

# MODELAGEM MATEMÁTICA PARA AUXÍLIO NA REGULAÇÃO DE TENSÃO NA PRESENÇA DE GERADORES DISTRIBUÍDOS

DANIEL F. LIMA, JOSÉ C. M. VIEIRA

*Laboratório de Sistemas de Energia Elétrica, Depto. de Engenharia Elétrica e de Computação, Escola de Engenharia de São Carlos (EESC), Universidade de São Paulo (USP)  
Av. Trabalhador São-Carlense, 400, São Carlos, SP, Brasil, CEP 13566-590  
E-mails: daniel.ferreira.lima@usp.br, jose.vieira@ieee.org*

**Abstract**— In Brazil and in other countries, distributed generators are being connected to the distribution system. These generators, mainly photovoltaic and wind power, have their installed power reduced compared to the installed capacity of traditional generation, however the proliferation of these generators associated with the difficulty in predicting their intermittent generation profiles can result in voltage variations throughout the distribution systems, which are difficult to mitigate. In scenarios with greater participation of distributed generators, it may be necessary to use specific voltage regulation strategies that consider the presence of these generators. Among these strategies, several of them require meters to be used, but due to the high cost of using these meters and also considering the great extension of the distribution systems, it is desirable to study techniques that reduce the voltage variations that do not need the wide use of meters. The objective of this paper is to present a mathematical formulation that helps in the planning of the parameters of voltage regulators considering the voltage variation caused by the intermittent profile of photovoltaic and wind generators, thus allowing the voltage regulation without the need to make major changes in the topology of the distribution systems.

**Keywords**— Distributed generators, voltage variation, distribution system, meters, voltage regulator.

**Resumo**— No Brasil e em outros países, geradores distribuídos estão sendo conectados ao sistema de distribuição. Esses geradores, principalmente os fotovoltaicos e eólicos, possuem potência instalada reduzida em comparação com a potência instalada da geração tradicional, porém a proliferação desses geradores associada à dificuldade em prever os seus perfis intermitentes de geração pode resultar em variações de tensões ao longo do sistema que são difíceis de serem mitigadas. Em cenários com maior participação de geradores distribuídos, pode ser necessário o uso de estratégias de regulação de tensão específicas que considerem a presença desses geradores. Entre essas estratégias, diversas delas necessitam de medidores para serem empregadas, porém devido ao alto custo da utilização desses medidores e também considerando a grande extensão dos sistemas de distribuição, é desejável o estudo de técnicas que reduzam as variações de tensão que não necessitem do amplo uso de medidores. Este trabalho tem como objetivo apresentar uma formulação matemática que auxilie no planejamento dos parâmetros de reguladores de tensão considerando a variação de tensão causada pelo perfil intermitente de geradores fotovoltaicos e eólicos, permitindo assim a regulação da tensão sem a necessidade de fazer grandes mudanças na topologia dos sistemas de distribuição.

**Palavras-chave**— Geradores distribuídos, variação de tensão, sistema de distribuição, medidores, regulador de tensão.

## 1 Introdução

No Brasil, a geração distribuída (GD) de pequeno porte, com potência instalada menor ou igual a 5 MW, começou a ser regularizada e incentivada em Abril de 2012 com a Resolução Normativa 482 (ANEEL 2016), que estabeleceu as condições gerais para o acesso desses geradores aos sistemas de distribuição de energia elétrica. Em Maio de 2017, 99% dessas novas conexões foram de fonte solar fotovoltaica (ANEEL 2017), as quais representavam 70% da potência instalada. A segunda fonte com maior potência instalada é a eólica, representando 9%. Essas duas fontes possuem seus perfis de geração intermitentes, podendo apresentar grandes variações em curtos espaços de tempo na energia gerada. Dentre as unidades conectadas, 72% delas possuem potência instalada inferior a 5 kW, sendo esses geradores tipicamente conectados em unidades consumidoras com perfil de consumo residencial. Observa-se então, que estão sendo conectados pequenos geradores com perfil de carga intermitente em sistemas de distribuição de média e, principalmente, baixa tensão.

Essa tendência de serem adicionados geradores distribuídos de pequeno porte em sistemas de distribuição também é observada em outros países (von

Appen et al. 2013; Kroposki et al. 2017; Zhang et al. 2017; Agüero et al. 2017; Ipakchi & Albuyeh 2009; Sherick & Yinger 2017). Um exemplo notável é a Alemanha, pois os seus painéis fotovoltaicos já chegaram a contribuir com 40% da demanda energética do país, sendo que em alguns sistemas de baixa tensão a potência instalada dos painéis fotovoltaicos pode exceder em dez vezes a demanda máxima desses sistemas (von Appen et al. 2013).

Por causa do perfil de geração intermitente de algumas fontes de energia renováveis (eólica e solar) ou da atuação da proteção anti-ilhamento após a ocorrência de faltas temporárias ou outras perturbações no sistema (Trindade et al. 2013), é esperada a possibilidade de ocorrerem variações repentinas de tensão em sistemas que possuam uma grande participação desses tipos de fontes de energia (Trindade et al. 2017; Dalmau et al. 2015). A adição de GD em sistemas de distribuição provoca um aumento da tensão no ponto de acoplamento comum em que as fontes geradoras estão conectadas (Masters 2002). Como esse aumento de tensão pode afetar a operação dos sistemas de distribuição, estratégias para mitigar possíveis problemas causados por essas variações de tensão estão sendo um tema recente de pesquisas. Em (Yang & Yu 2017), foram definidas regiões no sistema de distribuição para coordenar o uso de vários

dispositivos reguladores de tensão com a presença de GD. Um método de controle coordenado em (Muttaqi et al. 2015) foi proposto para permitir que a GD regule a tensão no sistema de distribuição e ainda minimizar a operação dos elementos de regulação de tensão, como reguladores de tensão e bancos de capacitores. Utilizando a potência reativa de fontes eólicas e o controle dos reguladores de tensão, em (Salih & Chen 2016) foi proposto um método de controle de tensão coordenado. Um método *online* foi proposto em (Rallage 2016) para controlar a tensão considerando os diferentes elementos reguladores de tensão e a possível entrada e saída da GD.

Considerando que o regulador de tensão tem como objetivo regular a tensão para mudanças lentas e graduais da demanda, não sendo adequado para variações repentinas, devido ao seu elevado tempo de resposta (da ordem de dezenas de segundos a minutos) (Trindade et al. 2013; Trindade et al. 2015), essas variações não são corrigidas rapidamente, afetando diretamente os consumidores. Este trabalho tem como objetivo propor uma modelagem matemática que permita, por meio de um método de otimização, ajustar o ponto de operação dos reguladores de tensão para que, mesmo nas rápidas mudanças de tensão que a GD pode causar, os níveis de tensão sejam mantidos em valores aceitáveis.

A seção seguinte contém o equacionamento das variações de tensão causada pela GD em sistemas de distribuição. Na seção 3, será explicada a metodologia proposta. A seção 4 apresentará o caso de estudo utilizado para validar a metodologia proposta e a seção 5 apresentará os resultados obtidos. Por fim, as conclusões obtidas neste trabalho estão na seção 6.

## 2 Variações de Tensão Causada pela Geração Distribuída

Esse trabalho tem como objetivo apresentar uma modelagem matemática que auxilie na pesquisa de soluções para mitigar as variações de tensão causadas pela GD, considerando diversos tipos de geradores com perfis de geração distintos. Sendo assim, é necessária a formulação matemática dessas variações, que será resumidamente apresentada nesta seção. Na Figura 1, é possível observar uma representação de um sistema de distribuição com a presença da GD. Outras cargas e ramais podem estar presentes, mas como o objetivo dessa formulação é demonstrar a influência apenas da GD, esses elementos não precisam ser representados neste momento. Nessa representação, há a presença de um regulador de tensão entre o ponto de acoplamento comum em que a GD está conectada e a subestação, com uma linha conectando esses dois elementos. Possíveis cargas a jusante do gerador podem ser representadas por apenas uma carga concentrada no ponto de acoplamento comum.

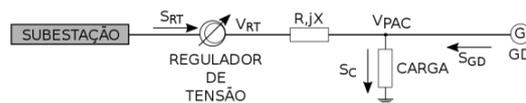


Figura 1. Influência da conexão da GD na tensão em regime permanente.

A variação de tensão que ocorre no ponto de acoplamento comum ( $\Delta V_{PAC}$ ), em função apenas da influência da potência excedente da GD é igual à diferença no valor da magnitude da tensão do ponto de acoplamento comum ( $V_{PAC}$ ) e da tensão no secundário do regulador de tensão ( $V_{RT}$ ). Essa diferença pode ser calculada apenas com a magnitude, pois a diferença angular entre as tensões nodais nas redes de distribuição é pequena (Pukhrem et al. 2017). A variação de tensão causada apenas pela GD pode ser representada por:

$$\Delta V_{PAC} = V_{PAC} - V_{RT} \approx \frac{R \cdot P_{GD} + X \cdot Q_{GD}}{V_{PAC}} \quad (1)$$

sendo ela influenciada pela potência ativa e reativa injetada ( $P_{GD}$  e  $Q_{GD}$ , respectivamente), pela resistência ( $R$ ) da linha e sua reatância ( $X$ ) (Masters 2002). Tipicamente, a resistência da linha e a potência ativa injetada pela GD têm influência acentuada na variação de tensão.

A variação de tensão mais crítica ocorre quando a potência gerada é superior à demanda do ponto de acoplamento comum e das cargas localizadas a jusante do mesmo. Nesse cenário, a potência não consumida será exportada para as cargas localizadas a montante do gerador e a tensão irá variar de acordo com a equação (1). Para tal, tipicamente a tensão do ponto de acoplamento deve elevar-se, sendo possível atingir um valor de tensão superior ao valor na saída da subestação ou no secundário do regulador de tensão, caso esteja presente no sistema. Essa elevação pode ser rápida, devido às características dos perfis de geração de alguns tipos de GD. O regulador de tensão é lento, pois seu propósito é regular mudanças graduais na tensão, então ele não atua para essas variações rápidas na tensão, as quais afetam diretamente os consumidores.

## 3 A Metodologia Proposta

O método utilizado neste trabalho consiste em modelar a regulação de tensão como um problema de otimização. Diversas técnicas para obter uma solução poderiam ter sido utilizadas, porém foi optado pelo Algoritmo Genético Compacto (Harik et al. 1999) devido a sua simples implementação, a possibilidade de utilizá-lo em diferentes tipos de modelagem matemática e o menor esforço computacional em comparação com o Algoritmo Genético tradicional, pois são gerados menos indivíduos ( $i$ ) durante o processo de busca da melhor solução.

O Algoritmo Genético Compacto difere do Algoritmo Genético convencional na criação da sua população. É usado um vetor de probabilidade que conduz a criação dos novos indivíduos. O vetor contém a probabilidade de cada *bit* dos novos indivíduos serem “0” ou “1”. No início, cada *bit* tem 50% de probabilidade de assumir qualquer valor, porém o algoritmo ajusta o vetor de probabilidade e essa proporção é alterada. Em cada iteração o algoritmo gera alguns poucos indivíduos e os compara entre si. O melhor indivíduo é escolhido analisando o valor da sua função objetivo e então o vetor de probabilidades é ajustado por uma taxa de aprendizagem para o vetor se assemelhar mais com o melhor indivíduo do que com os outros indivíduos gerados.

Neste trabalho, os indivíduos são gerados para representarem a tensão de referência de cada regulador de tensão, que é a tensão desejada que o regulador mantenha em sua barra. Nessa formulação, foram considerados dois patamares de potência injetada pelos geradores, variando a potência injetada entre 100% e 0% em relação à potência instalada, porém, outros valores podem ser utilizados. Com esses dois patamares, o método abrangerá a maior variação de potência injetada possível pelos geradores. Se essas variações de potência injetada não causarem violações de tensão, variações menores também não causarão. A modelagem matemática foi realizada como um problema de minimização, sendo criadas funções ( $f_{100\%}(i)$  e  $f_{0\%}(i)$ ) que quando somadas e ponderadas por seus respectivos pesos ( $\omega_{100\%}$  e  $\omega_{0\%}$ ) resultavam na função objetivo do problema, como pode ser observado pela equação (2):

$$f_{obj}(i) = \omega_{100\%} \cdot f_{100\%}(i) + \omega_{0\%} \cdot f_{0\%}(i). \quad (2)$$

Para representar violações de tensões no sistema, foi criada a função  $f_{100\%}(i)$ , que quantifica as violações de tensão que estão ocorrendo no sistema para cada indivíduo gerado pelo método enquanto a GD gera 100% de sua potência instalada. Ela é calculada analisando as tensões eficazes de cada fase ( $F$ ) de todas as barras ( $B$ ) do sistema de distribuição em todos os pontos ( $t$ ) da curva de carga. Sua formulação é dada por (3):

$$f_{100\%}(i) = \sum_{t=1}^{t_{\max}} \sum_{F=1}^{F_{\max}} \sum_{B=1}^{B_{\max}} g_{100\%}^{i,t,F,B} \quad (3)$$

em que  $t_{\max}$  é o número total de pontos da curva de carga,  $F_{\max}$  é o número total de fases em cada barra e  $B_{\max}$  é a quantidade total de barras do SD. A função  $g_{100\%}^{i,t,F,B}$  tem como objetivo analisar as tensões eficazes e fornecer um valor numérico proporcional às violações de tensão que ocorrem em cada barra, fase e ponto da curva de carga. São utilizados limites inferiores ( $L_{\min}$ ) e superiores ( $L_{\max}$ ) de tensão para analisar se está ocorrendo uma violação de tensão. Se

a tensão  $V_{100\%}^{i,t,F,B}$  é inferior ao limite mínimo de tensão para o sistema ( $V_{100\%}^{i,t,F,B} < L_{\min}$ ), então a função  $g_{100\%}^{i,t,F,B}$  é calculada por (4):

$$g_{100\%}^{i,t,F,B} = L_{\min} - V_{100\%}^{i,t,F,B}. \quad (4)$$

Se a tensão  $V_{100\%}^{i,t,F,B}$  for superior ao limite máximo de tensão ( $V_{100\%}^{i,t,F,B} > L_{\max}$ ), a função  $g_{100\%}^{i,t,F,B}$  é calculada por

$$g_{100\%}^{i,t,F,B} = V_{100\%}^{i,t,F,B} - L_{\max}. \quad (5)$$

Quando a tensão está dentro da faixa esperada ( $L_{\min} \leq V_{100\%}^{i,t,F,B} \leq L_{\max}$ ) a função  $g_{100\%}^{i,t,F,B}$  retorna valor nulo.

A função  $f_{0\%}(i)$  quantifica as violações de tensão que ocorrem ao longo do sistema sem a GD gerar energia, representando assim o pior cenário possível de variação na potência gerada pela GD. Sua formulação é apresentada por (6):

$$f_{0\%}(i) = \sum_{t=1}^{t_{\max}} \sum_{F=1}^{F_{\max}} \sum_{B=1}^{B_{\max}} g_{0\%}^{i,t,F,B} \quad (6)$$

sendo ela semelhante à função  $f_{100\%}(i)$ . A função  $g_{0\%}^{i,t,F,B}$  auxilia avaliando as tensões eficazes, seguindo as mesmas regras que a função  $g_{100\%}^{i,t,F,B}$ , porém é utilizada a tensão  $V_{0\%}^{i,t,F,B}$ , que é obtida quando o sistema opera sem injeção de potência ativa ou reativa pela GD presente no sistema. Se a tensão  $V_{0\%}^{i,t,F,B}$  for inferior ao limite de tensão escolhido ( $V_{0\%}^{i,t,F,B} < L_{\min}$ ), a função  $g_{0\%}^{i,t,F,B}$  é calculada por (7):

$$g_{0\%}^{i,t,F,B} = L_{\min} - V_{0\%}^{i,t,F,B}. \quad (7)$$

Se a tensão  $V_{0\%}^{i,t,F,B}$  for superior ao limite máximo, então  $g_{0\%}^{i,t,F,B}$  é calculada por (8):

$$g_{0\%}^{i,t,F,B} = V_{0\%}^{i,t,F,B} - L_{\max}. \quad (8)$$

Quando não há violação de tensão, ela se encontra entre os limites máximos e mínimos ( $L_{\min} \leq V_{0\%}^{i,t,F,B} \leq L_{\max}$ ) e a função  $g_{0\%}^{i,t,F,B}$  retorna valor nulo.

#### 4 Caso de Estudo

O sistema de distribuição utilizado neste trabalho foi o IEEE 34 barras (IEEE PES Distribution System Analysis Subcommittee's Distribution Test Feeder Working Group 1992), que é um modelo

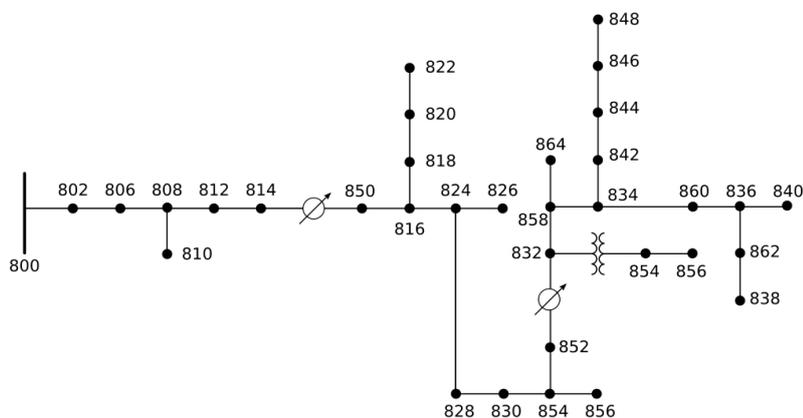


Figura 2. Topologia do sistema de distribuição *IEEE* 34 barras.

baseado em um sistema real, com tensão nominal de 24,9 kV. A topologia do sistema pode ser observada na Figura 2. O sistema é longo, sendo que alguns trechos são de linha monofásica. As cargas do sistema são desbalanceadas e demandam pouca potência. A regulação de tensão é realizada com dois reguladores de tensão trifásicos (localizados nas barras 814 e 852) e dois bancos de capacitores fixos (um banco de 300 kvar localizando na barra 844 e outro de 450 kvar localizado na barra 848). A largura de banda dos reguladores foi mantida nos valores originais do sistema (0,02 p.u.). Todas as cargas foram modeladas como potência constante, pois este é o tipo de carga que mais influencia na regulação de tensão. Um trecho de linha de 4,16 kV com apenas uma carga foi removido e a sua carga foi realocada para a barra que dava origem à este trecho de menor tensão.

Com o objetivo de demandar mais da regulação de tensão, a carga localizada na barra 840 foi aumentada de 27 kW e 21 kvar para 270 kW e 131 kvar. Foram adicionados geradores distribuídos nas barras 840 (400 kW e 131,5 kvar), 844 (300 kW e 98,6 kvar) e 848 (300 kW e 98,6 kvar), que foram modelados como injeções de potência constante ao longo do dia para representarem qualquer tipo de GD possível. O fator de potência escolhido (0,95) aumenta o desafio na regulação de tensão, pois causa maior variação na tensão devido à injeção de potência reativa em comparação com geradores operando com fator de potência unitário. Os valores de potência instalada da GD foram escolhidos para o sistema operar o mais próximo possível do limite operacional da regulação de tensão, sem que haja mudança na topologia do sistema. Foram considerados dois cenários de geração: um em que a geração opera em 100% da potência instalada e outro em que ela opera em 80%. O transformador localizado na subestação (barra 800) foi considerado equipado com comutador de *taps* sob carga, permitindo assim maior flexibilidade na regulação de tensão do sistema em diferentes perfis de consumo. No pico de consumo, a potência demandada pelas cargas é de 2333 kW e a 421 kvar. Para simular a operação do sistema por um período de um dia típico, foi utilizada uma curva de carga que representa o consumo típico de cargas brasileiras (Jardini et al. 2000). O perfil residencial com 24 pontos foi utilizado na maioria das cargas do sistema, sendo que algumas cargas foram escolhidas ao acaso para terem perfis comercial ou industrial, representando assim de maneira mais ampla um sistema típico de distribuição em operação. Como limite de tensão superior e inferior, foram adotados

os limites presentes no módulo 8 do PRODIST (ANEEL 2018). Foram considerados dois cenários: um em que a tensão no sistema é classificada como “adequada” (entre 0,93 p.u. e 1,05 p.u.) e outro que permita a operação classificada como “precária” (entre 0,90 p.u. e 0,93 p.u.). Considerando os dois valores de geração (80% e 100% da potência instalada de cada gerador) e os dois limites de tensão (“adequada e “precária”), serão considerados neste trabalho quatro diferentes cenários para o método.

No algoritmo utilizado, são criados 15 indivíduos por iteração. Cada indivíduo contém cinco valores de tensão de referência para os reguladores de tensão. Os reguladores que têm seus valores otimizados pelo algoritmo são: um regulador trifásico na barra 800, três reguladores monofásicos (um para cada fase) na barra 814 e um regulador de tensão trifásico na barra 852. Os valores de tensão de referência foram discretizados com 14 *bits*. Foram utilizados quatro critérios de parada para o algoritmo: quando uma solução ótima é obtida (função objetivo com valor nulo, o menor valor possível), quando todos os elementos do vetor de probabilidades são superiores a 95% ou inferiores a 5%, quando durante 10 iterações consecutivas não há melhora de 5% na solução obtida e, por fim, quando o número máximo de iterações (1000) é atingido. Devido às características do Algoritmo Genético Compacto, é aconselhável executá-lo mais de uma vez para escolher a melhor solução obtida, então o algoritmo foi executado 10 vezes e a solução com menor valor da função objetivo foi escolhida.

## 5 Resultados

Na Tabela 1 e na Tabela 2 são apresentados os valores de tensão de referência obtidos para cada um dos reguladores de tensão, considerando os cenários em que a operação é classificada como “adequada” (Tabela 1) e como “precária” (Tabela 2). Em cada tabela, para cada limite de tensão, também foram variados a potência dos geradores (80% e 100% da potência instalada de cada gerador). Os valores de tensão de referência para os reguladores de tensão encontrados correspondem aos valores que devem ser utilizados durante todo o período de operação da carga de cada cenário considerado. Nas figuras a seguir (da Figura 3 a Figura 6), cada um dos quatro cenários é apresentado, sendo possível observar a tensão da fase A na barra 840, que foi escolhida como exemplo por possuir a maior potência instalada

de GD e o maior consumo de suas cargas em relação às outras cargas do sistema. Em cada uma dessas figuras, são apresentadas as curvas de tensão obtidas quando os geradores estão injetando 100% ou 80% de suas potências instaladas e também quando não estão injetando potência alguma (0% da potência instalada). Em cada figura, o mesmo valor de tensão de referência dos reguladores de tensão origina as duas curvas de tensão, pois representam os valores obtidos pelo método para cada um dos quatro cenários considerados.

Tabela 1. Valores de tensão de referência obtidos para os reguladores de tensão manter o sistema operando com a tensão classificada como “adequada”.

Pot. (%)	800 (p.u.)	814.A (p.u.)	814.B (p.u.)	814.C (p.u.)	852 (p.u.)
100	1,0163	1,0418	1,0387	1,0353	1,0441
80	0,9959	1,0356	1,0298	1,0360	1,0368

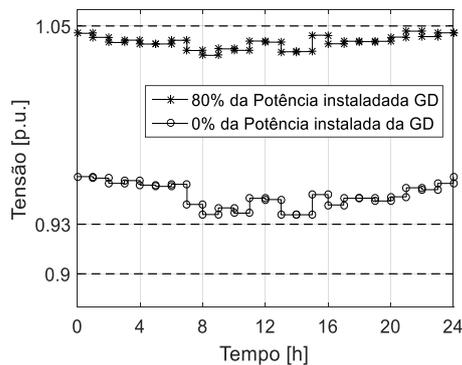


Figura 3. Tensão eficaz na fase A da barra 840, com geração de 80% da potência instalada da GD e limites de tensão para a operação do sistema ser classificada como “adequada”.

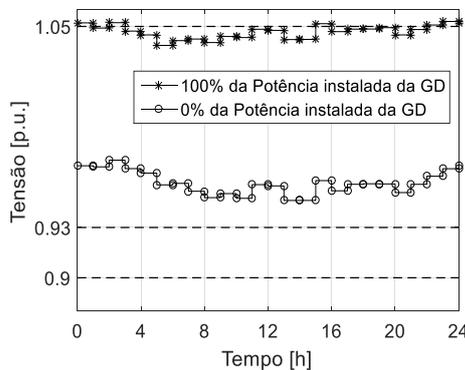


Figura 4. Tensão eficaz na fase A da barra 840, com geração de 100% da potência instalada da GD e limites de tensão para a operação do sistema ser classificada como “adequada”.

Com os limites de tensão escolhidos para o sistema operar com a tensão classificada como “adequada”, o método conseguiu encontrar valores de tensão de referência para os reguladores de tensão operarem com a GD em 80% da sua potência instalada, entretanto, para o caso em que a potência é de 100%, não foi encontrada uma solução que man-

tenha a tensão nos limites desejados. Isso já era esperado, pois as potências instaladas da GD neste caso foram escolhidas para causar uma variação de tensão que não permita a operação na faixa de tensão classificada como “adequada”. Esse cenário foi escolhido para demonstrar que quando não há solução possível, o método minimiza as violações de tensão. As soluções causam sobretensão em alguns instantes de baixo consumo com a geração em 100% da potência instalada ou causam subtensão quando a GD é desconectada nos períodos de demanda intensa. Neste caso, o método apenas minimizou essas violações de tensão.

Observa-se na Figura 3 que, para a potência da GD em 80%, as tensões estão dentro dos limites desejados, mesmo com as variações de carga ao longo do dia. Uma possível saída/entrada de toda a GD poderia alterar o valor da tensão eficaz, porém sem causar violações de tensão, pois a tensão permanecerá entre as duas curvas de tensão (entre a de 100% e a de 0% da potência injetada pelos geradores). Na Figura 4, para a potência da GD em 100%, observa-se que em alguns instantes ocorre sobretensão quando a GD está injetando toda sua potência. Essas sobretensões foram minimizadas pelo método.

Tabela 2. Valores de tensão de referência obtidos para os reguladores de tensão manter o sistema operando com a tensão classificada como “precária”.

Pot. (%)	800 (p.u.)	814.A (p.u.)	814.B (p.u.)	814.C (p.u.)	852 (p.u.)
100	0,9783	1,0266	1,0145	1,0256	1,0278
80	0,9890	1,0296	1,0304	1,0229	1,0242

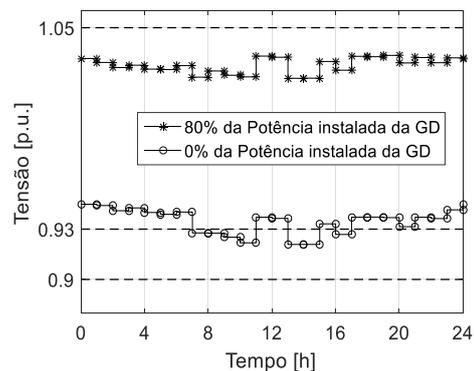


Figura 5. Tensão eficaz na fase A da barra 840, com geração de 80% da potência instalada da GD e limites de tensão para a operação do sistema ser classificada como “precária”.

Escolhendo limites de tensão que permitam a operação “precária” do sistema de distribuição, o algoritmo obteve valores de tensão de referência para os reguladores que evitam violações de tensão em ambos os casos com 100% e 80% da potência na GD. Mesmo com variação de 100% até 0% na potência injetada pela GD, a tensão foi mantida dentro dos limites desejados para a operação “precária, pois o limite inferior de tensão neste caso é menor que o da operação “adequada”, então foi possível encontrar

uma solução para o caso em que a GD varia sua potência em 100%.”. Os valores de tensão de referência são apresentados na Tabela 2. Nas Figuras 5 e 6, é possível observar que a tensão da fase A na barra 840 é mantida dentro dos limites estabelecidos para a operação ser classificada como “precária”.

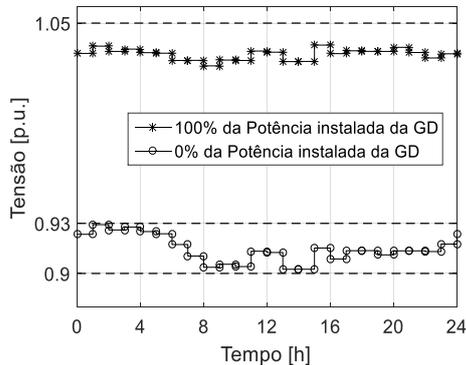


Figura 6. Tensão eficaz na fase A da barra 840, com geração de 100% da potência instalada da GD e limites de tensão para a operação do sistema ser classificada como “precária”.

## 7 Conclusão

Este artigo contribuiu com o desafio de regular a tensão em sistemas com expressiva presença de GD, apresentando uma modelagem matemática que auxiliou na busca de parâmetros dos reguladores de tensão. A modelagem pode considerar outros dispositivos reguladores de tensão, como banco de capacitores ou estratégias de regulação pela GD, pois ela avalia os níveis de tensão ao longo do sistema, não importando os elementos que atuam no sistema. Mesmo quando não há soluções capazes de eliminar as violações de tensão, a solução obtida foi capaz de minimizar essas violações.

Sistemas de distribuição com elevada participação de GD e reversão de fluxo de potência ainda são raros, porém se tornarão mais comuns nos próximos anos. A modelagem apresentada conseguiu auxiliar na regulação de tensão mesmo sem modificações na topologia do sistema de distribuição, que é provável que ocorra em sistemas com ampla participação de GD.

A metodologia considerou um cenário conservador em que toda a GD pode entrar e sair ao mesmo tempo, porém uma abordagem estatística poderá gerar resultados mais próximos da realidade da operação desse tipo de sistema. Deve-se também considerar que se a GD for eólica ou solar, ela terá um perfil de geração que não é constante ao longo do dia.

## Agradecimentos

O presente trabalho foi realizado com apoio do CNPq, Conselho Nacional de Desenvolvimento Científico e Tecnológico - Brasil e pela Fundação de

Amparo à Pesquisa do Estado de São Paulo (FAPESP), processo nº 2015/04147-1.

## Referências Bibliográficas

- Aguero, J.R. et al., 2017. Modernizing the Grid: Challenges and Opportunities for a Sustainable Future. *IEEE Power and Energy Magazine*, 15(3), pp.74–83. Available at: <http://ieeexplore.ieee.org/document/7900474/>.
- ANEEL, 2018. Módulo 8 - Qualidade da Energia Elétrica. *Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional – PRODIST*.
- ANEEL, 2017. *Nota Técnica nº 0056*,
- ANEEL, 2016. *Resolução Normativa nº 482*,
- von Appen, J. et al., 2013. Time in the Sun: The Challenge of High PV Penetration in the German Electric Grid. *IEEE Power and Energy Magazine*, 11(2), pp.55–64. Available at: <http://ieeexplore.ieee.org/document/6466545/>.
- Dalmau, A.R. et al., 2015. Decentralized voltage control coordination of on-load tap changer transformers, distributed generation units and flexible loads. In *2015 IEEE Innovative Smart Grid Technologies - Asia (ISGT ASIA)*. IEEE, pp. 1–6. Available at: <http://ieeexplore.ieee.org/document/7386966/>.
- Harik, G.R., Lobo, F.G. & Goldberg, D.E., 1999. The compact genetic algorithm. *IEEE Transactions on Evolutionary Computation*, 3(4), pp.287–297.
- IEEE PES Distribution System Analysis Subcommittee’s Distribution Test Feeder Working Group, 1992. 34-bus Feeder. Available at: <http://sites.ieee.org/pes-testfeeders/resources/> [Accessed March 27, 2018].
- Ipakchi, A. & Albuyeh, F., 2009. Grid of the future. *IEEE Power and Energy Magazine*, 7(2), pp.52–62. Available at: <http://ieeexplore.ieee.org/document/4787536/>.
- Jardini, J.A. et al., 2000. Daily load profiles for residential, commercial and industrial low voltage consumers. *IEEE Transactions on Power Delivery*, 15(1), pp.375–380. Available at: <http://ieeexplore.ieee.org/document/847276/>.
- Kroposki, B. et al., 2017. Achieving a 100% Renewable Grid: Operating Electric Power Systems with Extremely High Levels of Variable Renewable Energy. *IEEE Power and Energy Magazine*, 15(2), pp.61–73. Available at: <http://ieeexplore.ieee.org/document/7866938/>.
- Masters, C.L., 2002. Voltage rise: the big issue when connecting embedded generation to long 11 kV overhead lines. *Power Engineering Journal*, 16(1), p.5.
- Muttaqi, K.M. et al., 2015. A Coordinated Voltage

- Control Approach for Coordination of OLTC, Voltage Regulator, and DG to Regulate Voltage in a Distribution Feeder. *IEEE Transactions on Industry Applications*, 51(2), pp.1239–1248.
- Pukhrem, S. et al., 2017. Enhanced Network Voltage Management Techniques Under the Proliferation of Rooftop Solar PV Installation in Low-Voltage Distribution Network. *IEEE Journal of Emerging and Selected Topics in Power Electronics*, 5(2), pp.681–694. Available at: <http://ieeexplore.ieee.org/document/7775016/>.
- Rallage, D.R., 2016. Online coordinated voltage control in distribution systems subjected to structural changes and DG availability. *IEEE Transactions on Smart Grid*, 7(2), pp.580–591.
- Salih, S.N. & Chen, P., 2016. On Coordinated Control of OLTC and Reactive Power Compensation for Voltage Regulation in Distribution Systems With Wind Power. *IEEE Transactions on Power Systems*, 31(5), pp.4026–4035. Available at: <http://ieeexplore.ieee.org/document/7332982/>.
- Sherick, R. & Yinger, R., 2017. Modernizing the California Grid: Preparing for a Future with High Penetrations of Distributed Energy Resources. *IEEE Power and Energy Magazine*, 15(2), pp.20–28. Available at: <http://ieeexplore.ieee.org/document/7866943/>.
- Trindade, F.C.L. et al., 2017. Mitigation of Fast Voltage Variations During Cloud Transients in Distribution Systems With PV Solar Farms. *IEEE Transactions on Power Delivery*, 32(2), pp.921–932. Available at: <http://ieeexplore.ieee.org/lpdocs/epic03/wrapper.htm?arnumber=7465819>.
- Trindade, F.C.L., do Nascimento, K. V. & Vieira, J.C.M., 2013. Investigation on Voltage Sags Caused by DG Anti-Islanding Protection. *IEEE Transactions on Power Delivery*, 28(2), pp.972–980. Available at: <http://ieeexplore.ieee.org/lpdocs/epic03/wrapper.htm?arnumber=6420998>.
- Trindade, F.C.L., Vieira, J.C.M. & Freitas, W., 2015. Potential Solutions for Minimizing Voltage Sags Caused by DG Anti-Islanding Protection. *IEEE Transactions on Power Delivery*, 30(5), pp.2242–2251. Available at: <http://ieeexplore.ieee.org/document/7741070/>.
- Yang, T. & Yu, Y., 2017. Static Voltage Security Region-based Coordinated Voltage Control in Smart Distribution Grids. *IEEE Transactions on Smart Grid*, 31(3). Available at: <http://ieeexplore.ieee.org/document/7875143/>.
- Zhang, Y. et al., 2017. Grid-Level Application of Electrical Energy Storage: Example Use Cases in the United States and China. *IEEE Power and Energy Magazine*, 15(5), pp.51–58. Available at: <http://ieeexplore.ieee.org/document/8011515/>.