

Análise de variações de tensão de longa duração em sistemas de distribuição: uma abordagem considerando curvas de carga e geração distribuída

Vinicius M. R. Diogo* Rafaela F. Pinho* Igor D. de Melo*
José L. R. Pereira* Mariana O. Escarati*

* Faculdade de Engenharia Elétrica, Universidade Federal de Juiz de Fora (UFJF), MG, (e-mails: vinicius.diogo@engenharia.ufjf.br, rafaela.faria@engenharia.ufjf.br, igor.delgado2008@engenharia.ufjf.br, jluz@ieee.org, mariana.escarati@engenharia.ufjf.br).

Abstract: In this paper an analysis of long-term voltage variations considering load curves and distributed generation in a distribution system using real time digital simulations supported by RTDS (*Real Time Digital Simulator*) is presented. A system based on the internal UFJF (Universidade Federal de Juiz de Fora) feeder is modeled to perform computational simulations and to analyse the impact of distributed generation operation and expansion on the voltage profiles of the distribution feeder under analysis.

Resumo: Este artigo apresenta uma análise de variações de tensão de longa duração (VTLDs) considerando curvas de carga e geração distribuída em um sistema de distribuição utilizando simulações digitais em tempo real aportadas por RTDS (*Real Time Digital Simulator*). Um sistema baseado em um alimentador real da UFJF (Universidade Federal de Juiz de Fora) é modelado para a realização das simulações computacionais e para analisar o impacto da operação e expansão de geração distribuída nos perfis de tensão do alimentador de distribuição avaliado.

Keywords: distribution feeders; distributed generation; real time digital simulation; load curves; voltage profiles.

Palavras-chaves: alimentadores de distribuição; geração distribuída; simulação digital em tempo real; curvas de carga; perfis de tensão.

1. INTRODUÇÃO

A crescente demanda de energia elétrica tem impactos diretos na operação dos sistemas de potência, os quais operam cada vez mais próximos a seus limites físicos e operacionais, necessitando de reforços a fim de manter os níveis de tensão mensurados dentro de limites aceitáveis assegurando a manutenção do fornecimento de energia elétrica dos centros de geração até os consumidores finais.

Atualmente, devido à alta inserção de geração distribuída nos sistemas de distribuição, uma quebra de paradigma notável tende a impactar nos níveis de tensão dessas redes elétricas, uma vez que os consumidores deixam de apresentar um comportamento passivo, em que apenas demandam energia da subestação de uma concessionária, e passam a injetar potência no sistema através da instalação de unidades distribuídas de energia, segundo Archetti et al. (2018). Neste sentido, destaca-se o uso de fontes de energia solar próximas aos centros consumidores.

O uso dessas fontes baseadas em energia alternativa provê múltiplos benefícios como aumento da variabilidade na matriz energética do país, diminuição de perdas ativas nos sistemas de potência e modernização da operação das redes elétricas segundo Usman et al. (2018). Entretanto, como observado em Braga et al. (2018), impactos nega-

tivos também podem ser notados como a deterioração da qualidade de energia devido à inserção de distorções harmônicas advindas do uso de equipamentos baseados em eletrônica de potência responsáveis pela integração dessas fontes, variações de tensão da rede de curta duração como afundamentos e elevações devido à alta intermitência da geração solar dependente da irradiação solar, além de variações de tensão de longa duração (VTLDs) caracterizando mudanças dos valores de magnitudes de tensão ao longo do tempo devido às mudanças das curvas de carga e geração presentes nos sistemas.

Tradicionalmente, os alimentadores de distribuição possuem um fluxo unidirecional de energia, em que a fonte de suprimento é a subestação e os outros barramentos do sistema são centros de carga que demandam energia da rede. Com a inserção de geração solar, essa lógica tradicional não pode ser averiguada uma vez que, próximos aos centros de carga, existem fontes de geração distribuída que injetam potência no sistema, resultando nos denominados fluxos bidirecionais. Por exemplo, um barramento da rede de média tensão pode demandar energia elétrica da rede em determinada hora do dia e, em outra hora, pode estar injetando potência no sistema. Tal fato é discutido em referências como Jannesar et al. (2018), Sadeghian et al. (2017) e De Carne et al. (2017).

Um outro problema associado à inserção de geração solar é a possibilidade da ocorrência de fluxos reversos de energia, caracterizados por excesso de geração em determinados pontos da rede em relação ao seu respectivo consumo de energia. Neste caso, é comum serem observadas sobretensões ou alterações significativas nas magnitudes de tensão nos pontos de conexão da geração distribuída, como salientado por Archetti et al. (2018).

As redes de distribuição de energia elétrica devem operar respeitando critérios de qualidade de energia propostos pelo módulo 8 do PRODIST (Procedimentos de Distribuição) os quais incluem, dentre outros, valores mínimos e máximos de tensão de operação em regime permanente considerando as VTLDs. De acordo com Kagan et al. (2009), para sistemas que operem com níveis de tensão menores que 69 kV, as tensões devem ser mantidas entre valores mínimos e máximos de 0,935 e 1,05 pu, respectivamente, por exemplo.

Para se analisar as VTLDs, é necessário averiguar os níveis de tensão da rede elétrica considerando curvas de carregamento e geração. Fluxos de potência sequenciais podem ser utilizados para se verificar os valores de magnitude de tensão considerando curvas diárias de carga alterando os pontos de operação dos sistemas analisados, ou o uso de *softwares* comerciais como realizado na referência Venkatesan et al. (2011) que utiliza o *OpenDSS* e a referência Zhao et al. (2014) que usa o *DIGSilent* e até mesmo o ANAREDE usado na referência Passos Filho et al. (2004). Uma vez definidas as curvas de carga e geração, pode-se verificar o impacto nos perfis de tensão ao longo de um período de tempo especificado. Entretanto, além de a maioria dos programas priorizarem o uso de equivalentes monofásicos para cálculo de fluxo de potência, esses não possuem a lógica de simulação apresentada neste estudo.

Este artigo apresenta uma abordagem para a análise de VTLDs considerando curvas diárias de carga e geração distribuída utilizando simulações digitais em tempo real utilizando o RTDS (*Real Time Digital Simulator*). O objetivo é verificar os perfis de tensão em um sistema baseado em um alimentador real da UFJF (Universidade Federal de Juiz de Fora), o qual é modelado no *software* do RTDS, a partir de dados de projeto e medições realizadas em campo. Como resultados das simulações, destaca-se a análise do impacto da operação e expansão da geração distribuída de uma usina fotovoltaica nos perfis de tensão do alimentador de distribuição avaliado.

2. SIMULAÇÕES DIGITAIS EM TEMPO REAL

As simulações digitais em tempo real serão conduzidas usando o RTDS (*Real Time Digital Simulator*): um equipamento que permite a representação e simulação de sistemas de potência de maneira bastante realista obtendo respostas do sistema frente a perturbações em intervalos de tempo de simulação de até 50 microssegundos. Segundo Antunes et al. (2017) e de Melo et al. (2019), este equipamento consiste em um *software* denominado RSCAD, onde os modelos das redes elétricas são criados, compilados e salvos como projetos individuais; e uma parte física (*hardware*) montado em cubículos (*racks*).

No *hardware*, existem *racks* montados a partir de cartões de processamento que permitem a realização de simulações

com alto desempenho computacional. Em vez de as simulações relacionadas aos modelos criados no RSCAD serem processadas no computador, como em outros *softwares* comerciais, o processamento é realizado através do uso dos *hardwares*, os quais disponibilizam as respostas do sistema em tempo real que podem ser conferidas através de uma interface gráfica. Tal forma de simulação recebe o nome popular de HIL (*hardware-in-the-loop*), uma vez que os resultados de simulações em tempo real são alcançados mediante o uso de um *hardware* intermediário aos *softwares* de simulação, de acordo com Antunes et al. (2017). Ambos *software* e *hardware* são representados na Fig. 1.



Fig. 1. Representação do *software* e *hardware* do RTDS.

O *software*, denominado RSCAD, é constituído de ambientes para criação de modelos de simulação (denominado *Draft*), visualização de resultados (*Runtime*) e geração de gráficos para análises de resultados (*Multiplot*).

Apesar de toda sua sofisticação, o uso do RTDS também permite avaliação de fluxos de potência em regime permanente ou em intervalos de tempos maiores. Servindo, neste caso, como um simulador do estado operativo da rede em qualquer instante de tempo analisado. Neste caso, em comparação com outros programas como ANAREDE, *OpenDSS*, *DigSilent* ou fluxos de potência tradicionais, o RTDS permite uma abordagem mais detalhada de cabos aéreos, modelos de carga programados por linguagem baseada em C e sistemas trifásicos com impedâncias próprias e mútuas. A diferença, neste caso, é que o fluxo é computado conjuntamente a um *hardware* e não apenas pelo *software*.

Além disso, quando há um circuito fechado com equipamentos físicos como relés de proteção e medidores, dá-se o nome de *power-hardware-in-the-loop*.

3. MODELAGEM DO SISTEMA TESTE

O sistema teste utilizado nesse trabalho baseia-se no sistema de distribuição da UFJF (Universidade Federal de Juiz de Fora). O modelo da rede simulada foi criado no *software* RSCAD utilizando como base de informações os dados apresentados em Guedes et al. (2019) e Fontes (2009). Com o propósito de ater-se aos objetivos deste trabalho, contudo, o sistema sofreu modificações, tendo como foco de estudo apenas um dos alimentadores da rede.

A Fig. 2 é uma representação do sistema simulado no RTDS. Observa-se que a mesma é composta por um total de 12 centros de cargas atendidos. Na subestação, o nível de tensão é de 22 kV e um transformador abaixa o nível para 6,6 kV, de forma que os alimentadores da rede sejam atendidos por esse valor de tensão nominal.

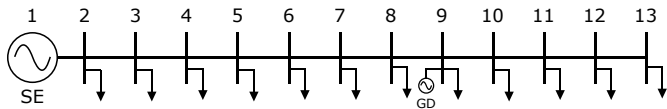


Fig. 2. Diagrama unifilar do sistema analisado

Ainda com base na referência (Guedes et al., 2019), a Tabela 1 apresenta os dados de barra do sistema. São apresentadas as cargas nominais S_{nom} dos centros de carga em kVA bem como os nomes de cada unidade. Respectivamente, tem-se a subestação (SE), o Instituto de Ciências Biológicas (ICB), o Centro de Gestão do Conhecimento Organizacional (CGCO), os prédios dos cursos de Física e Química (FIS/QUI), o prédio da pós graduação em Modelagem Computacional (MC), a faculdade de Engenharia (ENG), o Restaurante Universitário (RU), o Instituto de Ciências Exatas (ICE) e o Centro Biológico de Reprodução (CBR), a usina de geração fotovoltaica (LABSOLAR), o Instituto de Artes e Design (IAD), o Centro Regional de Inovação e Transferência Tecnológica (CRITT) e a Faculdade de Educação Física e Desportos (FAEFID).

Tabela 1. Dados de carga e geração nominais do sistema teste.

Barra	Nome	S_{nom} (kVA)	Geração (kVA)
1	SE	-	4545
2	ICB	500	-
3	CGCO	725	-
4	FIS/QUI	300	-
5	MC	150	-
6	ENG	500	-
7	RU	300	-
8	ICE/CBR	525	-
9	Labsolar	45	30
10	IAD	300	-
11	Critt	300	-
12	Faefid 1	300	-
13	Faefid 2	600	-

A Tabela 2 apresenta os dados de linha da rede em questão. Os dados de impedâncias próprias e mútuas foram calculados utilizando como referência cabos de alumínio ACSR (*aluminium conductor steel reinforced cable*) com seção de 50 mm^2 com proteção XLPE (composto termofixo à base de polietileno reticulado). Observa-se que os valores de resistência e reatância próprias, em cada trecho, são indicados por R_p e X_p , respectivamente. Da mesma forma, os valores de resistência e reatância mútuas são indicados por R_m e X_m . Esses valores foram obtidos a partir dos dados das características dos cabos e as distâncias entre cada centro de consumo em um levantamento do sistema elétrico da UFJF realizado na referência (Fontes, 2009).

Considerando os cabos aéreos interligando os centros de carga, tem-se os valores de resistências própria e mútua iguais a $1,484 \text{ } \Omega/\text{km}$ e $0,059 \text{ } \Omega/\text{km}$, respectivamente. A reatância própria é $0,934 \text{ } \Omega/\text{km}$ e a mútua possui o valor de $0,677 \text{ } \Omega/\text{km}$. Para calcular os parâmetros de impedâncias, é necessário que se multiplique o valor da distância ($dist.$) de cada trecho pela distância correspondente. A partir desse conhecimento, tem-se a Tabela 2.

Tabela 2. Dados das impedâncias próprias e mútuas das linhas.

De	Para	R_p (Ω)	X_p (Ω)	R_m (Ω)	X_m (Ω)	$dist.$ (m)
1	2	0,0701	0,0443	0,0028	0,0320	47,27
2	3	0,0263	0,0166	0,0010	0,0120	17,73
3	4	0,0408	0,0258	0,0016	0,0186	27,50
4	5	0,0408	0,0258	0,0016	0,0186	27,50
5	6	0,2152	0,1359	0,0086	0,0982	145,00
6	7	0,1088	0,0687	0,0043	0,0496	73,33
7	8	0,0544	0,0344	0,0022	0,0248	36,67
8	9	0,0490	0,0309	0,0019	0,0223	33,00
9	10	0,0965	0,0609	0,0038	0,0440	65,00
10	11	0,1484	0,0937	0,0059	0,0677	100,00
11	12	0,9943	0,6278	0,03955	0,4536	670,00
12	13	0,3858	0,2436	0,0153	0,1760	260,00

A rede foi modelada no RSCAD, considerando suas capacidades nominais para as análises deste artigo. Um fator de potência igual a 0,92 foi utilizado para se definir os pontos de operação para potências ativa e reativa iniciais a partir dos dados nominais de carga em kVA, da Tabela 1.

A geração solar localizada na barra 9 foi considerada em sua capacidade nominal total e com fator de potência unitário, assim como em Archetti et al. (2018); Guedes et al. (2019).

Para simular variações de carga e geração, curvas diárias foram consideradas, assim como mostrado pela Fig. 3. Essas foram obtidas a partir de medições realizadas em campo obtidas através de campanhas de medição realizadas na UFJF com uma discretização de 15 minutos.

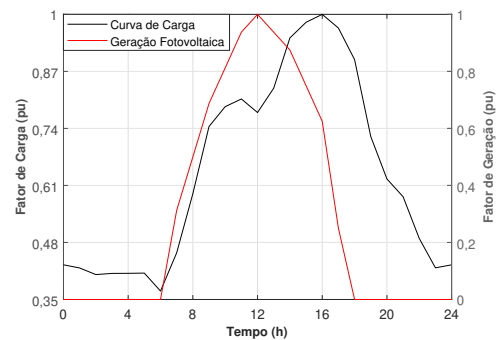


Fig. 3. Curvas de carga e geração fotovoltaica

A curva de carga representativa da variação do carregamento do alimentador ilustra bem o comportamento notado durante os dias letivos deste alimentador: o horário de maior demanda é observado por volta das 16h.

A curva de geração solar é obtida baseando-se em dados de irradiação padrões do LABSOLAR em que o horário de geração máxima ocorre geralmente por volta de 12h de um dia ensolarado e sem nuvens seguindo Archetti et al. (2018).

As curvas serão utilizadas para a verificação do perfil de tensão nas simulações deste artigo, verificando o impacto da geração solar na operação da rede.

As curvas foram inseridas mediante programação em linguagem C para inserir as variações diárias nos modelos de carga e geração de potência.

4. RESULTADOS DE SIMULAÇÃO

Na Fig. 4, são mostradas algumas das situações consideradas relativas à inserção de geração solar: desde 0 kW (nenhuma geração distribuída) até o valor de 30 kW. Percebe-se que estes valores são abatidos dos valores de carga nominal na barra 9, resultando em um gráfico de potência líquida local. Denominada de curva do pato, ou *duck curve*, esta figura exhibe o efeito da inserção de energia solar na potência líquida no ponto de conexão da geração.

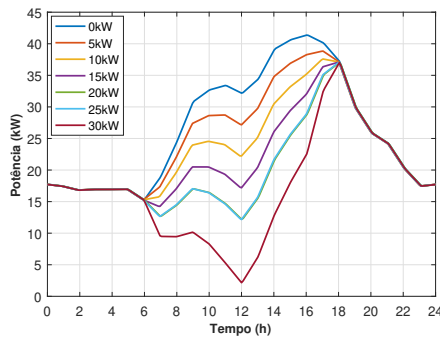


Fig. 4. *Duck curve*

Para averiguar o efeito da inserção solar do LABSOLAR nas VTLDs, três situações intermediárias foram consideradas:

- 0 kW: quando não há inserção de energia solar no sistema;
- 30 kW: quando há inserção considerando o nominal total da usina instalada;
- 500 kW: Este caso de estudo, apesar de extremo, é útil para planejamento da rede, considerando possível expansão e, além disso, evidencia se a rede se adequaria a um cenário mais severo de inserção de geração sem comprometer seus níveis de tensão e VTLDs;

Percebe-se que os testes considerados visam avaliar o impacto da geração solar nos níveis de tensão dos barramentos do sistema ao longo do dia.

Além disso, dois casos serão avaliados: o primeiro considerando a carga do sistema em seus valores nominais, conforme mostrado na Tabela 1 e o segundo com a carga reduzida pela metade de seu valor nominal.

4.1 Caso 1 - Utilizando 100% das cargas nominais

Considerando as três situações anteriormente expostas (inserção de 0, 30 e 500 kW), determinou-se através das simulações usando o RTDS, os valores de VTLDs ao longo de 24 horas, considerando as curvas de carga e geração mostrados pela Fig. 3. Este procedimento foi realizado para todas as barras do sistema. Devido à limitação do número de páginas deste artigo, algumas barras foram selecionadas para análises. Em especial, destaca-se no artigo, a variação de tensão ocorrida na barra 9, em que há inserção de solar (Fig. 5); na barra 8 anterior à barra de inserção (Fig. 6) e a barra 13 por ser a última barra

do ramal sujeita a queda de tensão mais expressiva, assim como mostrado na Fig. 7.

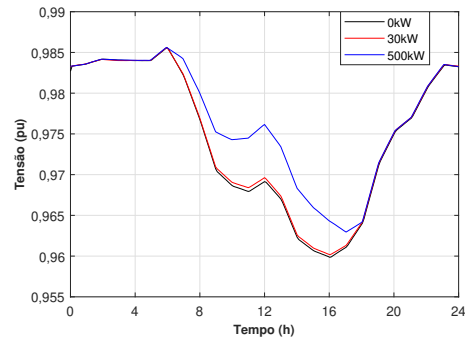


Fig. 5. VTLDs ao longo de 24 horas para a barra 9

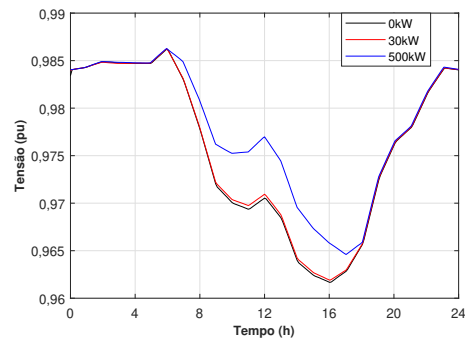


Fig. 6. VTLDs ao longo de 24 horas para a barra 8

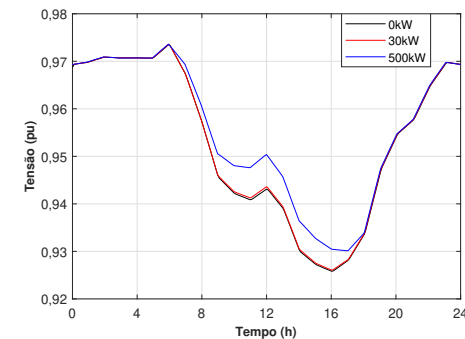


Fig. 7. VTLDs ao longo de 24 horas para a barra 13

Percebe-se que, os níveis de tensão variam ao longo do dia atingindo valores mínimos no horário de pico de carga, porém sofrem uma variação brusca em relação às três situações estudadas (0, 30 e 500 kW). Percebe-se que há um 'descolamento' dos pontos de tensão em regime permanente principalmente no horário de geração máxima (12h), apesar de não haver nenhum caso com sobretensão.

Em geral, os valores de tensão sempre ficam entre 0,93 e 1,05 pu, evidenciando que esta rede, mesmo sofrendo com o impacto da inserção solar, opera de maneira segura sob a ótica dos valores de tensão permanente.

Um caso a parte, é o da barra de número 13 (última do alimentador radial). Conforme mostrado na Fig. 7, nota-se valores de tensão abaixo de 0,93 pu desde 13h até 17h tanto considerando 0 kW quanto 30 kW de inserção de geração solar. Entretanto, considerando 500 kW, os valores

ficam todos acima de 0,93 pu. Tal fato mostra, de maneira prática o efeito da GD nas VTLDs. A melhoria nos valores de tensão é evidente.

Como o horário com menor magnitude de tensão é o horário de pico de carga (16h), efetuou-se a análise do perfil de tensão neste horário, sendo o mesmo apresentado na Fig. 8. Percebe-se que para 0kW e 30kW de inserção solar os valores de magnitude de tensão estariam abaixo de 0,93 pu na última barra do sistema desrespeitando o PRODIST.

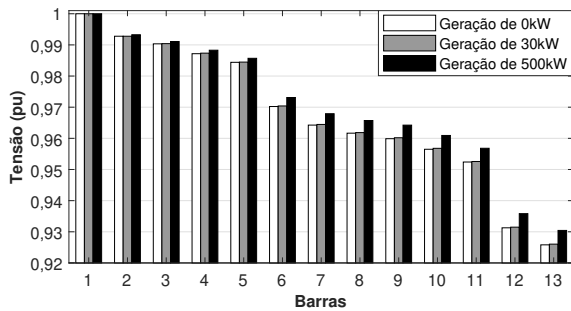


Fig. 8. Perfil de tensões em 16h (Caso-1)

4.2 Caso 2 - Utilizando 50% das cargas nominais

Em um segundo estudo de caso, serão analisadas as VTLDs, porém considerando toda a carga nominal dividida por dois, a fim de se simular uma situação em que a carga do sistema seria menos expressiva.

Este tipo de estudo traz uma análise em que os desvios de tensão entre as situações (0, 30 e 500 kW) podem ser mais relevantes, pelo fato de o sistema estar com pouca carga e, ainda, sujeito à inserção de energia, segundo atesta Archetti et al. (2018). As VTLDs são apresentadas para as barras 9, 8 e 13, respectivamente nas Fig. 9, 10 e 11.

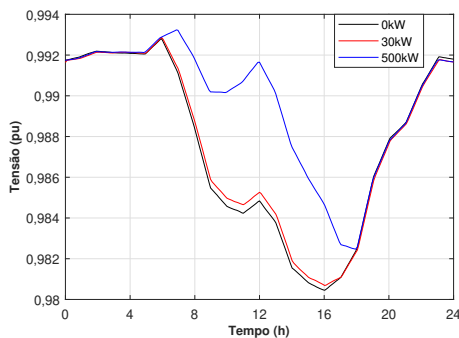


Fig. 9. VTLDs ao longo de 24 horas para a barra 9, caso-2

Neste caso-2, como o horário com maior desvio de tensão relativo às três situações analisadas é 12h, efetuou-se a análise do perfil de tensão neste horário, sendo o mesmo apresentado na Fig. 12.

Nota-se que entre a situação de 0kW e inserção de 30kW, há uma pequena diferença nos valores de tensão em regime permanente. Entretanto, para a situação severa de 500kW, as magnitudes das tensões se mostram todas mais altas em relação aos casos anteriores.

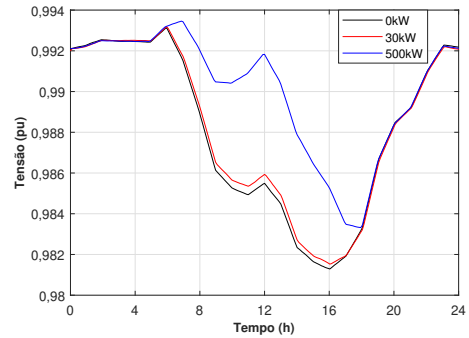


Fig. 10. VTLDs ao longo de 24 horas para a barra 8, caso-2

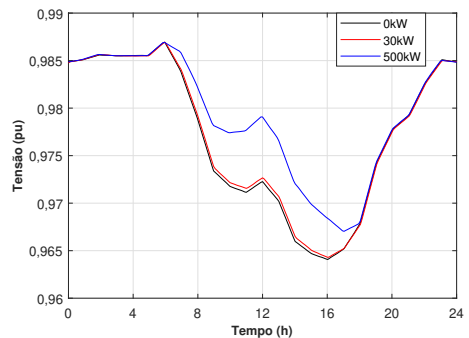


Fig. 11. VTLDs ao longo de 24 horas para a barra 13, caso-2

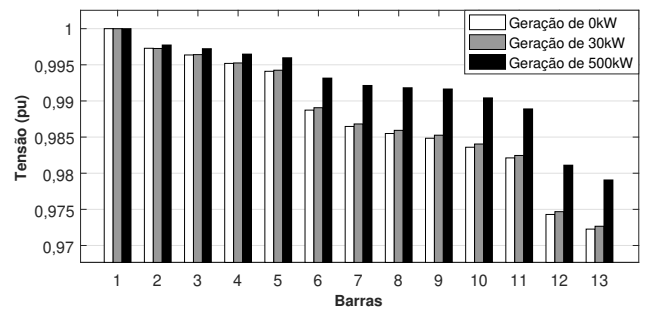


Fig. 12. Perfil de tensões em 12h (Caso-2)

5. CONCLUSÕES

Este trabalho apresenta uma análise prática de VTLDs em um alimentador radial de distribuição. Através de simulações realizadas no RTDS, um alimentador da UFJF foi modelado a fim de se verificar as variações de tensão em regime permanente verificando a operação da rede quando curvas de carga e geração são consideradas.

O diferencial, em comparação com outros programas comerciais, é o uso de uma ferramenta de simulação em que o estado operativo da rede é determinado não somente pelo uso de um *software* mas em conjunto com o *hardware* do RTDS evidenciando que, apesar de toda sua sofisticação, ainda permite obter resultados aplicáveis para estudos de planejamento e análises de estados operativos de redes elétricas.

Um trabalho amplo de levantamento de dados resultantes de campanhas de medição dos principais centros de carga,

distâncias e tipos de cabo foi realizado para condução desta pesquisa, permitindo a efetivação dos estudos de casos mostrados neste artigo.

Através de análises práticas, percebe-se que o alimentador modelado é impactado pela geração distribuída solar no que se refere aos valores de tensão em cada barramento da rede. Esses sofrem um desvio em seus valores dependentes do horário, do uso da carga e do horários de pico correspondentes.

Além disso, destaca-se como contribuição a modelagem de um sistema baseado em dados reais de projeto e coletados em campo que podem ser utilizados para futuras análises sistêmicas em outras abordagens.

Através das simulações, percebe-se o efeito da inserção da geração solar através de simulações em tempo real. Os perfis de tensão nos barramentos são alterados ao longo do dia, diferenciando-se em todos os casos simulados.

Nenhum caso evidenciou sobretensão na rede, significando que a rede está bem projetada e possui uma capacidade de hospedar bastante geração solar futuramente.

Apesar de o sistema ter sido analisado com metade de sua carga nominal, é possível ainda analisar o efeito dessa geração solar em dias de pouca carga no campus (exemplo: domingo durante os meses de férias acadêmicas), quando o excesso de geração aliado à baixa demanda poderiam induzir a problemas de tensão mais significativos.

Como estudos futuros, destaca-se o aprimoramento da rede modelada com seus respectivos desequilíbrios de carga trifásica, curtos circuitos, assim como distribuição da energia solar em maior número de pontos da rede, dispersando de fato a geração. Além disso, pretende-se estudar a capacidade máxima de hospedagem deste sistema de maneira otimizada no RTDS.

AGRADECIMENTOS

Os autores gostariam de agradecer os órgãos de fomento de pesquisa do país CNPQ, CAPES, FAPEMIG, INERGE e o apoio das bolsas destinadas à iniciação científica cedidas pela UFJF para realização desta pesquisa.

REFERÊNCIAS

Antunes, M.P., de Melo, I.D., Pereira, J.L.R., de Souza, M.A., e de Lima Silva, N. (2017). Voltage sag detection methods based on synchronized phasor measurements using rtds. In *2017 IEEE 26th International Symposium on Industrial Electronics (ISIE)*, 180–185. IEEE.

Archetti, J.A.G., Musse, B.F., Fernandes, M.d.C., Silva, D.C., de Oliveira, L.W., e de Oliveira, J.G. (2018). Simulação e análise de um sistema de distribuição com penetração fotovoltaica usando rtds. In *2018 Simpósio Brasileiro de Sistemas Elétricos (SBSE)*, 1–6. IEEE.

Braga, M.D., Machado, S.D., Oliveira, I., de Oliveira, T.E., Ribeiro, P.F., e Lopes, B.I.L. (2018). Harmonic hosting capacity approach in a radial distribution system due to pv integration using opendss. In *2018 13th IEEE International Conference on Industry Applications (INDUSCON)*, 222–228. IEEE.

De Carne, G., Buticchi, G., Zou, Z., e Liserre, M. (2017). Reverse power flow control in a st-fed distribution grid. *IEEE Transactions on Smart Grid*, 9(4), 3811–3819.

de Melo, I.D., Pereira, J.L.R., Duque, C.A., Antunes, M.P., Silva, L.R.M., e de Souza, M.A. (2019). Power quality monitoring using synchronized phasor measurements: An approach based on hardware-in-the-loop simulations. In *2019 IEEE Milan PowerTech*, 1–6. IEEE.

Fontes, R.P. (2009). Levantamento do sistema elétrico da universidade federal de juiz de fora. Trabalho de Conclusão de Curso.

Guedes, W., Farias, J.C., Dias, B., de Oliveira, L., Souza, M., Pereira, J.L., e Quirós-Tortós, J. (2019). Techno-economic assessment of ev charging infrastructure development in brazilian universities. In *2019 IEEE Milan PowerTech*, 1–6. IEEE.

Jannesar, M.R., Sedighi, A., Savaghebi, M., and Guerrero, J.M. (2018). Optimal placement, sizing, and daily charge/discharge of battery energy storage in low voltage distribution network with high photovoltaic penetration. *Applied energy*, 226, 957–966.

Kagan, N., Robba, E.J., e Schmidt, H.P. (2009). Estimação de indicadores de qualidade da energia elétrica. *Editora Blucher*.

Passos Filho, J.A., Ferreira, L.C.d.A., Martins, N., Falcão, D., e Barbosa, A.d.A. (2004). Simulação da curva de carga semanal e de dispositivos discretos para avaliação do desempenho de controle de tensão em sistemas elétricos de grande porte. In *Proceedings of the IX Symposium of Specialists in Electric Operational and Expansion Planning, Rio de Janeiro*.

Sadeghian, H., Athari, M.H., e Wang, Z. (2017). Optimized solar photovoltaic generation in a real local distribution network. In *2017 IEEE Power & Energy Society Innovative Smart Grid Technologies Conference (ISGT)*, 1–5. IEEE.

Usman, M., Coppo, M., Bignucolo, F., e Turri, R. (2018). Losses management strategies in active distribution networks: A review. *Electric Power Systems Research*, 163, 116–132.

Venkatesan, N., Solanki, J., e Solanki, S.K. (2011). Demand response model and its effects on voltage profile of a distribution system. In *2011 IEEE Power and Energy Society General Meeting*, 1–7. IEEE.

Zhao, J., Liu, Z., Li, P., Yuan, K., Huang, X., Huang, H., Dong, X., Yu, L., Ke, X., e Wang, J. (2014). Analysis on the impacts of distribution systems with large-scale grid-connected photovoltaic based on digsilent. In *2014 China International Conference on Electricity Distribution (CICED)*, 1215–1219. IEEE.