a capacidade de hospedagem da rede. De posse desta informação, foi realizada a instalação de uma unidade de geração distribuída com potência de 3,54 MW em cada um dos barramentos da rede elétrica, de forma individualizada. Isso significa que a instalação ocorreu em cada barramento separadamente, primeiro em um e depois no outro, seguindo sucessivamente para os demais barramentos.

O barramento 670 foi escolhido como local de estudo. Este barramento atuará como um consumidor e terá sua tensão avaliada. O motivo da escolha se dá por conta de o barramento estar situado em uma posição central na rede elétrica. A Figura 4 apresenta o perfil de tensão no barramento 670 para a instalação de REDs em cada uma das outras barras do sistema.

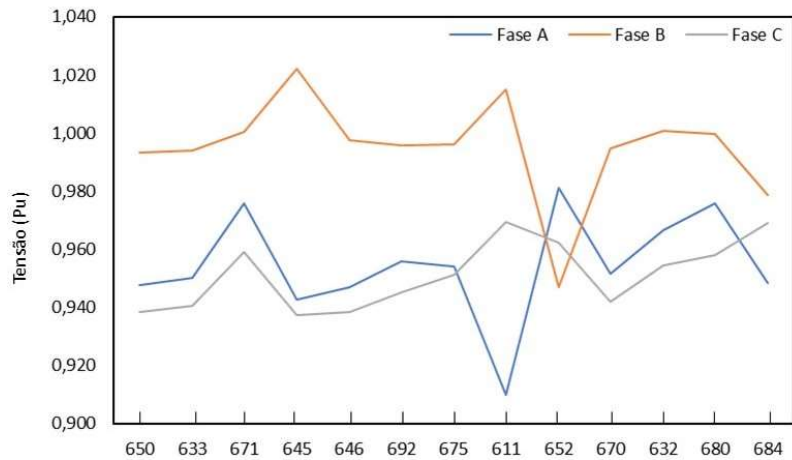
Esta análise ilustra como um consumidor pode ser afetado pela instalação de REDs realizado por um outro cliente. Ainda que não tenha ocorrido violações nos limites de tensão estipulados, ocorreram grandes variações na tensão do barramento 670 com a instalação de geradores em outros barramentos.

Ademais, a adição da unidade de geração em alguns barramentos (barramento 611, por exemplo) resultou em um aumento de desequilíbrio. Desequilíbrios de tensão podem ter efeitos prejudiciais sobre o funcionamento de equipamentos elétricos, muitas vezes comprometendo seu desempenho e vida útil. Portanto, é crucial minimizar essas situações.

3.2 Impactos na regulação de tensão – Sistema IEEE 8500 barramentos

Para o sistema IEEE 8500 barramentos, uma análise semelhante à realizada no sistema IEEE 13 barramentos foi conduzida. Uma unidade de geração distribuída de 2,7 MW (obtida de maneira semelhante à abordagem utilizada no Estudo de Caso 3.1) foi alocada em cada uma das barras trifásicas do sistema e o barramento m1089196 foi selecionado como consumidor.

Figura 4. Perfil de tensão no barramento 670

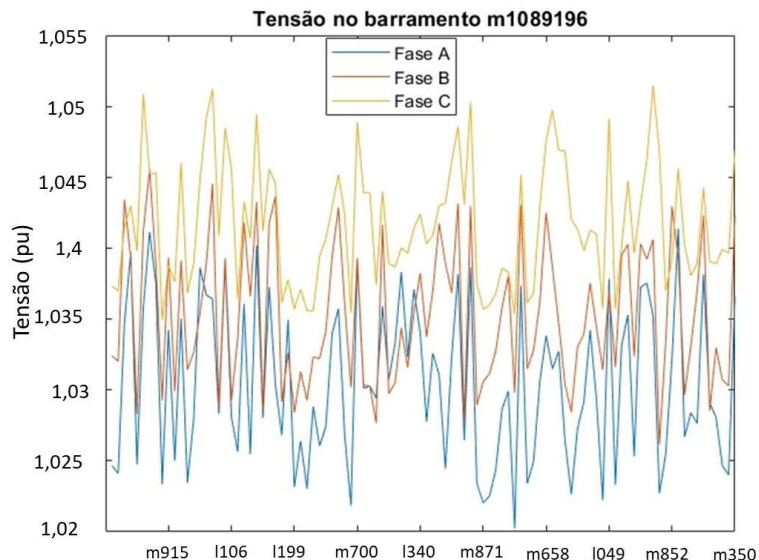


A Figura 5 apresenta, de forma amostral, para 100 barramentos do sistema, como a instalação do RED impactou o perfil tensão no barramento m1089196.

Duas características sobressaem: A primeira está relacionada à variação nos valores absolutos das tensões, influenciados pela localização da unidade de geração distribuída. A segunda característica diz respeito à ocorrência de sobretensões, tensões superiores a 1,05 por unidade, na Fase C do barramento m1089196 devido à instalação de RED em um outro ponto do sistema.

Embora o fenômeno possa ter sido majorado devido à considerável capacidade de geração da usina, que totaliza 2,7 MW, o estudo indica que os consumidores podem estar expostos a sobretensões decorrentes da instalação de geração distribuída por parte de outros clientes.

Figura. 5 Perfil de tensão no barramento m1089196



4. CONCLUSÕES

O presente trabalho apresentou um estudo dos impactos provenientes da inserção de recursos energéticos distribuídos na rede de distribuição. Com o auxílio do software OpenDSS foi possível identificar o comportamento da tensão, perdas técnicas e distribuição dos fluxos em virtude dos pontos de instalação dos recursos energéticos e a maneira como a instalação destes recursos, por um consumidor, afeta indicadores de qualidade de outros consumidores.

Foram realizadas análises considerando o local de instalação da geração distribuída e análises relacionadas ao aumento da hospedagem. Pode-se identificar que, independentemente da localidade da instalação da unidade de geração, ocorreram impactos na regulação de tensão para um consumidor específico. Ademais, foi possível identificar que a hospedagem de recursos energéticos pode inverter fluxos nos ramais de distribuição, fazendo com que as perdas tenham características bastante não lineares.

Trabalhos futuros irão ampliar o número de desafios técnicos a serem analisados, incluindo, principalmente, a contribuição dos recursos energéticos distribuídos no nível das correntes de curto-circuito e possíveis impactos nas configurações de dispositivos de proteção.

5. AGRADECIMENTOS

Os autores agradecem ao PPGEL (UFSJ e CEFET-MG) pelo apoio e auxílio financeiro.

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

Balamurugan, K., Srinivasan, D., & Reindl, T. (2012). **Impact of distributed generation on power distribution systems**. Energy Procedia, 25, 93–100.

de Distribuição, P. (2010). **Módulo 8–qualidade da energia elétrica**. Agência Nacional de Energia Elétrica–ANEEL.

Deuse, J., Karoui, K., Crisciu, H., Gertmar, L., Samuelsson, O., Karlsson, P., Chuvychin, V., Ribickis, L., Bollen, M. H. J., & Häger, M. (2006). **Interactions of dispersed energy resources with power system in normal and emergency conditions**. CIGRE 2006 Conference.

- Dugan, R. C., & McDermott, T. E. (2011). **An open source platform for collaborating on smart grid research**. 2011 IEEE Power and Energy Society General Meeting, 1–7.
- Hatziargyriou, N., Karfopoulos, E., Tsitsimelis, A., Koukoula, D., Rossi, M., & Giacomo, V. (2015). **On the der hosting capacity of distribution feeders**. Proc. CIRED 23rd International Conference on Electricity Distribution.
- Ismael, S. M., Aleem, S. H. E. A., Abdelaziz, A. Y., & Zobaa, A. F. (2019). **State-of-the-art of hosting capacity in modern power systems with distributed generation**. *Renewable Energy*, 130, 1002–1020.
- Jenner, S., Groba, F., & Indvik, J. (2013). **Assessing the strength and effectiveness of renewable electricity feed-in tariffs in European Union countries**. *Energy Policy*, 52, 385–401. <https://doi.org/10.1016/j.enpol.2012.09.046>
- Karimi, M., Mokhlis, H., Naidu, K., Uddin, S., & Bakar, A. H. A. (2016). **Photovoltaic penetration issues and impacts in distribution network—A review**. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 53, 594–605.
- Ma, C., Dasenbrock, J., Töbermann, J.-C., & Braun, M. (2019). **A novel indicator for evaluation of the impact of distributed generations on the energy losses of low voltage distribution grids**. *Applied Energy*, 242, 674–683.
- Magalha, F. L. S., Ferreira, B. C., Peres, W., Poubel, R. P. B., & Coelho, F. C. R. (2021). **Análise da Capacidade de Hospedagem de Geração Fotovoltaica através do Particle Swarm Optimization**. *Simpósio Brasileiro de Automação Inteligente-SBAI*, 1(1).
- Radatz, P. R. (2015). **Modelos avançados de análise de redes elétricas inteligentes utilizando o software OpenDSS**. São Paulo, 22–24.
- Radatz, P., Rocha, C., Sunderman, W., Rylander, M., & Peppanen, J. (2020). **Opends pvsystem and invcontrol element models**. EPRI, OpenDSS: Palo Alto, CA, USA.
- Razavi, S.-E., Rahimi, E., Javadi, M. S., Nezhad, A. E., Lotfi, M., Shafie-khah, M., & Catalão, J. P. S. (2019). **Impact of distributed generation on protection and voltage regulation of distribution systems: A review**. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 105, 157–167.
- Schneider, K. P., Mather, B. A., Pal, B. C., Ten, C.-W., Shirek, G. J., Zhu, H., Fuller, J. C., Pereira, J. L. R., Ochoa, L. F., & de Araujo, L. R. (2017). **Analytic considerations and**

design basis for the IEEE distribution test feeders. IEEE Transactions on Power Systems, 33(3), 3181–3188.

Schneider, K. P., & Fuller, J. C. (2010). **Voltage control devices on the IEEE 8500 node test feeder.** In IEEE PES T&D 2010 (pp. 1-6). IEEE.

Vita, V., Alimardan, T., & Ekonomou, L. (2015). **The impact of distributed generation in the distribution networks voltage profile and energy losses.** 2015 IEEE European Modelling Symposium (EMS), 260–265.