



Artigo

# Estimação de estado em redes de distribuição de energia elétrica com geração distribuída

Gabriel Luiz D. L. Nogueira <sup>[1]</sup>, Adriano Aron Freitas de Moura <sup>[2]</sup> e Ednardo Pereira da Rocha <sup>[3]</sup>

<sup>[1]</sup> Universidade Federal Rural do Semi-Árido; gabrieldantas503@gmail.com

<sup>[2]</sup> Universidade Federal Rural do Semi-Árido; adrianoaron@ufersa.edu.br

<sup>[3]</sup> Universidade Federal Rural do Semi-Árido; ednardo.pereira@ufersa.edu.br

Recebido: 30/09/2022;

Aceito: 21/12/2022;

Publicado: 23/12/2022.

**Resumo:** A estimação de estado é uma técnica que facilita a operação e supervisão de sistemas elétricos de potência, uma vez que o uso indiscriminado de equipamentos de medição em redes de distribuição é limitado pelos seus custos de implantação, tornando inviável o acompanhamento em tempo real do estado do sistema em todas as barras. O objetivo deste trabalho é analisar os efeitos da injeção de corrente em pontos variados de uma rede de distribuição modelada no *software* ATPDraw, para fins de simulação dos impactos da geração distribuída, e comparar os resultados com os valores calculados do estimador de estado utilizando um método baseado na *Ladder Iterative Technique*. Os resultados obtidos mostraram erros na faixa dos 10%, para simulações que envolvem níveis leves e medianos de injeção de corrente na rede. No entanto, foram verificados erros elevados no módulo da corrente elétrica medida no ramo 20, em comparação com os dados do estimador de estado, atingindo valores acima de 40%. Por outro lado, foram observadas baixas variações de tensão entre os casos analisados, comparando as informações resultantes do estimador de estado e as magnitudes de tensão obtidas pelo ATPDraw.

**Palavras-chave:** estimação de estado; redes de distribuição; geração distribuída.

**Abstract:** State estimation is a technique that facilitates the operation of power electrical systems, since the indiscriminate use of measuring equipment in distribution are limited by its implementation costs, making real time monitoring of the system status in all bars unfeasible. The objective of this work is to analyze the current injection at multiple points in a distribution grid modeled in the ATPDraw software, for the purpose of simulating the impacts of distributed generation, and compare the results of the calculated values by the state estimator using a method based on the ladder iterative technique. The obtained results showed errors in the 10%, range for simulations involving lower and medium levels of grid current injection. However, high errors were verified in the electric current magnitude measured at branch 20, compared to the data from the state estimator, reaching values over 40%. Meanwhile, small voltage variations were observed among the cases analyzed, comparing the information resulting from the state estimator and the voltage magnitudes obtained by ATPDraw.

**Key-words:** state estimation; distribution systems; distributed generation.

## 1. INTRODUÇÃO

Desde a criação dos primeiros sistemas de distribuição de energia elétrica, em corrente contínua, no final do século XIX, estes vêm sendo aprimorados de forma a melhorar a qualidade do fornecimento de energia elétrica para a população. Na medida em que a população mundial cresce e, conseqüentemente, com o aumento da demanda de energia a ser gerada, inúmeros problemas associados surgiam. Técnicas de aperfeiçoamento e planejamento dos processos de operação nos sistemas de geração, transmissão e distribuição foram desenvolvidas. Nos dias atuais, métodos de estimação de estado e fluxo de carga para a determinação dos níveis de tensão nos nós do sistema elétrico são utilizados para supervisão e operação nos sistemas [1].

A estimação de estado em particular, segundo [2], os constantes blecautes nos Estados Unidos nos anos 60 motivaram a revisão nos métodos de controle e segurança operativa nos sistemas de potência praticadas na época, que eram compostos por sistemas de controle da posição dos disjuntores nas subestações e da geração e o despacho econômico. Os métodos de estimação de estado possuem divergências na determinação de estado

em sistemas de transmissão e em distribuição por uma série de motivos e, portanto, não podem ser compartilhados [3].

De acordo com [4], a estimação de estado em sistemas de distribuição requer a medição de dados em tempo real, com a aplicação de algoritmos e é motivada basicamente pelo fato de que os alimentadores em sua grande maioria, não possuem equipamentos de medição, ficando as medições neste tipo de sistema limitadas somente a um medidor na saída da subestação. Isso compromete a observabilidade do sistema em outros nós na rede, sendo necessária a utilização de pseudomedidas, provenientes de dados históricos ou previsões de carga e geração [4].

Atualmente, ter acesso a medidas aproximadas em tempo real, de cada nó, é essencial para o operador ter uma noção aproximada das condições do sistema uma vez que a medição física das variáveis de estado está limitada a altas temperaturas, partes móveis, alto custo e alto grau de insalubridade [5]. Dentre alguns dos trabalhos disponíveis na literatura e voltados para estimação de estados em redes de distribuição, está o modelo de estimação de estados em redes de distribuição com base no algoritmo que calcula os fluxos de carga pelo método da soma de potências voltado para redes de distribuição radiais [6]. Posteriormente, [7] aperfeiçoou o modelo de estimação desenvolvido por [6], realizando um tratamento considerando um modelo trifásico.

Uma contribuição interessante também foi realizada por [2], ao desenvolver estimador de estado em versões balanceadas e desbalanceadas para calcular o ponto de operação do sistema a partir do fornecimento de um plano de medidas. E, como base para este trabalho, [1] desenvolveu um estimador de estado trifásico utilizando o método da soma de correntes, no qual é realizada a varredura no sistema (*Backward-Forward Current Sweep*).

Com a popularização da energia fotovoltaica no Brasil, os impactos dos geradores na rede de distribuição são cada vez mais visíveis para a concessionária. Dessa forma, outra perspectiva que pode ser observada como forma de aprimoramento do estimador de estado desenvolvido por [1], é a inserção da geração distribuída no modelo da rede de distribuição a ser utilizado como base para o algoritmo desenvolvido. Vê-se, portanto, a necessidade de se analisar as influências desses geradores no processo de estimação de estado.

## 2. MATERIAIS E MÉTODOS

Este trabalho consiste numa pesquisa do tipo bibliográfica, no qual o embasamento teórico para o a utilização e entendimento da teoria da estimação de estado em redes de distribuição e manuseio das funções específicas dos *softwares* necessárias para a pesquisa foi retido de trabalhos disponíveis na literatura geral. Foi utilizado um método hipotético-dedutivo, no qual foi expectado um efeito de redução da corrente total fornecida pela subestação, devido à injeção de potência nas barras da rede, e principalmente, uma baixa divergência entre o valor registrado nos medidores disponíveis no sistema (alimentador da subestação e ramo 2) e o valor calculado pelo estimador de estado.

Possui uma abordagem quantitativa, no qual foi utilizado como base para esta pesquisa uma rede de distribuição modelada no *software* ATPDraw (Figura 1) por [1]. Foram injetados geradores nas barras 5, 22, 36, 42 e 46 do modelo, que foram representados na simulação por fontes de corrente. Foram coletados os valores trifásicos da corrente registrada no alimentador da subestação mediante a inserção dos geradores. Esses dados foram atribuídos ao algoritmo do estimador de estado — também desenvolvido por [1] no *software* MATLAB — que, por sua vez, foi programado para calcular as correntes no ramo 20 e na barra do alimentador (subestação), do qual foi possível verificar o quão próximo os valores calculados pelo estimador ficaram dos valores obtidos nos medidos disponíveis.

As adaptações necessárias para simular a injeção de correntes nas barras foram realizados no processo do *backward/forward sweep*, integrado ao processo de estimação de estado linear, conforme passos listados a seguir:

- Ler os dados de entrada do sistema: Os arquivos de dados são subdivididos em dados de nós e os dados de ramos, contendo informações das demandas e parâmetros das linhas, respectivamente;
- Inicializar o contador de iterações  $t = 0$ ;
- Assume-se o perfil plano das tensões nodais,  $V_n$ , como sendo o valor da tensão da subestação onde se inicia o alimentador, considerando que não há correntes de carga e nem nos trechos;
- Calcular as correntes nas cargas  $I_n$  através da expressão  $I_n^t = \left(\frac{S_n}{V_n^t}\right)^*$ , sendo  $S_n$  a demanda da barra  $n$ , para cada fase, na primeira iteração  $t$ ;

- Calcular as correntes injetadas nas barras, através da expressão  $I_g^t = \left(\frac{S_n}{V_n^t}\right)^*$ , para cada fase, na primeira iteração  $t$ ;
- Dos nós finais até a subestação, calcular as correntes dos ramos do sistema. Este processo também é conhecido como *backward sweep*. Logo, no caso de dois ramos consecutivos  $l-m$  e  $m-n$ , a corrente do ramo  $J_{lm}^t$  é dada por:

$$J_{lm}^t = I_m^t + \sum_{n \in M} J_{mn}^t \quad (3.6)$$

Onde  $M$  é o conjunto dos ramos conectados ao nó  $m$ .

- Partindo do nó da subestação, calcular as tensões dos nós a jusante, considerando a tensão nominal na barra da subestação e uma corrente de saída como sendo a corrente total acumulada no passo anterior, da seguinte forma:

$$V_m^t = V_l^t - Z_{lm}^t \cdot I_m^t \quad (3.7)$$

- Com as novas tensões dos nós definidas, calcular as novas correntes por meio da equação  $I_n^{t+1} = \left(\frac{S_n}{V_n^t}\right)^*$ ;
- O procedimento de varredura é repetido até que a diferença de tensão entre a iteração  $t$  e  $t-1$  seja menor que uma tolerância especificada.

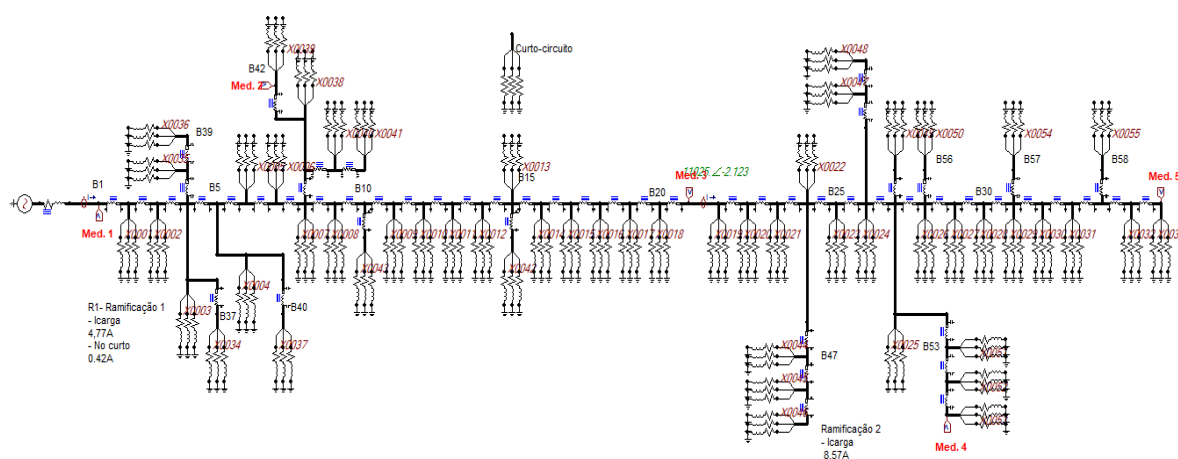


FIGURA 1. Alimentador real de distribuição de 58 barras modelado no *software* ATP [1].

A partir disso, foram projetados três cenários: inicialmente, foram inseridas fontes de corrente de 10 A, à 13,8 kV em cada barramento citado, e em seguida, analisado o efeito individual na corrente do alimentador da subestação e os respectivos erros com relação os valores estimados e medidos. Em uma segunda situação, foram injetados geradores de 20 A nas mesmas barras e analisado os seus efeitos individualmente. Por fim, foram analisados os efeitos da injeção simultânea dos geradores na rede (com 10 A e 20 A cada gerador). Para a análise das tensões, foram utilizados como base os cinco medidores já dispostos no modelo do sistema (barras 1, 21, 36, 42 e 55), do qual foram quantificados e analisados os erros entre os dados medidos e estimados.

Foi realizado, o estudo dos efeitos obtidos em cada cenário e a comparação entre o obtido, o esperado e se os dados fazem sentido com a teoria utilizada, caracterizando a pesquisa como descritiva. Por fim, este trabalho, quanto à sua finalidade, é do tipo básica estratégica, pois expande as aplicações da estimação de estado em sistemas de distribuição para o âmbito da geração distribuída e deixa espaço para exploração e aprimoramento da técnica em estudos futuros.

### 3. RESULTADOS

Os cenários criados para a análise dos efeitos da injeção de corrente (geração distribuída) no modelo da Figura 1, tiveram como base de comparação apenas os dados do medidor do ramo 20 e seus respectivos valores estimados no estimador de estado, pois os erros registrados entre os valores medidos e estimados no alimentador

(ramo 1) foram iguais a zero em todos os cenários. Coerente com o que se espera, uma vez que o algoritmo do estimador utiliza como parâmetro utiliza as correntes trifásicas do alimentador para iniciar o processo de estimação.

### 3.1 Cenário 1: Análise dos efeitos da injeção individual de geradores de 10A

Tabela 1 mostra a comparação entre os valores estimados e medidos corrente (três fases) no ramo 20 e os respectivos erros obtidos. A Tabela 2 por sua vez, mostra essa comparação com os valores de tensão medidos pelos medidores dispostos no sistema (alocado na barra indicada) e seus respectivos erros e valores de tensão estimados. Ambos os casos, mediante a inserção de corrente nas barras anteriormente mencionadas.

TABELA 1. Valores medidos e estimados do corrente no ramo 20 a partir da injeção de 10 A (autoria própria).

Barra de injeção	Fase A			Fase B			Fase C		
	Medida	Estimada	ERRO	Medida	Estimada	ERRO	Medida	Estimada	ERRO
22	76,62 A	77,43 A	1,0461%	78,49 A	78,66 A	0,2161%	79,06 A	79,21 A	0,1894%
46	82,81 A	83,83 A	1,2167%	84,68 A	85,22 A	0,6337%	85,24 A	85,77 A	0,6179%
36	76,70 A	77,80 A	1,4139%	78,57 A	78,70 A	0,1652%	79,14 A	79,24 A	0,1262%
5	82,76 A	88,08 A	6,0400%	84,62 A	89,35 A	5,2938%	82,19 A	89,92 A	8,5965%
42	82,77 A	86,90 A	4,7526%	84,63 A	88,15 A	3,9932%	85,20 A	88,72 A	3,9675%

TABELA 2. Valores medidos e estimados da tensão a partir da injeção de 10 A nas barras (autoria própria).

Medidor (Barra)	Tensão	Barra de injeção				
		22	46	36	5	42
Medidor 1 (Barra 1)	Medida (kV)	13,932	13,932	13,932	13,932	13,932
	Estimada (kV)	14,100	14,100	14,100	14,100	14,100
	ERRO (%)	1,1915	1,1915	1,1915	1,1915	1,1915
Medidor 2 (Barra 42)	Medida (kV)	13,765	13,766	13,765	13,763	13,766
	Estimada (kV)	13,942	13,942	13,948	13,940	13,942
	ERRO (%)	1,2695	1,2624	1,3120	1,2697	1,2624
Medidor 3 (Barra 21)	Medida (kV)	13,519	13,514	13,520	13,506	13,507
	Estimada (kV)	13,704	13,700	13,714	13,686	13,690
	ERRO (%)	1,3500	1,3577	1,4146	1,3152	1,3367
Medidor 4 (Barra 55)	Medida (kV)	13,393	13,386	13,403	13,378	13,380
	Estimada (kV)	13,568	13,572	13,585	13,550	13,557
	ERRO (%)	1,2898	1,3705	1,3397	1,2694	1,3056
Medidor 5 (Barra 36)	Medida (kV)	13,338	13,332	13,370	13,324	13,325
	Estimada (kV)	13,496	13,517	13,521	13,482	13,493
	ERRO (%)	1,1707	1,3686	1,1168	1,1719	1,2451

Pode-se observar pela Tabela 1, que os erros entre são menores que 10%. Sendo o erro calculado a partir da injeção de corrente na barra 5, o maior registrado, chegando a 8,5965% na fase C, e, o erro calculado a partir da injeção de corrente na barra 36 o menor, com 0,1262% na fase C. A Figura 2, montada a partir da Tabela 1, ilustra o comportamento do erro obtido da corrente estimada e medida para injeção e 10 A de corrente em cada barra. Nota-se ainda, pela Figura 2, que os maiores erros registrados foram quando foi inserido geradores na barra 5 (próximo ao alimentador).

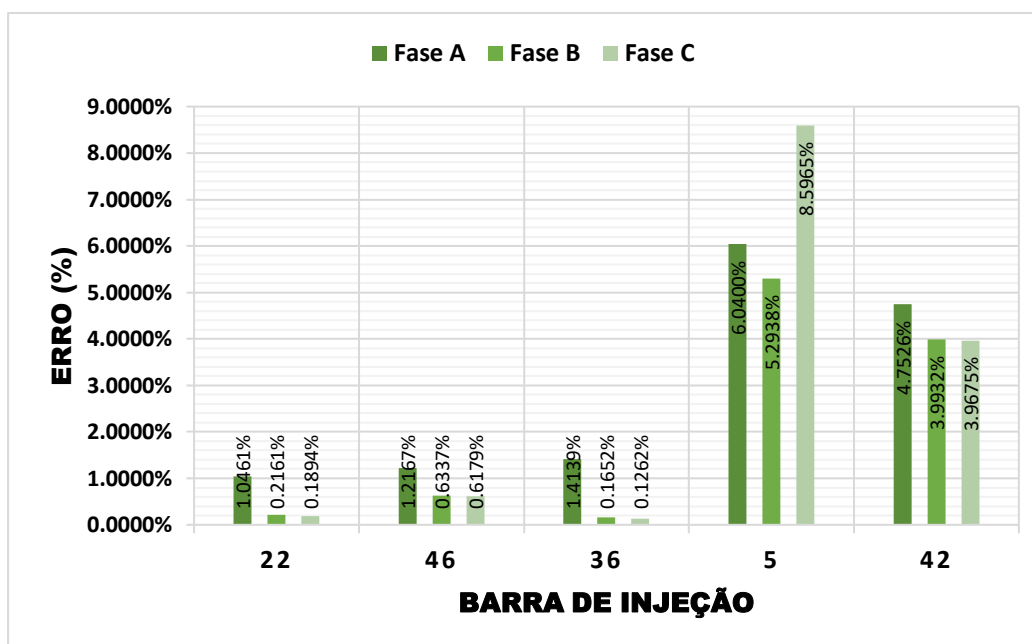


FIGURA 2. Gráfico de colunas agrupadas do erro entre a corrente medida e estimada para a injeção individual de 10 A em cada barra indicada (autoria própria).

Quanto à Tabela 2, pode-se notar que os erros obtidos são de valores mais constantes, nunca ultrapassando 1,5% e nunca abaixo de 1,0%, além de não haver variações significativas nas tensões medidas ou estimadas de acordo com a barra de injeção. O gráfico de linhas empilhadas da Figura 3, montada a partir da Tabela 2, ilustra bem essa linearidade nos valores dos erros para cada barra (de injeção dos geradores).

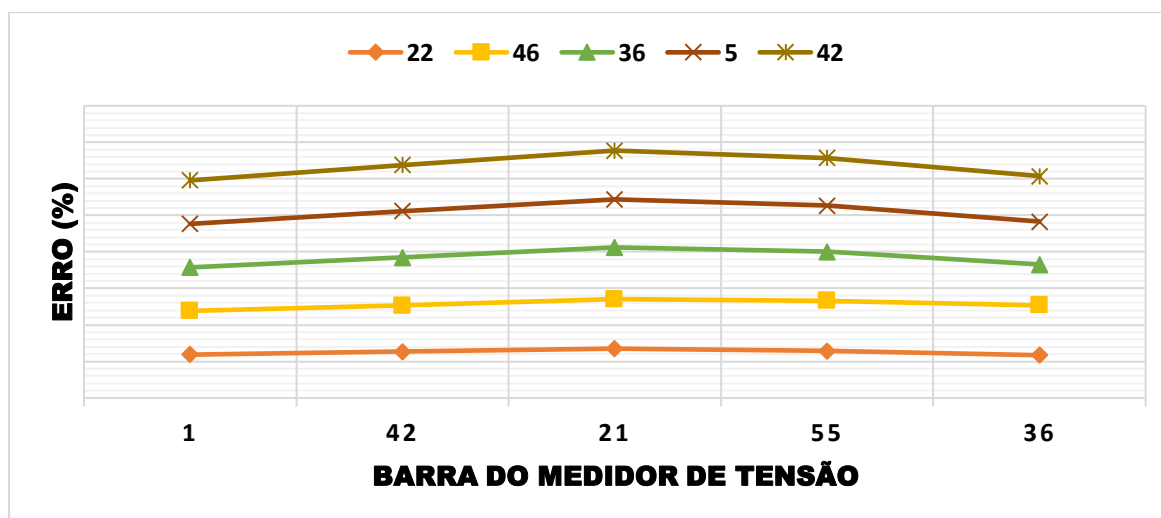


FIGURA 3. Gráfico de linhas empilhadas do erro entre a tensão medida e estimada para a injeção individual de 10 A em cada barra indicada (autoria própria).

### 3.2 Cenário 2: Análise dos efeitos da injeção individual de geradores de 20A

Neste cenário, como pode ser observado na Tabela 3, foram identificados erros de maior escala para as mesmas barras de injeção dos geradores nas correntes do ramo 20, no qual o menor erro registrado foi de 2,7630% e o maior foi de 10,6420%. Não foi observado nenhum padrão ou proporção fixa no aumento da porcentagem de erro em comparação aos valores registrados nos erros do cenário 1 (Figura 2) em nenhuma das fases, como é possível visualizar graficamente com o gráfico de colunas agrupadas da Figura 4, montada a partir da Tabela 3, que ilustra o comportamento do erro a partir da injeção em cada barra indicada. os maiores erros registrados foram com a injeção de potência nas barras 5 e 42.

TABELA 3. Valores medidos e estimados do corrente no ramo 20 a partir da injeção de 20 A (autoria própria).

Barra de injeção	Fase A			Fase B			Fase C		
	Medida	Estimada	ERRO	Medida	Estimada	ERRO	Medida	Estimada	ERRO
22	70,65 A	74,48 A	5,1423%	72,52 A	75,71 A	4,2134%	73,09 A	76,26 A	4,1568%
46	82,88 A	85,98 A	3,6055%	84,75 A	87,18 A	2,7873%	85,32 A	87,72 A	2,7360%
36	70,79 A	74,57 A	5,0691%	72,67 A	75,79 A	4,1166%	73,25 A	76,34 A	4,0477%
5	82,79 A	92,65 A	10,642%	84,65 A	93,92 A	9,8701%	85,22 A	94,49 A	9,8106%
42	82,80 A	91,52 A	9,5280%	84,67 A	92,77 A	8,7313%	85,24 A	93,33 A	8,6682%

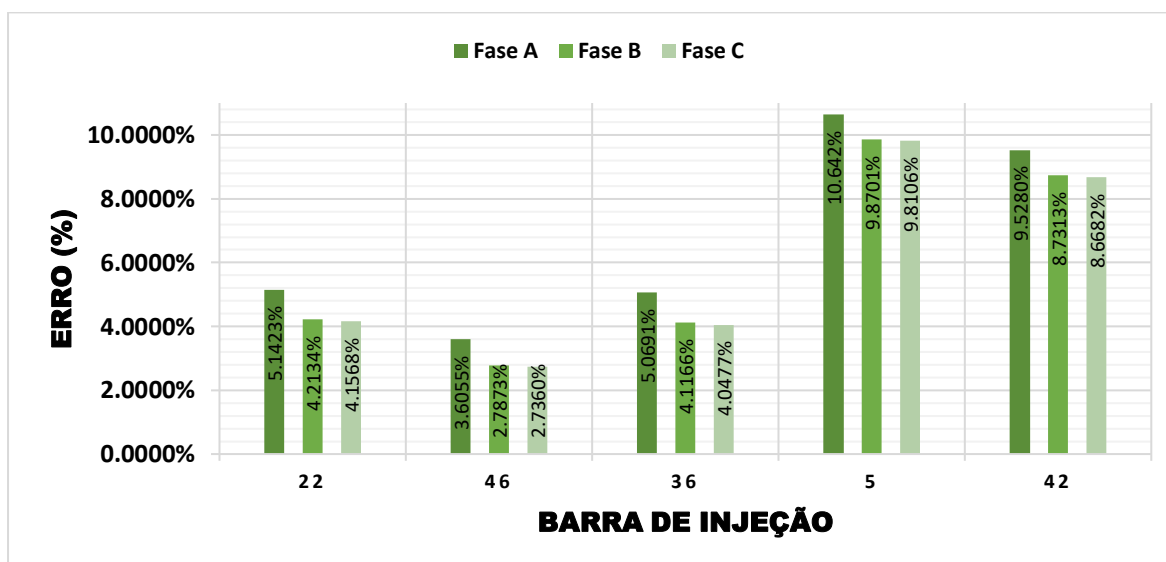


FIGURA 4. Gráfico de colunas agrupadas do erro entre a corrente medida e estimada para a injeção individual de 20 A em cada barra indicada (autoria própria).

Para a tensão, como mostra na Tabela 4, os erros obtidos permaneceram com valores aproximadamente constantes e baixos, semelhante ao cenário 1 mostrado na Tabela 2. Sendo o menor erro de 0,9418% e o maior de 1,3765%. Além disso, também não houveram variações significativas no valor das tensões medidas ou estimadas com a mudança de injeção na barra, assim como no cenário 1.

TABELA 4. Valores medidos e estimados da tensão a partir da injeção de 20 A nas barras (autoria própria).

Medidor (Barra)	Tensão	Barra de injeção				
		22	46	36	5	42
Medidor 1 (Barra 1)	Medida (kV)	13,933	13,933	13,934	13,933	13,933
	Estimada (kV)	14,100	14,100	14,100	14,100	14,100
	ERRO (%)	1,1844	1,1844	1,1773	1,1844	1,1844
Medidor 2 (Barra 42)	Medida (kV)	13,771	13,772	13,771	13,768	13,772
	Estimada (kV)	13,948	13,948	13,948	13,946	13,949
	ERRO (%)	1,2690	1,2618	1,2690	1,2764	1,2689
Medidor 3 (Barra 21)	Medida (kV)	13,538	13,527	13,538	13,510	13,514
	Estimada (kV)	13,719	13,714	13,719	13,693	13,698
	ERRO (%)	1,3193	1,3636	1,3193	1,3364	1,3433
Medidor 4 (Barra 55)	Medida (kV)	13,412	13,398	13,432	13,382	13,385
	Estimada (kV)	13,577	13,585	13,606	13,551	13,557
	ERRO (%)	1,2153	1,3765	1,2788	1,2471	1,2687
Medidor 5 (Barra 36)	Medida (kV)	13,358	13,344	13,421	13,328	13,331
	Estimada (kV)	13,485	13,521	13,576	13,463	13,473
	ERRO (%)	0,9418	1,3091	1,1417	1,0027	1,0540

A Figura 5 ilustra o mesmo comportamento aproximadamente linear da Figura 3 para todas as barras de injeção. Isso implica, que o ligeiro aumento da corrente injetada no sistema, não afetou significativamente a tensão registrada nos medidores, tampouco no desempenho do estimador para o cálculo das tensões.

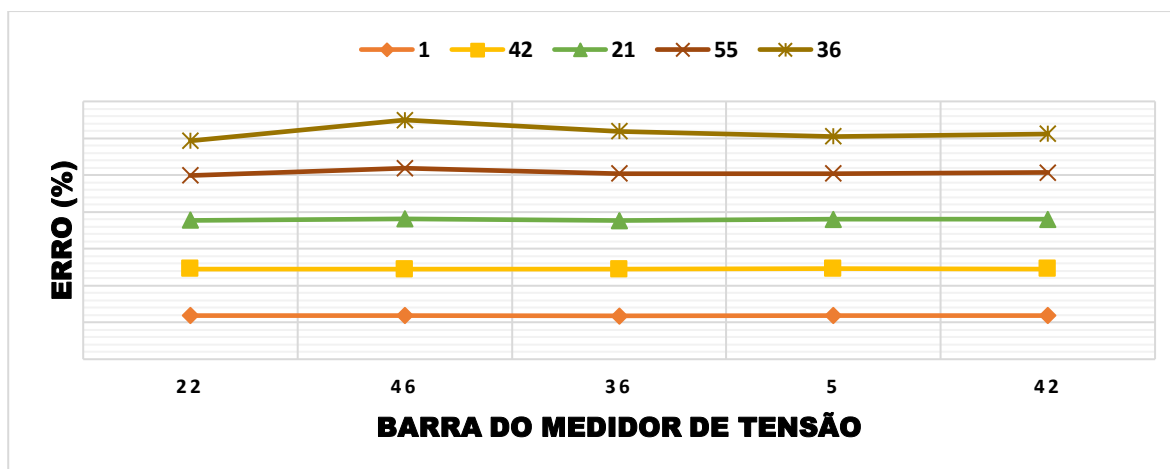


FIGURA 5. Gráfico de linhas empilhadas do erro entre a tensão medida e estimada para a injeção individual de 20 A em cada barra indicada (autoria própria).

### 3.3 Cenário 3: Análise dos efeitos da injeção simultânea de geradores de 10A e 20A

Este cenário foi o que registrou os maiores erros para a corrente no ramo 20, chegando a mais 40% com a injeção simultânea de 20A, em todas as fases, como pode-se observar na Tabela 5. Assim como no cenário 2, não se observou qualquer padrão nos valores dos erros, entretanto, ficou nítido que eles são proporcionais à quantidade de corrente total injetada no sistema pelos geradores. Quanto mais corrente é injetada no sistema, menos assertivo ficam os resultados obtidos pelo estimador de estado e menos divergência entre os valores de cada fase, conforme pode-se observar pela Tabela 5 e pela Figura 6. Além disso, também não foi observada qualquer relação entre o erro e a distância da posição da barra de injeção e o ramo 20 ou alimentador da subestação.

TABELA 5. Valores medidos e estimados da corrente no ramo 20 a partir da injeção simultânea de 20 A nas barras indicadas (autoria própria).

Corrente injetada por gerador	Fase A			Fase B			Fase C		
	Medida	Estimada	ERRO	Medida	Estimada	ERRO	Medida	Estimada	ERRO
10 A	70,83 A	93,21 A	24,010%	72,70 A	94,51 A	23,077%	73,27 A	95,09 A	22,947%
20 A	59,52 A	103,92 A	42,725%	60,68 A	105,1 A	42,265%	61,96 A	105,62 A	41,337%

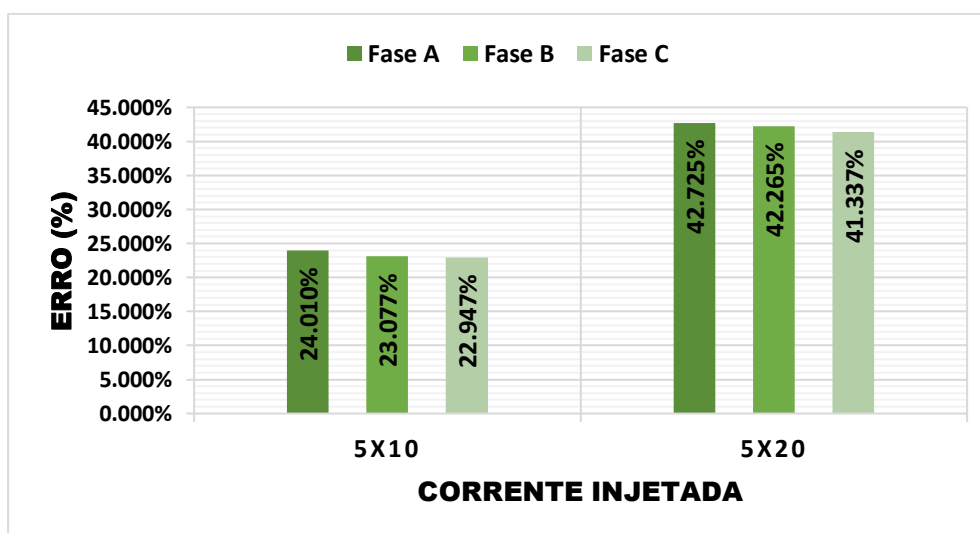


FIGURA 6. Gráfico de colunas agrupadas do erro entre a corrente medida e estimada para a injeção simultânea de 10 A e 20 A em cada barra indicada (autoria própria).

Quanto às análises de comparação entre as tensões estimadas nas barras dos medidores de tensão, indicada na Tabela 6, foi observado que os erros calculados não registraram divergências, de um cenário para outro, nos valores dos erros calculados. A maioria dos casos, registrou-se erros numa faixa de 1,0% e 1,5%, como indica a Figura 7. Com exceção das medidas nas barras 36 e 55, que no cenário 3, tanto para 10A quanto 20A, foram registrados erros abaixo de 1,0%. E, excepcionalmente, para a injeção simultânea de geradores a 20A, o erro o estimado e o medido na barra 36 foi negativo, sendo este, o único caso onde a tensão medida foi maior do que a estimada.

TABELA 6. Valores medidos e estimados da tensão a partir da injeção simultânea de 20 A nas barras indicadas (autoria própria).

Medidor (Barra)	Tensão	Corrente injetada por gerador	
		10 A	20 A
Medidor 1 (Barra 1)	Medida (kV)	13,938	13,947
	Estimada (kV)	14,100	14,100
	ERRO (%)	1,1489	1,0851
Medidor 2 (Barra 42)	Medida (kV)	13,788	13,818
	Estimada (kV)	13,965	13,993
	ERRO (%)	1,2675	1,2506
Medidor 3 (Barra 21)	Medida (kV)	13,560	13,621
	Estimada (kV)	13,730	13,784
	ERRO (%)	1,2382	1,1825
Medidor 4 (Barra 55)	Medida (kV)	13,445	13,517
	Estimada (kV)	13,570	13,607
	ERRO (%)	0,9211	0,6614
Medidor 5 (Barra 36)	Medida (kV)	13,412	13,506
	Estimada (kV)	13,430	13,408
	ERRO (%)	0,1340	-0,7309

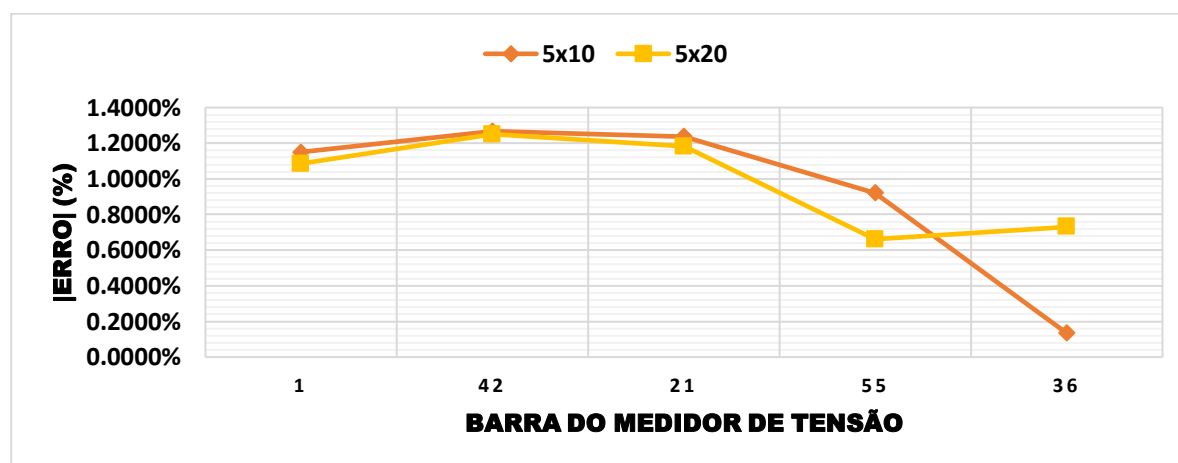


FIGURA 7. Gráfico de linhas do módulo do erro entre a tensão medida e estimada para a injeção simultânea de 10 A e 20 A em cada barra indicada (autoria própria).

#### 4. CONCLUSÃO

Pode-se concluir que a injeção de corrente direta na rede de distribuição modelada no ATPDraw e no algoritmo de estimação de estado do MATLAB gerou bons resultados (baixos erro entre o medido e o estimado) para valores baixos de injeção de corrente (10 A). Atingindo valores de erro relativamente baixos, como foi o caso da injeção nas barras 22, 36 e 46, que gerou erros abaixo de 1,5% entre os valores medidos e estimados, como foi observado na Tabela 1 e Figura 2. Um valor de corrente desta magnitude equivale a um sistema de minigeração com potência superior a 100 kVA.

Notou-se ainda, resultados satisfatórios com uma baixa variação de erros na tensão medida e estimada, situados entre 1,0% e 1,5% na maior parte dos casos. Algumas exceções, como no caso das barras 36 e 55, registraram erros abaixo de 1,0% quando injetado simultaneamente corrente (tanto 10 A quanto 20 A) nas



barras dos medidores de tensão distribuídos no sistema. Mesmo no cenário 3, com alta injeção de corrente no sistema, os erros não foram altos e variaram pouco, quando comparado aos resultados obtidos nos cenários 1 e 2, indicando que uma relação não linear e aparentemente inexistente entre a potência injetada e a tensão nas barras dos medidores, nas faixas de corrente analisadas.

Por outro lado, deficiências entre os valores estimados e medidos da corrente no ramo 20 foram registradas, ultrapassando 40% no qual (Cenário 3, à 20A). Observou-se, neste caso, que o erro é proporcional à quantidade de corrente inserida, não havendo qualquer relação matemática que descreve o comportamento do erro em relação à corrente injetada ou em relação à distância entre o medidor e as barras de inserção das fontes. Estes erros podem estar associados aos altos valores de corrente injetada (resultado do somatório de todas das correntes injetadas simultaneamente na análise do cenário 3), que, possivelmente, prejudicaram o método de varredura utilizado no estimador de estado.

#### AGRADECIMENTOS

Esta pesquisa foi financiada pelo Conselho Nacional de Desenvolvimento Científico e Tecnológico (CNPq).

#### REFERÊNCIAS

- [1] ROCHA, E. P. Algoritmo para um estimador de estado trifásico linear baseado no método de soma de correntes aplicado às redes de distribuição de energia elétrica. 2020. 107f. Tese (Doutorado em Engenharia Elétrica e de Computação) - Centro de Tecnologia, Universidade Federal do Rio Grande do Norte, Natal, 2020.
- [2] FLÓREZ, H. A. R. Desenvolvimento de um estimador de estado para sistemas de distribuição de energia elétrica desbalanceados. 2013. 116 f. Tese (Doutorado) - Curso de Faculdade de Engenharia Elétrica, Unesp, Ilha Solteira, 2013.
- [3] BARAN, M. E.; KELLEY, A. W. A branch-current-based state estimation method for distribution systems. *IEEE Transactions On Power Systems*, Raleigh, v. 10, n. 1, p.483-491, fev. 1995.
- [4] WANG, H.; SCHULZ, N. A revised branch current-based distribution system state estimation algorithm and meter placement impact. *IEEE Transactions on Power Systems*, v. 19, n. 1, p. 207 – 213. Fev. 2004.
- [5] CROW, M. L. *Computational Methods for Electric Power Systems*. 2. ed. Boca Raton: CRC Press, 2010. 304 p
- [6] ALMEIDA, M. A. D. Um Algoritmo para Estimção de Estado em Alimentadores de Distribuição de Energia Elétrica com base no Método da Soma de Potências. Tese (Doutorado) — Universidade Federal do Rio Grande do Norte, 2003.
- [7] FRANÇA, R. V. Estimador de estado trifásico para sistemas de distribuição. 2010. 113 f. Dissertação (Mestrado) - Programa de Pós-graduação em Engenharia Elétrica e Computação, UFRN, Natal, 2010.