

## Método para obtenção de equivalentes de redes de distribuição com geração distribuída para simulações dinâmicas de sistemas de potência

Edson A. Abreu\*. Vinicius P. Suppioni\*  
Ahda. P. Grilo-Pavani\* Rodrigo A. Ramos\*\*

\* Centro de Engenharia, Modelagem e Ciências Sociais Aplicadas (CECS),  
Universidade Federal do ABC (UFABC), Santo André, SP 09210-580, Brazil (edson.abreu@ufabc.edu.br,  
vinicius.suppioni@ufabc.edu.br, ahda.pavani@ufabc.edu.br)

\*\*Departamento de Engenharia Elétrica e de Computação,  
Universidade de São Paulo, São Carlos, SP 13566-590 (rramos@usp.br)

---

**Abstract:** Traditionally, the dynamic response of distribution networks is modeled in stability simulations by an equivalent representing the load behavior. In networks with distributed generation (DG), it is common for generation to be represented as a negative load. However, with the significant increase of DG units, there is a need to represent these distribution systems considering the generation connected to them. This article presents a methodology for obtaining a dynamic equivalent of microgrids, which has models for representing static and dynamic loads and DG connected via converters and synchronous generators. The method is based on the gray-box approach, in which it is assumed an equivalent model composed of known physical components. Additionally, an advantage of this approach is the fact that the parameters of the equivalent model are calculated based on measurements taken at the point of common coupling (PCC) and, as a result, it is not necessary to know the parameters of the different components connected to the distribution system. The methodology is validated using computer simulations with a medium voltage test distribution network. The results confirm that the equivalent can be used to represent distribution systems with DG.

**Resumo:** Tradicionalmente, a resposta dinâmica das redes de distribuição é modelada em simulações de estabilidade por um equivalente representando apenas o comportamento da carga. Em redes com geração distribuída (GD), é comum que a geração seja representada com uma carga negativa. Porém, com o aumento expressivo da conexão de GD à rede, é necessário representar o comportamento dinâmico desses geradores nas simulações dinâmicas. Este artigo apresenta uma metodologia para obtenção de um equivalente dinâmico de microrredes, que conta com modelos para representação de cargas estáticas e dinâmicas e GD conectada via conversores e geradores síncronos. O método é baseado na abordagem gray-box, em que se assume um modelo equivalente composto de componentes físicos conhecidos. Adicionalmente, uma vantagem desta abordagem é o fato de os parâmetros do equivalente serem calculados a partir de medições realizadas no ponto de acoplamento e, como resultado, não é necessário o conhecimento dos valores dos parâmetros dos diferentes componentes conectados ao sistema de distribuição. A metodologia é validada utilizando simulações computacionais com uma rede de distribuição teste de média tensão. Os resultados confirmam que o equivalente pode ser utilizado para representação de sistemas de distribuição com GD.

**Keywords:** power system dynamic simulations, gray-box model; distribution system, equivalent.

**Palavras-chaves:** simulações dinâmicas de sistemas de potência, modelo gray-box; sistema de distribuição; equivalente.

---

### 1. INTRODUÇÃO

Hoje, os problemas de emissão e poluição ambiental e a necessidade de energia confiável e de alta qualidade tornam a geração distribuída (DG) uma solução atraente em sistemas de distribuição. Nos últimos anos, devido à penetração de DGs, os sistemas convencionais de distribuição passiva com fluxo de energia unidirecional foram transformados em redes

de distribuição ativas (ADNs) com fluxo de energia bidirecional (Zaker et al., 2019).

A crescente instalação de geração distribuída (GD) vem transformando as redes de distribuição de energia elétrica. Na verdade, eles incluem geração e muitos dispositivos com interface de inversor, que podem potencialmente influenciar as respostas dinâmicas a distúrbios externos (Conte et al., 2021).

A alta penetração de recursos energéticos renováveis distribuídos nos sistemas de energia mudou o comportamento dinâmico dessas redes. Esse comportamento pode afetar, inclusive, a rede de transmissão, como vem sendo discutido em diferentes trabalhos na literatura (Enayati et al. 2018) (Máslo, 2018). Com isso, é necessário representar de forma mais detalhada o sistema de distribuição em simulações dinâmicas de sistemas de transmissão.

Devido à extensão das redes de distribuição, representá-las de forma detalhada nas simulações do sistema de transmissão requer um elevado esforço computacional. Com isso, esforços vêm sendo realizados para o desenvolvimento de redes equivalentes para os sistemas de distribuição, que incluam o comportamento da GD conectada a ele. Para a obtenção de equivalentes de redes de distribuição com GD, as técnicas convencionais não são efetivas, pois são concebidas para redes com alta relação de X/R (reatância/resistência) dos alimentadores e com predominância de geração síncrona de grande porte (Resende, 2007). Outra questão importante é que no desenvolvimento desses sistemas equivalentes deve ser considerada a dificuldade de obtenção de dados de sistemas de distribuição, que são extensos e complexos. Além disso esta tarefa pode envolver a disponibilização de dados de diferentes concessionárias de distribuição, além do fato de que muitos parâmetros de geradores, especialmente dos controles das fontes interfaceadas por inversores, não são fornecidos pelos fabricantes (Zaker et al., 2019).

Em face dessas restrições, a teoria de identificação de sistemas não lineares vem sendo aplicada para a obtenção de equivalentes de redes de distribuição. Essa teoria permite duas abordagens diferentes para este problema, o black-box ou o gray-box, dependendo da quantidade de informação disponível associada à topologia do sistema. A abordagem black-box não assume um modelo pré-estabelecido, e não depende de informações acerca da arquitetura do sistema, sendo que técnicas tipicamente usadas para representar esses equivalentes são Redes Neurais Artificiais (RNAs) e Prony. Uma desvantagem dessa abordagem é que o equivalente do sistema não apresenta uma representação física, que é crítico especialmente quando se deseja representar o equivalente em programas de estabilidade eletromecânica com os elementos típicos disponíveis na biblioteca do software.

Nesse sentido, a abordagem Gray-box é interessante pois representa o equivalente por elementos conhecidos de modelos de redes elétricas, que podem ser facilmente integrados na solução das equações que representam a resposta dinâmica do sistema no software de simulação. A aplicação da técnica Gray-box baseia-se no conhecimento prévio de elementos que contribuem para a resposta dinâmica que se deseja representar. No caso das redes de distribuição, embora possa ser difícil de obter, por exemplo, a potência e localização exata de todos os geradores fotovoltaicos, a informação se a rede de distribuição possui este tipo de geração conectada é facilmente disponível.

Na técnica Gray-box, uma vez que a estrutura do equivalente é definida, é necessário estimar seus parâmetros. Para

obtenção desses parâmetros, podem ser utilizadas técnicas de estimação baseadas na comparação do comportamento do sistema equivalente com dados de medições do sistema. A estimativa dos parâmetros por esta abordagem não requer o conhecimento dos parâmetros da rede de distribuição, tais como parâmetros da rede e dos geradores. Entretanto, requer o uso de técnicas de otimização para a minimização do erro entre o sistema equivalente e as medições do sistema real.

Dessa forma, neste trabalho é apresentada a obtenção do equivalente de uma rede de distribuição ativa, isto é, com geração distribuída, considerando a abordagem Gray-box. O equivalente proposto é composto por um conversor, um gerador síncrono e um modelo de carga. Para estimar os parâmetros deste equivalente, são utilizados dados de tensão, potência ativa e reativa medidos no ponto de conexão comum (PCC) durante um distúrbio. A estimação dos parâmetros é realizada por um método de otimização que busca minimizar o erro entre as medições e a resposta da reprodução do distúrbio utilizando o sistema equivalente empregando a toolbox de identificação de sistemas do MatLab. Para isso, são necessárias as equações de espaço de estados como entrada para a ferramenta calcular os melhores parâmetros para representação da rede.

É possível encontrar outros trabalhos na literatura com propostas de obtenção de equivalentes de redes de distribuição (Chaspierre et al., 2018), (Chaspierre et al., 2020), (Conte et al., 2019), (Fulgêncio et al., 2020). Na maioria desses trabalhos, são utilizadas técnicas de inteligência artificial para estimação dos parâmetros do equivalente, essas técnicas necessitam de implementação e podem ter algumas especificidades para a resolução deste problema específico. Em Zali et al. (2013) é utilizada a toolbox de identificação de sistemas do MatLab para estimativa dos parâmetros. O uso dessa toolbox é uma vantagem para a estimação dos parâmetros por ser um pacote pronto, que atualmente é acessível às empresas do setor. Entretanto, no trabalho apresentado em Zali et al. (2013) é utilizado um equivalente composto pelo modelo de carga e de um gerador síncrono conectado via conversor. Este equivalente é bastante útil em sistemas com microturbinas, porém em sistemas com predominância de geração síncrona, geração fotovoltaica e elementos de armazenamento, um equivalente composto por geração síncrona e um conversor separados representa mais adequadamente a resposta dinâmica da rede.

Dessa forma, a contribuição deste trabalho consiste na apresentação das equações diferenciais e algébricas representadas no espaço de estados para que sejam inseridas na ferramenta de cálculo dos parâmetros. Além disso, é empregado um equivalente de redes de distribuição com uma composição mais adaptada a sistemas de distribuição com geração fotovoltaica e síncrona.

Além desta seção de introdução, a Seção 2 apresenta o modelo equivalente proposto para representar redes de distribuição ativas. A metodologia desenvolvida para estimação dos parâmetros é apresentada na Seção 3. Na

Seção 4 consta a validação da metodologia e as conclusões são descritas na Seção 5.

## 2. MODELO EQUIVALENTE

A tarefa de desenvolvimento de modelo dinâmico equivalente é, na verdade, um procedimento de identificação do sistema. Depois de escolher uma estrutura de modelo adequada, os dados registrados são usados para ajustar os parâmetros do modelo aos do sistema. Dependendo do nível assumido de conhecimento prévio da estrutura física do sistema, pode ser selecionada uma estrutura de modelo, sendo possível três tipos de abordagem, black-box, white-box e gray-box (Mat Zali; Milanovic, 2013).

Os modelos white-box exigem um alto nível de detalhamento do sistema, o que normalmente não está disponível, pois as redes de distribuição são muito extensas e a caracterização matemática completa dessas redes também representaria um maior esforço computacional. Já os modelos black-box podem ser interessantes devido à sua completa independência da necessidade de informações relevantes sobre a topologia do sistema, porém, essas soluções são, normalmente, elaboradas para uma configuração específica, não sendo capazes de representar uma ampla gama de configurações do sistema e estados operacionais (a menos que, de antemão, considerados no processo elaboração e obtenção dos parâmetros) (Fungêncio et al., 2019).

O modelo de gray-box é tipicamente desenvolvido usando uma estrutura previamente definida, baseada em um conhecimento mínimo da topologia do sistema, mas não necessariamente a composição exata do sistema, com parâmetros desconhecidos. Os parâmetros são então estimados de forma semelhante ao modelo black-box. Portanto, o modelo de gray-box é na verdade uma combinação do modelo white-box e black-box que permite mais flexibilidade na estimativa de parâmetros do que o modelo white-box e mais significado físico do modelo desenvolvido do que o modelo black-box (Zali et al., 2010).

Uma vez definido o modelo para representar o sistema, os parâmetros do modelo devem ser estimados. Uma pesquisa de modelos baseados na abordagem gray-box indica que não há métodos específicos para a estimativa dos parâmetros desses modelos, mas que usualmente são baseados em dados de medições, especialmente, quando o sistema é sujeito a distúrbios (Li et al., 2001).

Em função dos componentes típicos em uma rede de distribuição com GD, neste trabalho propõe-se a utilização do modelo apresentado na Figura 1. Este modelo é composto por uma carga, geração conectada via inversor e um gerador síncrono. A carga é representada por componentes estático e dinâmico, sendo a parte estática representada pelo modelo de carga ZIP e a parte dinâmica por um motor de indução. A geração conectada por inversor é representada pelo modelo fonte de tensão, ou em inglês *voltage source inverter*. Este modelo de controle é o mais usado na interface de unidades de geração e de baterias. O gerador síncrono e o motor de

indução serão representados pelos seus respectivos modelos de 3ª ordem. No equivalente, todos os componentes estão conectados em paralelo ao PCC e substituem o sistema de distribuição. O PCC, neste caso, representa o ponto de conexão do sistema de distribuição ao sistema de subtransmissão ou de transmissão. Essa representação mais completa da dinâmica dos sistemas de distribuição, considerando as respostas da geração conectada a ele, vem sendo mais importante uma vez que a penetração de GD vem aumentando a ponto de poder influenciar na resposta dinâmica da transmissão.

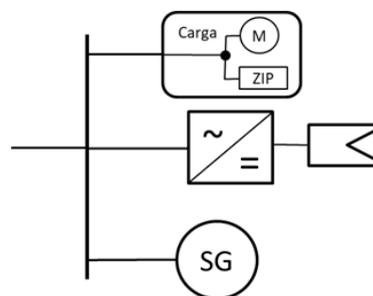


Figura 1 – Diagrama unifilar do sistema equivalente.

## 3. METODOLOGIA

Para a utilização do equivalente apresentado na seção anterior, os parâmetros devem ser definidos. Estes parâmetros devem ser calculados utilizando medições de potência ativa, reativa e tensão no PCC durante um distúrbio. O procedimento usual para modelos gray-box, e utilizado neste trabalho, para obtenção dos parâmetros do modelo equivalente é ilustrado na Figura 2.

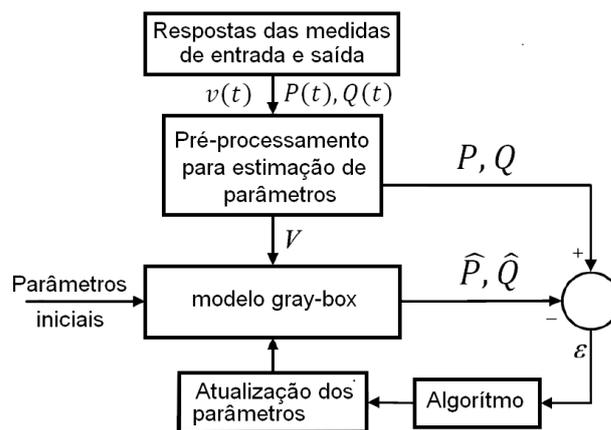


Figura 2 – Fluxograma para estimação dos parâmetros.

Como as informações utilizadas para o cálculo dos parâmetros são medições, é importante um pré-processamento com os dados originados das medições. Este pré-processamento é basicamente uma filtragem dos ruídos normalmente provenientes das medições. Para a primeira iteração do processo de estimação dos parâmetros, o equivalente do sistema é simulado utilizando parâmetros típicos dos componentes do equivalente. Nesta simulação, a tensão medida é utilizada como entrada para as equações do equivalente.

A resposta de potência ativa e reativa simulada,  $\hat{P}$  e  $\hat{Q}$ , utilizando o equivalente é comparada com a resposta de potência ativa e reativa medida, com o cálculo do erro,  $\varepsilon$ . Este erro é então utilizado em um algoritmo para gerar uma nova estimativa dos parâmetros a serem utilizados no equivalente. Este processo é repetido até que o erro atinja um valor mínimo ou então que o erro não seja reduzido com as iterações.

Neste trabalho, o procedimento de estimação dos parâmetros é realizado utilizando o System Identification Toolbox do MATLAB®. Esta ferramenta conta com um módulo de estimação de modelos gray-box, que também estima os coeficientes de modelos lineares e não-lineares de equações diferenciais no espaço de estados.

Assim, para a estimação dos coeficientes do modelo equivalente usando a toolbox gray-box do MatLab, são necessárias as equações no espaço de estados. Com essas equações e os dados de medições, os coeficientes são estimados através de um processo iterativo com o objetivo de minimizar o erro.

O processo de estimação de parâmetros é realizado em iterações sucessivas, utilizando a soma dos quadrados dos erros entre a resposta medida e a resposta do modelo equivalente. O processo iterativo segue até que o valor de ajuste obtido do modelo equivalente alcance um valor aceitável ou, caso isso não ocorra, deve ser revisto os valores iniciais dos parâmetros, pois o sistema não está convergindo.

Para este problema, é possível utilizar diferentes algoritmos de otimização para resolver problemas de mínimos quadrados não lineares, sendo eles: Região de Confiança, Gauss-Newton Levenberg-Marquard e variações desses.

O desempenho do modelo equivalente desenvolvido é avaliado pelo cálculo do valor de melhor ajuste. O valor de melhor ajuste é o valor percentual que mostra quão bem a saída do modelo simulado corresponde à saída medida, usada como referência. O valor é calculado usando como a se.

$$Ajuste = \left(1 - \frac{|y - \hat{y}|}{|y - \bar{y}|}\right) 100 \quad (1)$$

Conforme L. Ljung (2010),  $y$  é a saída medida,  $\hat{y}$  é a saída do modelo simulado e  $\bar{y}$  é a média de  $y$ . O Resultado de 100% corresponde a um ajuste perfeito, enquanto 0% indica que o ajuste não é melhor do que adivinhar a saída como uma constante ( $\hat{y} = \bar{y}$ ). A média de  $y$  é calculada internamente pelo software, uma vez que o valor de melhor ajuste é uma função embutida.

#### 4. EQUAÇÕES DO MODELO EQUIVALENTE

Para a inserção das equações na toolbox de identificação de sistemas do MatLab, as equações devem estar no formato de equações de estado. Nesta seção, são apresentadas as equações neste formato.

##### 4.1 Geração conectada por inversor

A geração conectada por inversor é representada pelo modelo apresentado na Figura 3. Como o modelo é destinado a

representar o comportamento desses geradores em distúrbios do sistema, e não durante mudanças de disponibilidade do recurso energético, o modelo é representado por um inversor conectado a uma fonte de corrente através do capacitor.

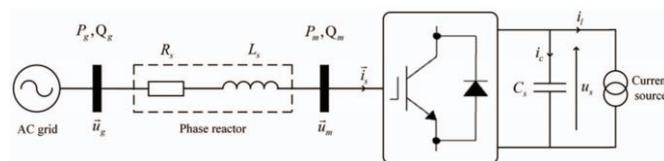


Figura 3 – Conversor ligado a uma fonte primária

Considerando um controle típico do inversor, um controle PI com o objetivo de manter a injeção de potência ativa e reativa injetada na rede elétrica, as correntes do inversor de eixo direto e quadratura,  $i_{sd}$  e  $i_{sq}$ , assim como a tensão sobre o capacitor,  $u_s$ , podem ser representadas por:

$$\frac{di_{sd}}{dt} = -\frac{R_s}{L_s} i_{sd} + \omega_s i_{sq} + \frac{1}{L_s} m_{dI} + \frac{1}{L_s} k_{pd} u_s^* - \frac{1}{L_s} k_{pd} u_s + \frac{1}{L_s} u_g \quad (2)$$

$$\frac{di_{sq}}{dt} = -\frac{(R_s + k_{pq})}{L_s} i_{sq} - \omega_s i_{sd} + \frac{1}{L_s} m_{qI} + \frac{1}{L_s} k_{pq} i_{sq}^* \quad (3)$$

$$\frac{du_s}{dt} = \frac{1}{C u_s} (P_g - P_{source}) = \frac{1}{C u_s} K_I \quad (4)$$

sendo  $R_s$ ,  $L_s$  a resistência e a indutância da impedância do filtro série indutivo;  $\omega_s$  a frequência angular da rede;  $m_{dI}$  e  $m_{qI}$  os índices de modulação de eixo direto e quadratura;  $u_g$  a tensão do ponto de conexão da rede;  $u_s^*$  tensão de referência do barramento de corrente contínua;  $i_{sq}^*$  corrente de eixo em quadratura de referência;  $P_g$  a potência de saída do inversor;  $P_{source}$  a potência fornecida pela fonte primária;  $k_{pq}$  a constante PI do controle de potência do inversor;  $C_s$  a capacitância do barramento de corrente contínua;  $K_I$  a constante PI de controle do barramento em corrente contínua.

A partir das equações (2)-(3) é possível definir as variáveis de estado por:  $x = [i_{sd} \ i_{sq} \ u_s \ m_d \ m_q]$ , sendo as entradas de estado dadas por  $u = [u_g \ u_s^* \ i_{sq}^*]$  e as saídas  $y = [P_g \ Q_g]$ , sendo  $P_g$  e  $Q_g$ , respectivamente, as potências ativa e reativa do inversor.

##### 4.2 Gerador Síncrono

Como descrito anterior, utiliza-se o modelo de 3ª ordem do gerador síncrono, o qual é descrito por 3 variáveis de estado:  $E'_{sg}$ ,  $\omega_{sg}$  e  $\delta_{sg}$ , que representam a tensão interna, a frequência angular síncrona e o ângulo interno da máquina, que são representados pelas seguintes equações:

$$\frac{dE'_{sg}}{dt} = \frac{1}{\tau'_{dsg}} \left[ E_{FD} - E'_{gs} \left( \frac{X_{sg}}{X'_{sg}} \right) + \left( \frac{X_{sg} - X'_{sg}}{X'_{sg}} \right) u_g \cos \delta_{sg} \right] \quad (5)$$

$$\frac{d\omega_{sg}}{dt} = \frac{1}{H_{sg}} \left( T_m - \frac{u_g E'_{sg}}{X'_{sg}} \sin \delta_{sg} - D \omega_{sg} \right) \quad (6)$$

$$\frac{d\delta_{sg}}{dt} = \omega_{sg} \quad (7)$$

sendo  $E_{FD}$  a tensão de campo,  $\tau'_{dsq}$  constante de tempo;  $X_{sg}$  a reatância síncrona,  $X'_{sg}$  a reatância transitória,  $u_g$  a tensão da barra terminal,  $T_m$  o torque mecânico aplicado,  $D$  a constante de atrito.

### 4.3 Carga ZIP

O modelo utilizado para representação da carga é baseado no modelo usado em Zali et al. (2013). O motor de indução é representado pelo modelo de 3ª ordem, com as variáveis de estado  $E'_{ig}$ ,  $\omega_{ig}$  e  $\delta'_{ig}$ .

$$\frac{dE'_{ig}}{dt} = \frac{1}{T'_{dig}} \left( -\frac{X_{ig}}{X'_{ig}} E'_{ig} + \left( \frac{X_{ig} - X'_{ig}}{X'_{ig}} \right) u_g \cos \delta_{ig} \right) \quad (8)$$

$$\frac{d\delta'_{ig}}{dt} = \omega_{ig} - \omega_s - \left( \frac{X_{ig} - X'_{ig}}{X'_{ig}} \right) \frac{u_g}{T'_{dig} E'_{ig}} \sin \delta_{ig} \quad (9)$$

$$\frac{d\omega_{ig}}{dt} = -\frac{1}{H_{ig}} \left( \frac{E'_{ig} u_g}{X'_{ig}} \sin \delta_{ig} + T_m \right) \quad (10)$$

As potências da carga ZIP, que são as saídas do sistema, também são compostas pela parte estática do modelo:

$$P_L = P_{ZIP0} \left[ P_Z \left( \frac{u_g}{u_{g0}} \right)^2 + P_I \left( \frac{u_g}{u_{g0}} \right) + P_P \right] - \frac{u_g}{X'_{ig}} E'_{ig} \sin \delta_{ig} \quad (11)$$

$$Q_L = Q_{ZIP0} \left[ Q_Z \left( \frac{u_g}{u_{g0}} \right)^2 + Q_I \left( \frac{u_g}{u_{g0}} \right) + Q_Q \right] + \frac{u_g^2}{X'_{ig}} - \frac{u_g}{X'_{ig}} E'_{ig} \cos \delta_{ig} \quad (12)$$

Onde  $P_L$  e  $Q_L$  são a potência real e reativa do modelo ZIP, respectivamente;  $P_{ZIP0}$  e  $Q_{ZIP0}$  são a potência real e reativa do modelo ZIP estático em regime permanente;  $P_Z$  e  $Q_Z$  são a parte de impedância constante do modelo ZIP;  $P_I$  e  $Q_I$  são a parte corrente constante do modelo ZIP;  $P_P$  e  $Q_Q$  são as parte de potência constante do modelo ZIP. Uma descrição completa das variáveis e subscritos pode ser encontrada em Yamashita (2009).

### 4.4 Matrizes do modelo equivalente

Com o equacionamento do modelo equivalente, a potência ativa e reativa são então representadas pelas equações de estado no seguinte formato:

$$\begin{aligned} \dot{x} &= Ax + Bu \\ y &= Cx + Du \end{aligned} \quad (13)$$

Sendo:

$$x = [i_{sd} \ i_{sq} \ u_s \ m_{dl} \ m_{ql} \ E'_{sg} \ \omega_{sg} \ \delta_{sg} \ E'_{ig} \ \omega_{ig} \ \delta_{ig}]^{-1} \quad (14)$$

$$u = [u_g \ u_s^* \ i_{sq}^*]^{-1} \quad (15)$$

$$y = [P \ Q]^{-1} \quad (16)$$

$$C = \begin{bmatrix} u_g & 0 & 0 & 0 & 0 & \frac{u_g}{X'_{sg}} \sin \delta_{sg} & 0 & 0 & \frac{u_g}{X'_{ig}} \sin \delta_{ig} & 0 & 0 \\ 0 & u_g & 0 & 0 & 0 & \frac{u_g}{X'_{sg}} \cos \delta_{sg} & 0 & 0 & \frac{u_g}{X'_{ig}} \cos \delta_{ig} & 0 & 0 \end{bmatrix} \quad (17)$$

$$D = \begin{bmatrix} -P_{ZIP0} \left( P_Z \left( \frac{u_g}{u_{g0}^2} \right) + \frac{P_I}{u_{g0}} \right) & 0 & 0 \\ \frac{u_g}{X'_{sg}} - \frac{u_g}{X'_{ig}} - Q_{ZIP0} \left( Q_Z \left( \frac{u_g}{u_{g0}^2} \right) + \frac{Q_I}{u_{g0}} \right) & 0 & 0 \end{bmatrix} \quad (18)$$

$$A = \begin{bmatrix} -\frac{R_s}{L_s} & \omega_s & -\frac{1}{L_s} k_{pd} & \frac{1}{L_s} & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ -\omega_s & -\frac{(R_s + k_{pq})}{L_s} & 0 & 0 & \frac{1}{L_s} & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & \frac{K_i}{C} & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & -\frac{k_{id}}{T_{Hd}} & -\frac{1}{T_{Hd}} & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & -\frac{k_{iq}}{T_{Hq}} & 0 & 0 & -\frac{1}{T_{Hq}} & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & -\frac{X_{sg}}{\tau'_{dsq} X'_{sg}} & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & -\frac{u_g}{H_{sg} X'_{sg}} \sin \delta_{sg} & -\frac{D}{H_{sg}} & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 1 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & -\frac{X_{ig}}{T'_{dig} X'_{ig}} & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & -\frac{u_g}{H_{ig} X'_{ig}} \sin \delta_{ig} & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 1 \end{bmatrix} \quad (19)$$

$$B = \begin{bmatrix} \frac{1}{L_s} & \frac{1}{L_s} k_{pd} & 0 \\ 0 & 0 & \frac{1}{L_s} k_{pq} \\ 0 & 0 & 0 \\ 0 & \frac{k_{id}}{T_{Hd}} & 0 \\ 0 & 0 & \frac{k_{iq}}{T_{Hq}} \\ \left( \frac{X_{sg} - X'_{sg}}{\tau'_{dsq} X'_{sg}} \right) \cos \delta_{sg} & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 \\ \left( \frac{X_{ig} - X'_{ig}}{T'_{dig} X'_{ig}} \right) \cos \delta_{ig} & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 \\ -\left( \frac{X_{ig} - X'_{ig}}{X'_{ig} T'_{dig} E'_{ig}} \right) \sin \delta_{ig} & 0 & 0 \end{bmatrix} \quad (20)$$

## 4. VALIDAÇÃO

A metodologia proposta é validada utilizando o sistema teste apresentado na Figura 4. Este sistema é baseado em uma rede de distribuição de 11kV do Reino Unido (Zali, 2013). O circuito está conectado a uma rede externa de 33kV, representado por um equivalente por não ser o objeto de estudo neste trabalho.

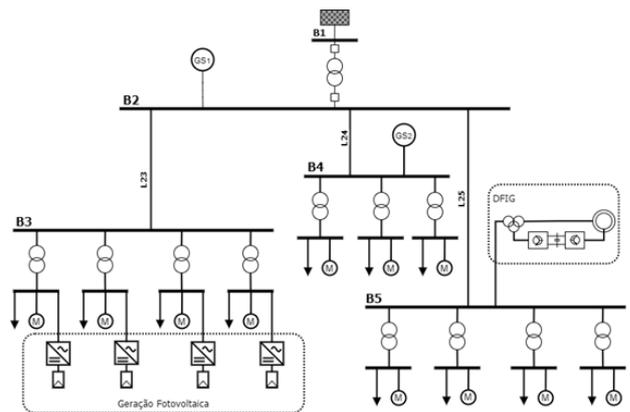


Figura 4 – Diagrama unifilar do sistema teste

Um gerador síncrono (SG) de 6,9VA / 11kV é conectado à barra 2 e outro (1,86VA / 11kV) conectado à barra B4. Um gerador de indução duplamente alimentado (DFIG) de 1,6VA é conectado ao barramento B5. O sistema teste é modelado no Simulink do MatLab. Para obter os sinais de entrada e saída para estimação do modelo dinâmico equivalente foi aplicado um curto-circuito trifásico entre o PCC (barramento 02) e a subestação no sistema de teste, durante um intervalo de 200ms, no tempo  $t=10$  s com uma resistência de falha de 5 Ohms e uma amostragem de 10ms.

A resposta capturada é então usada no procedimento de estimativa de parâmetros da rede equivalente, inicialmente carregado com parâmetros iniciais, que são valores típicos para esses parâmetros ou que são baseados em valores usados em Zali et al. (2013). Ao fim do procedimento, os parâmetros gerados substituem os parâmetros iniciais e, então, é realizada nova iteração. Foram feitas iterações até que os valores dos parâmetros não apresentassem variações significativas.

### 5.2 Verificação do método numérico mais adequado

Diferentes métodos numéricos podem ser utilizados para a estimação dos parâmetros. O método pré-definido é o Algoritmo Trust-region-reflective, o qual requer a toolbox de otimização. Outras opções também estão disponíveis, tais como Gauss-Newton, Levenberg-Marquardt, Adaptive Gauss-Newton e Gradient Search.

Dessa forma, é utilizada a mesma simulação realizada para verificar se o modelo equivalente estava convergindo, ou seja um curto-circuito trifásico entre o PCC (barramento 02) e a subestação no sistema de teste, durante um intervalo de 200ms, no tempo  $t=10$  s com uma resistência de falha de 5 Ohms e uma amostragem de 10ms, e os últimos parâmetros obtidos no mesmo teste, foi verificado qual o método numérico apresenta melhor desempenho na estimativa dos parâmetros do modelo. Assim, foram realizadas novas iterações apenas variando o método numérico sem fazer atualizações de parâmetros. Os resultados desses testes são mostrados na tabela 1.

**Tabela 1 – Desempenho dos algoritmos.**

Método numérico	Ajuste	
	Potência Ativa	Potência Reativa
Gauss-Newton	55,09	68,15
Adaptive Gauss-Newton	62,00	82,23
Gradient Search	59,98	70,28
Levenberg-Marquardt	63,69	81,80
Trust-Region Reflective Newton	60,72	71,64

Analisando os resultados, com relação à potência reativa, a diferença entre o melhor resultado (Adaptive Gauss-Newton) e o segundo melhor (Levenberg-Marquardt), é menor do que a diferença entre os mesmos métodos numéricos para a potência ativa, porém com posições opostas. Então, optou-se

por escolher o método Levenberg-Marquardt devido ao ganho para a potência ativa.

### 5.3 Teste do modelo equivalente

Uma vez que foi definido qual método tem maior potencial para cálculo dos parâmetros do equivalente, os parâmetros são então calculados para uma nova condição de falha que resulte em uma queda mais expressiva da tensão da rede de distribuição. Então, para obter os sinais de entrada e saída para estimação do modelo dinâmico equivalente foi aplicado um curto-circuito trifásico entre o PCC (barramento 02) e a subestação no sistema de teste, durante um intervalo de 200ms, no tempo  $t=10$ s, com uma resistência de falha de 1  $\Omega$  e uma amostragem de 10ms. Foram obtidos os valores de potência ativa, potência reativa e tensão, todas com unidades em p.u., observadas em PCC.

As respostas capturadas são então usadas no procedimento de estimativa de parâmetros da rede equivalente, inicialmente carregado com parâmetros obtidos na simulação para verificação do melhor método numérico. No processo de obtenção dos parâmetros iterações observou-se que quando o ajuste altera em  $\pm 1\%$ , novas iterações não melhoram o resultado.

Na Figura 5 é apresentada a comparação da resposta da potência ativa com a resposta do modelo completo e do modelo equivalente. Nesta configuração de parâmetros e de método numérico, foi obtido um fator de ajuste de 71,2%. Na Figura 6 é apresentada a resposta da potência reativa com a resposta do modelo completo e do modelo equivalente. Nesta configuração de parâmetros e de método numérico foi obtido um fator de ajuste de 81,6%.

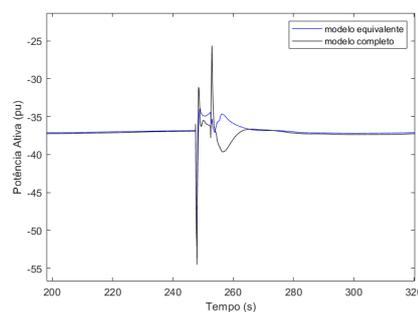


Figura 5 – Resposta da Potência Ativa para o modelo equivalente e modelo completo. Fator de ajuste em 71,2%.

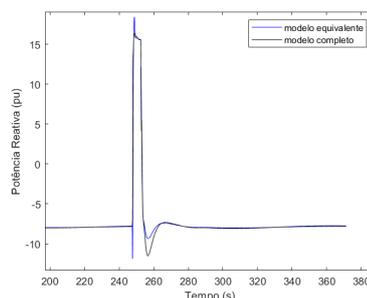


Figura 6 – Resposta da Potência Reativa para o modelo equivalente e modelo completo. Fator de ajuste em 81,6%.

#### 5.4 Testes com outras condições de falha

Para verificar o desempenho do modelo para outras condições de falha, foi executado o mesmo procedimento utilizando os parâmetros obtidos, porém com condições de falha listadas conforme a Tabela 2. Neste usou-se apenas uma iteração, sem atualização dos parâmetros, apenas para calcular o fator de ajuste.

**Tabela 2 – Resultados com diferentes distúrbios.**

Condição de falha	Resultados		
	Ajuste Pot. Ativa	Ajuste Pot. Reativa	Figuras
$R_{cc} = 2\Omega$	62,5%	81,9%	7 e 8
$R_{cc} = 5\Omega$	66,0%	83,5%	9 e 10
$R_{cc} = 7\Omega$	68,2%	84,7%	11 e 12
$R_{cc} = 0,8\Omega$	70,7%	75%	13 e 14

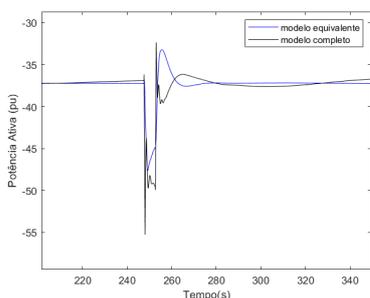


Figura 7 – Resposta da Potência Ativa para o modelo equivalente e modelo completo. Fator de ajuste em 62,5%.

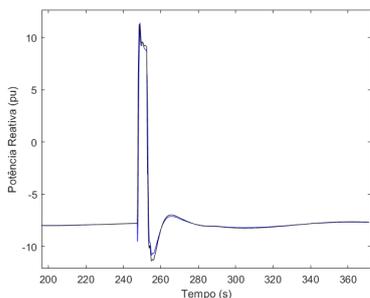


Figura 8 – Resposta da Potência Reativa para o modelo equivalente e modelo completo. Fator de ajuste em 81,9%.

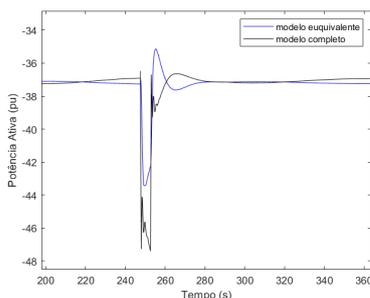


Figura 9 – Resposta da Potência Ativa para o modelo equivalente e modelo completo. Fator de ajuste em 66,0%.

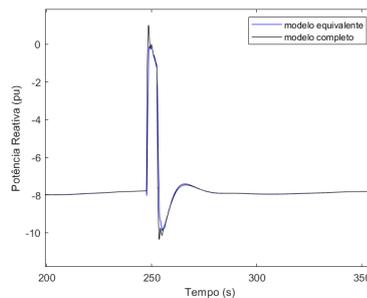


Figura 10 – Resposta da Potência Reativa para o modelo equivalente e modelo completo. Fator de ajuste em 83,5%.

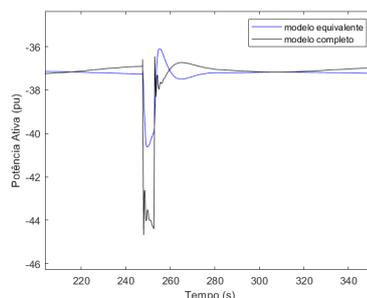


Figura 11 – Resposta da Potência Ativa para o modelo equivalente e modelo completo. Fator de ajuste em 68,2%.

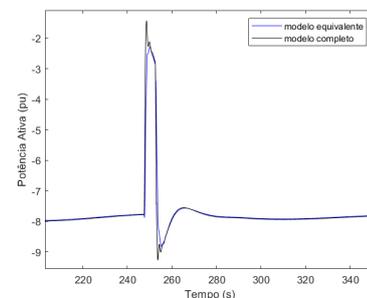


Figura 12 – Resposta da Potência Reativa para o modelo equivalente e modelo completo. Fator de ajuste em 84,7%.

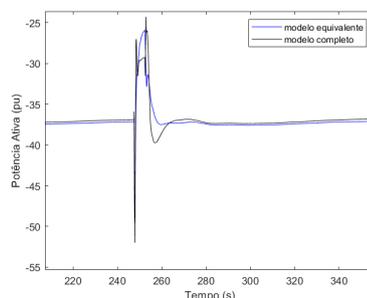


Figura 13 – Resposta da Potência Ativa para o modelo equivalente e modelo completo. Fator de ajuste em 70,7%.

Verificou-se que, após o ajuste dos parâmetros, o modelo se comportou satisfatoriamente em outras condições de falha. Além disso, pode-se observar que o circuito equivalente apresentou um melhor ajuste para potência ativa na condição de curto-circuito com a menor resistência e, por outro lado, a

potência reativa apresentou valores de ajustes melhores mas, no mesmo caso do melhor ajuste para a potência ativa, apresentou o pior resultado na mesma condição de curto circuito. O modelo, no momento, representa melhor a potência reativa.

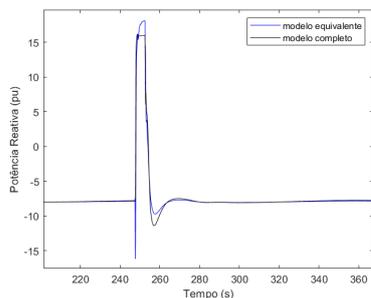


Figura 14 – Resposta da Potência Reativa para o modelo equivalente e modelo completo. Fator de ajuste em 75,0%.

## 6. CONCLUSÕES

Neste artigo foi apresentado um modelo equivalente para a representação de redes de distribuição com geração distribuída em simulações de estabilidade. O equivalente proposto é baseado na abordagem gray-box, assumindo que a rede de distribuição terá geração síncrona distribuída e geração conectada via inversores. Como uma das contribuições, destaca-se a apresentação das equações de estado da geração conectada via inversores, que não havia sido encontrada na literatura.

O uso da ferramenta de identificação de sistemas do MatLab para cálculo dos parâmetros mostrou bom desempenho e, embora o método Levenberg-Marquardt tenha apresentado o melhor desempenho, o desempenho dos demais métodos não foram substancialmente inferiores. Simulações com faltas com características diferentes permitiu demonstrar o potencial do equivalente para a representação de sistemas de distribuição.

Como trabalhos futuros, destaca-se a necessidade de definição dos patamares de carga e geração para os diferentes períodos de operação para definição de equivalentes associados a períodos de operação ou patamares de carga.

## AGRADECIMENTOS

Os autores agradecem à Fundação de Amparo à Pesquisa do Estado de São Paulo (FAPESP) pelo apoio financeiro sob o número de processo 2018/20104-9.

## REFERÊNCIAS

Chaspierre, G., Panciatici, P., and Van Cutsem, "Aggregated Dynamic Equivalent of a Distribution System Hosting Inverter-Based Generators," *2018 Power Systems Computation Conference (PSCC)*, 2018, pp. 1-7.

Chaspierre, G., Denis, G., Panciatici, P., and Van Cutsem, T., "An Active Distribution Network Equivalent Derived From Large-Disturbance Simulations With Uncertainty," in *IEEE Transactions on Smart Grid*, vol. 11, no. 6, pp. 4749-4759, Nov. 2020..

Conte, F., D'Agostino, F., Silvestro, F., "Operational constrained nonlinear modeling and identification of active distribution networks", *Electric Power Systems Research*, Volume 168, 2019, Pages 92-104.

Conte, F. et al. 'Experimental validation of a dynamic equivalent model for microgrids'. *IEEE Transactions on Industry Applications*, p. 1-1, 2021.

Enayati et al., "Impact of IEEE 1547 Standard on Smart Inverters", *IEEE PES*, Technical Report PES-TR67, Washington, 2018, DC: s.n

Fulgêncio, N., Moreira C., Carvalho L. and Lopes, J. P., 'Equivalent dynamic model of active distribution networks for large voltage disturbances', 2019 *IEEE Milan PowerTech*, 2019, pp. 1-6.

Fulgêncio, N., Moreira, C., Carvalho, L., Lopes, J. P., Aggregated dynamic model of active distribution networks for large voltage disturbances, *Electric Power Systems Research*, Volume 178, 2020.

Li, K. and Thompson, S., 'Fundamental grey-box modelling', 2001 *European Control Conference (ECC)*, 2001, pp. 3648-3653.

Ljung, L. 'System identification toolbox™ - users guide'. The Mathwork Inc., 2010.

Máslo, K., Kasembe, A., Kasembe, "Mitigation Measures for Photovoltaics Retrofit," in *IEEE Transactions on Sustainable Energy*, vol. 9, no. 1, pp. 333-339, Jan. 2018.

Milanovic, J. V., and Kayikci M., 'Transient Responses of Distribution Network Cell with Renewable Generation', 2006 *IEEE PES Power Systems Conference and Exposition*, 2006, pp. 1919-1925.

Ramos, R. A. et al. 'Method to build equivalent models of microgrids for rms dynamic simulation of power systems', in *11th Bulk Power Systems Dynamics and Control Symposium*, aceito para apresentação, 2022.

Resende, F. O. and Lopes, J. A. P., 'Development of dynamic equivalents for microgrids using system identification theory', in *2007 IEEE Lausanne Power Tech*, 2007, pp. 1033-1038.

Yamashita, K.; Asada, M.; Yoshimura, K. "A development of dynamic load model parameter derivation method," 2009 *IEEE Power & Energy Society General Meeting*, 2009, pp. 1-8, doi: 10.1109/PES.2009.5275472.

Zaker, B.; Gharehpetian, G. B.; Karrari, M. 'A novel measurement-based dynamic equivalent model of grid-connected microgrids'. *IEEE Transactions on Industrial Informatics*, v. 15, n. 4.p. 2032-2043. 2019.

Zali, S. M. and Milanović, J. V., 'Validation of developed grey-box model of Distribution Network Cell', 7th *Mediterranean Conference and Exhibition on Power Generation, Transmission, Distribution and Energy Conversion (MedPower 2010)*, 2010, pp. 1-6.

Zali M., S.; Milanovic, J. V. 'Generic model of active distribution network for large power system stability studies'. *IEEE Transactions on Power Systems*, v. 28, n. 3, p. 3126-3133, 2013.