

ANÁLISE DO AUMENTO DE CONSUMIDORES DO GRUPO A4 COM GERAÇÃO DISTRIBUÍDA FOTOVOLTAICA NO SISTEMA DE DISTRIBUIÇÃO

Leandro de Melo Macedo
UCS
Caxias do Sul, RS, Brasil
lmacedo@ucs.br

Tiago Cassol Severo
UCS
Caxias do Sul, RS, Brasil
tcsevero@ucs.br

Danusia de Lima de Oliveira
UCS
Caxias do Sul, RS, Brasil
dolima1@ucs.br

André Michel Bernardes
UCS
Caxias do Sul, RS, Brasil
abmichel@ucs.br

Resumo— Nos últimos anos fatores econômicos, ambientais e tecnológicos têm impulsionado a pesquisa em soluções energéticas que possam trazer mais eficiência, sustentabilidade e qualidade ao sistema elétrico. Assim, a geração distribuída fotovoltaica tem se mostrado uma alternativa ao mercado energético, já que estudos apontam que problemas causados pelas grandes distâncias das fontes geradoras às suas cargas e picos de demanda podem ser atenuados a partir desta tecnologia. Entretanto, parâmetros de qualidade de energia, como a tensão em regime permanente, precisam manter padrões considerados adequados pelos órgãos reguladores, mesmo com a introdução de sistemas fotovoltaicos, sem afetar o sistema de distribuição de baixa ou de média tensão. Em vista disso, este trabalho apresenta o comportamento da tensão ao longo do tempo de um sistema de distribuição operando em 13,8 kV, valor característico do grupo de consumidores A4 do estado do Rio Grande do Sul, a partir de cenários com diferentes números de conexão de sistemas de geração.

Palavras-chave—Geração distribuída, energia solar fotovoltaica, tensão em regime permanente, grupo A4.

I. INTRODUÇÃO

Desde o início da comercialização da eletricidade, em meados do século XX, o sistema elétrico tem sido fortemente expandido para garantir o funcionamento da sociedade atual, pois, independente do segmento, a eletricidade se tornou essencial para a operação de praticamente todos os setores produtivos. Dessa forma, constituiu-se o sistema conhecido até então, dividido entre geração, transmissão e distribuição de energia elétrica, os quais são fiscalizados por órgãos reguladores.

Nesse sentido, grandes geradoras localizam-se distante dos centros de consumo, obrigando a construção de complexos sistemas de transmissão que acarretam em valores de perda próximos a 8% de toda a potência gerada [1]. Além disso, há também o fato que cerca de 40% de toda eletricidade gerada no mundo é proveniente de usinas termoelétricas à carvão, conhecidas por serem emissoras de gases de efeito estufa [2].

Somado à isso, ainda há o crescimento estimado do consumo de energia, um percentual de 30% até 2040, principalmente em

países em desenvolvimento como o Brasil [2]. Por isso, novas alternativas, tanto para os problemas nas perdas com a transmissão quanto para a diversificação da matriz energética, têm sido buscadas e estudadas, e, nesse sentido, fontes de energias renováveis aliadas à geração distribuída (GD) têm se mostrado como possíveis alternativas.

Contudo, deve ser ressaltado que o sistema de distribuição tem sido construído e planejado para a operação com fluxo de potência unidirecional, de modo que a direção é sempre da fonte geradora até o local do centro de carga. Porém, a geração distribuída traz justamente a alteração desse fluxo, já que a carga, durante um determinado período, pode passar a operar como uma fonte geradora. Essa condição inverte o sentido do fluxo, de modo que ele passa a ser da carga até a fonte nos períodos de geração.

Para tal, este trabalho fundamenta-se na simulação de cenários que prevejam a adesão de consumidores que possuam cargas elevadas, característico de consumidores enquadrados no subgrupo A4, à sistemas de geração distribuída fotovoltaica. E assim, com esses resultados, apresentar características provenientes dessa inserção dentro do sistema de distribuição atual, no âmbito da qualidade de energia elétrica, dentro dos critérios específicos de tensão em regime permanente.

II. QUALIDADE DA ENERGIA ELÉTRICA

Atualmente, devido aos diferentes tipos de consumidores e cargas instaladas, bem como as distintas fontes de energia elétrica, desvios são causados nas formas de onda de fornecimento de tensão, podendo comprometer a estabilidade e funcionamento do sistema. Esses desvios podem ser afundamentos e elevações dos valores, interrupções e flutuações de tensão, distorções harmônicas, variações de frequência, entre outros.

Os itens anteriormente citados afetam diretamente a energia e, assim, afetam a qualidade do produto e do serviço prestado. Por isso, os parâmetros de qualidade de energia são hoje normatizados e padronizados pela ANEEL [3], sendo estes

avaliados por meio de indicadores e observados tanto pelo ONS quanto pelas distribuidoras.

A qualidade do produto analisa os fenômenos de tensão em regime permanente, fator de potência, harmônicos, desequilíbrio de tensão e variação da frequência. Para o presente trabalho, serão utilizados os critérios estabelecidos de tensão em regime permanente, definidos pela ANEEL e descritos a seguir, para avaliação dos valores de tensão resultantes das simulações.

A. Tensão em regime permanente

Os valores de tensão de regime permanente são classificados em limites adequados, precários e críticos, sendo que a avaliação desses é feita por meio de indicadores individuais e coletivos. A tensão em regime permanente deve ser seguida e acompanhada em todo o sistema de distribuição e a avaliação deve ser feita por um conjunto de leituras obtidas, sendo os pontos de avaliação os pontos de conexão à rede de distribuição e os pontos entre distribuidoras e as unidades consumidoras (UCs) [3].

Para a avaliação, deve ser estabelecido um valor de referência, o qual deve ser a tensão nominal ou tensão contratada, de acordo com o ponto de conexão. As tensões medidas são então classificadas dentro de faixas em torno da tensão de referência, conforme mostra a Figura 1.

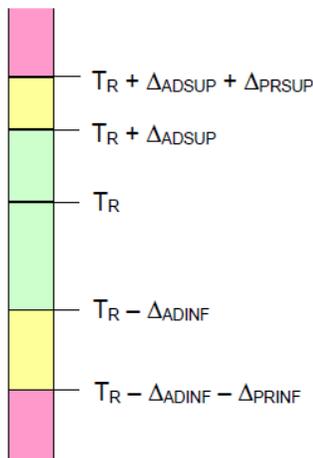


Fig. 1. Faixas de tensão em relação à tensão de referência [3].

Na figura 1, os valores dentro da faixa verde correspondem aos valores considerados adequados, valores dentro da faixa amarela os considerados precários e, por último, os valores dentro das faixas vermelhas são aqueles considerados críticos. Onde:

- TR: Tensão de referência;
- $\Delta ADSUP$: Diferença do valor de tensão adequado superior;
- $\Delta ADINF$: Diferença do valor de tensão adequado inferior;
- $\Delta PRSUP$: Diferença do valor de tensão precário superior;
- $\Delta PRINF$: Diferença do valor de tensão precário inferior;

Os valores limites das faixas são especificados conforme valor da TR, nesse caso, valor de tensão nominal. Para o grupo de consumidores A4 que utiliza tensão de 2,3 kV até 25 kV, utiliza-se a classificação da ANEEL para tensões superiores a 1 kV até 69 kV, conforme apresentado pela tabela 1:

TABELA 1 [3].

Tensão de Atendimento	Faixa de variação da tensão de leitura (TL) em relação à tensão de referência (TR)
Adequada	$0.93 < TL < 1.05$
Precária	$0.90TR \leq TL < 0.93$
Crítica	$TL < 0.9TR$ ou $TL > 1.05TR$

III. METODOLOGIA

A. População de análise

Para a população de análise em questão, optou-se por observar os dados da região serrana do estado do Rio Grande do Sul. Sendo assim, para esses levantamentos, analisou-se os dados referente a distribuidora da região da Serra Gaúcha.

Dessa forma, a partir dos dados [4], constata-se que de todas as UCs cadastradas com GD, 99,96% possuem como fonte da unidade geradora a radiação solar. O restante 0,04% utiliza a cinética do vento e potencial hidráulico.

Sendo assim, a partir das UCs conectadas a maior distribuidora de energia gaúcha, a qual também é a atual distribuidora da região da serra gaúcha, e que utilizam a radiação solar como fonte de energia, totaliza-se um valor total de 288,3 MW de potência instalada. Do total de consumidores, 98% deles corresponde a consumidores do grupo B, baixa tensão. Também se observou que, embora apenas 2% dos consumidores pertençam ao grupo A, grupo de média tensão, esse mesmo grupo concentra um total de 18% de toda a potência instalada na micro geração. Esses dados são apresentados pela figura 2.

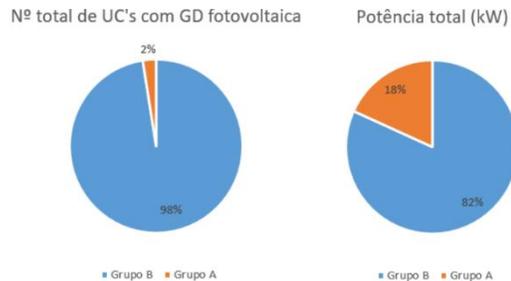


Fig. 2. Número total de Ucs conectadas à rede e potência total instalada por grupo.

Assim, comparando-se os gráficos apresentados pela figura 2, observa-se que, embora o grupo A corresponda a somente 2% de todos os consumidores, a parcela de contribuição da potência total instalada está em torno de 18%. Com isso, a partir desse levantamento, foi possível concluir que enquanto a média de potência instalada por consumidor do grupo B não chega a 10 kW, a média de potência instalada por consumidor do grupo A ultrapassa os 80 kW.

Essa tendência também é observada quando se analisa individualmente o total desses mesmos consumidores que são enquadrados na micro geração (até 75 kW de potência instalada) e os enquadrados na mini geração (superior a 75 kW e menor ou igual a 5 MW), conforme figura 3.

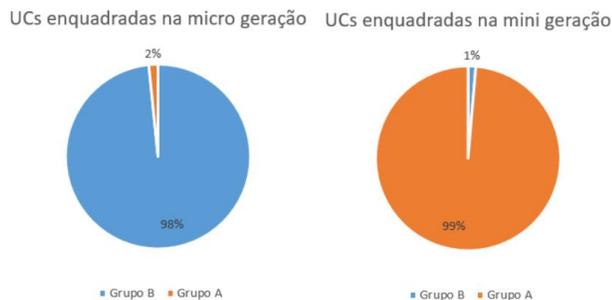


Fig. 3. Total de Ucs na micro e mini geração por grupo.

Analisou-se também a subdivisão entre os consumidores cadastrados com geração distribuída fotovoltaica do grupo A. Assim, percebeu-se que 99% desses consumidores são enquadrados no subgrupo A4, os quais possuem tensão maior ou igual a 2,3 kV e menor ou igual a 25 kV.

Além disso, criou-se faixas de potência instalada para classificação desses consumidores A4. As faixas variam do menor valor de potência instalado em uma UC até o maior valor de 720 kW, variando de 5 em 5 kW. Dessa forma identificou-se que a faixa de consumidores com potência entre 70 até 75 kW é a que possui o maior percentual de consumidores dentro da micro geração. Para a mini geração a faixa com o maior percentual é a de 95 até 100 kW de potência.

Por fim, analisou-se o perfil dos consumidores A4 com GD fotovoltaica conectada à essa distribuidora para fins de determinação da curva de carga. Assim, conclui-se que a maior parte desses consumidores são de perfil comercial ou industrial, conforme apresenta a figura 4.



Fig. 4. Perfil dos consumidores com micro e mini GD.

Desta forma, a partir da figura 4, pode se afirmar que o perfil de carga desse grupo de consumidores é em maior parte comercial, seguido da carga industrial, dividindo-se quase que igualmente a parcela correspondente a cada classe, quando desconsideradas as demais. Enquanto a curva de carga de consumidores comerciais caracteriza-se pela alta demanda no horário comercial e pequena queda no horário próximo ao meio dia, as curvas de carga do setor industrial são estimadas por ramo de atividade e possuem enorme variação [5].

Com isso, construiu-se as curvas de carga dos perfis industriais e comercial, conforme apresentado na figura 5, utilizadas para modelagem das cargas na simulação. O valor da

potência é dado em p.u., cuja base é a potência da própria UC em questão.

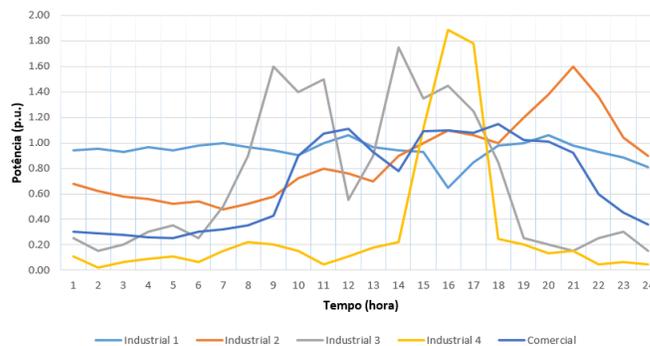


Fig. 5. Curvas de carga dos consumidores comerciais e industriais do sistema de simulação.

B. Sistema IEEE 34 Barras

Para construção de cenários de simulação, inicialmente se fez necessário a definição de um cenário base, o qual possuísse um número considerável de barras com número de consumidores suficiente para representação de um sistema de distribuição. Além disso, é também de interesse que o sistema base possua barras próximas e distantes da fonte de geração para que, assim, possa-se avaliar os impactos na análise dos valores tensão ao longo do tempo em diferentes pontos da rede.

A IEEE possui alguns sistemas padrões para utilização na avaliação e simulação de sistemas radiais trifásicos desequilibrados. O caso em questão trata-se de uma situação encontrada no estado norte americano do Arizona, onde o sistema de distribuição opera com tensão nominal de 24,9 kV por um longo percurso com carregamento leve, além de capacitores nas barras 844 e 848 ligados em paralelo [6], conforme apresenta a figura 6.

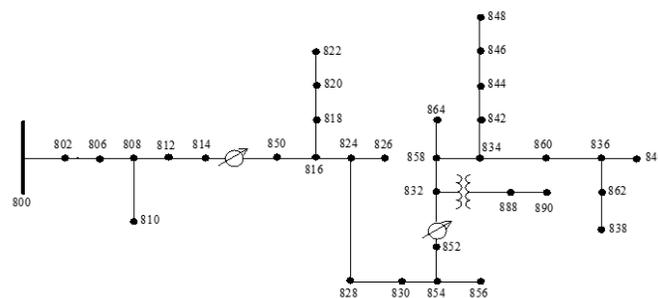


Fig. 6. Sistema IEEE 34 barras [7].

Os dados do sistema são fornecidos pela própria IEEE [7]. Dentro da simulação base não haverá inserção de sistemas fotovoltaicos nos consumidores para que, desta forma, não haja fluxo bidirecional no sistema de distribuição.

O sistema inicial foi adaptado para tensão nominal de 13,8 kV, correspondendo a um dos valores nominais da rede de média tensão fornecida pelas distribuidoras locais para esse grupo de consumidor.

As bases estabelecidas para o sistema são de 13,8 kV e 100 MVA. Além disso, a subestação é representada pela barra 800, a qual opera com tensão de 1,05 p.u.

Demais alterações no sistema base são dadas devido às inserções de sistemas geradores fotovoltaicos em determinadas barras, até a curva de carga de cada consumidor. Considera-se ainda a alteração nos valores de potência instalada de GD fotovoltaica, a depender do cenário estabelecido.

C. Cenários de simulação

Para a construção dos cenários de simulação, foram analisados os relatórios das UCs com GD conectadas ao sistema de distribuição em resumos separados por distribuidora, por estado, tipo de geração, classe de consumo, modalidade e data de conexão [4]. Assim, a partir dos resumos por distribuidora, utilizando os dados da distribuidora local, Rio Grande Energia - RGE, consideram-se todos os consumidores registrados dentro do subgrupo A4 com GD que possuam a fonte de geração como radiação solar.

Após a listagem dos consumidores, variando-se de 0 até o maior valor de potência instalada em kW, classificados em escalas de 5 em 5 kW de potência dentro da micro ou minigeração, indentificou-se quais são as faixas de potência majoritárias que tais consumidores se encontram.

A seguir foi identificado o perfil destes consumidores por meio dos dados analisados. Com a identificação do perfil de consumo, analisou-se os mais relevantes para que seja possível a modelação das cargas de acordo com a curva de carga característica de cada um, construídas a partir dos modelos apresentados em [5].

Com esses dados, construiu-se quatro cenários principais. Desses, dois com as duas principais faixas de potência de GD instalada com maior número de consumidores da microgeração e dois com as duas principais faixas de potência de GD instalada com maior número de consumidores da minigeração.

Assim, para cada cenário, estabeleceu-se um valor comum de potência instalada para as UCs com GD fotovoltaica. Além disso, a partir de cada cenário, criou-se mais três subcenários onde cada um varia o percentual de consumidores que possuem GD fotovoltaica integrada à rede, conforme apresentado a seguir:

- 1º cenário: 4%, 12% e 20% das UCs com 40 kW de GD fotovoltaica instalada, totalizando 40, 120 e 200 kW de potência injetada no sistema, respectivamente;
- 2º cenário: 4%, 12% e 20% das UCs com 75 kW de GD fotovoltaica instalada, totalizando 75, 225 e 375 kW de potência injetada no sistema, respectivamente;
- 3º cenário: 4%, 12% e 20% das UCs com 100 kW de GD fotovoltaica instalada, totalizando 100, 300 e 500 kW de potência injetada no sistema, respectivamente;
- 4º cenário: 4%, 12% e 20% das UCs com 120 kW de GD fotovoltaica instalada, totalizando 120, 360 e 600 kW de potência injetada no sistema, respectivamente;

Em suma, foram construídos quatro cenários com os valores de potência mais aderidos pelos consumidores da micro e da

minigeração. Dessa forma, a partir de cada um dos quatro principais cenários, definem-se outros três prevendo diferentes percentuais de crescimento da GD nas UCs conectadas ao sistema de distribuição, totalizando diferentes valores de injeção de potência na rede de distribuição. Ressalta-se que, tanto para o cenário 1, quanto para o cenário 4, utilizou-se a terceira faixa com maior percentual de UCs enquadradas, para se obter maior variação nos valores simulados e possível maior diferença nos resultados conforme varia-se o valor de potência instalada por GD.

D. Simulações

Pelo software OpenDSS se faz o modelamento do sistema base e, posteriormente, modificam-se algumas características desse a partir do avanço nas simulações, de acordo com a configuração de cada um dos cenários. O modelamento do sistema se dá através das partes que o compõe, como as barras, gerador, transformador, linhas, capacitores e afins.

Para a avaliação dos níveis de tensão nas barras utiliza-se o recurso de fluxo de potência do software no modo diário (*daily*), assim o cálculo é resolvido para cada hora do dia. O tipo de curva de carga de cada consumidor é definida a partir dos dados levantados durante o estudo da população dos cenários de simulação.

Para o modelamento dos sistemas fotovoltaicos conectados ao sistema, informações sobre a região de instalação e informações específicas do fornecedor do modelo de painel instalado são necessárias. A figura 7 apresenta o esquemático para a construção do modelo fotovoltaico no software.

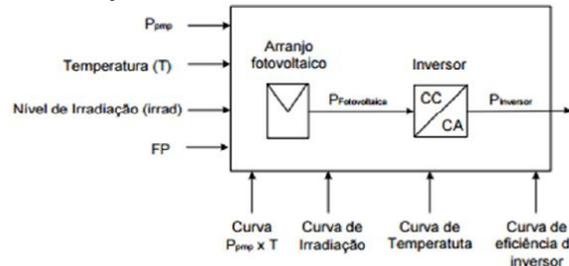


Fig. 7. Esquemático do modelo PV no OpenDSS [8].

As informações da curva de temperatura e curva de irradiação são provenientes do ambiente em que o sistema será instalado. As curvas de ponto de máxima potência e de eficiência do inversor, bem como a temperatura nominal, são informações de catálogo fornecidas pelo fabricante dos equipamentos. A informação da tensão nominal do sistema foi definida a partir do arranjo da ligação dos painéis fotovoltaicos e convertidas para a tensão nominal do sistema de distribuição através de transformadores elevadores. Demais informações como potência nominal do sistema, potência máxima e potência aparente nominal do inversor variam de acordo com cada cenário estabelecido.

Para o modelamento do sistema fotovoltaico dos consumidores se faz necessário ter conhecimento de informações do ambiente do local escolhido. Para este trabalho definiu-se a cidade de Bento Gonçalves para a busca desses dados, já que a mesma possui uma estação meteorológica

automática do Instituto Nacional de Meteorologia, que faz o registro diário para cada hora do dia dos dados coletados. Além disso, também se trata de uma das maiores economias do estado do Rio Grande do Sul, contando com a presença de indústrias e centros comerciais turísticos.

Para estimação da temperatura no painel fotovoltaico, a Equação 1 apresenta melhor desempenho na estimação da temperatura de modelos reais, dentro das analisadas [9]. Para os dados de entrada utilizou-se os registros da estação meteorológica A840, calculando-se a média horária da temperatura instantânea e de velocidade do vento do mês de outubro de 2020, visando a busca por temperaturas não muito superiores a temperatura nominal do painel e valores de irradiância significativos. Os parâmetros da equação estabelecida são apresentados na Tabela 2.

EQUAÇÃO 1 [9].

$$T_c = T_a + \left[\left(\frac{G}{G_{NOCT}} \right) \cdot \left(\frac{9,5}{5,7 + 3,8 \cdot V_w} \right) \cdot (T_{cNOCT} - T_{aNOCT}) \cdot \left(1 - \frac{\eta_c}{\tau\alpha} \right) \right]$$

Onde:

TABELA 2 [9].

Parâmetro	Descrição
T _a	Temperatura ambiente em °C
G	Irradiância total em W/m ²
T _{cnoct}	Temperatura de operação nominal na célula fotovoltaica em °C
T _{anoct}	Temperatura ambiente conforme SRE, em 20°C
G _{noct}	Irradiância total segundo SRE, 800W/m ²
V _w	Velocidade do vento em m/s
α	Constante igual a 0,0138
B	Constante igual a 0,031
γ	Constante igual a 0,042
η _c	Eficiência de conversão do módulo descrito em sua folha de dados.
τ _α	Produto da transmitância-absortância, aproximado em 0,9
η _m	Razão entre η _c e τ _α

Para os cálculos da intensidade, modelos de distribuição temporal e espacial da radiação solar, utilizou-se o software RADIASOL que, através de modelos matemáticos, determina o efeito da inclinação na superfície do painel. Obtendo-se os resultados apresentados nas figuras 8 e 9.

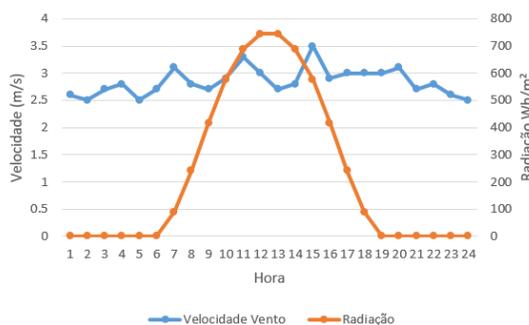


Fig. 8. Média velocidade do vento e da radiação horária na cidade de Bento Gonçalves em outubro de 2019.

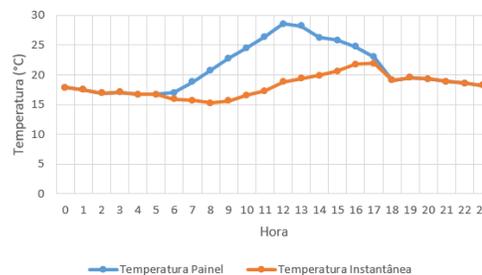


Fig. 9. Média da temperatura instantânea e temperatura estimada no painel fotovoltaico na cidade de Bento Gonçalves do mês de outubro de 2019.

Para a obtenção e análise dos resultados utiliza-se do comando “monitor” do OpenDSS, possibilitando a construção dos gráficos das tensões analisadas em cada horário. Assim, para cada cenário simulado, bem como para o sistema base inicial, construiu-se gráficos dos valores retornados pelas simulações, sendo que os valores de tensão foram convertidos em p.u., para melhor compreensão e análise. Além disso, para a análise dos efeitos das inserções de potência na rede pelo sistema de GD fotovoltaica de cada cenário, utilizou-se os valores de referência de tensão em regime permanente, e cada fase do sistema de distribuição será analisada individualmente, devido a característica de desequilíbrio da rede.

Com isso se faz possível a comparação dos próprios resultados a partir dos padrões estabelecidos pela ANEEL. Ressalta-se que, para levantamento de indicadores individuais e coletivos, a ANEEL estabelece que são necessárias a realização de 1008 leituras integralizadas em intervalos de dez minutos cada. Contudo, para este trabalho, a análise não se dará pelo cálculo dos indicadores citados, já que a simulação é feita em intervalos de tempo maiores que os pré-estabelecidos, mas se dará pela análise do valor instantâneo da simulação em comparação com a faixa definida na tabela 1. O intervalo de tempo superior ao especificado se dá devido a limitação da disponibilidade dos dados de entrada, pois os valores de temperatura e velocidade do vento são registrados a cada 1 hora pela estação meteorológica A840, bem como os dados de radiação disponibilizados pelo software RADIASOL, ao passo que o intervalo necessário para avaliação conforme especifica o indicador utilizado pela ANEEL seria de 10 em 10 minutos.

Por fim, para cada fase de cada ponto analisado da rede, apresenta-se os valores de tensão apresentados para cada hora do dia analisado, tanto para o cenário base quanto para os cenários propostos. Dessa forma, pode se observar as variações do valor de tensão em p.u. fornecido ao longo do dia conforme injeta-se maiores valores de potência no sistema.

IV. RESULTADOS DAS SIMULAÇÕES

Inicialmente, para o cenário base, onde não havia injeções de potência na rede, analisou-se todos os pontos em que havia conexão de alguma UC. Assim, foi possível constatar que boa parte do sistema operava com valores de subtensão, principalmente durante horário comercial. Como exemplo, apresenta-se os resultados obtidos do cenário base no ponto 840, para as três fases, expostos na figura 10.



Fig. 10. Tensão das fases V1, V2 e V3 ao longo do dia no cenário base.

Assim, foram estabelecidos alguns pontos de interesse para conexão de GD fotovoltaica conforme cenários estabelecidos. A partir dos resultados para o cenário base, estabeleceu-se os pontos 806A, 824A, 830A, 840A e 848A para inserção de sistemas de geração fotovoltaica. Assim, a partir dos pontos estabelecidos, pode-se observar pontos em que há desde valores próximos ao limite de 1,05 p.u. até valores críticos de subtensão, além de um ponto em que há conectado sistema de capacitores.

A seguir, apresenta-se os resultados e as análises respectivos ao ponto 840, o qual apresentava em todas as suas fases valores críticos de subtensão durante cenário base (0 kW), com destaque para V1 que chegou a apresentar valores abaixo de 0,8 p.u.

As figuras 11, 12 e 13 apresentam, as tensões V1, V2 e V3 do ponto 840, onde C1, C2, C3 e C4 correspondem aos cenários 1, 2, 3 e 4 respectivamente, seguidos do percentual de UCs com GD fotovoltaica e a potência total injetada no sistema.

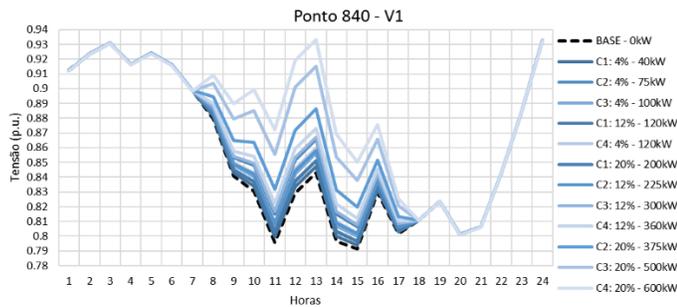


Fig. 11. Tensão da fase V1 do ponto 840 ao longo do dia.

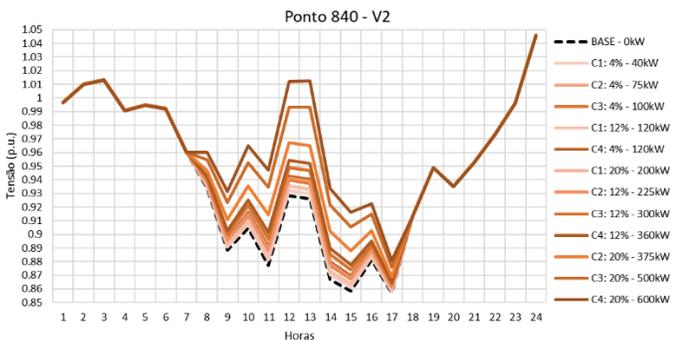


Fig. 12. Tensão da fase V2 do ponto 840 ao longo do dia.

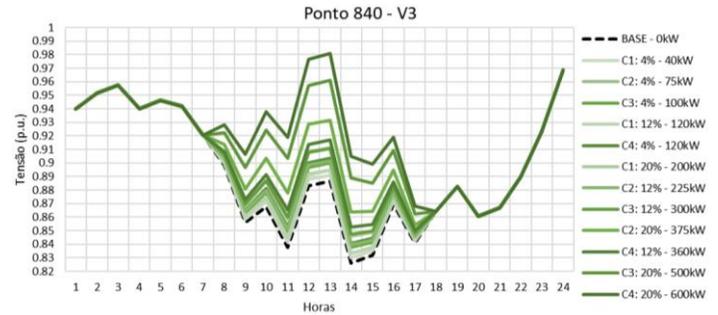


Fig. 13. Tensão da fase V3 do ponto 840 ao longo do dia.

V. CONCLUSÕES

Assim, pode-se concluir que, conforme maior o valor total de potência injetada de GD fotovoltaica na rede, maior foi o aumento do valor da tensão verificada no ponto analisado. Como no cenário inicial (0 kW de potência de GD) os valores de tensão apresentaram níveis críticos de subtensão, observou-se o aumento desses valores para todas as fases desse ponto durante o período de geração. Além disso, o período de geração do painel correspondeu ao tempo em que a queda dos valores de tensão era mais significativa, que também é o intervalo de maior demanda. Com isso, conforme aumentou-se a quantidade injetada de potência pelos pontos de GD no sistema, aumentou-se os valores de tensão, sem ultrapassar o limite máximo de 1,05 p.u. Ainda se destaca que em todas as fases pode-se observar uma melhoria no fornecimento de tensão, como exemplo, cita-se a fase V2 que se manteve em níveis considerados adequados, acima de 0,93 p.u., até próximo das 15:00 horas do dia com um total de 500 kW de potência instalada de GD fotovoltaica, quando considerado o sistema de distribuição de média tensão com consumidores A4 a partir das curvas de cargas e dados do ambiente utilizados.

REFERENCES

- [1] CARVALHO, Karolina Jorge Schwenck de. Sistemas Fotovoltaicos Distribuídos Integrados à Rede Elétrica: Condições de Operação e seus Impactos. Rio de Janeiro: UFRJ/COPPE, 2012.
- [2] DEMATTE, Ricardo Dantas. Avaliação da inserção de geração distribuída no sistema de distribuição de energia brasileiro utilizando métodos multicritério. Campinas: PUC – Campinas, 2017.
- [3] ANEEL – Agência Nacional de Energia Elétrica. Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional – PRODIST Módulo 8 – Qualidade de Energia.
- [4] ANEEL – Agência Nacional de Energia Elétrica. Outorgas e Registros de geração. <https://www.aneel.gov.br/outorgas/geracao/>.
- [5] FRANCISQUINI, Aislan Antonio. Estimação de Curvas de Carga em Pontos de Consumo e em Transformadores de Distribuição. Ilha Solteira: UNESP, 2006.
- [6] ARAÚJO, Fábio Bicalho de. Impacto da geração distribuída nas condições de estabilidade de tensão. Rio de Janeiro: PUC – RJ, 2010.
- [7] IEEE – Distribution System Analysis Sub Committee. Radial Test Feeders. <https://site.ieee.org/pes-testfeeders/resources/>.
- [8] RADATZ, Paulo Ricardo Radatz de Freitas. Modelos avançados de análise de redes elétricas inteligentes utilizando o software OpenDSS. São Paulo: USP, 2015.
- [9] YANG, Renata Lautert, et al. Estimação da Temperatura em Células Fotovoltaicas para Sistemas Fotovoltaicos Conectados à Rede Elétrica em Curitiba. Conferência Internacional de Energias Inteligentes (5.: 2018 nov. 5-7: Curitiba, PR). ISBN 978-85-89461-13-9, 20.