

## Estudo de Convergência de Fluxo de Potência em Função da Modelagem Volt-Var<sup>\*</sup>

Miguel F. M. Sampaio P.<sup>\*</sup> Julio A. D. Massignan<sup>\*\*</sup>  
Vitor H. P. de Melo<sup>\*</sup> Benvindo R. Pereira<sup>\*</sup>  
João Bosco A. London Jr.<sup>\*</sup>

<sup>\*</sup> Departamento de Engenharia Elétrica e de Computação, Escola de Engenharia de São Carlos, Universidade de São Paulo, São Carlos, São Paulo, Brasil (e-mails: miguel.sampaio@usp.br, vitorhpmelo@usp.br, brpjunior@usp.br, jbalj@sc.usp.br)

<sup>\*\*</sup> Siemens AG, Grid Software, Curitiba, Brasil (e-mail: juliomassignan@gmail.com)

---

**Abstract:** The smart inverter function Volt-Var (VV) was proposed to mitigate one of the major impacts caused by distributed generation in Distribution Systems (DSs), overvoltage. Therefore, the operation and planning of the new DSs require robust VV modeling in the load flow calculation. In this context, this work presents a comparative study of the convergence process of the load flow calculation, considering two different VV models in the literature: the model used in the OpenDSS software and one based on the linearization of the QV curve. Simulation results in the IEEE 4 and 34 nodes test feeders expose the relevance of the relationship between the VV and QV curves and the scale factor in the convergence process and find that the OpenDSS model has a lower computational cost, however with a lower efficiency. Finally, possible improvements are proposed.

**Resumo:** A função de inversor inteligente Volt-Var (VV) foi proposta para mitigar um dos principais impactos causados pela geração distribuída nos Sistemas de Distribuição (SDs), a sobretensão. Dessa forma, a operação e o planejamento dos novos SDs exigem uma modelagem adequada da função VV no cálculo de fluxo de potência. Nesse contexto, este trabalho apresenta um estudo comparativo do processo de convergência do cálculo de fluxo de potência, considerando duas modelagens distintas da função VV na literatura: a modelagem utilizada no software OpenDSS e uma baseada na linearização da curva QV. Resultados de simulações nos alimentadores de teste IEEE de 4 e 34 nós expõem a relevância da relação entre as curvas VV e QV e do fator de escala no processo de convergência, e demonstram que a modelagem do OpenDSS possui um custo computacional menor, porém com uma eficiência menor. Por fim, são propostos possíveis aprimoramentos.

*Keywords:* Volt-var; Load flow; Convergence; Voltage regulation; Smart inverter; Distributed generation; Distribution system.

*Palavras-chaves:* Volt-var; Fluxo de potência; Convergência; Controle de tensão; Inversor inteligente; Geração distribuída; Sistema de distribuição.

---

### 1. INTRODUÇÃO

A partir da primeira década deste século os Sistemas de Distribuição (SDs) vêm passando por mudanças de paradigmas, em especial devido à crescente penetração de geração distribuída (Walling et al., 2008). No Brasil, destaca-se a expansão da Geração Distribuída Fotovoltaica (GDFV), podendo desempenhar papel relevante na matriz energética brasileira (EPE, 2020). O crescimento de GDFV passa a sujeitar as redes elétricas a diferentes impactos técnicos, por exemplo: sobretensão, sobrecarregamento, redução da vida útil de reguladores de tensão e problemas na parametrização da proteção (Walling et al., 2008; Tolmasquim et al., 2019). Portanto, os SDs necessitam

alterar seu papel passivo para ativo a fim de prevenir e corrigir esses impactos, o que requer aprimoramentos no sistema de controle e monitoramento (Ghadi et al., 2019).

Visando mitigar esses impactos, foram propostas funções de inversores inteligentes para serem executadas pela própria GDFV, as quais possuem propósitos como regulação de tensão, de potência ativa, de frequência, entre outros (Seal, 2016). Ao atenuar os impactos, elas possibilitam uma maior penetração de GDFV (Procopiu et al., 2020; Zhao et al., 2018; Eftekharnjad et al., 2013). Entre essas funções, a Volt-Var (VV) destaca-se para a regulação de tensão (Smith et al., 2011; Padullaparti et al., 2016). Dessa forma, estudos considerando-a serão cada vez mais frequentes, principalmente estudos de fluxo de potência (Smith, 2017).

---

<sup>\*</sup> Este trabalho recebeu apoio financeiro do CNPq (processo nº 314439/2021-8) e CAPES.

Tradicionalmente, a GDFV é modelada com valores de potência constantes (barra PQ) ou com tensão terminal constante (barra PV) (Massignan et al., 2015), porém essas modelagens não são adequadas para as funções de inversores inteligentes. Apesar de existirem trabalhos sobre modelagem dos sistemas fotovoltaicos no fluxo de potência (Juarez et al., 2018; Castro et al., 2020; Wang et al., 2008; Kamh and Iravani, 2012), poucos incluem a função de inversor inteligente VV (Smith et al., 2011; Sarmiento et al., 2018). Ademais, dado a participação do EPRI (*Electric Power Research Institute*) no desenvolvimento das funções de inversores inteligentes (Seal, 2016) e do software OpenDSS (OpenDSS, 2022), a modelagem VV empregada no OpenDSS é referência e bastante utilizada (Gao et al., 2017; Radatz et al., 2019; Procopiou et al., 2020).

Dessa forma, este trabalho propõe uma análise e comparação do processo de convergência e da robustez numérica do fluxo de potência trifásico utilizando as modelagens da VV do software OpenDSS e a proposta em (Sarmiento et al., 2018). A escolha dessas modelagens deve-se ao fato de elas utilizarem métodos distintos para obter o ponto de operação, apesar de ambas empregarem a abordagem de ajustes alternados. Em função dos métodos adotados, a primeira modelagem é denominada Direto Fator de Escala (DFE) e a segunda Linearização curva QV (LQV). Para a análise comparativa, os alimentadores de teste IEEE de 4 e 34 nós modificados serão utilizados, e os seguintes aspectos relacionados ao GDFV e à VV serão analisados: número de GDFV com VV; configuração do GDFV (capacidade do inversor e potência gerada); e configuração da curva VV.

O resto deste trabalho é organizado da seguinte forma. A seção 2 expõe a fundamentação teórica necessária para o estudo. As duas modelagens a serem comparadas são apresentadas na seção 3. A sistemática de avaliação da comparação é encontrada na seção 4, e os resultados obtidos são apresentados na seção 5. Por fim, a seção 6 discorre sobre as conclusões.

## 2. FUNDAMENTAÇÃO TEÓRICA

### 2.1 Fluxo de Potência

O problema de fluxo de potência (ou fluxo de carga) em uma rede de energia elétrica consiste na obtenção das condições de operação (tensões complexas nas barras e fluxos de potência nas linhas e transformadores) em função da sua topologia e dos níveis de demanda e geração de potência. Dentre os métodos mais utilizados para cálculo de fluxo de potência, destacam-se o método Newton-Raphson e Varredura Direta Inversa (VDI). Este último foi desenvolvido com base na característica radial de operação dos SDs, visando prevenir problemas de convergência encontrados na utilização do método de Newton-Raphson em SDs (Kersting, 2018).

O VDI consiste em um método iterativo de duas varreduras, conforme apresentado a seguir. E o processo converge quando o passo de tensão (varredura direta) for menor que determinada tolerância.

- Varredura direta: atualiza as tensões nodais, partindo da subestação, através do cálculo de queda de tensão nos ramos;

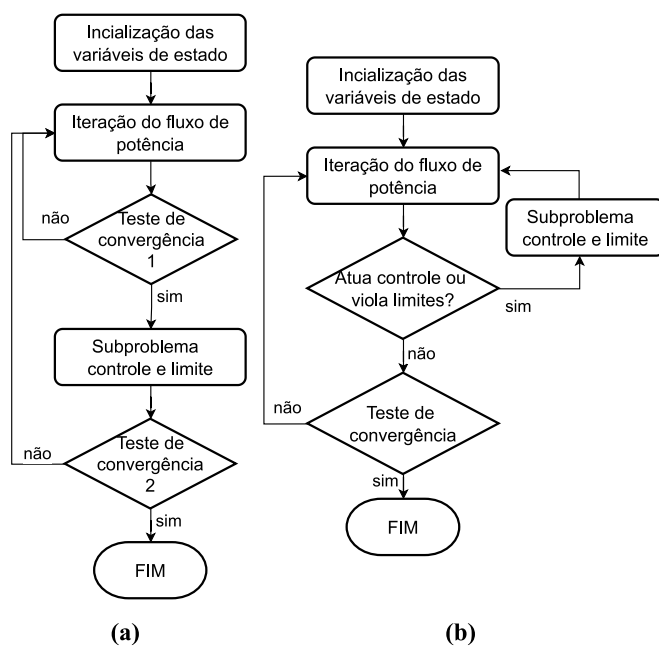


Figura 1. Fluxograma da abordagem de ajustes alternados à nível de convergência (a) e à nível de iteração (b).

- Varredura inversa: calcula os fluxos de corrente ou potência nos ramos, com base nas injeções nodais das cargas e geradores, realizado do final do alimentador até a subestação;

### 2.2 Controles e Limites no Cálculo de Fluxo de Potência

A modelagem e inclusão dos controles e limites no cálculo de fluxo de potência é essencial para obter o estado de operação da rede elétrica o mais próximo possível do estado real (Monticelli, 1983).

Uma das abordagens para inclusão de controles e limites é a ajustes alternados, a qual consiste na resolução de um subproblema desacoplado do problema principal de fluxo de potência, podendo ser implementado à nível de convergência (Figura 1a), à nível de iteração (Figura 1b) ou um meio termo, após uma solução parcial. Outra abordagem é a unificada, na qual o problema principal é modificado através da extensão ou da alteração de equações e variáveis de estado a fim de incluir os controles e limites.

### 2.3 Controle Volt-Var

A função de inversor inteligente VV exerce a regulação de tensão através do controle da potência reativa, baseado em uma função linear por partes dependente da tensão monitorada (1). Ou seja, VV é um controle autônomo e local. Por padrão, a curva VV é definida por 4 pontos, conforme ilustrado na Figura 2.

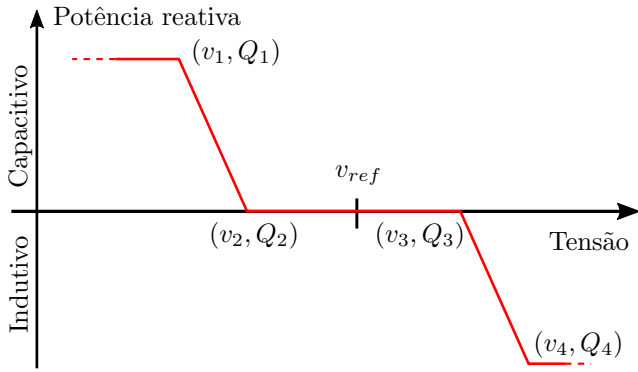


Figura 2. Exemplo da curva VV.

$$Q_g = \begin{cases} Q_1 & \text{se } v \leq v_1 \\ Q_1 + \frac{Q_2 - Q_1}{v_2 - v_1}(v - v_1) & \text{se } v_1 < v \leq v_2 \\ 0 & \text{se } v_2 < v \leq v_3 \\ Q_4 + \frac{Q_4 - Q_3}{v_4 - v_3}(v - v_4) & \text{se } v_3 < v \leq v_4 \\ Q_4 & \text{se } v_4 < v \end{cases} \quad (1)$$

A regulação de tensão da função VV tem como objetivo manter a tensão monitorada dentro da banda-morta ( $v_2-v_3$ ). Caso a tensão fique abaixo de  $v_2$ , é injetado potência reativa, isto é, potência reativa capacitiva, a fim de elevar a tensão. E caso a tensão fique acima de  $v_3$ , absorve-se potência reativa, isto é, potência reativa indutiva, a fim de reduzir a tensão.

Os valores de potência reativa definidos no eixo Y da curva VV podem ser em relação à potência reativa disponível ( $Q_{disp}$ ), dada por (2), ou a um valor específico (por exemplo, a capacidade nominal do inversor). O modo de operação em que a geração de potência ativa é priorizada, em detrimento da potência reativa sugerida pela curva VV, é denominado prioridade watt. Assim, caso a potência aparente sugerida ultrapasse a capacidade nominal do inversor ( $S_{nom}$ ), a potência ativa é priorizada em detrimento da potência reativa desejada (Seal, 2016).

$$Q_{disp} = \sqrt{S_{nom}^2 - P_g^2} \quad (2)$$

Deve-se destacar, entretanto, que a função VV possui uma eficiência reduzida em SDs dada a sua regulação de tensão por injeção/absorção de potência reativa, isto em função do baixo valor da relação reatância/resistência dessas redes. Além disso, sua atuação em casos de sobretensão pode acarretar em sobrecarregamento ou violação do fator de potência, pois a absorção de potência reativa soma-se às cargas indutivas presentes na rede (Procopiou et al., 2020).

### 3. MODELAGENS VOLT-VAR EM FLUXO DE POTÊNCIA

#### 3.1 Direto Fator de Escala

A modelagem DFE é utilizada no software OpenDSS (OpenDSS, 2022), que é um dos principais softwares disponíveis para cálculo de fluxo de potência trifásico em SD.

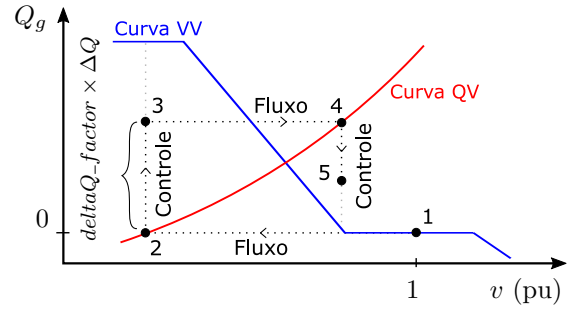


Figura 3. Exemplo ilustrativo da modelagem DFE, onde  $\Delta Q$  representa o passo de potência reativa desejado pelo VV.

Visando a praticidade, o software OpenDSS emprega a abordagem ajustes alternados à nível de convergência para inclusão de controles não diretos, os quais necessitam de resultados do fluxo de potência.

A função VV executada pela GDFV é modelada por dois elementos, *PVSystem* e *InvControl*, cada um representa um processo no fluxo de potência. O primeiro processo visa a obtenção da injeção de potência trifásica e é executado no problema principal de fluxo de potência. Enquanto o segundo processo determina um novo valor de potência reativa desejada, quando necessário, sendo executado no subproblema do laço de controle.

Para o segundo processo é necessário a amostragem da tensão monitorada do resultado do fluxo de potência. Por padrão, a tensão monitorada é a média das tensões fase-neutro na barra terminal. Através da tensão monitorada, um primeiro valor da potência reativa desejada pelo VV pode ser obtida de forma direta, por meio da consulta à curva VV. Por fim, o passo de potência reativa é multiplicado por um fator de escala (*deltaQ\_factor*) a fim de evitar problemas de convergência. O teste de convergência do laço de controle verifica se o passo da tensão monitorada e o passo de potência reativa são menores que a tolerância. Mais detalhes podem ser obtidos em (Radatz et al., 2020a; Smith et al., 2011; Smith, 2017).

O fator de escala possui elevada influência na robustez e velocidade de convergência dessa modelagem. Dessa forma, ele deve ser definido de forma adequada para evitar problemas de convergência. O OpenDSS dispõe de um algoritmo interno que atualiza o fator de escala a cada iteração do controle, baseado nos passos da tensão monitorada (OpenDSS, 2022). Esse algoritmo é responsável por aprimorar tanto a robustez numérica quanto a velocidade de convergência, possibilitando simulações com elevada penetração de GDFV executando funções de inversores inteligentes (Radatz et al., 2020b). A modelagem DFE utilizando fator de escala unitário será denominada método direto.

A Figura 3 apresenta um exemplo ilustrativo, destacando os pontos encontrados nas duas primeiras iterações de controle e o fator de escala. Na primeira iteração de controle, o fluxo de potência altera o ponto de operação de 1 para 2. Em seguida, o controle atualiza para o ponto 3. Na segunda iteração de controle, o fluxo atualiza para o ponto 4 e o controle para o ponto 5. Esse processo continua até que as condições de convergência sejam cumpridas.

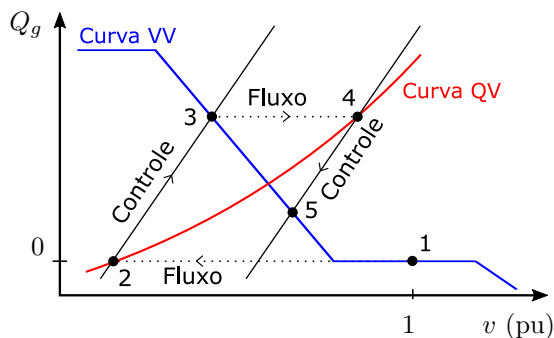


Figura 4. Exemplo ilustrativo da modelagem LQV.

### 3.2 Linearização Curva QV

Sarmiento et al. (2018) apresentam uma nova modelagem da VV em fluxo de potência, a modelagem LQV, a qual encontra o ponto de operação através da linearização da curva QV. Assim como a DFE, também utiliza a abordagem de ajustes alternados à nível de convergência. Essa modelagem foi motivada, principalmente, por problemas de convergência encontrados no método direto.

A modelagem LQV faz uso da matriz de sensibilidade, apresentada em (Cheng and Shirmohainmadi, 1995), e da suposição de a tensão monitorada ser aproximadamente igual a 1 pu, para determinar uma relação linear entre a injeção de potência reativa e tensão monitorada. Dado a linearização, detecta-se a seção de reta da curva VV que a linearização intercepta, e, por fim, encontra uma resposta aproximada do ponto de operação (interseção da curva VV e a linearização da curva QV) através de semelhança de triângulos. Esse processo é repetido até a convergência do processo iterativo, de acordo com o critério de passo de tensão.

A Figura 4 ilustra a modelagem, apresentando os pontos encontrados nas duas primeiras iterações de controle. O ponto 2 indica o resultado do fluxo de potência na primeira iteração de controle, o qual é atualizado para o ponto 3 no laço de controle. Na segunda iteração de controle, o fluxo de potência atualiza para o ponto 4, e o controle para o ponto 5. Esse processo continua até que a condição de convergência seja cumprida.

## 4. SISTEMÁTICA DE AVALIAÇÃO

Conforme ressaltado, este trabalho visa analisar o processo de convergência de duas modelagens da função VV previamente apresentadas, as modelagens DFE e LQV. Para tal, essas modelagens foram implementadas em fluxo de potência VDI trifásico, a fim de que as implementações diferenciem-se apenas no subproblema dos controles e limites.

Em um primeiro momento, as duas implementações foram validadas através do software OpenDSS. Os valores obtidos para as variáveis controladas ( $v_{mon}$ ) e de controle ( $Q_g$ ) apresentaram erros percentuais máximos menores que 1% em diversos casos testes. Assim, verifica-se que ambas as modelagens convergem para o mesmo ponto. Ademais, o número de iterações de controle da implementação DFE também foi validado, obtendo uma diferença máxima de 1

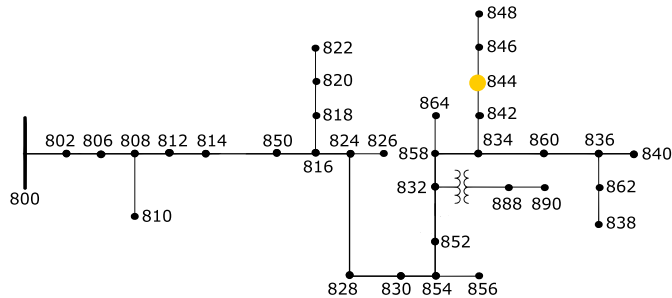


Figura 5. Esquemático do alimentador de teste IEEE 34 nós (IEEE, 2022).

Tabela 1. Parâmetros da curva VV utilizados, baseado no padrão IEEE1547-2018.

	$v_i$ (pu)	$Q_i$ (% $Q_{disp}$ )
P1	0,92	100 (cap.)
P2	0,98	0
P3	1,02	0
P4	1.08	100 (ind.)

iteração em relação ao software OpenDSS. A partir desse ponto, o uso das siglas DFE e LQV apenas referirão às implementações, a fim de evitar ambiguidade.

Quanto aos testes de simulação, foram utilizados os alimentadores de teste IEEE de 4 e 34 nós modificados (IEEE, 2022). Os seguintes parâmetros relacionados à modelagem da VV foram analisados:  $n^o$  de GDFV com VV; capacidade do inversor ( $S_{nom}$ ); potência ativa gerada ( $P_g$ ); e configuração da curva VV. Para isso, conjuntos de barras trifásicas do IEEE de 34 nós, com exceção da subestação, foram definidos aleatoriamente para serem utilizados nas duas implementações. Adicionalmente, os seguintes casos foram criados no IEEE de 34 nós, todos com prioridade watt:

- **Caso base:** GDFV com VV na barra 844 (Figura 5) com as seguintes características:  $S_{nom} = 5.130 \text{ kVA}$  (10 vezes a carga trifásica pontual na barra),  $P_{nom} = P_{g,3\phi} = 4.258 \text{ kW}$  (120% de sobrecarga), e curva VV apresentada na tabela 1;
- **Caso A:** caso base, com alteração de  $S_{nom}$  para  $154 \text{ kVA}$  (30% da carga trifásica pontual na barra) e mantendo 120% de sobrecarga ( $P_{nom} = P_{g,3\phi} = 127,7 \text{ kW}$ );
- **Caso B:** caso base, com alteração de  $P_{g,3\phi}$  para  $2.980,5 \text{ kW}$  (70% de  $P_{nom}$ );
- **Caso C:** caso base, alterando os pontos  $v_1$  e  $v_4$  para 0,96 e 1,04 pu, respectivamente;
- **Caso D:** caso base, com alteração de  $S_{nom}$  para  $10.000 \text{ kVA}$ , mantendo o mesmo  $P_{nom}$  e  $P_{g,3\phi}$ .

O estudo de convergência proposto emprega as seguintes métricas: número total de iterações de fluxo de potência; número de iterações do laço de controle; tempo de execução; curvas de convergência do erro no laço interno e da tensão monitorada no laço de controle; e gráficos ilustrativos das 2 primeiras iterações de controle, como os apresentados nas Figuras 3 e 4.

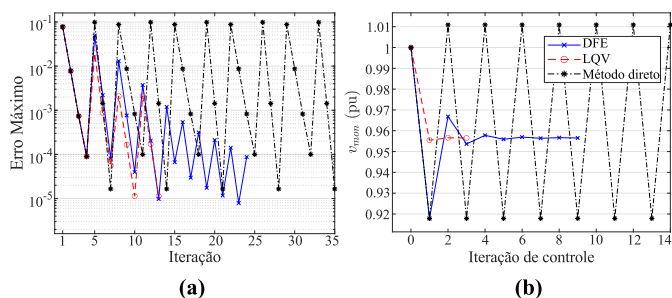


Figura 6. Curvas de convergência para o alimentador de teste do IEEE de 4 nós. (a) a curva de convergência do erro máximo no laço de fluxo de potência, e (b) a curva de convergência da tensão monitorada no laço de controle.

## 5. RESULTADOS DE SIMULAÇÃO

Nesta seção são apresentados os resultados obtidos para o estudo de convergência. Primeiramente, o alimentador de teste IEEE de 4 nós modificado é utilizado para evidenciar o processo de convergência de ambas as modelagens e a importância do fator de escala utilizado na modelagem DFE. Em seguida, resultados obtidos com alimentador de teste IEEE de 34 nós modificado (desconsiderando os reguladores de tensão), com os casos definidos na seção anterior, demonstram os efeitos dos parâmetros analisados.

As implementações foram realizadas em MATLAB, e as simulações executadas em um computador com processador Core i5-1135G 2,4 GHz e 8 GB de RAM. Os parâmetros empregados nas simulações foram 100 e 80 para o limite de iterações do laço de fluxo de potência e do laço de controle, respectivamente, e  $1e-4$  pu para tolerância de ambos os laços. A potência base trifásica definida é 1.000 kVA.

### 5.1 Exemplo Ilustrativo

A título de exemplificar o funcionamento das duas modelagens estudadas, foi utilizado uma versão modificada do alimentador de teste IEEE de 4 nós balanceado *step-down* estrela aterrado-estrela aterrado. Um GDFV com VV foi incluído na barra 4 com as seguintes características:  $S_{nom} = 6.177$  kVA;  $P_{nom} = P_{g,3\phi} = 5.400$  kW; configuração VV de acordo com tabela 1; e prioridade watt.

A Figura 6 apresenta as curvas de convergência do erro máximo (6a) e da tensão monitorada (6b) para ambas implementações, assim como o problema de convergência do método direto (fator de escala unitário). A Figura 6a demonstra o funcionamento da abordagem de ajustes alternados, o qual aumenta o erro máximo, ou seja, retira a convergência monotônica do fluxo de potência, a cada alteração da variável de controle. Da Figura 6b, destaca-se a distinção entre modelagens dos processos de convergência da variável controlada, sendo a LQV mais suave. Para esse caso, foram necessários 25 iterações de fluxo de potência em 10 iterações de controle para a DFE, e 13 iterações de fluxo de potência em 4 iterações de controle para a LQV.

A importância do fator de escala é evidenciada pelo problema de convergência encontrado no método direto. Esse problema consiste em um laço infinito entre dois resultados, conforme apresentado na Figura 6b. A Figura 7

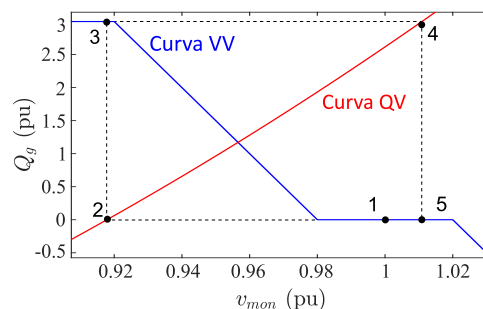


Figura 7. Gráfico ilustrativo do método direto considerando o alimentador de teste IEEE de 4 nós, demonstrando o problema de não convergência.

mostra o gráfico ilustrativo desse caso, analisando-o: partindo do *flat start* (ponto 1), encontra-se novamente uma potência reativa injetada nula (ponto 5), dessa forma a terceira iteração de controle resultará no ponto 3 novamente. Portanto, a definição inadequada do fator de escala pode resultar na não convergência.

Essa não convergência é similar a não convergência causada pelo conflito entre controles (Radatz et al., 2020b), porém num sistema com apenas um controle. Dentro do processo de convergência de apenas um controle observa-se o conflito entre iterações sucessivas.

### 5.2 Estudo de Convergência

Esta segunda etapa de simulação foca na análise dos efeitos dos parâmetros relacionados à VV. Para isso foi utilizado o alimentador de teste IEEE de 34 nós modificado (reguladores de tensão desconsiderados) e os casos apresentados na seção anterior.

Primeiramente, a Figura 8 apresenta a análise para o parâmetro número de GDFV com VV. Para isso foi utilizado os quatro conjuntos de barras trifásicas definidos aleatoriamente (1, 5, 15 e 25 GDFVs) e o caso sem GDFV (IEEE34 padrão). Todas as GDFV possuem a mesma configuração:  $S_{nom} = 30$  kVA;  $P_{nom} = P_{g,3\phi} = 24$  kW; e curva VV dada pela Tabela 1, porém sem a banda morta ( $v_2 = v_3 = 1,00$  pu), a fim de haver ações de controle em todas as iterações. A métrica de tempo de execução foi obtida através da média de 10 simulações, e o tempo por iter. ctrl representa o tempo médio de execução para uma iteração de controle.

Visto que ambas implementações convergem para o mesmo resultado, porém por métodos diferentes, podemos concluir que a DFE possui um custo computacional menor. Pois, seus tempos por iter. ctrl são menores. Entretanto, percebe-se também que a LQV aparenta ser mais eficiente, em razão de requisitar menos iterações de controle. Simulações com sistemas maiores são necessárias para consolidar essa conclusão.

Adicionalmente, destaca-se que o tempo por iter. ctrl é maior no caso sem GDFV, porque a primeira iteração de controle possui um maior tempo de execução, por partir do *flat start*.

Antes da análise dos outros parâmetros, é importante esclarecer os efeitos de cada parâmetro. A variação da capacidade do inversor em conjunto com a potência ativa gerada (caso A) resulta no deslocamento da curva QV e



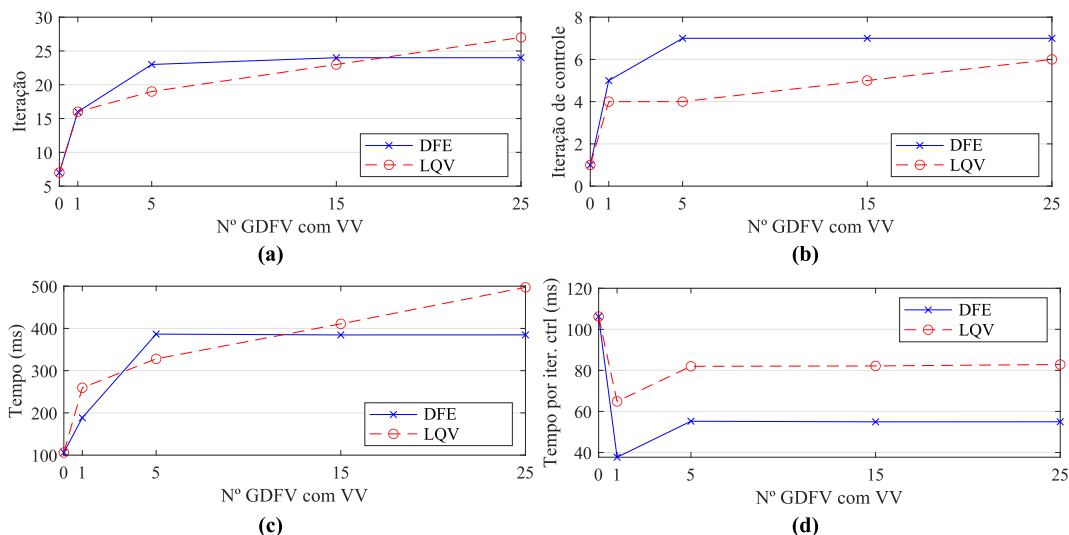


Figura 8. Análise da variável número de GDFV com VV, sendo o tempo dado pela média de 10 simulações. (a) Iterações, (b) Iterações de controle, (c) tempo, e (d) tempo médio da iteração de controle.

Tabela 2. Resultados das simulações no alimentador de teste IEEE de 34 nós para diferentes casos.

	Caso Base			
	DFE		LQV	
Iter.	59		70	
Iter. Ctrl	11		7	
	Caso A		Caso B	
	DFE	LQV	DFE	LQV
Iter.	19	22	56	51
Iter. Ctrl	6	5	12	7
	Caso C		Caso D	
	DFE	LQV	DFE	LQV
Iter.	67	64	-	68
Iter. Ctrl	14	6	-	6

amplia os limites de potência reativa da curva VV. Quando apenas a capacidade do inversor é modificada (caso D), somente a curva VV é afetada. A mudança unicamente da potência ativa gerada (caso B) altera tanto a curva QV, quanto a curva VV, devido o eixo Y da curva VV ser em relação à potência reativa disponível. Por fim, a alteração da configuração da curva VV (caso C) muda os intervalos das seções de reta da curva VV.

A Tabela 2 apresenta os resultados da análise dos outros parâmetros. Destaca-se que para todos os casos, exceto o caso D, a LQV obteve um menor número de iterações de controle, o que vai ao encontro da conclusão anterior de que a LQV possui uma eficiência maior para encontrar o ponto de operação.

A relação entre a curva VV e QV é um fator importante para o processo de convergência de ambas as modelagens. A Figura 9 apresenta os gráficos ilustrativo do caso base e do caso A, os quais possuem relações das curvas VV e QV distintas. Enquanto no caso base as inclinações de ambas são similares, no caso A a curva QV se aproxima a uma reta perpendicular ao eixo  $x$ . Em ambas as implementações, o esforço computacional para o caso base é maior do que para o caso A, conforme apresentado na Tabela 2. Como o caso A representa uma GDFV de pequeno porte, podemos concluir que o processo de convergência de ambas

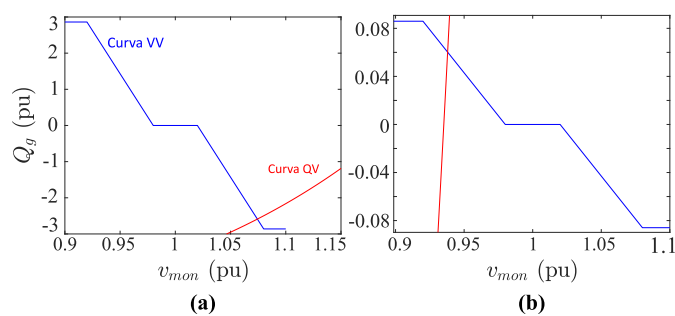


Figura 9. Gráficos ilustrativos do caso base (a) e do caso A (b).

as modelagens é mais simples para GDFV de pequeno porte.

A DFE não convergiu para o caso D, tanto a implementação realizada neste trabalho quanto o software OpenDSS. A razão é o passo significativo de potência reativa na primeira iteração de controle, de 0 pu para 4,524 pu indutivo. Nessa região da curva QV, o fluxo de potência não é capaz de convergir. Entretanto, a linearização da LQV impede esse passo significativo e assim alcança a convergência. É importante salientar que o caso D é um caso extremo, criado com a finalidade de testar os limites de convergência das modelagens.

## 6. CONCLUSÕES

Este trabalho apresentou um estudo de convergência comparativo de duas modelagens da função de inversor inteligente VV em fluxo de potência trifásico. Foram analisados o número de iterações totais, número de iterações do laço de controle, assim como o efeito da relação entre as curvas VV e QV no processo de convergência, em casos com diferentes parâmetros relacionados à modelagem.

A importância desse estudo reside na necessidade de modelagens robustas numericamente das funções de inversores inteligentes para a operação e planejamento dos novos SDs ativos. À medida que novos elementos de controle são

empregados, cresce a necessidade de métodos precisos e robustos para representá-los. Nesse sentido, esse trabalho serve para apontar limitações encontradas em situações críticas e possíveis aprimoramentos.

Os resultados encontrados demonstraram que o método para encontrar o ponto de operação da modelagem LQV é mais complexo do que o da modelagem DFE, com maior custo computacional, pois demanda um tempo de execução por iteração de controle maior. Entretanto, a LQV possui uma eficiência superior, nos casos testados, visto que requer menos iterações de controle. Em síntese, ambas as modelagens convergem para o mesmo ponto de operação, porém através de métodos diferentes com processos de convergência distintos.

Além disso, destaca-se a importância da relação entre as curvas VV e QV para ambas modelagens e do fator de escala para a modelagem DFE no processo de convergência, sendo decisivos até para a convergência ou não do fluxo de potência.

Ressaltam-se os seguintes possíveis aprimoramentos: (i) definição do limite do passo de potência reativa; (ii) estudo de linearizações da curva QV dependente do ponto de operação atual; e, em casos de não convergência, (iii) a busca por valor inicial de potência reativa mais próximo do final. Quanto a trabalhos futuros, simulações em alimentadores de teste maiores e a análise de outros parâmetros relacionados à rede possibilitarão ampliar a abrangência do estudo. Assim como, testar a inclusão das modelagens pela abordagem de ajustes alternados à nível de iteração.

## REFERÊNCIAS

- Castro, L.M., Rodríguez-Rodríguez, J.R., and Martin-del Campo, C. (2020). Modelling of PV systems as distributed energy resources for steady-state power flow studies. *International Journal of Electrical Power and Energy Systems*, 115(August 2019), 105505. doi:10.1016/j.ijepes.2019.105505.
- Cheng, C.S. and Shirmohainmadi, D. (1995). A three-phase power flow method for real-time distribution system analysis. *IEEE Transactions on Power Systems*, 10(2), 671–679. doi:10.1109/59.387902.
- Eftekharnjad, S., Vittal, V., Heydt, G.T., Keel, B., and Loehr, J. (2013). Impact of increased penetration of photovoltaic generation on power systems. *IEEE Transactions on Power Systems*, 28(2), 893–901. doi:10.1109/TPWRS.2012.2216294.
- EPE (2020). Caderno Micro e Minigeração Distribuída & Baterias - PDE 2030. Technical report, EPE. URL <https://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-490/topico-522/CadernoMMGDBaterias-PDE2030Rev.pdf>.
- Gao, D.W., Muljadi, E., Tian, T., and Miller, M. (2017). Software Comparison for Renewable Energy Deployment in a Distribution Network. Technical report, NREL. URL <https://www.nrel.gov/docs/fy17osti/64228.pdf>.
- Ghadi, M.J., Ghavidel, S., Rajabi, A., Azizivahed, A., Li, L., and Zhang, J. (2019). A review on economic and technical operation of active distribution systems. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 104(January), 38–53. doi:10.1016/j.rser.2019.01.010.
- IEEE (2022). IEEE PES Test Feeder. URL <https://cmte.ieee.org/pes-testfeeders/resources/>.
- Juarez, R.T., Fuerte-Esquivel, C.R., Espinosa-Juarez, E., and Sandoval, U. (2018). Steady-State Model of Grid-Connected Photovoltaic Generation for Power Flow Analysis. *IEEE Transactions on Power Systems*, 33(5), 5727–5737. doi:10.1109/TPWRS.2018.2817585.
- Kamh, M.Z. and Iravani, R. (2012). Steady-state model and power-flow analysis of single-phase electronically coupled distributed energy resources. *IEEE Transactions on Power Delivery*, 27(1), 131–139. doi:10.1109/TPWRD.2011.2172640.
- Kersting, W.H. (2018). *Distribution System Modeling and Analysis*. CRC Press, Boca Raton, 4 edition.
- Massignan, J.A.D., Vieira, J.C.M., Camillo, M.H.M., and London Jr, J.B.A. (2015). Impacto de Geradores Distribuídos na Qualidade de Tensão de Redes de Distribuição Trifásicas e Desbalanceadas. In *CLAGTEE*.
- Monticelli, A.J. (1983). *Fluxos de carga em redes de energia elétrica*. Edgar Blucher, São Paulo.
- OpenDSS (2022). Software Open Distribution System Simulator. URL <https://sourceforge.net/projects/electricdss/>.
- Padullaparti, H.V., Nguyen, Q., and Santoso, S. (2016). Advances in volt-var control approaches in utility distribution systems. *IEEE PES General Meeting*. doi:10.1109/PESGM.2016.7741366.
- Procopiou, A.T., Petrou, K., and Ochoa, L.N. (2020). Advanced Planning of PV-Rich Distribution Networks - Deliverable 3: Traditional Solutions. Technical Report February, University of Melbourne.
- Radatz, P., Rocha, C., Rylander, M., Smith, J., and Kagan, N. (2019). Distribution Impacts using a Mix of Smart Inverter Functions on a High Penetration PV feeder. *ISGT Latin America*. doi:10.1109/ISGT-LA.2019.8895286.
- Radatz, P., Rocha, C., Sunderman, W., Rylander, M., and Peppanen, J. (2020a). OpenDSS PVSystem and InvControl Element Models. Technical report, EPRI. URL <https://sourceforge.net/projects/electricdss/files/>.
- Radatz, P., Rocha, C.H., Peppanen, J., and Rylander, M. (2020b). Advances in OpenDSS smart inverter modelling for quasi-static time-series simulations. In *CIREC Berlin*. doi:10.1049/oap-cired.2021.0319.
- Sarmiento, J.E., Carreno, E.M., and Zambroni de Souza, A.C. (2018). Modeling inverters with volt-var functions in grid-connected mode and droop control method in islanded mode. *Electric Power Systems Research*, 155, 265–273. doi:10.1016/j.epsr.2017.10.020.
- Seal, B. (2016). Common Functions for Smart Inverters v4. Technical report, EPRI.
- Smith, J. (2017). Modeling High-Penetration PV for Distribution Interconnection Studies: Smart Inverter Function Modeling in OpenDSS, Rev. 3. Technical report, EPRI.
- Smith, J.W., Sunderman, W., Dugan, R., and Seal, B. (2011). Smart inverter volt/var control functions for high penetration of PV on distribution systems. In *PSCE*. doi:10.1109/PSCE.2011.5772598.

- Tolmasquim, M., Moszkowicz, M., Falcão, D., Ramos, D., Delgado, M., Moszkowicz, M., Rêgo, L., and Huayllas, T. (2019). *Recursos Energéticos Distribuídos e Suas Potencialidades*. Synergia, Rio de Janeiro.
- Walling, R.A., Saint, R., Dugan, R.C., Burke, J., and Kojovic, L.A. (2008). Summary of distributed resources impact on power delivery systems. *IEEE Transactions on Power Delivery*, 23(3), 1636–1644. doi:10.1109/TPWRD.2007.909115.
- Wang, Y.B., Wu, C.S., Liao, H., and Xu, H.H. (2008). Steady-state model and power flow analysis of grid-connected photovoltaic power system. *Proceedings of the IEEE International Conference on Industrial Technology*. doi:10.1109/ICIT.2008.4608553.
- Zhao, X., Chang, L., Shao, R., and Spence, K. (2018). Power System Support Functions Provided by Smart Inverters—A Review. *CPSS Transactions on Power Electronics and Applications*, 3(1), 25–35. doi:10.24295/cpsstpea.2018.00003.