

# IMPACTO DO ÂNGULO DE GERAÇÃO SOLAR FOTOVOLTAICA NO DESEMPENHO DE UMA REDE DE DISTRIBUIÇÃO

CAROLINE MÉVEL\*, BIBIANA PETRY FERRAZ\*, FLÁVIO LEMOS\*, SÉRGIO HAFFNER\*

\* *Universidade Federal do Rio Grande do Sul  
Porto Alegre, RS, Brasil*

Emails: `caroline.mevel@ufrgs.br`, `bibiana.petry@ufrgs.br`, `flavio.lemos@ieee.org`,  
`haffner@ieee.org`

**Abstract**— In this work results are presented on the study of the effect on different photovoltaic solar generation angle on the performance of a distribution system. The strong penetration of distributed generation through photovoltaic systems may influence the system operation when it modifies the typical load shape, generating a consumption valley in the afternoon and an accented ramp in the evening beginning, this behavior is typically known as *duck curve*. In this context, the DG penetration was evaluated in a grid with the topology of IEEE 13 node test feeder, considering four panels installation angles (zenithal angle). Via OpenDSS software simulations, it was verified an increase in the loads voltage levels after DG was inserted, as well as 25.6% reduction in active losses for the case when the zenithal angle  $\theta_z = 22^\circ$ . Besides, it was recorded a displacement in the aggregate load curve, when zenithal angle  $\theta_z = 50^\circ$  was considered, decreasing the accented growth of the end of the evening consumption.

**Keywords**— Distributed generation, photovoltaic solar generation, zenithal angle, operation of distribution system.

**Resumo**— Neste trabalho são apresentados resultados relativos ao estudo do efeito de diferentes ângulos de geração solar fotovoltaica no desempenho de um sistema de distribuição. A forte inserção de geração distribuída (GD) por meio de sistemas solar fotovoltaicos pode influenciar a operação de um sistema ao alterar a curva de carga típica, gerando um vale de consumo no período da tarde e uma rampa acentuada no início da noite, comportamento este conhecido como *duck curve*. Nesse contexto, foi avaliada a penetração de GD em um rede com topologia do sistema teste IEEE 13 nós, considerando quatro ângulos de instalação (ângulo zenital) dos painéis. Por meio de simulações realizadas com o software OpenDSS, verificou-se a melhoria dos níveis de tensão das cargas após a inserção de GD e a redução das perdas em até 25,6% no caso de ângulo zenital  $\theta_z = 22^\circ$ . Além disso, foi registrado o deslocamento de demanda na curva de carga agregada do sistema ao considerar o ângulo zenital  $\theta_z = 50^\circ$ , diminuindo o crescimento acentuado do consumo no final da tarde.

**Palavras-chave**— Geração distribuída, solar fotovoltaico, ângulo zenital, operação de sistemas de distribuição.

## 1 Introdução

Estima-se que o consumo de energia elétrica mundial irá dobrar até 2050, o que representa grandes desafios e oportunidades no planejamento da operação e expansão de sistemas elétricos (Tan e Novosel, 2017). Uma das alternativas para atender ao crescimento de uma população altamente dependente de eletricidade é a geração distribuída (GD), definida como uma fonte de energia elétrica conectada diretamente à rede de distribuição ou por meio do consumidor, a qual possibilita reduzir as perdas e melhorar a confiabilidade do fornecimento de energia (Ackermann et al., 2001). No Brasil, a GD foi regulamentada em 2012 (ANEEL, 2012) e, desde então, o número de conexões tem aumentado significativamente, especialmente a partir de 2016, quando foram contabilizadas 7784 conexões e 8842 consumidores recebendo créditos pelo fornecimento de energia (ANEEL, 2017). Em decorrência da queda nos preços de módulos fotovoltaicos, projetos de energia solar foram negociados em R\$118,07/MWh durante o 27º Leilão de Energia Nova, bem como a sua praticidade de instalação, estima-se que até 2050, 13% da carga do setor residencial seja su-

prida por energia solar fotovoltaica (EPE, 2014). Haja vista que a GD utiliza fontes de energias renováveis, como a solar e a eólica, diversos autores têm estudado a sua influência no sistema elétrico. Já em redes que operam sem armazenamento de eletricidade e que estejam inseridas em uma matriz energética composta grande parte por termoeletricas, o uso intenso de geração solar fotovoltaica, pode alterar de forma danosa a curva de carga típica. Isso porque no início da tarde ocorre um vale na curva de carga, e um rápido aumento da demanda no início da noite, quando não há mais produção de energia pelos painéis. Tal comportamento pode ser descrito pela *duck curve*, um gráfico que exemplifica a curva de carga líquida (diferença entre carga e geração) de uma região com alta penetração de GD utilizando solar fotovoltaica (Lazar et al., 2016).

Uma das soluções para atenuar a grande diferença entre as demandas registradas durante o período fora de ponta (entre 22:00 horas e 17:00 horas) e o período de ponta (entre 17:00 e 22:00 horas) consiste no controle das rampas da *duck curve*, por meio de uma microrrede. Composta por unidades de geração flexíveis, sistemas de armazenamento de energia, incentivos de resposta à

demanda aplicada aos consumidores e um controlador, para conectá-la ao sistema elétrico, é considerada uma solução completa porém de alto custo (Majzoubi e Khodaei, 2016). Outra solução proposta é a combinação de resposta à demanda, células combustíveis ligadas diretamente às residências e energia solar concentrada, para suprir as lacunas ente o horário de ponta e de fora ponta (Howlader et al., 2018). A combinação de todos estes elementos pode atenuar o problema da *duck curve* e reduzir o custo de acionamento das centrais termoelétricas, contudo nem sempre é uma solução viável economicamente. Finalmente, (Ranalli et al., 2016) propõe diferentes posições geográficas de painéis fotovoltaicos para verificar o impacto na *duck curve* diária de uma região da Filadélfia, deixando em aberto o estudo detalhado de determinados aspectos operacionais do sistema.

Neste contexto, o presente artigo propõe a avaliação do efeito de diferentes ângulos de inclinação dos painéis fotovoltaicos, com o intuito de verificar o impacto na *duck curve*, bem como de avaliar o desempenho de uma rede de distribuição, por meio do perfil de comportamento das perdas ativas e da tensão.

## 2 Base Teórica

Tradicionalmente as curvas de carga de consumidores residenciais sofrem aumento pela manhã, decrescem sutilmente durante o dia e, ao anoitecer, apresentam seu pico. No entanto, com o advento da GD e sua regulamentação, esses consumidores passaram a desempenhar um papel ativo no sistema elétrico, ao instalarem painéis solar fotovoltaicos em suas residências. A maioria dos módulos é instalada de forma fixa, o que exige uma análise técnica do melhor ângulo de geração solar fotovoltaica. Os dois principais parâmetros a serem determinados são: o ângulo azimutal ( $\psi$ ) e o ângulo zenital ( $\theta_z$ ) (Campos e de Alcantara, 2013), conforme ilustra a Figura 1. Todavia dependendo do tipo de painel (mono ou policristalino, por exemplo) a ser utilizado, o seu desempenho e eficiência são afetados por outros fatores como altitude, grau de poluição, nebulosidade, umidade e acúmulo de sujeira e devem ser considerados (Bouraiou et al., 2015).

Para encontrar  $\psi$  e  $\theta_z$  se faz necessário determinar alguns parâmetros de acordo com a geografia do local (Campos e de Alcantara, 2013), tais como: o ângulo horário  $\omega$ , o ângulo da declinação solar  $\delta$ , o ângulo da da altitude solar  $\alpha$  e, por fim, a latitude  $\phi$ . O ângulo horário  $\omega$  é avaliado por meio do conhecimento de  $T$  correspondente ao horário solar no local (que varia de 1 a 24 horas), conforme a expressão:  $\omega = (12 - T) 15$ . Posteriormente, o ângulo da declinação solar,  $\delta$ , é obtido

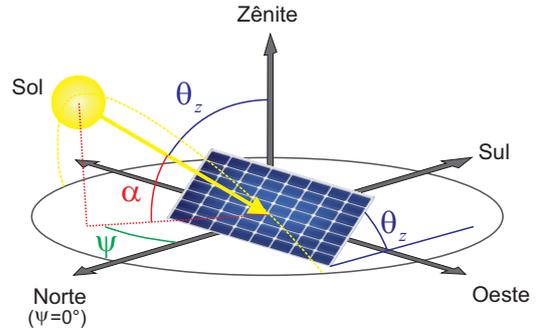


Figura 1: Ilustração do ângulo zenital.

por:

$$\delta = 23,45 \sin \left( 360 \frac{J - 80}{365} \right), \quad (1)$$

onde  $J$  é o dia do ano, cujo domínio é de 1 a 365 dias. Já o ângulo da altitude solar,  $\alpha$ , que representa o ângulo do sol em relação ao plano horizontal da terra, é obtido conforme:

$$\sin \alpha = \sin \delta \cdot \sin \phi + \cos \delta \cdot \cos \phi \cdot \cos \omega, \quad (2)$$

onde  $\phi$  é a latitude do local a ser estudado. O ângulo azimutal  $\psi$ , cuja referência é o norte geográfico ( $0^\circ$ ) é calculado conforme:

$$\psi = \arccos \left( \frac{-\sin \alpha \cdot \sin \phi + \sin \delta}{\cos \alpha \cdot \cos \phi} \right), \quad (3)$$

e o ângulo zenital  $\theta_z$ , que reflete a inclinação dos módulos em relação à horizontal, é dado por:

$$\theta_z = \phi - \delta. \quad (4)$$

A escolha correta da orientação permite otimizar a curva de geração, melhorando o desempenho da produção de energia elétrica. Diferentes angulações podem representar um descolamento na curva de geração, de modo que seu pico seja em um horário durante a tarde e não ao meio dia (Ranalli et al., 2016).

No cenário com inserção de GD, a curva de carga típica dos consumidores é modificada pela sua geração, subtraindo-se a demanda da quantidade de energia produzida, o que configura a curva de carga líquida. Em 2013, o operador do sistema da Califórnia (CAISO - *California Independent System Operator*) publicou um relatório apresentando o risco de geração de energia em excesso devido ao grande crescimento da energia solar fotovoltaica. O relatório resume-se no gráfico conhecido como "*duck curve*", ilustrada pela Figura 2, que representa a curva de carga líquida do local. É perceptível o acentuado crescimento da demanda no final do dia, quando não há mais geração de energia, exigindo que o sistema forneça grande quantidade de eletricidade em pouco tempo, o que pode gerar problemas de confiabilidade da rede e elevar os custos de operação.

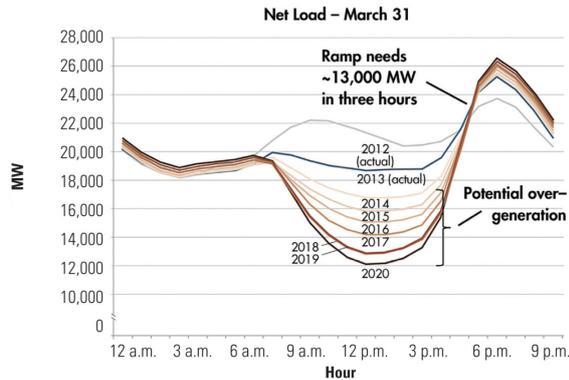


Figura 2: Comportamento da *duck curve* conforme a inserção de geração solar fotovoltaica. Fonte: (Denholm et al., 2015)

Diversos estudos buscam diferentes meios para "achatar" a curva de carga, reduzindo a diferença entre o vale e o pico, como por exemplo, programas de resposta à demanda utilizando carros elétricos como baterias (Le Floch et al., 2015). A seguir, é detalhada outra proposta para reduzir o impacto da rampa da *duck curve* no período da noite, baseada no deslocamento da curva de geração ao longo do tempo, por meio da variação do ângulo de geração solar fotovoltaica.

### 3 Estudo de Caso

O estudo de caso consistiu em simular a penetração de GD em uma rede de distribuição com topologia do sistema teste do IEEE 13 nós (Kersting, 2001), ilustrado na Figura 3, instalando painéis solar fotovoltaicos com diferentes ângulos zenitais. Para a simulação do fluxo de potência, utilizouse o software Open-DSS (Dugan, 2012) no modo diário, simulando o carregamento em cada nó, com inserção de energia solar fotovoltaica para as condições de insolação da cidade de Porto Alegre/RS.

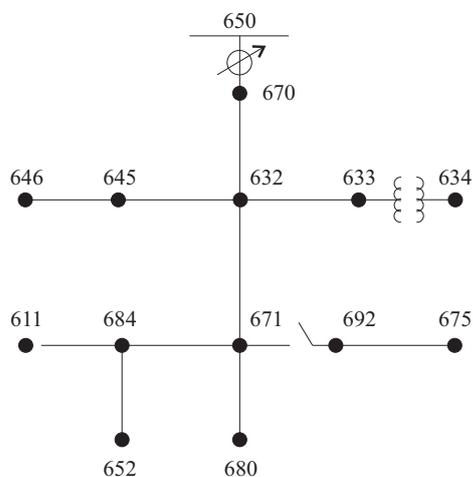


Figura 3: Sistema teste IEEE 13 nós.

### 3.1 Modelagem das Cargas

A rede teste IEEE possui 8 cargas concentradas, as quais são detalhadas na Tabela 1. Haja vista que o sistema teste também apresenta uma carga distribuída, foi necessário incluir o 9º nó (denominado 670), 1/3 à jusante do nó 650. Todas as cargas foram modeladas como potência ativa constante ( $P$  constante).

Tabela 1: Cargas do Sistema Teste IEEE

Nó	Modelo de Conexão	Carga					
		Fase A		Fase B		Fase C	
		kW	kvar	kW	kvar	kW	kvar
634	Y-PQ	160	110	120	90	90	90
645	Y-PQ	0	0	170	125	0	0
646	D-Z	0	0	230	132	0	0
652	Y-Z	128	86	0	0	0	0
671	D-PQ	385	220	385	220	385	220
675	Y-PQ	485	190	68	60	212	212
692	D-I	0	0	0	0	151	151
611	Y-I	0	0	0	0	80	80
670	Y-PQ	17	10	66	38	117	68

Uma vez que o sistema IEEE apresenta valores fixos de carga em cada nó, as cargas foram modeladas por meio de curvas típicas de operação, ilustradas pela Figura 4. Sendo assim, a curva da carga do nó 671 corresponde ao consumo típico industrial, e as cargas dos demais nós, simulam consumidores residenciais.

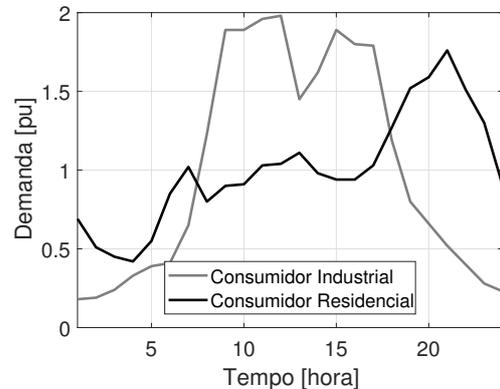


Figura 4: Curvas de carga típicas utilizadas na modelagem das cargas.

### 3.2 Modelagem da Geração Distribuída

De maneira a simular a inserção de GD no sistema IEEE, foram alocados módulos solar fotovoltaicos em todos os nós com cargas (listados na Tabela 1). Cada módulo foi conectado a uma carga de forma que a sua potência nominal correspondesse à 40% da demanda máxima das cargas. A modelagem das unidades de GD foi elaborada de acordo com um exemplo disponibilizado pelo EPRI (Dugan, 2012), no qual constam dados reais das curvas de eficiência do in-

versor e do painel fotovoltaico. No presente trabalho variou-se o ângulo zenital  $\theta_z$ , enquanto o ângulo azimutal  $\psi$  permaneceu constante em  $0^\circ$  (norte geográfico). Com o auxílio do programa SunData (Eletrobrás, 2018), foram obtidos quatro casos de inclinações dos painéis solares ( $\theta_z$ ), a seguir descritos:

- $\theta_z = 0^\circ$ , o ângulo horizontal;
- $\theta_z = 22^\circ$ , o ângulo que fornece, anualmente, a maior média diária de irradiação solar;
- $\theta_z = 30^\circ$ , o ângulo igual à latitude (no caso de Porto Alegre/RS,  $\phi = -30^\circ 01' 59''$ );
- $\theta_z = 50^\circ$ , o ângulo que fornece, anualmente, o menor valor diário de irradiação solar.

A modelagem das unidades de GD, que são compostas pelo painel e pelo inversor pode ser representada pelo diagrama de blocos da Figura 5.

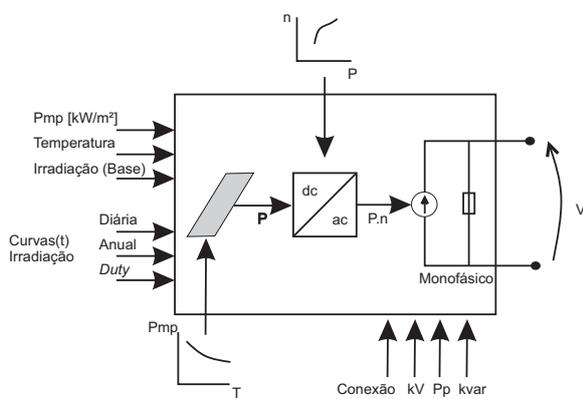


Figura 5: Diagrama de blocos do sistema de geração fotovoltaica.

De acordo com as grandezas que envolvem a modelagem da GD (Figura 5), a potência de saída do módulo,  $P(t)$  é dada por (Freitas, 2015):

$$P(t) = P_{mp} Ir(t) Ir_{base} F(T(t)), \quad (5)$$

onde  $P_{mp}$  é a potência nominal no ponto de máxima potência (em  $\frac{kW}{m^2}$ ), definida como a média da potência ativa consumida pela carga do ponto de conexão,  $Ir(t)$  é a irradiação para o determinado instante  $t$  (em  $pu$ ),  $Ir_{base}$  é a irradiação máxima para o dia selecionado. O fator de correção da potência nominal,  $F$ , varia com base na temperatura  $T(t)$  do painel fotovoltaico no determinado instante  $t$ ; para o referido estudo de caso utilizou-se uma curva diária de temperatura do módulo. Já a potência ativa fornecida pelo sistema resulta do produto entre  $P(t)$  e  $\eta$ , que é a eficiência do inversor para uma dada potência de saída.

As curvas de irradiação diárias para as inclinações  $0^\circ$ ,  $22^\circ$ ,  $30^\circ$  e  $50^\circ$ , ilustradas na Figura 6, foram obtidas por meio do software RADIASOL (UFRGS, 2018) e serviram de entrada para a variável  $Ir(t)$  na expressão (5). Elas são referentes a dados de Porto Alegre no mês de fevereiro.

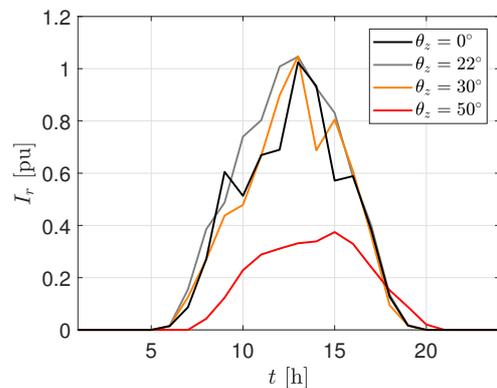


Figura 6: Curvas de irradiação global para cada ângulo zenital.

A Figura 7 ilustra as curvas de geração solar fotovoltaica para os diferentes ângulos de inclinação, obtidas por meio das curvas de irradiação supracitadas. Observa-se que cada curva representa a soma da geração de cada unidade de GD presente no estudo de caso.

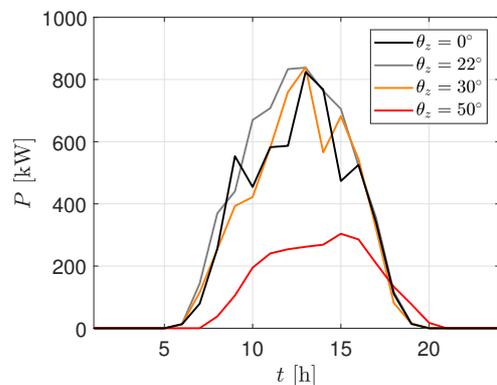


Figura 7: Curvas de geração solar fotovoltaica para cada ângulo zenital.

### 3.3 Curva de Carga Líquida (Duck Curve)

A curva de carga líquida, ilustrada na Figura 8, corresponde à soma da curva de carga agregada do caso base (sem a inserção de GD) subtraída da curva de geração total para cada um dos quatro diferentes ângulos zenitais  $\theta_z$ :  $0^\circ$ ,  $22^\circ$ ,  $30^\circ$  e  $50^\circ$ .

## 4 Resultados e Discussão

Esta seção apresenta uma análise do efeito de diferentes ângulos de geração solar fotovoltaica no desempenho das perdas e tensão do sistema de distribuição descrito anteriormente.

### 4.1 Perdas Ativas

Um dos parâmetros que permite avaliar o desempenho de sistemas elétricos é o comportamento das perdas ativas. Conforme a Tabela 2,

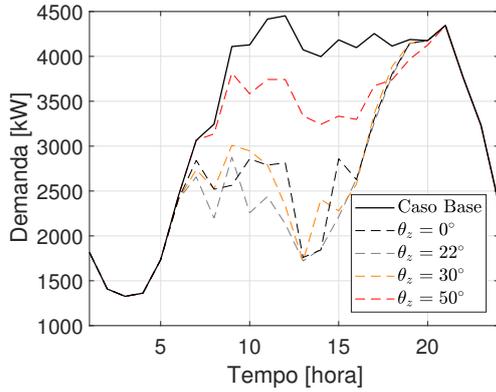


Figura 8: Duck Curves elaboradas para a realização dos testes.

o caso em que os painéis fotovoltaicos apresentam orientação zenital de  $22^\circ$  mostra-se o mais efetivo na redução das perdas ativas, já que registra uma redução de 25,5% das perdas totais em comparação ao caso base.

Tabela 2: Perdas ativas para cada  $\theta_z$ .

Caso	Perdas [kWh]	Variação [%]
base	2988	-
$\theta_z = 0^\circ$	2297	23,13
$\theta_z = 22^\circ$	2226	25,50
$\theta_z = 30^\circ$	2298	23,09
$\theta_z = 50^\circ$	2622	12,25

A Figura 9 apresenta o comportamento horário das perdas ativas para cada estudo de caso. Apesar da geração de energia ser drasticamente reduzida com o ângulo zenital de  $50^\circ$ , é possível deslocar a curva de geração para a direita, ou seja, prolongar o tempo de operação da GD até o início do horário de ponta. Tal deslocamento é melhor observado na ampliação ilustrada pela Figura 10, onde a maior redução das perdas ativas ocorre entre 18:00 e 19:00 horas (horário de ponta), quando as configurações com ângulo de  $0^\circ$ ,  $22^\circ$  e  $30^\circ$  convergem para o caso base. Observa-se ainda, que tal deslocamento da curva também ocorre no período da manhã, onde o sistema solar fotovoltaico instalado com ângulo zenital de  $50^\circ$ , inicia a geração às 7:00 horas enquanto os demais ângulos iniciam antes. Por fim, a partir das 20:00 horas o sistema se comporta como no caso base, uma vez que não há mais irradiação solar (tal horário varia conforme a estação do ano).

#### 4.2 Níveis de Tensão

Outra forma de avaliar o desempenho de sistemas de distribuição é verificar a violação dos níveis de tensão em cada nó ao longo do dia. Durante as simulações, percebeu-se que, em nenhum momento, a inserção de GD resultou na violação dos limites superiores estabelecidos pela (ANEEL, 2018). Todavia, ao desativar a regulação de ten-

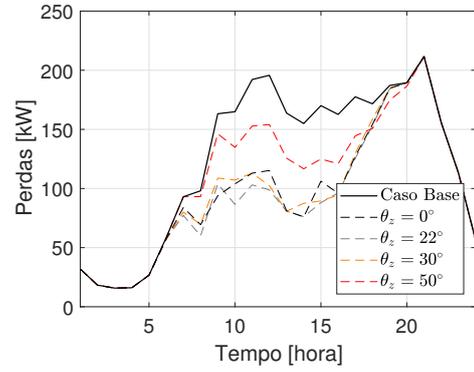


Figura 9: Perfis de perdas ativas agregadas ao longo de um dia típico.

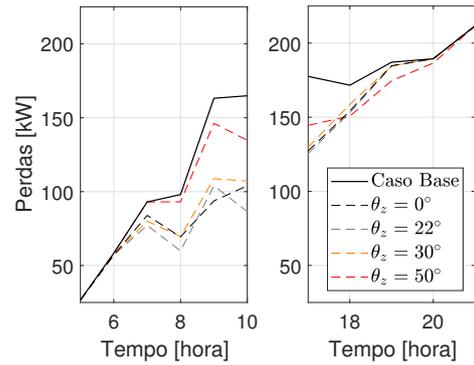


Figura 10: Detalhamento dos perfis de perdas ativas agregadas no início da manhã e ao final da tarde.

são (originalmente incluída pelo IEEE no sistema em questão), observou-se que os limites inferiores foram extrapolados. Conforme ilustram as Figuras 11 e 12, a penetração de 40% de GD elevou os níveis de tensão em todos os nós, durante o período de geração.

Nas fases a e c do nó 634, por exemplo, cujas tensões nominais são menores que 1 kV, durante às 13:00 horas o caso base registrava tensões de 0,917 pu e 0,913 pu (conforme a Figura 12), respectivamente, as quais são consideradas precárias conforme (ANEEL, 2018). No entanto, para  $\theta_z$  igual a  $0^\circ$ ,  $22^\circ$  e  $30^\circ$  os níveis são corrigidos para valores adequados. Ainda em relação à fase c do nó 634, durante o período compreendido entre 10:00 e 15:00 horas, os níveis de tensão foram elevados para a faixa adequada, quando os módulos fotovoltaicos foram simulados para  $\theta_z$  igual a  $0^\circ$ ,  $22^\circ$  e  $30^\circ$ . Já a fase c do nó 670, cuja tensão nominal é superior a 1 kV, a tensão foi elevada de 0,92 pu para 0,93 pu (conforme ilustra a Figura 12) nos casos de em que os painéis possuíam inclinação de  $\theta_z$  igual a  $0^\circ$ ,  $22^\circ$  e  $30^\circ$ , no intervalo das 13:00 às 14:00 horas. Tais angulações também elevaram o nível de tensão da fase c do nó 671, no horário das 10:00 às 11:00 horas, passando da faixa crítica para a faixa precária.

No início da manhã, a geração de energia fo-

tovoltaica é mais expressiva para módulos inclinados com  $\theta_z = 0^\circ$ , como pode ser observado na Figura 11. Por outro lado, ao final da tarde ocorre o horário de transição, quando não há mais produção de energia elétrica representativa por meio da fonte solar fotovoltaica. Neste caso, conforme ilustra a Figura 13, apenas a curva para  $\theta_z = 50^\circ$  ainda altera (levemente) o perfil de tensão dos nós. Embora, de maneira geral, observou-se que  $\theta_z = 50^\circ$  não influenciou de maneira significativa os níveis de tensão.

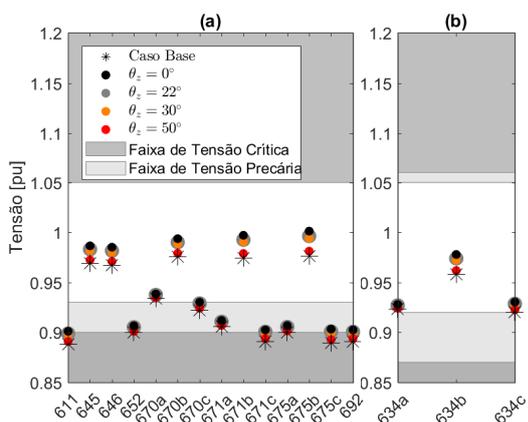


Figura 11: Perfil de tensão às 9:00 horas para as cargas atendidas: (a) acima de 1 kV e (b) abaixo de 1 kV.

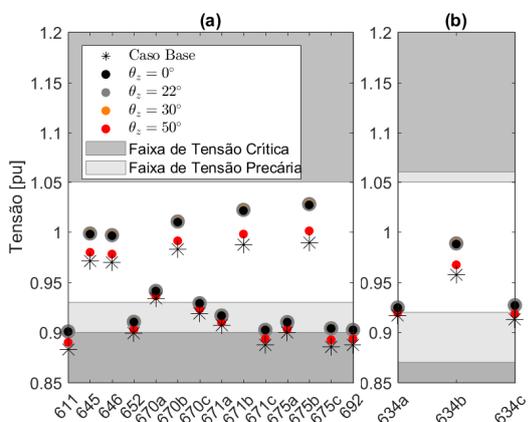


Figura 12: Perfil de tensão às 13:00 horas para as cargas atendidas: (a) acima de 1 kV e (b) abaixo de 1 kV.

Os perfis de tensão ilustrados nas Figuras 14 e 15 exibem os dois nós mais representativos do sistema em termos de demanda máxima registrada: o nó 675 (fase a) com consumidores residenciais e o nó 671, com carga trifásica industrial. Conforme mostra a Figura 15, é notável o pico de tensão às 13:00 horas, sendo que no caso base este é o ponto de demanda máxima do nó, o qual coincide com o ponto de máxima produção de energia solar fotovoltaica. Nas simulações realizadas não houve

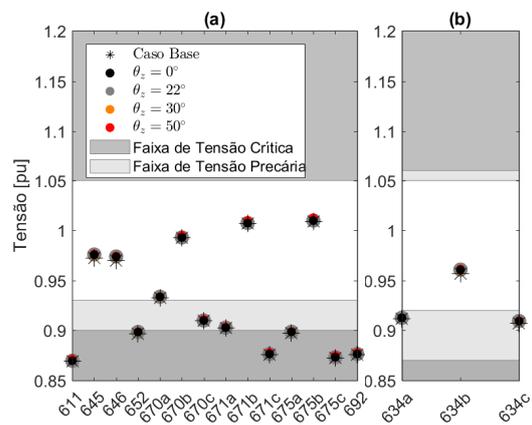


Figura 13: Perfil de tensão às 19:00 horas para as cargas atendidas: (a) acima de 1 kV e (b) abaixo de 1 kV.

violação dos níveis de tensão, contudo situações limítrofes de 1,02 pu foram observadas.

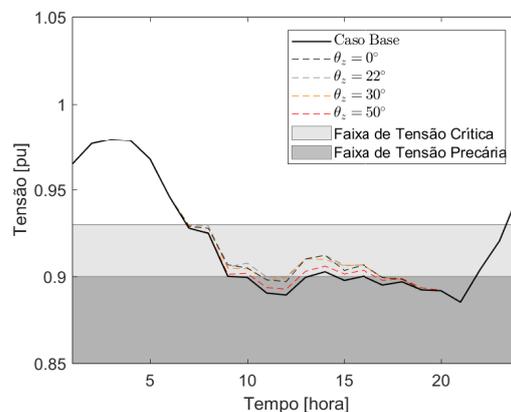


Figura 14: Perfil diário de tensão de um consumidor residencial, localizado na fase a do nó 675.

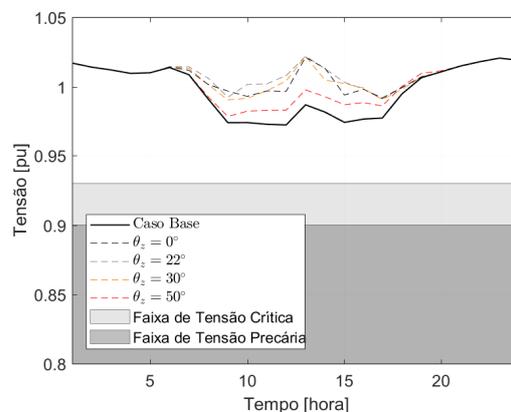


Figura 15: Perfil diário de tensão de um consumidor industrial, localizado na fase b do nó 671.

Por fim, é importante salientar que diferente de um sistema radial tradicional, onde o problema

é a subtensão nos alimentadores, um sistema com alta inserção de GD tende a apresentar problemas de sobretensão.

## 5 Conclusões

O crescente interesse dos consumidores e a perspectiva de expressiva participação de fontes solar fotovoltaicas na matriz energética mundial nas próximas décadas, têm motivado pesquisas com o objetivo de avaliar os efeitos da GD na operação de sistemas elétricos de potência. Deste modo, o presente trabalho propôs estudar o impacto da penetração de GD em um sistema de distribuição, utilizando 4 situações de ângulos para a fixação dos painéis, denominado ângulo de geração solar fotovoltaica ou ângulo zenital ( $\theta_z$ ). No estudo de caso proposto, foi simulada uma rede com topologia do sistema teste IEEE 13 nós, utilizando o software OpenDSS. Foram consideradas quatro diferentes angulações zenitais dos painéis solar fotovoltaicos, sendo o caso base, sem inserção de GD, os demais casos com GD considerando  $\theta_z$  de  $0^\circ$ ,  $22^\circ$ ,  $30^\circ$  e  $50^\circ$ .

Concluiu-se que a presença de GD, independente do ângulo zenital, reduziu as perdas ativas e melhorou os níveis de tensão, sendo que em determinados nós, a tensão passou da faixa crítica para a precária, ou ainda da precária para adequada, segundo a classificação de qualidade de energia da Agência Nacional de Energia Elétrica. Além disso, a inclinação de  $\theta_z = 22^\circ$  apresentou a melhor média de produção de energia para a localização geográfica de Porto Alegre, mostrando-se como a inclinação mais efetiva na redução de perdas ativas e na regulação da tensão. Ademais, percebeu-se o deslocamento da *duck curve* (curva de carga líquida) no sentido de reduzir a rampa de demanda registrada entre o final da tarde e início da noite, por meio da angulação zenital de  $50^\circ$ . Como perspectivas para trabalhos futuros, sugere-se a avaliação do impacto da implementação de sistemas com rastreamento solar, bem como a inclusão de sistemas de armazenamento de energia elétrica.

## Referências

- Ackermann, T., Andersson, G. e Söder, L. (2001). Distributed generation: a definition, *Electric Power Systems Research* **57**(3): 195–204.
- ANEEL (2012). Resolução normativa n. 482.
- ANEEL (2017). Nota técnica n. 56.
- ANEEL (2018). Procedimentos de distribuição: Módulo 8 (rev. 10).
- Bouraiou, A., Hamouda, M., Chaker, A., Mostefaoui, M., Lachtar, S., Sadok, M., Boutassetta, N., Othmani, M. e Issam, A. (2015). Analysis and evaluation of the impact of climatic conditions on the photovoltaic modules performance in the desert environment, *Energy conversion and management* **106**: 1345–1355.
- Campos, M. S. e de Alcantara, L. D. S. (2013). Programa para o cálculo da variação da direção de incidência dos raios solares ao longo do ano, *XLI Congresso Brasileiro de Educação em Engenharia*.
- Denholm, P., OâConnell, M., Brinkman, G. e Jorgenson, J. (2015). *Overgeneration from solar energy in California: a field guide to the duck chart*, National Renewable Energy Laboratory Golden, CO.
- Dugan, R. C. (2012). Reference guide: The open distribution system simulator (opendss), *Electric Power Research Institute, Inc* **7**.
- Eletrobrás (2018). Reference center of solar and wind energy sérgio brito.
- EPE (2014). Plano nacional de expansão de energia 2050, *Rio de Janeiro*.
- Freitas, P. R. R. d. (2015). Modelos avançados de análise de redes elétricas inteligentes utilizando o software opendss, *Universidade de São Paulo, Graduação em Engenharia Elétrica*.
- Howlader, H. O. R., Sediqi, M. M., Ibrahimi, A. M. e Senjyu, T. (2018). Optimal thermal unit commitment for solving duck curve problem by introducing csp, psh and demand response, *Journal of IEEE Access*.
- Kersting, W. H. (2001). Radial distribution test feeders, *IEEE Power Engineering Society Winter Meeting*, Vol. 2, pp. 908–912.
- Lazar, J. et al. (2016). *Teaching the "duck" to Fly*, Regulatory Assistance Project.
- Le Floch, C., Belletti, F., Saxena, S., Bayen, A. M. e Moura, S. (2015). Distributed optimal charging of electric vehicles for demand response and load shaping, *IEEE 54th Annual Conference on Decision and Control (CDC)*, pp. 6570–6576.
- Majzooobi, A. e Khodaei, A. (2016). Application of microgrids in addressing distribution network net-load ramping, *Innovative Smart Grid Technologies Conference (ISGT)*, pp. 1–5.
- Ranalli, J., Boz, M. B., Calvert, K. e Brownson, J. R. (2016). Assessing demand impact of solar capacity growth in philadelphia, *ASES National Solar Conference*.
- Tan, D. e Novosel, D. (2017). Energy challenge, power electronics & systems (peas) technology and grid modernization, *CPSS Transactions on Power Electronics and Applications* **2**(1): 3–11.
- UFRGS (2018). Radiasol, <http://www.solar.ufrgs.br/#softwares>. [Online; Acesso em: 05-mar-2018].