

# ALGORITMO DE CONTROLE DE POTÊNCIA REATIVA PARA ADEQUAÇÃO DE VALORES DE TENSÃO E REDUÇÃO DE PERDAS EM SISTEMAS DE DISTRIBUIÇÃO

Gilberto Lopes Filho<sup>1</sup>, Ricardo Augusto Pereira Franco<sup>1</sup>, Flávio Henrique Teles Vieira<sup>1</sup>, Carlos Augusto Guimarães Medeiros<sup>2</sup>

<sup>1</sup>Universidade Federal de Goiás (UFG), Campi Goiânia - Goiânia - Goiás

<sup>2</sup>Pontifícia Universidade Católica de Goiás (PUCGO) - Goiânia - Goiás

e-mail: gilberto.lopes@ufg.br, ricardofranco@ufg.br, flavio\_vieira@ufg.br, augusto@pucgoias.edu.br

**Resumo** – Neste trabalho é apresentado um algoritmo de controle de injeção de potência reativa em uma rede de distribuição elétrica radial com geração distribuída fotovoltaica. O algoritmo proposto tem como objetivo prover um balanço entre regulação de tensão e redução de perdas elétricas. A potência reativa injetada é controlada por meio de inversores de conexão à rede, que conectam seus respectivos geradores fotovoltaicos aos barramentos da rede de distribuição. O desempenho do algoritmo foi avaliado em uma rede elétrica monofásica rural de 100 barras por meio de várias simulações computacionais. Foram utilizados quatro fatores de penetração fotovoltaica na rede, e são apresentados os perfis de tensão em cada barra, assim como as perdas na distribuição. Nos resultados, o algoritmo proposto obteve as menores perdas e o melhor perfil de tensão (mais próximo a 1 pu) nos cenários simulados em comparação com outros algoritmos propostos na literatura.

**Palavras-chave** – Geração Distribuída Fotovoltaica, Perdas Elétricas, Perfil de Tensão, Potência Reativa.

## ALGORITHM TO CONTROL REACTIVE POWER FOR ADEQUACY OF VOLTAGE VALUES AND LOSS REDUCTION IN DISTRIBUTION SYSTEMS

**Abstract** – This work presents an algorithm to control the injection of reactive power in a radial electrical distribution network with distributed photovoltaic generation. The proposed algorithm aims to provide a balance between voltage regulation and reduction of electrical losses. The reactive power is controlled by grid-connected photovoltaic inverters, which connects their respective photovoltaic (PV) arrays to the buses of the distribution network. The performance of the algorithm was evaluated in a 100 buses rural single-phase electrical network through several computational simulations. Four levels of photovoltaic penetration were used in the simulations. The voltage profiles in each bar are presented, as well as the distribution losses. In the results, the proposed algorithm obtained the lowest power losses and the best voltage profile (near to 1 pu) in the

simulated scenarios in comparison with other algorithms proposed in the literature.

**Keywords** – Distributed Photovoltaic Generation, Power Losses, Reactive Power, Voltage Profile.

## I. INTRODUÇÃO

As redes de distribuição foram inicialmente projetadas como sistemas passivos, provendo energia em apenas uma direção, do sistema de transmissão conectado à subestação de distribuição, aos consumidores finais. Com o advento da Geração Distribuída (GD) esse cenário mudou. O termo Geração Distribuída se refere à energia elétrica gerada no local de consumo ou próximo a ele. Desta forma, as redes elétricas podem estar sujeitas a uma bi-direcionalidade no fluxo de energia, principalmente nos sistemas com alta penetração de GD. Isto criou muitos desafios na operação de redes de distribuição, que passaram a se comportar como sistemas ativos, com controle em tempo real e otimizações de múltiplas formas de energia distribuída [1].

Nos últimos 10 anos, as tecnologias relacionadas a energia fotovoltaica tem se desenvolvido rapidamente. A inserção de energia fotovoltaica na rede elétrica em pequena escala não provoca impacto na rede elétrica, uma vez que não muda significativamente o perfil de tensão da rede e nem a direcionalidade do fluxo de potência [2]. No entanto, estudos recentes mostram que um alto fator de penetração de GD na rede elétrica pode aumentar a ocorrência de sobretensões ao longo da rede [1].

A geração distribuída fotovoltaica parte do princípio de que cada unidade consumidora é uma unidade de produção elétrica em potencial, capaz de abastecer total ou parcialmente sua própria necessidade energética. E, caso a geração seja superior ao consumo de energia, o excedente é injetado na rede. Dessa forma, os sistemas fotovoltaicos contribuem com o setor elétrico: evitando perdas na transmissão e na distribuição; injetando energia diretamente na rede; e, até aliviando picos de potências na rede no caso de cargas diurnas, sobretudo as que empregam massivamente equipamentos de condicionamento de ar, por exemplo. A característica modular dos sistemas fotovoltaicos transforma essa tecnologia em uma opção tecnicamente interessante para ser utilizada na geração distribuída, já que permite a instalação de sistemas de pequeno porte e a sua expansão posterior, conforme haja necessidade [3].

Tradicionalmente, os projetos das redes elétricas de distribuição costumam seguir uma abordagem denominada

Manuscript received 05/15/2021; first revision 07/28/2021; accepted for publication 08/25/2021, by recommendation of Editor Demercil de Souza Oliveira Jr. <http://dx.doi.org/10.18618/REP.2021.3.0014>

*fit and forget* [1]. Isto significa que a rede de distribuição é projetada com uma capacidade para lidar com possíveis mudanças na demanda de energia elétrica por longo período, como uma ou duas décadas, sem sobrecarregar os componentes do sistema. Porém, com a introdução de GD nas redes de distribuição, há vários geradores no sistema. Desta forma, a concessionária responsável pela distribuição de energia deve analisar os pedidos de instalação de GD, e aprová-los somente se a sua conexão não violar limites de operação da rede elétrica [1].

Uma vez que o fator de penetração de GD na rede elétrica se torna significativo, a abordagem *fit and forget* deixa de ser válida, uma vez que a rede não é capaz de lidar com todos os cenários e variações de carga e geração de energia. Isso levou ao desenvolvimento da abordagem *connect and manage* para operação de redes de distribuição [4]. Desta forma, os operadores da rede podem gerenciar a potência injetada das GDs no sistema de distribuição de acordo com a carga, com a capacidade da rede e com o horário do dia. Essas decisões são tomadas baseadas nos parâmetros da rede elétrica, como valores instantâneos e direção da potência ativa e reativa, e valores da tensão e corrente no ponto de conexão da GD. Alguns trabalhos tentam estimar a capacidade de instalação da GD sem impactar negativamente a rede elétrica. Em [5], os autores mostram que a capacidade da GD deve ser no máximo 15% da demanda de pico, e desta forma, não haverá problemas no sistema de distribuição.

Os conversores c.c.-c.a. que conectam os sistemas fotovoltaicos à rede elétrica, também conhecidos como inversores solares, possuem a capacidade de injetar na rede elétrica não apenas potência ativa, como também potência reativa. Esta capacidade tem se mostrado ser mais eficiente e com um ajuste mais fino do que metodologias clássicas de injeção de reativo, como banco de capacitores [6]. Alguns trabalhos propõem um esquema de controle híbrido, com inversor e capacitores [7]. Em [8], é apresentada uma proposta de controle de despacho de potência reativa para realizar a regulação de tensão e aumentar o fator de potência de uma barra. Os autores em [9] propõem um método de controle de potência reativa em sistemas fotovoltaicos baseado na sensibilidade da impedância do alimentador da rede.

Em [10], os autores apresentam um método para despacho de potência reativa utilizando inversores conectados a sistemas fotovoltaicos e a um sistema de armazenamento de energia. O trabalho utiliza uma estimativa das perdas de potência elétrica na rede de distribuição para calcular o valor da potência reativa a ser injetada. Por meio do sistema de armazenamento de energia, é possível ter uma maior margem para despachar potência reativa, e não depender apenas das condições de ambientais, de temperatura e irradiância.

Apesar de ser um tema emergente, no Brasil, não há uma legislação específica para tratar sobre a injeção de potência reativa em sistemas de geração distribuída. A Resolução Normativa da ANEEL 687/2015 [11] regulamenta a mini e microgeração no Brasil, e não apresenta muitos detalhes sobre o fator de potência do inversor. As distribuidoras de energia possuem normas técnicas que apresentam mais detalhes sobre a geração distribuída, porém ainda não existe uma legislação brasileira que permita o despacho de potência reativa dos inversores para regulação de tensão e diminuição das perdas na rede de distribuição.

Um tópico importante no uso de sistemas fotovoltaicos para regulação de tensão por meio reativo é o dimensionamento ótimo da potência aparente do inversor, uma vez que ele deve prover tanto potência ativa como reativa para a rede elétrica. Normalmente, em um sistema fotovoltaico que provê apenas potência ativa, a potência aparente do inversor é aproximadamente 85% da potência c.c. instalada [12]. Isso é discutido em [13], onde o autor propõe uma metodologia analítica para determinar a potência do inversor fotovoltaico considerando que este proverá apenas potência ativa. Por outro lado, o trabalho descrito pelos autores em [14] mostra que para se obter uma maior eficiência em sistemas fotovoltaicos que gerem potência ativa e reativa, o inversor deve possuir a potência aparente maior que a potência c.c. dos módulos fotovoltaicos.

O trabalho descrito pelos autores em [15] propõe um algoritmo que injete potência reativa na rede elétrica visando diminuir as perdas e melhorar o perfil de tensão do sistema de distribuição. A rede elétrica considerada possui alto fator de penetração de GD. No entanto, este método requer inversores fotovoltaicos com altos valores de potência aparente, com um sobredimensionamento de 60%. O trabalho descrito pelos autores em [16] apresenta uma proposta de controle de tensão em uma rede elétrica de distribuição por meio de uma matriz de sensibilidade de tensão. A sensibilidade da tensão em um determinado ponto da rede é avaliada por meio da influência da potência ativa e reativa no nó. No entanto, o método é testado em uma rede de apenas 6 barras.

Neste trabalho, é apresentada uma metodologia para o controle da injeção de potência reativa na rede elétrica que considera: 1º) a distribuição de potência reativa nas barras; 2º) a variação de tensão no início da rede em relação às cargas; 3º) as potências ativa e reativa geradas na barra de referência; 4º) o fator de penetração de geração distribuída fotovoltaica na rede elétrica; e 5º) o sobredimensionamento do inversor fotovoltaico. Para isto, propõe-se um equacionamento do sistema que necessita apenas de parâmetros extraídos da própria rede de distribuição, como valores de tensão, resistência e reatância dos cabos, distância para a barra de referência, entre outros. Para validar a metodologia proposta, são realizadas 1.000 simulações, de forma que os valores das potências das cargas, a posição dos geradores fotovoltaicos e a distância entre as barras variam em cada simulação. Foram simulados também dois cenários retratando situações extremas, que são as problemáticas em termos de sobretensão e subtensão. A rede elétrica utilizada neste trabalho é uma rede radial, monofásica rural, similar a utilizada em [15]. Os valores de potência ativa e reativa, módulo e ângulo de fase das tensões das barras, são calculados utilizando o algoritmo de Newton-Raphson para fluxo de potência [17].

Este trabalho está dividido da seguinte forma: na Seção II o sistema de distribuição elétrico simulado é descrito com detalhes; o algoritmo proposto é apresentado na Seção III; os resultados são apresentados e discutidos na Seção IV; na Seção V são apresentadas as conclusões do trabalho.

## II. DESCRIÇÃO DO SISTEMA

Esta Seção apresenta as características da rede elétrica considerada neste trabalho. Esta rede é similar a utilizada pelos autores em [15]. A topologia da rede elétrica simulada

é apresentada na Figura 1. É uma rede monofásica rural de 7,2 kV, com característica radial, de 100 barras, além da barra de referência. A barra 0 é a barra de referência  $V\theta$ , que está conectada no barramento infinito, simbolizado pela fonte senoidal. A potência que flui da barra de referência para a barra 1 é dada por  $P_0 + jQ_0$ . Em condições normais, sem a presença de geração distribuída, esta potência deve ser capaz de alimentar as cargas em todas as 100 barras e a rede (perdas ativas e potência reativa). A potência que sai da  $j$ -ésima barra é dada por  $P_j + jQ_j$ . Em cada barra existe uma carga que consome potência ativa e reativa, e pode existir um gerador fotovoltaico. A potência que vai da barra para a carga é dada por  $P_j^{L,G} + jQ_j^{L,G}$ . Esta expressão é numericamente igual a diferença entre a potência consumida e a potência gerada nesta barra. Portanto, a potência que sai da barra  $j + 1$  e flui para a próxima barra é dada por  $P_{j+1} + jQ_{j+1} = (P_j + jQ_j) - (P_j^{L,G} + jQ_j^{L,G})$ . Esta expressão é a potência resultante que é exportada para a próxima barra quando positiva, ou recebida quando negativa.

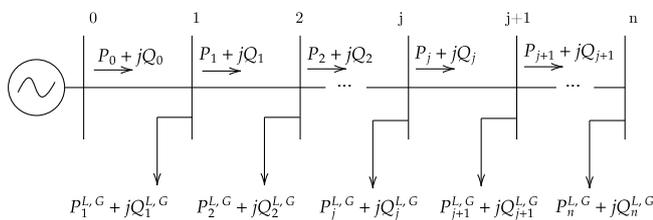


Fig. 1. Rede Elétrica com  $n = 100$  barras. Fonte: Adaptado de [15].

Excetuando a barra 0, as demais barras são barras de carga do tipo  $PQ$ . Porém, estas barras podem ter ou não geração fotovoltaica. Neste trabalho, considera-se o cenário com as seguintes configurações: a distância entre as barras é aleatória entre 200m e 300m, seguindo uma distribuição uniforme; a resistência da linha de distribuição entre as barras é de  $R = 0,5\Omega/km$ , e a reatância é de  $X = 0,33\Omega/km$ . Em relação as características da carga, a potência ativa consumida em cada barra é definida de forma aleatória entre os valores 0 e 30 kW, enquanto que a potência reativa consumida em cada barra é definida de forma aleatória, cujos valores são obtidos entre 20% a 30% da potência ativa consumida na barra, conforme as Equações (1) e (2):

$$P_{L,j} \sim F_U(0, 30 \cdot 10^3). \quad (1)$$

$$Q_{L,j} \sim F_U(0, 2 \cdot P_{L,j}, 0, 3 \cdot P_{L,j}). \quad (2)$$

onde  $P_{L,j}$  é a potência ativa consumida na barra  $j$ , onde  $Q_{L,j}$  é a potência reativa consumida na barra  $j$ , e  $F_U$  é a função que provê um número aleatório de uma distribuição uniforme.

Considera-se quatro fatores de penetração  $\alpha = [0, 0,2, 0,5, 0,8]$ . Dessa forma, a rede possui 0, 20, 50 ou 80 barras com geração distribuída fotovoltaica. Os nós com geração fotovoltaica possuem uma potência fixada em 10 kW na saída do inversor.

Para os cenários de situações extremas, que podem ocorrer subtenções e sobretensões com uma maior frequência, a potência das cargas foi considerada fixa. No caso do cenário de subtenções, considera-se um fator de penetração de apenas 20%, e a potência ativa  $P_{L,j}$  igual a 30 kW em todas as barras.

A potência reativa  $Q_{L,j}$  foi fixada em 9 kvar. Para o caso de sobretensões, considera-se  $\alpha = 0,8$ , e as potências ativas e reativas das cargas iguais a 1 kW e 100 var, respectivamente.

Foi simulado também um cenário em que as potências reativas das cargas apresentavam valores percentuais mais significativos em relação a potência ativa, e conseqüentemente um fator de potência menor. A potência reativa variou aleatoriamente entre 80% a 90% da potência ativa, conforme é mostrado na Equação (3):

$$Q_{L,j} \sim F_U(0, 8 \cdot P_{L,j}, 0, 9 \cdot P_{L,j}). \quad (3)$$

O limite da variação de tensão em todos os cenários foi de  $\pm 5\%$  [18], ou seja, espera-se que as tensões nas barras obedeçam a Equação (4):

$$0,95pu \leq V_j \leq 1,05pu. \quad (4)$$

A restrição de injeção de potência ativa e reativa gerada em cada barra depende da potência aparente do inversor instalado  $S_j$ . Esta potência é dada em percentual da potência fotovoltaica, isto é, se  $S_j = 1,3$  por exemplo, significa que a potência do inversor é 30% maior que a potência total dos módulos fotovoltaicos instalados. Além disso, a potência reativa injetada em cada nó está limitada pela potência do inversor e pela potência ativa instantânea gerada pelos módulos fotovoltaicos, de acordo com a Equação (5):

$$|Q_G, j| \leq \sqrt{S_j^2 - (P_G, j)^2} \equiv (Q_G, j)^{max}. \quad (5)$$

A Figura 2 ilustra a restrição de potência reativa em função da potência aparente do inversor  $S$  e da potência ativa gerada  $P_G$ . Se a potência aparente do inversor aumenta, é possível gerar mais potência reativa  $Q_G$ . Da mesma forma, se a potência ativa diminui, a restrição se torna menor e  $Q_G$  aumenta. O inversor comercial da Sunny Tripower, por exemplo, pode variar o fator de potência de 1 até 0, tanto indutivo como capacitivo [19]. Essa versatilidade contribui para um melhor desempenho na injeção de potência reativa na rede elétrica.

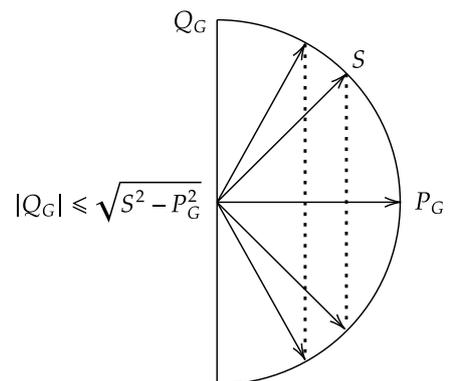


Fig. 2. Ilustração da restrição de injeção de potência reativa gerada em cada nó.

#### A. Definição de Fator de Penetração

O Fator de Penetração de GD fotovoltaica em uma rede elétrica pode ser calculado de diferentes formas, uma vez que é um termo que não há uma definição única na literatura. Em [20], o fator de penetração é calculado como a razão entre

a potência de pico fotovoltaica da instalação pela potência aparente de pico da carga. Em [21], os autores definem fator de penetração como a razão entre potência instalada pelo pico médio anual da carga. Outros autores definem como a razão entre a potência média gerada da GD e a potência média da carga [22]. Há também uma definição de fator de penetração como a razão entre a energia gerada pela GD em relação energia total consumida no sistema [23]. Neste trabalho, o fator de penetração  $\alpha$  de geração distribuída fotovoltaica em uma rede elétrica de distribuição é calculado pela razão entre o número de barras com geração distribuída fotovoltaica e o número total de barras da rede elétrica [15], conforme apresenta a Equação (6):

$$\alpha = \frac{\text{Número de barras com geração}}{\text{Número total de barras}}. \quad (6)$$

### III. CONTROLE DE INJEÇÃO DE POTÊNCIA REATIVA POR MEIO DE INVERSORES

Nesta seção, apresenta-se a metodologia proposta para o cálculo da potência reativa a ser injetada em cada barra. É importante frisar que a potência reativa injetada depende apenas dos parâmetros do sistema elétrico, como tensão e potência, e de parâmetros físicos da rede elétrica, como resistência e reatância dos cabos da linha de distribuição. Propõe-se neste artigo que a potência injetada em cada barra ocorra de acordo com a seguinte equação:

$$Q_{G,j} = \frac{Q_{slack}}{\alpha \cdot Nodes} + \frac{\partial V_1}{\partial P_{L,j}} + \frac{R_j}{X_j} (P_{L,j} - P_{G,j}). \quad (7)$$

onde:

- $Q_{slack}$ : potência reativa na barra de referência sem geração distribuída ( $\alpha = 0$ );
- $\alpha$ : fator de penetração de sistema fotovoltaicos conectados à rede elétrica, variando entre 0 a 1;
- $Nodes$ : número de barras da rede elétrica;
- $\frac{\partial V_1}{\partial P_{L,j}}$ : derivada parcial da tensão na primeira barra em relação a potência ativa na barra  $j$ ;
- $R_j$ : resistência da linha que chega na barra  $j$ ;
- $X_j$ : reatância da linha que chega na barra  $j$ ;
- $P_{G,j}$ : potência ativa gerada na barra  $j$ ;
- $P_{L,j}$ : potência ativa consumida na barra  $j$ ;

O termo  $\frac{Q_{slack}}{\alpha \cdot Nodes}$  tem como objetivo distribuir igualmente entre as barras toda a potência reativa que o sistema necessitaria caso não houvesse geração distribuída. O termo  $\frac{R_j}{X_j}$  é a razão entre a resistência e reatância da linha que chega na  $j$ -ésima barra. Quanto maior a resistência em relação à reatância, como é o caso em redes de distribuição, mais significativa se torna o termo  $(P_{L,j} - P_{G,j})$ . Esta diferença entre a potência ativa consumida e gerada na barra é importante, pois caso a geração seja maior que o consumo, este termo adiciona uma compensação negativa no montante de potência reativa que deve ser injetado na barra. A parcela  $\frac{\partial V_1}{\partial P_{L,j}}$  introduz na Equação (7) uma informação sobre a sensibilidade da variação de tensão no começo da rede em relação a carga distribuída por toda rede. A derivada parcial da tensão na primeira barra em relação a potência ativa na barra  $j$  é calculada de acordo com [16] conforme a Equação (8):

$$\frac{\partial V_1}{\partial P_{L,j}} = \sum_{i=1}^j \frac{R_i}{V_i}. \quad (8)$$

onde:

- $R_i$  é a resistência da linha que chega na barra  $i$ ;
- $V_i$  é a magnitude de tensão na barra  $i$ .

A Equação (7) possui uma restrição em  $\alpha = 0$ . Para este caso, não há geração distribuída presente na rede elétrica e desta forma, não existem inversores conectados nas barras. Portanto, a injeção de potência ativa e reativa na rede elétrica é nula.

O cálculo das perdas elétricas na linha de distribuição é realizado por meio da diferença de potência ativa que sai da barra  $j$  e chega na barra  $j+1$ . Realizando o somatório para todas as barras, tem-se a perda total do sistema, conforme é apresentado na Equação (9):

$$Perdas = \sum_{j=0}^{n-1} \Delta P_j = \sum_{j=0}^{n-1} P_j - P_{j+1}. \quad (9)$$

onde  $n$  é o número total de barras, e  $\Delta P_j$  é a diferença entre a potência ativa na barra  $j$  e  $j+1$ .

#### A. Algoritmo de Controle de Injeção de Potência Reativa

Nesta seção, com base na Equação (7), propõe-se um algoritmo que controle a injeção de potência reativa na rede elétrica com o objetivo de tornar o perfil de tensão mais próximo da tensão nominal (1 pu) e reduzir as perdas elétricas.

O Algoritmo 1 é proposto neste trabalho. Inicialmente são definidos os parâmetros da simulação, como a quantidade de barras, as características elétricas dos cabos, quais fatores de penetração serão considerados, a potência fotovoltaica gerada por barra e a potência aparente do inversor. Após isso, calcula-se a máxima potência reativa por barra. Essa restrição é devida a potência aparente do inversor. Em seguida, se inicia o laço das 1.000 simulações diferentes. São geradas 1.000 redes radiais, cada uma com valores aleatórios para a distância entre as barras, resistência e reatância dos cabos.

Na linha 13 se inicia o laço dos fatores de penetração, onde para cada fator de penetração considerado, são distribuídos geradores fotovoltaicos nas barras do sistema. Em seguida, os valores das potências ativa e reativa das cargas por barra são definidos de forma aleatória. Caso a barra possua geração fotovoltaica, calcula-se a injeção de potência reativa conforme a Equação (7), respeitando as restrições da Equação (5).

Uma vez que todas as potências das barras PQ estão definidas, executa-se o fluxo de potência utilizando o método de Newton-Raphson, e calcula-se as tensões nas barras, as correntes nas linhas, e as demais potências. Isso se repete para cada fator de penetração considerado, em 1.000 simulações. É importante frisar que para cada simulação, todos os valores das grandezas da rede elétrica são gerados aleatoriamente, como distância entre as barras, potência ativa e reativa da carga, e quais barras possuirão geração fotovoltaica. Desta forma, os resultados apresentados na Seção IV se tratam em sua maioria de valores médios oriundos das 1.000 simulações realizadas.

**Algoritmo 1** Controle da Injeção de Potência Reativa em uma Rede de Distribuição Radial com Geração Distribuída Fotovoltaica.

**INÍCIO:** Defina os parâmetros da rede elétrica:

- 1: Quantidade barras  $n$ ;
- 2: Barra de referência  $V\theta \rightarrow$  barra 0;
- 3: Resistência elétrica dos cabos  $R$ ;
- 4: Reatância Indutiva elétrica dos cabos  $X$
- 5: Fatores de penetração da geração distribuída fotovoltaica considerados nas simulações  $\rightarrow \alpha$
- 6: Potência ativa fotovoltaica gerada  $P_G$
- 7: Potência aparente dos inversores  $S$
- 8: Calcule a potência reativa máxima gerada por barra  $(Q_{G,j})^{max} \rightarrow$  Eq. 5
- 9: Número de Simulações  $N_{sim}$
- 10: **PARA**  $simulação = 1 : N_{sim}$  **FAÇA**
- 11: Defina a distância entre as barras  $dist_j$
- 12: Calcule a resistência das linhas entre as barras  $R_j = R \cdot dist_j$
- 13: Calcule a reatância indutiva das linhas entre as barras  $X_j = X \cdot dist_j$
- 14: **PARA**  $\alpha \in [0, 0,2, 0,5, 0,8]$  **FAÇA**
- 15: Defina aleatoriamente  $\alpha \cdot n$  barras com geração fotovoltaica.
- 16: **PARA** barra  $j = 1 : n$  **FAÇA**
- 17: Defina aleatoriamente a potência ativa da carga  $P_{L,j} \rightarrow$  Eq. 1
- 18: Defina aleatoriamente a potência reativa da carga  $Q_{L,j} \rightarrow$  Eq. 2
- 19: **SE** barra  $j$  é uma barra com geração fotovoltaica **ENTÃO**
- 20: Defina a potência ativa gerada  $P_G, j = P_G$
- 21: Calcule a sensibilidade da tensão na barra 1 em relação a potência consumida na barra  $j \frac{\partial V_1}{\partial P_{L,j}} \rightarrow$  Eq. 8
- 22: Calcule a potência reativa injetada na barra  $j$   $Q_{G,j} \rightarrow$  Eq. 7
- 23: **SE**  $Q_{G,j} > (Q_{G,j})^{max}$  **ENTÃO**
- 24:  $Q_{G,j} = (Q_{G,j})^{max}$
- 25: **FIM SE**
- 26: **FIM SE**
- 27: **FIM PARA** barra  $j$
- 28: Execute o fluxo de potência utilizando o método de Newton-Raphson
- 29: Obtenha as potências ativas e reativas por barra
- 30: Obtenha o perfil de tensão das barras
- 31: Calcule as perdas do sistema  $\rightarrow$  Eq. 9
- 32: **FIM PARA**  $\alpha$
- 33: **FIM PARA**  $simulação$

#### IV. RESULTADOS E DISCUSSÃO

Nesta seção são apresentados os resultados das simulações da rede elétrica apresentada na Figura 1. Estas simulações foram realizadas no *software* Matlab [24]. A Tabela I apresenta um resumo dos parâmetros utilizados nas simulações deste trabalho. Estes parâmetros foram adaptados do trabalho de [15].

**TABELA I**

**Parâmetros da Rede Elétrica Considerada neste Trabalho**

Parâmetro	Valor
Fator de Penetração $\alpha$	0%, 20%, 50%, 80%
Resistência do cabo $R$	0,5 $\Omega/km$
Reatância do cabo $X$	0,33 $\Omega/km$
Potência Ativa Consumida $P_L$	0 kW a 30 kW
Potência Reativa Consumida $Q_L$	20% a 30% de $P_L$
Distância entre as barras	200 m a 300 m
Potência Ativa Gerada $P_G$	10 kW
Potência Aparente do Inversor $S$	13 kVA
Quantidade de barras $n$	100

O cálculo das potências ativa e reativa, e das magnitudes de tensão e seus respectivos ângulos de fase foram realizados por meio do tradicional método de Newton-Raphson para fluxo de carga [17]. Foram realizadas 1.000 simulações, e os valores das resistência e reatância dos cabos, quais barras possuem geração fotovoltaica, e os valores das potências nas cargas são definidos aleatoriamente. São apresentados os valores de tensão por barra para cada fator de penetração considerado, assim como as perdas nas linhas de distribuição. Estes valores são as médias de todas as simulações. Os resultados são comparados com duas metodologias definidas arbitrariamente e outras propostas na literatura [15], [16]. A primeira delas é quando os inversores dos sistemas fotovoltaicos estão injetando apenas potência ativa na rede elétrica, denominado doravante como *Sem Reativo*. A segunda metodologia é o cenário em que os inversores injetam potência reativa igual ao requerido pela carga conectada na barra, desde que haja geração na barra. Esta metodologia é denominada como *Fixo* nos resultados obtidos. Os resultados da metodologia proposta neste trabalho também serão comparados com os resultados gerados pelas metodologias definidas em [15] e [16].

A Figura 3 apresenta uma comparação do valor de tensão em função do fator de penetração utilizando o algoritmo proposto. Foram escolhidas 4 barras para se monitorar a tensão: barra 1, 25, 50 e 100. Conforme era esperado, as barras mais próximas do fim da rede possuem um nível de tensão menor, isto é, mais distante de 1 pu. A medida que se aproxima da barra 1, o perfil de tensão tende a ficar mais próximo a 1 pu. A Barra 50, por exemplo, com  $\alpha = 0$ , possui um valor de tensão menor que 0,95 pu. Para qualquer  $\alpha \gtrsim 0,1$ , esta barra fica com tensão acima de 0,95 pu. As barras 1 e 25, independente do fator de penetração, possuem valores de tensão dentro dos limites considerados neste trabalho, de  $\pm 5\%$ . Além disso, é interessante observar que, por meio da Figura 3, é possível estabelecer qual o nível de fator de penetração uma rede deve ter para que se garanta que a tensão permaneça dentro de certos níveis. Neste caso, para um  $\alpha \approx 0,4$  ou maior, garante-se que todas as barras do sistema possuam tensão acima de 0,95 pu.

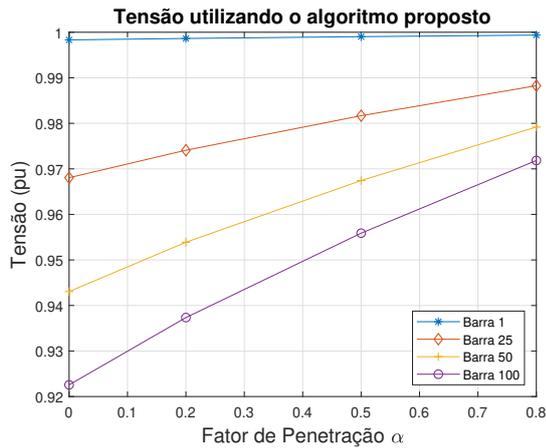


Fig. 3. Magnitude Média de Tensão nas barras 2, 25, 50 e 100 em função do fator de penetração utilizando o algoritmo proposto.

A Figura 4 apresenta o desempenho do algoritmo proposto no perfil de tensão de todas as barras, variando-se o fator de penetração. Observa-se que com  $\alpha = 0,2$ , os valores de tensão ficam acima de 0,95 pu até a barra 60 aproximadamente. A partir daí, os valores ficam abaixo do limite de tensão estabelecido, chegando a aproximadamente 0,94 na barra 100. Para fatores de penetração de 50% e 80%, o perfil de tensão se manteve dentro dos limites de  $\pm 5\%$  em todas as barras.

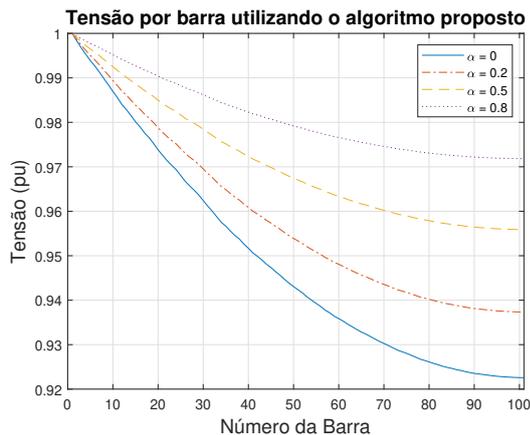


Fig. 4. Comparação da média de tensão por barra.

A Figura 5 e a Tabela II apresentam uma comparação das médias das perdas de potência ativa na rede elétrica em função do fator de penetração para diferentes métodos.

**TABELA II**  
**Comparação das Perdas de Potência Ativa nas Linhas de Distribuição**

Método	Perdas (kW)			
	$\alpha = 0$	$\alpha = 0,2$	$\alpha = 0,5$	$\alpha = 0,8$
S/ Reativo	66,9	50,8	28,1	14,9
Fixo	66,9	49,1	25,0	11,2
Yeh, 2012 [15]	66,9	49,5	25,2	11,5
Tao, 2018 [16]	66,9	63,8	61,5	63,4
Proposta	66,9	47,8	23,9	11,0

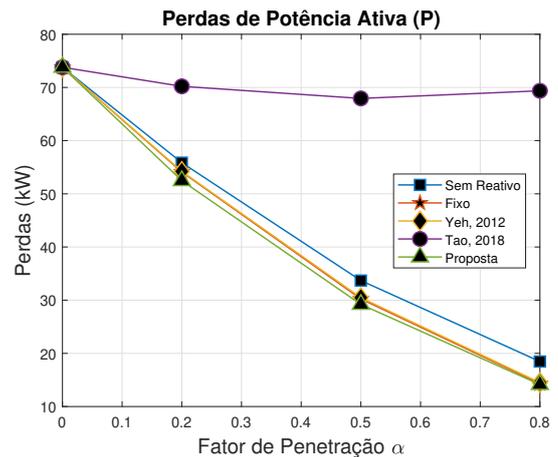


Fig. 5. Comparação das perdas de potências ativa em função do fator de penetração.

Nota-se que o método de Tao (2018) [16] apresenta perdas consideráveis, acima de 60 kW, para todos os fatores de penetração considerados. Os demais algoritmos tendem a diminuir as perdas conforme se aumenta o fator de penetração. Destaca-se o algoritmo proposto neste trabalho, pois este apresenta as menores perdas para todos os fatores de penetração considerados. Estas perdas elétricas ocorrem nas linhas de distribuição, entre as barras, devido à corrente elétrica que circula nos cabos. Por meio do algoritmo proposto, a potência reativa é injetada mais próxima da carga, o que diminui a circulação de corrente nos cabos da linha de distribuição, e diminui as perdas elétricas.

A diminuição das potências ativa e reativa providas pela barra 0 (barra *slack* ou referência) devido a geração distribuída pode ser visualizada nas Tabelas III e IV. É desejável que o barramento infinito, representado pela barra 0, forneça os menores valores de potência ativa e reativa possível, sem comprometer a tensão da carga. Na Tabela III observa-se que para  $\alpha = 0$ , ou seja, sem geração distribuída fotovoltaica, o valor de potência reativa que a barra *slack* provê é de 430,92 kvar.

Para  $\alpha = 0,2$ , a proposta deste trabalho provê 250,94 kvar, o menor valor de potência reativa na barra 0 dentre todos os algoritmos considerados. Para  $\alpha = 0,5$ , o algoritmo proposto provê 94,64 kvar, enquanto que o algoritmo descrito em [16] obtém 44,56 kvar. No entanto, conforme foi observado na Figura 5, o algoritmo descrito em [16] provê as maiores perdas para todos os fatores de penetração. Para  $\alpha = 0,8$ , o algoritmo proposto provê -10,61 kvar, o menor valor (em módulo) de potência reativa para esse cenário dentre todos os algoritmos considerados. O valor negativo representa uma potência reativa capacitiva.

Observando a Tabela IV, nota-se que o método descrito em [16] possui os maiores valores de potência ativa para todos os fatores de penetração. Observa-se também que o algoritmo proposto obtém os menores valores de potência ativa na barra de referência dentre todos os algoritmos considerados. Portanto, utilizando a metodologia proposta neste trabalho é possível diminuir a demanda de energia solicitada ao barramento infinito, aliviando o sistema elétrico.

As Figuras 6, 7 e 8 apresentam a média da magnitude de tensão por barra para  $\alpha = 0,2$ ,  $\alpha = 0,5$  e  $\alpha = 0,8$ , respectivamente.

**TABELA III**  
Média dos Valores de Potência Reativa Gerada na Barra Slack.

Método	Potência Reativa na Barra 0 (kvar)			
	$\alpha = 0$	$\alpha = 0,2$	$\alpha = 0,5$	$\alpha = 0,8$
S/ Reativo	430,92	417,29	400,45	388,88
Fixo	430,92	341,84	209,24	85,19
Yeh, 2012 [15]	430,92	345,74	221,12	102,71
Tao, 2018 [16]	430,92	278,43	44,56	-178,97
Proposta	430,92	<b>250,94</b>	<b>94,64</b>	<b>-10,61</b>

**TABELA IV**  
Média dos Valores de Potência Ativa Gerada na Barra Slack.

Método	Potência Ativa na Barra 0 (MW)			
	$\alpha = 0$	$\alpha = 0,2$	$\alpha = 0,5$	$\alpha = 0,8$
S/ Reativo	1,5727	1,3567	1,0277	0,7153
Fixo	1,5727	1,3549	1,0242	0,7111
Yeh, 2012 [15]	1,5727	1,3550	1,0244	0,7113
Tao, 2018 [16]	1,5727	1,5691	1,5668	1,5682
Proposta	1,5727	<b>1,3533</b>	<b>1,0232</b>	<b>0,7110</b>

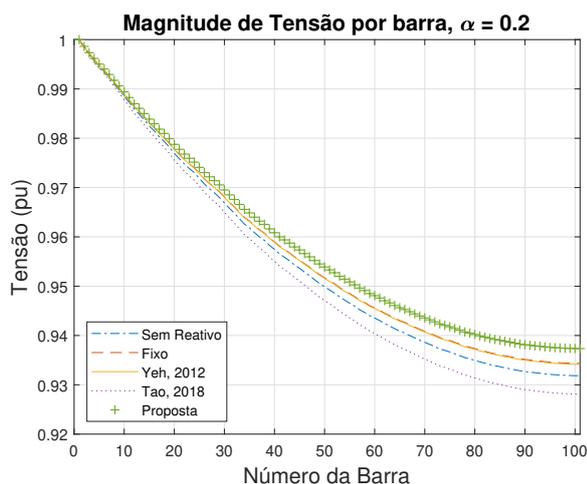


Fig. 6. Comparação da média das tensões por barra com um fator de penetração de 20%.

Em todos os casos, o algoritmo proposto obteve o perfil de tensão mais próximo a 1 pu em todas as barras, se sobressaindo em relação aos demais métodos. Para o caso de  $\alpha = 0,2$ , todos os algoritmos violaram a variação de tensão de 5% estabelecida neste trabalho. No entanto, utilizando o algoritmo proposto, esta violação ocorre apenas na barra 58 em diante, enquanto que os demais algoritmos ultrapassaram o limite de tensão requerido na barra 54.

No caso de  $\alpha = 0,5$ , o algoritmo proposto manteve o valor de tensão mais próximo a 1 pu, permanecendo dentro dos limites estipulados, ou seja, acima de 0,95 pu. Os algoritmos *Fixo* e o de Yeh (2012) [15] também proveram uma tensão nas barras acima de 0,95, porém com um valor mais distante a 1 pu em comparação com o algoritmo proposto. Os algoritmos *Sem Reativo* e o de Tao (2018) [16] infringiram o limite de variação de 5% nas barras 74 e 55 respectivamente.

Para o caso de  $\alpha = 0,8$ , somente o método descrito por Tao (2018) [16] violou o limite mínimo de tensão de 0,95

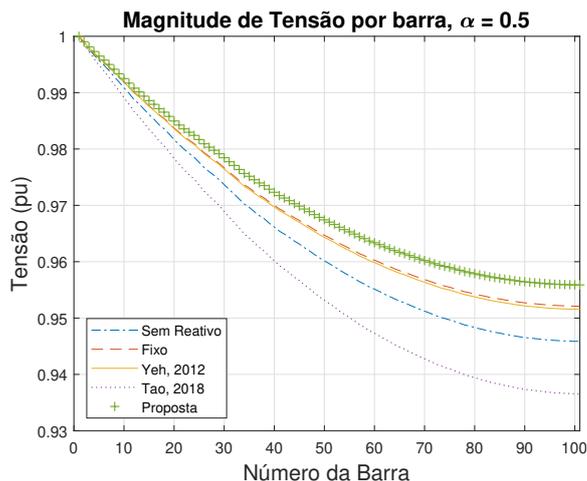


Fig. 7. Comparação da média das tensões por barra com um fator de penetração de 50%.

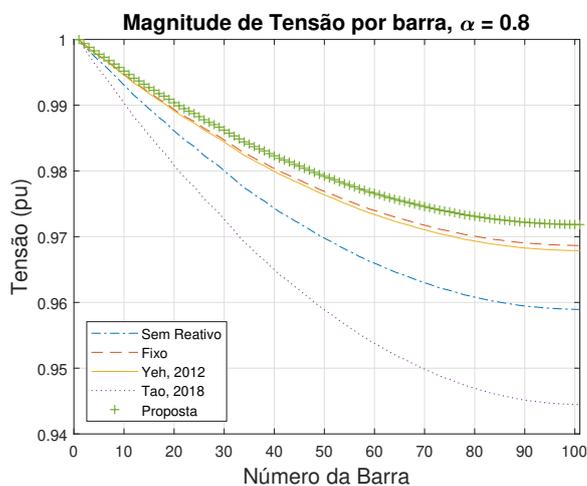


Fig. 8. Comparação da média das tensões por barra com um fator de penetração de 80%.

pu. As demais metodologias se mantiveram entre 0,95 pu e 1 pu, destacando-se o algoritmo proposto que permaneceu mais próximo a 1 pu em todas as barras.

Nas Tabelas V e VI observa-se uma comparação da média de tensão nas 100 barras para as todas as simulações, e o número médio de barras com subtensão ( $V < 0,95 pu$ ).

**TABELA V**  
Média de Tensão das Barras para as 1.000 Simulações

Método	Média de Tensão			
	$\alpha = 0$	$\alpha = 0,2$	$\alpha = 0,5$	$\alpha = 0,8$
S/ Reativo	0,9488	0,9549	0,9642	0,9728
Fixo	0,9488	0,9566	0,9683	0,9792
Yeh, 2012 [15]	0,9488	0,9564	0,9679	0,9787
Tao, 2018 [16]	0,9488	0,9524	0,9579	0,9631
Proposta	0,9488	<b>0,9585</b>	<b>0,9707</b>	<b>0,9813</b>

A metodologia proposta neste trabalho se destaca, uma vez que provê a média de tensão mais próxima de 1 pu para todos os fatores de penetração considerados. Além disso, possui o menor número de barras que violam os limites de tensão. Para  $\alpha = 0$ , ou seja, não há geração distribuída fotovoltaica no sistema, 59,26% das barras possuem tensão abaixo de 0,95

**TABELA VI**  
**Comparação do Número Percentual Médio de Barras com Tensão Abaixo de 0.95 pu para as 1.000 Simulações**

Método	Barras com subtensão (%)			
	$\alpha = 0$	$\alpha = 0,2$	$\alpha = 0,5$	$\alpha = 0,8$
S/ Reativo	59,26	50,78	23,68	0,76
Fixo	59,26	47,76	7,48	0
Yeh, 2012 [15]	59,26	48,08	8,07	0
Tao, 2018 [16]	59,26	54,70	44,85	27,88
Proposta	59,26	<b>43,14</b>	<b>2,47</b>	<b>0</b>

pu, e a média de tensão é 0,9488 pu. Com 20% de fator de penetração, o algoritmo proposto obteve uma média de tensão de 0,9585 pu e 43,14% das barras com subtensão, 4,62% de barras a menos que considerando o método Fixo que obteve 47,76%. O trabalho de [15] obteve 48,08% das barras com subtensão. A metodologia *Sem Reativo* obteve 50,78% das barras com subtensão, e o método descrito por Tao (2018) [16] obteve 54,70%.

Para  $\alpha = 0,5$ , a média de tensão do algoritmo proposto foi de 0,9707 pu, a mais próxima a 1 pu entre todos os métodos considerados. Apenas 2,47% das barras apresentaram subtensão utilizando o algoritmo proposto. Em relação a metodologia *Fixo*, este valor foi de 7,48%, enquanto que o algoritmo descrito em Yeh (2012) [15] obteve 8,07%. O método *Sem Reativo* obteve 23,68% barras com subtensão, e o método de Tao (2018) [16] obteve 44,85%.

De forma similar, para o cenário com fator de penetração  $\alpha = 0,8$ , não houve violação no limite mínimo de tensão utilizando o algoritmo proposto. Além disso, a média de tensão foi de 0,9813 pu, sendo a mais próxima a 1 pu entre todos os métodos considerados. Excetuando-se o algoritmo de Tao (2018) [16] que violou o limite de tensão em 27,88% barras e o método *Sem Reativo* que violou o limite de tensão em 0,76%, os demais algoritmos também não excederam a variação de  $\pm 5\%$  de tensão. No entanto, suas médias de tensão permaneceram menores do que a média de tensão do algoritmo proposto.

As Figuras 9, 10 e 11 apresentam uma estimativa da função de densidade de probabilidade (FDP) da tensão considerando todas as barras. A FDP descreve a verossimilhança de uma variável aleatória tomar um valor dado. No eixo  $x$  tem-se os valores de tensão. É desejável que o pico da curva esteja mais próximo possível de 1 pu. Observando as curvas na Figura 9, é possível notar que a curva em verde do algoritmo proposto está com o pico próximo a 0,94 pu, sendo o pico mais próximo a 1 pu comparando com as outras curvas. Portanto, é possível afirmar que de acordo essa distribuição estatística, o algoritmo proposto apresenta um perfil tensão melhor do que o dos demais trabalhos comparados.

A Figura 10 apresenta a FDP estimada para o caso de 50% de fator de penetração. Observa-se novamente que o pico mais próximo a 1 pu é da curva do algoritmo proposto. O valor deste pico é de aproximadamente 0,96 pu, enquanto que os demais algoritmos considerados estão mais distantes de 1 pu.

A Figura 11 apresenta a FDP estimada para o caso de 80% de fator de penetração. Nota-se que o pico do algoritmo proposto está entre 0,97 pu e 0,98 pu, sendo o mais próximo a 1 pu em comparação com as demais curvas. Nota-se que para tensões abaixo de 0,95 pu, o valor da FDP do algoritmo

proposto é 0, mostrando que há 0% de probabilidade de que a tensão assuma um valor fora dos limites definidos para o caso de  $\alpha = 0,8$ . Isso vai de encontro ao apresentado na Tabela VI, na qual nenhuma barra violou o limite de  $\pm 5\%$  utilizando o algoritmo proposto.

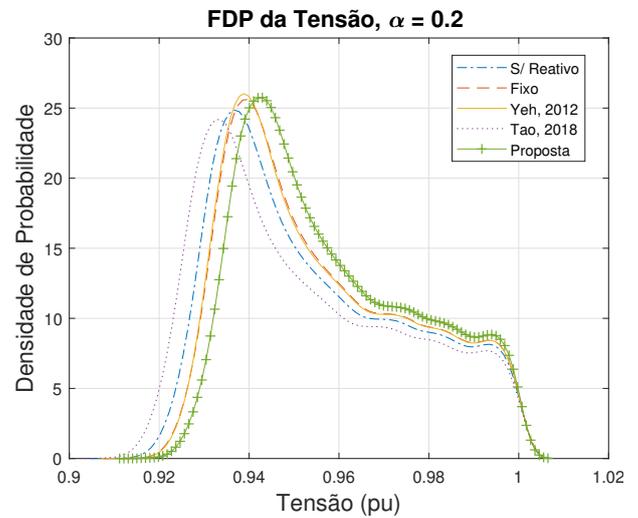


Fig. 9. Função Densidade de Probabilidade estimada da tensão para todas as barras com um fator de penetração  $\alpha$  de 20%.

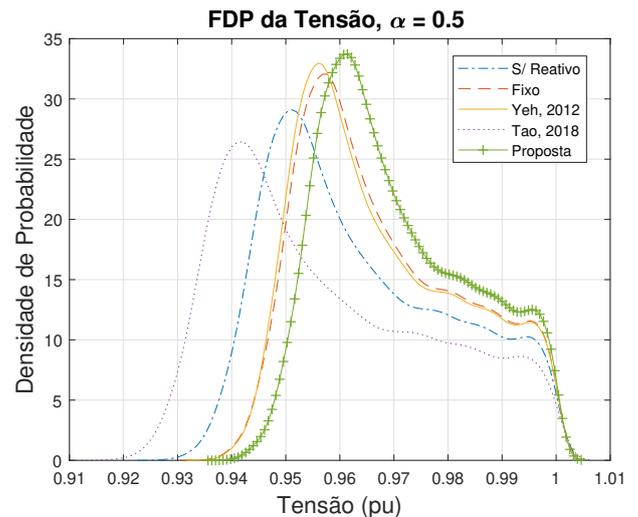


Fig. 10. Função Densidade de Probabilidade estimada da tensão para todas as barras com um fator de penetração  $\alpha$  de 50%.

As Figuras 12, 13 e 14 apresentam a função densidade de probabilidade estimada da tensão na barra 100, variando-se o fator de penetração. A barra 100 foi escolhida pois é a última barra do sistema, isto é, a mais distante da barra de referência. Desta forma, normalmente esta barra apresenta problemas de subtensão.

A Figura 12 apresenta a FDP da tensão na barra 100 para um fator de penetração de 20%. Observa-se que as áreas de todas as curvas estão abaixo de 0,95 pu. No entanto, entre todos os algoritmos, a proposta neste trabalho apresentou o melhor desempenho, com o pico próximo a 0,94 pu.

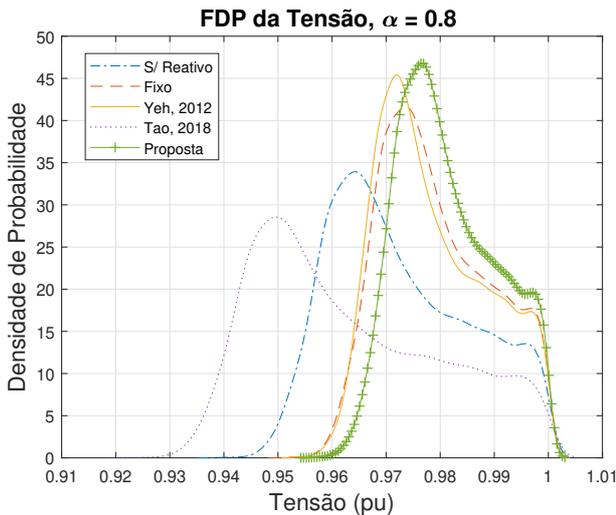


Fig. 11. Função Densidade de Probabilidade estimada da tensão para todas as barras com um fator de penetração  $\alpha$  de 80%.

A Figura 13 apresenta a FDP de tensão na barra 100 para o caso de  $\alpha = 50\%$ . Observa-se que o algoritmo proposto provê as tensões mais próximas a 1 pu. Além disso, a maior parte da área sobre a curva do algoritmo proposto (curva verde) está a direita de 0,95 pu. Isto quer dizer que, estatisticamente, existe uma probabilidade maior da tensão na barra 100 estar acima de 0,95 pu ao utilizar o algoritmo proposto.

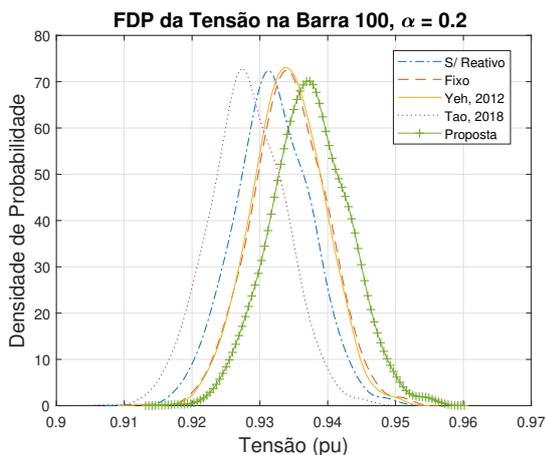


Fig. 12. Função Densidade de Probabilidade estimada da tensão elétrica na barra 100 com um fator de penetração  $\alpha$  de 20%.

A Figura 14 apresenta a FDP da tensão na barra 100 para o caso onde 80% das barras possuem geração fotovoltaica. Observa-se que o algoritmo proposto possui uma FDP em que toda sua área está acima de 0,95 pu, ou seja, das 1.000 simulações, em nenhuma a barra 100 apresentou subtensão. Isso vai de encontro ao apresentado na Tabela VI. Ademais, dentre todo os algoritmos considerados, o algoritmo proposto apresenta, probabilisticamente, as tensões mais próximas a 1 pu.

A Figura 15 apresenta o perfil de tensão para o caso crítico de subtensões. Neste cenário foi adotado um fator de penetração de 20%, e as potências das cargas foram fixadas. As potências ativas e reativas das cargas foram definidas em 30 kW e 9 kvar, respectivamente. Todos os algoritmos apresentaram subtensão a partir da barra 20, chegando a tensões próximas a 0,84 na última barra. No entanto, a curva

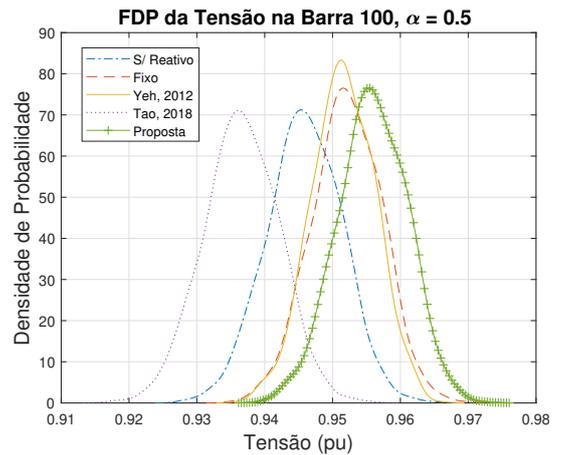


Fig. 13. Função Densidade de Probabilidade estimada da tensão elétrica na barra 100 com um fator de penetração  $\alpha$  de 50%.

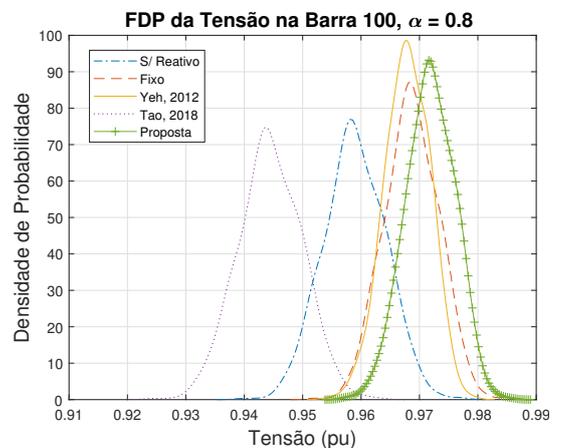


Fig. 14. Função Densidade de Probabilidade estimada da tensão elétrica na barra 100 com um fator de penetração  $\alpha$  de 80%.

do algoritmo proposto se manteve mais próxima de 1 pu do que as demais curvas, evidenciando o fato de que mesmo em condições extremas de subtensão, a proposta apresentada neste trabalho apresenta um melhor desempenho.

A Figura ?? apresenta o perfil de tensão para o caso crítico de sobretensões. Neste cenário foi adotado um fator de penetração de 80%, e as potências ativas e reativas das cargas foram fixadas em 1 kW e 0,1 kvar, respectivamente. Não foram observados sobretensões nesta simulação, isto é, as tensões de todas as barras se mantiveram entre 1 e 1,05 pu, dentro do limite de 5% de variação considerado neste trabalho. O perfil de tensão do algoritmo proposto neste trabalho apresenta um comportamento crescente até aproximadamente a barra 40, e a partir daí se mantém constante até a barra 100. Os demais algoritmos apresentam valores de tensão crescentes da primeira até a última barra.

Foram realizadas simulações adicionais variando-se o fator de potência da carga, tornando-o menor, próximo a 0,8 indutivo. As Figuras 16, 17 e 18 são resultados das simulações utilizando os parâmetros da Tabela I, excetuando-se o valor da potência reativa, que neste caso varia entre 80% a 90% da potência ativa.

Conforme esperado, os valores das perdas apresentados na Figura 16 são maiores que no cenário em que  $Q_L$  representava apenas 20% a 30% de  $P_L$ . Para o caso em que não há geração

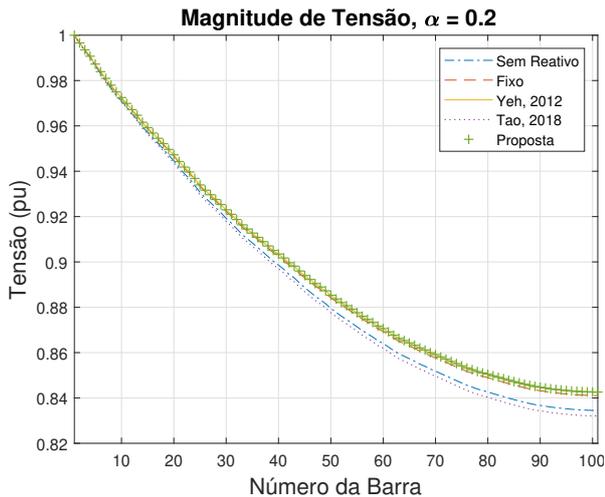


Fig. 15. Tensões nas barras para o caso crítico de subtensão, com  $\alpha = 0,2$ ,  $P_L = 30kW$ , e  $Q_L = 9kvar$ .

distribuída, ou seja,  $\alpha = 0$ , as perdas elétricas correspondiam a 66,9 kW. Neste cenário, com  $Q_L$  representando 80% a 90% de  $P_L$ , as perdas elétricas correspondem a aproximadamente 130 kW. Nota-se na Figura 16 que com o crescimento de  $\alpha$  há uma diminuição das perdas, evidenciando o fato de que o aumento de geração distribuída aliada a compensação de potência reativa diminui as perdas elétricas na rede. Observa-se que a proposta deste trabalho obtém as menores perdas dentre todos os algoritmos comparados.

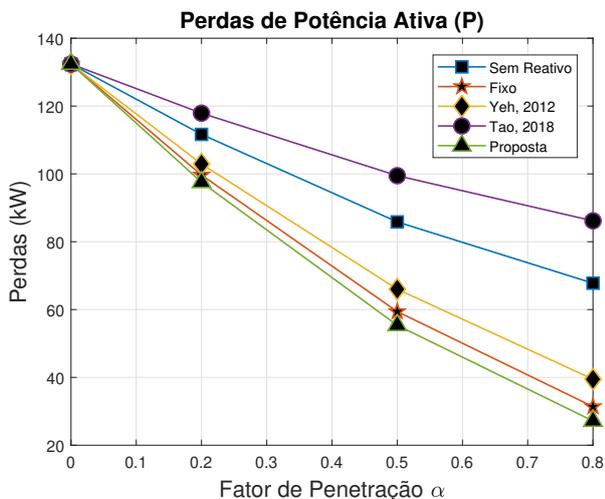


Fig. 16. Perdas médias na rede elétrica para  $P_L$  de 0 kW a 30 kW e potência reativa consumida  $Q_L$  de 80% a 90% de  $P_L$ .

As Figuras 17 e 18 apresentam o perfil de tensão da rede elétrica para um fator de penetração de 50% e 80%, respectivamente. Nota-se que em ambas as figuras, a curva obtida com o algoritmo proposto neste trabalho possui a tensão mais próxima a 1 pu em todas as barras. Para o caso de  $\alpha = 0,5$ , todos os algoritmos violam o limite inferior de tensão de 0,95 pu, porém o algoritmo proposto obtém os valores de tensão mais próximos à tensão nominal de 1 pu. Na última barra, o algoritmo proposto provê um valor de tensão próximo a 0,93 pu, enquanto que o trabalho descrito por [15] provê um valor de 0,92 pu, e o trabalho de [16] apresenta um valor de tensão de aproximadamente 0,90 pu.

Para o caso de  $\alpha = 0,8$  (Figura 18), o algoritmo proposto

se destaca, uma vez que a violação de tensão abaixo de 0,95 pu ocorre apenas nas últimas barras. Os demais algoritmos apresentam valores tensão abaixo 0,95 em barras anteriores. O algoritmo descrito por [16] viola os limites de tensão entre as barras 30 e 40. A metodologia *Fixo* possui os valores mais próximos da proposta deste trabalho, violando o limite inferior de 0,95 pu aproximadamente na barra 70. Portanto, assim como nos demais casos, para um fator de penetração de 80%, a proposta deste trabalho apresenta o melhor perfil de tensão dentre todos os trabalhos comparados.

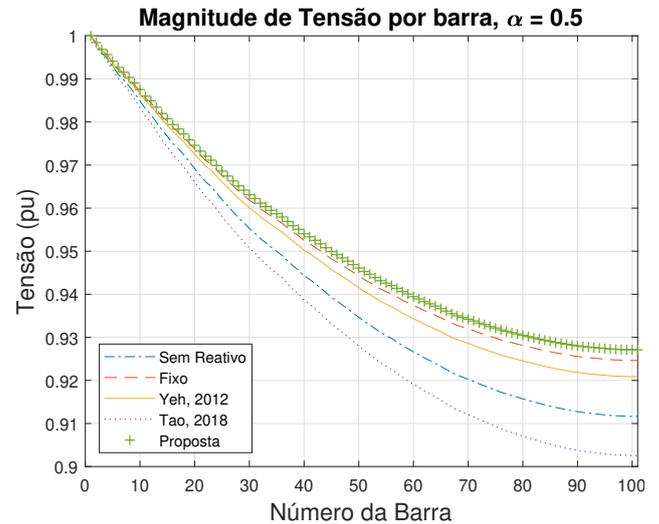


Fig. 17. Perfil de tensão médio para  $\alpha = 0,5$ , potência ativa consumida  $P_L$  de 0 kW a 30 kW e potência reativa consumida  $Q_L$  de 80% a 90% de  $P_L$ .

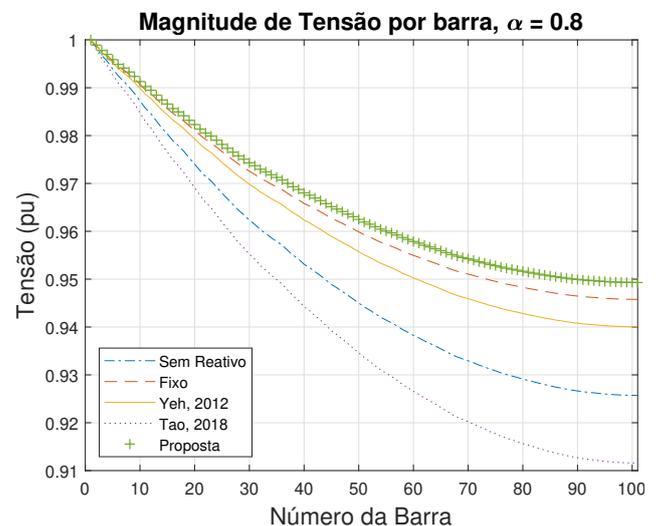


Fig. 18. Perfil de tensão médio para  $\alpha = 0,8$ , potência ativa consumida  $P_L$  de 0 kW a 30 kW e potência reativa consumida  $Q_L$  de 80% a 90% de  $P_L$ .

## V. CONCLUSÃO

Este trabalho apresentou uma proposta de injeção de potência reativa de forma distribuída ao longo da rede elétrica, por meio dos inversores fotovoltaicos. A proposta foi testada em uma rede monofásica radial, e apresentou os melhores resultados dentre os trabalhos comparados. O fator de

penetração de geração distribuída na rede elétrica foi variado para testar a robustez da proposta diante de vários cenários possíveis. A injeção controlada de potência reativa contribuiu para diminuir as perdas e melhorar o perfil de tensão da rede elétrica.

No primeiro cenário, para  $\alpha = 0,5$ , apenas 2,47% das barras apresentaram subtensão, e o valor médio da tensão nas barras foi de 0,9707 pu. Para  $\alpha = 0,8$ , não houve barras com subtensão utilizando o algoritmo proposto, e o valor da média de tensão foi de 0,9813 pu. No cenário com fator de potência da carga menor, com  $Q_L$  variando entre 80% a 90% de  $P_L$ , houve violações de tensão com  $\alpha = 0,5$ , porém o algoritmo proposto ainda apresenta o melhor desempenho. Para  $\alpha = 0,8$ , o algoritmo proposto viola os limites de tensão apenas no final da rede, enquanto que os demais algoritmos proveem valores de tensão abaixo de 0,95 pu a partir da barra 40.

Outras metodologias de injeção de potência reativa foram simuladas e comparadas com o algoritmo proposto neste trabalho. Por meio dos resultados, é possível notar que a proposta obteve o perfil de tensão mais próximo a 1 pu em todas as barras, para todos os fatores de penetração considerados. Além disso, as perdas nas linhas de distribuição foram as menores utilizando a proposta deste trabalho.

A metodologia descrita neste trabalho pode ser implementada por meio de um controle centralizado monitorando o conjunto de barras na rede elétrica, fazendo as medições de tensão e potência instantâneas em cada barra, e informando a cada inversor fotovoltaico como atuar em cada instante de tempo. Enfatiza-se que para o pleno funcionamento do controle de injeção de potência reativa, é importante que os inversores fotovoltaicos comerciais possibilitem o ajuste do seu fator de potência para uma faixa de valores mais ampla, variando de 0 a 1, tanto indutivo quanto capacitivo. É necessário que os fabricantes levem essas características em consideração na produção dos inversores, permitindo que estes trabalhem em uma faixa de potência reativa menos restrita.

Como trabalhos futuros, pretende-se testar o algoritmo para outros valores de potência do inversor, e variando-se o fator de potência das cargas. Além disso, a proposta também deve ser submetida a testes com sistemas trifásicos, tanto equilibrados como desequilibrados, que representam grande parte dos sistemas de distribuição.

#### REFERÊNCIAS

- [1] G. B. Gharehpetian, S. M. M. Agah, *Distributed generation systems: design, operation and grid integration*, Butterworth-Heinemann, 2017.
- [2] B. Zhao, C. Wang, X. Zhang, “Grid-Integrated and Standalone Photovoltaic Distributed Generation Systems”, *Analysis, Design, and Control Wiley*, 2017.
- [3] R. Zilles, W. N. Macêdo, M. A. B. Galhardo, S. H. F. de Oliveira, *Sistemas fotovoltaicos conectados à rede elétrica*, Oficina de textos, 2012.
- [4] P. Hallberg, *et al.*, “Active distribution system management a key tool for the smooth integration of distributed generation”, *Eurelectric TF Active System Management*, vol. 2, no. 13, 2013.
- [5] S. Papathanassiou, N. Hatzigiorgiou, P. Anagnostopoulos, L. Aleixo, B. Buchholz, C. Carter-Brown, N. Drossos, B. Enayati, M. Fan, V. Gabrion, *et al.*, “Capacity of Distribution Feeders for Hosting Distributed Energy Resources”, *CIGRE (International Council on Large Electric Systems)*, 2014.
- [6] J. M. Carrasco, L. G. Franquelo, J. T. Bialasiewicz, E. Galván, R. C. PortilloGuisado, M. M. Prats, J. I. León, N. Moreno-Alfonso, “Power-electronic systems for the grid integration of renewable energy sources: A survey”, *IEEE Transactions on Industrial Electronics*, vol. 53, no. 4, pp. 1002–1016, Junho 2006.
- [7] M. Farivar, C. R. Clarke, S. H. Low, K. M. Chandy, “Inverter VAR control for distribution systems with renewables”, in *IEEE International Conference on Smart Grid Communications (SmartGridComm)*, pp. 457–462, IEEE, Dezembro 2011.
- [8] M. L. Kolhe, M. Rasul, “3-Phase grid-connected building integrated photovoltaic system with reactive power control capability”, *Renewable Energy*, vol. 154, pp. 1065–1075, Julho 2020.
- [9] I. Kim, R. G. Harley, “Examination of the effect of the reactive power control of photovoltaic systems on electric power grids and the development of a voltage-regulation method that considers feeder impedance sensitivity”, *Electric Power Systems Research*, vol. 180, p. 106130, Março 2020.
- [10] S. M. Said, M. Aly, H. Balint, “An efficient reactive power dispatch method for hybrid photovoltaic and superconducting magnetic energy storage inverters in utility grids”, *IEEE Access*, vol. 8, pp. 183708–183721, Outubro 2020.
- [11] ANEEL, *Resolução Normativa Nº 687*, 2015, URL: <http://www2.aneel.gov.br/cedoc/ren2015687.pdf>.
- [12] S. Chen, P. Li, D. Brady, B. Lehman, “Determining the optimum grid-connected photovoltaic inverter size”, *Solar Energy*, vol. 87, pp. 96–116, Janeiro 2013.
- [13] C. Demoulias, “A new simple analytical method for calculating the optimum inverter size in grid-connected PV plants”, *Electric Power Systems Research*, vol. 80, no. 10, pp. 1197–1204, Outubro 2010.
- [14] K. Turitsyn, P. Šulc, S. Backhaus, M. Chertkov, “Distributed control of reactive power flow in a radial distribution circuit with high photovoltaic penetration”, in *IEEE PES General Meeting*, pp. 1–6, IEEE, 2010.
- [15] H.-G. Yeh, D. F. Gayme, S. H. Low, “Adaptive VAR control for distribution circuits with photovoltaic generators”, *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 27, no. 3, pp. 1656–1663, Fevereiro 2012.
- [16] Q. Tao, D. Wang, B. Yang, H. Liu, S. Yan, “Voltage Control of Distribution Network with Distributed Generation Based on Voltage Sensitivity Matrix”, in *2018 IEEE International Conference on Energy Internet (ICEI)*, pp. 298–302, IEEE, 2018.
- [17] N. Mohan, *Electric power systems: a first course*, John Wiley & Sons, 2012.
- [18] A. N. de Energia Elétrica ANEEL, *Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional PRODIST, Módulo 8 Qualidade da Energia Elétrica*, 2021, URL: <https://www.aneel.gov.br/modulo-8>.

- [19] SMA, *Folha de dados do inversor Sunny Tripower*, n.d., URL: <https://files.sma.de/downloads/STP15-25TL-30-DS-en-41.pdf>.
- [20] A. Hoke, R. Butler, J. Hambrick, B. Kroposki, *Maximum photovoltaic penetration levels on typical distribution feeders*, National Renewable Energy Lab.(NREL), Golden, CO (United States), 2012.
- [21] D. Cheng, B. A. Mather, R. Seguin, J. Hambrick, R. P. Broadwater, "Photovoltaic (PV) impact assessment for very high penetration levels", *IEEE Journal of photovoltaics*, vol. 6, no. 1, pp. 295–300, Janeiro 2015.
- [22] M. Wajahat, H. A. Khalid, G. M. Bhutto, C. Leth Bak, "A Comparative Study into Enhancing the PV Penetration Limit of a LV CIGRE Residential Network with Distributed Grid-Tied Single-Phase PV Systems", *Energies*, vol. 12, no. 15, p. 2964, Agosto 2019.
- [23] S. Eftekharnejad, V. Vittal, G. T. Heydt, B. Keel, J. Loehr, "Impact of increased penetration of photovoltaic generation on power systems", *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 28, no. 2, pp. 893–901, Outubro 2012.
- [24] MathWorks, *Softwares de simulação: Matlab e Simulink*, n.d., URL: <https://www.mathworks.com/>.

#### DADOS BIOGRÁFICOS

**Gilberto Lopes Filho**, Doutorando no Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica e de Computação na Universidade Federal de Goiás (UFG), com ênfase em Sistemas Eletro-Eletrônicos. Possui mestrado em Engenharia Elétrica e Computação pela UFG. Especialista em Telecomunicações e Prédios Inteligentes pelo Instituto Federal de Goiás (IFG). Graduação em Engenharia Elétrica pela UFG. Foi membro do Grupo PET Engenharias (Conexões de Saberes). Foi monitor das disciplinas de Microcontroladores e Microprocessadores dos cursos de Engenharia Elétrica e Engenharia de Computação da UFG. Técnico de nível médio em Eletrônica pelo IFG.

**Ricardo Augusto Pereira Franco**, é Professor do Instituto de Informática (INF) da Universidade Federal de Goiás (UFG).

Graduado em Engenharia de Computação, Mestre (2014) e Doutor (2019) em Engenharia Elétrica e de Computação pela Escola de Engenharia Elétrica, Mecânica e de Computação (EMC) na Universidade Federal de Goiás (UFG). Tem experiência em Computação com ênfase, principalmente, nas grandes áreas: Inteligência Artificial, Otimização de Sistemas Computacionais e Sistemas Embarcados. Suas áreas de pesquisa são: Algoritmos Heurísticos, Aprendizagem de Máquina, Deep Learning, Microcontroladores, Processamento Digital de Sinais, Reconhecimento de Padrões, Redes Neurais Artificiais e Verificação de Hardware.

**Flávio Henrique Teles Vieira**, possui graduação em Engenharia Elétrica pela Universidade Federal de Goiás (2000), mestrado em Engenharia Elétrica e de Computação (EEEC) pela Universidade Federal de Goiás (2002), doutorado em Engenharia Elétrica pela Universidade Estadual de Campinas (2006) e pós-doutorado em Engenharia Elétrica pela Universidade Estadual de Campinas (2008). Atualmente é professor Associado da Universidade Federal de Goiás (UFG), Coordenador do Programa de Pós-graduação da Engenharia Elétrica e de Computação da UFG. Tem experiência na área de Engenharia Elétrica e de Computação, com ênfase em Telecomunicações, atuando principalmente nos seguintes temas: Redes sem fio, Comunicações Móveis, Redes de Comunicação, Tráfego em Redes, Sistemas Inteligentes aplicados a telecomunicações e sistemas de energia, Smart Grid, Reconhecimento de Padrões e Inteligência Artificial.

**Carlos Augusto Guimarães Medeiros**, graduado em Engenharia Elétrica pela Universidade Federal de Goiás (1995), mestre em Engenharia Elétrica pela Universidade Federal de Uberlândia (1998) e doutor em Engenharia Elétrica pela Universidade Federal de Uberlândia (2003). Afiliado à Associação Brasileira de Energia Solar (ABENS) desde 2010. Atualmente é professor adjunto I da Pontifícia Universidade Católica de Goiás (PUC Goiás), na Escola de Engenharia (EENG). Tem experiência com medição e consultoria em instalações elétricas. Principais áreas de interesse: conservação, fontes renováveis e armazenamento de energia.