

TRANSFORMADA INVERSA DE LAPLACE APLICADA A PREDIÇÃO DO DESLOCAMENTO DE FASE EM GERAÇÃO DISTRIBUÍDA

Alcedir Luis Finkler

Universidade Regional do Noroeste do Estado do Rio Grande do Sul - UNIJUI

alcedir.finkler@iffarroupilha.edu.br

Maurício de Campos

Universidade Regional do Noroeste do Estado do Rio Grande do Sul - UNIJUI

campos@unijui.edu.br

Paulo Sérgio Sausen

Universidade Regional do Noroeste do Estado do Rio Grande do Sul - UNIJUI

sausen@unijui.edu.br

Airam Tereza Zago Romcy Sausen

Universidade Regional do Noroeste do Estado do Rio Grande do Sul - UNIJUI

airam@unijui.edu.br

Resumo

A geração de energia elétrica por meio da utilização de biogás em propriedades rurais tem sido amplamente pesquisada nos últimos anos. Diversos são os estudos que demonstram sua viabilidade técnica, econômica e seus benefícios ao meio ambiente. Esse tipo de geração, conhecida como Geração Distribuída (GD), é normalmente realizada por meio de máquinas síncronas. A GD apresenta vantagens, porém, pode trazer alguns inconvenientes, como o risco de alimentar um trecho de rede durante uma manutenção (operação ilhada). Para impedir que isso ocorra, as GDs devem possuir proteções que permitam identificar a perda de conexão com a rede. Entre os métodos de identificação está o relé de salto de vetor. Esse dispositivo monitora a tensão da rede identificando uma operação ilhada em função do deslocamento de fase no momento em que ocorre. Para utilizá-lo, é preciso definir os parâmetros a serem ajustados nesse relé. Essa atribuição fica a cargo dos técnicos e engenheiros que atuam no projeto para interligar as GDs às redes de distribuição. Nesta produção, é demonstrado que o deslocamento de fase pode ser previsto mediante o conhecimento dos parâmetros da função de transferência da máquina síncrona. Ao aplicar a transformada inversa de Laplace a essa função de transferência é possível obter a equação no tempo e, assim, prever o deslocamento que ocorre logo no primeiro ciclo de rede após o ilhamento.

Abstract

The generation of electric energy using biogas in rural properties has been extensively researched in recent years. There are several studies demonstrating its technical, economic feasibility and benefits to the environment. This type of generation, known as distributed generation (DG), is usually performed by means of synchronous machines. The DG has advantages, however, it can bring some inconveniences, such as the risk of feeding a stretch of grid during maintenance (island operation). To prevent this from happening, the DGs must have protections that allow the loss of connection to the grid to be identified. Among the identification methods is the vector jump relay. This device monitors the mains voltage by identifying an islanded operation in function of the phase shift at the moment it occurs. To use it, it is necessary to define the parameters to be adjusted in this relay. This assignment is the responsibility of technicians and engineers that works on the project to interconnect the DGs to the distribution networks. In this paper, it is showed that the phase shift can be predicted by knowing the parameters of the transfer function of the synchronous machine. Applying the Laplace inverse transform to this transfer function it is possible to obtain the equation in time and, thus, predict the displacement that occurs right in the first cycle after the islanding.

1 Introdução

A expansão industrial, o crescimento populacional e o desenvolvimento tecnológico aumentaram significativamente a demanda por eletricidade. O modelo regular do sistema composto por geradores hidrelétricos e gerador térmico tem algumas desvantagens, como a necessidade de grandes barragens para armazenar água, e longas linhas de transmissão de energia para chegar aos centros consumidores. Nos últimos anos, esse modelo foi complementado por sistemas de pequena geração, instalados próximos às unidades consumidoras. Este tipo de geração é denominada de Geração Distribuída (GD) [1].

As GDs apresentam vantagens técnicas e econômicas como a redução das perdas nas linhas de transmissão, maior confiabilidade ao sistema e menor impacto ambiental [2]. Porém, com seu uso, surge a possibilidade de formação de parcelas da rede operando desconectadas do Sistema Elétrico de Potência (SEP). Caso ocorra um rompimento de rede ou, o seccionamento de algum ramal, a GD poderia seguir fornecendo energia para uma parcela de cargas conectadas próximas a ela. Essa situação é conhecida como ilhamento não intencional. Nesse caso, com a GD fornecendo energia às cargas locais sem a supervisão da companhia distribuidora, surgem problemas como: risco de re-energização da rede fora de sincronismo; problemas de qualidade de energia como

desvios de tensão e frequência; riscos para as equipes de manutenção de rede da companhia distribuidora [3]. Entre as normas mais importantes que tratam da condição de ilhamento está a série IEEE 1547. Em sua última versão de 2018, faz referência a sete documentos adicionais indo da IEEE Std 1547.1 à IEEE Std 1547.7 [4]. Para garantir a segurança dos trabalhadores que operam a rede de distribuição de energia, a norma IEEE 1547-2018 [4] define que, assim que ocorrer uma perda de conexão da GD com o SEP, a GD deve ser capaz de detectar essa perda e, automaticamente, desconectar o gerador em menos de 2 segundos. Essa proteção é conhecida como anti-ilhamento. A norma IEEE 1547.6-2011 [5] classifica as unidades geradoras em três tipos: geradores de indução, geradores síncronos e inversores. Dentre estes, a principal preocupação ocorre com os geradores síncronos, pois possuem controladores de frequência e tensão que os permitem continuar operando com os valores nominais de tensão e frequência da rede local mesmo com a perda de conexão com o SEP. Além disso, a norma IEEE 1547.1-2020 [6] define os procedimentos de teste a serem realizados com os dispositivos de proteção anti-ilhamento para garantir uma operação segura.

No Brasil, a Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) tem como um de seus objetivos a determinação de normas e procedimentos que devem ser seguidos por produtores e distribuidoras de energia elétrica. Na resolução 482 [7], a ANEEL define que é responsabilidade das distribuidoras elaborar as normas técnicas que serão utilizadas para tratar do acesso às GDs com potência de até 75 kW, classificadas como microgeração distribuída. A Companhia Paranaense de Energia (COPEL), por meio da norma técnica NTC 905200 [8], item 5.2.1d, justifica a importância dos relés para detecção de ilhamento e define a necessidade de implementação de relé de salto de vetor (ANSI 78) para essa função, porém, não é informado o valor a ser ajustado, nem o procedimento que deve ser seguido para obtenção dessa informação. Logo, a falta de um procedimento para definir esses valores causa insegurança aos projetistas [9].

A norma IEEE 1547.1-2020 [6], em seu capítulo 5.10.1, estabelece os procedimentos de ensaio da proteção anti-ilhamento. Define o diagrama a ser implementado, características da carga, bem como os valores de incompatibilidade de potência que devem ser simulados para comprovação da eficiência do dispositivo de detecção anti-ilhamento. Logo, é um método para verificar a adequação dos dispositivos de proteção de forma geral, não abordando especificamente a obtenção dos ajustes para relés de salto de vetor.

Em [10], é descrito um procedimento para obter o valor a ser ajustado nos relés de salto de vetor. Considera-se a diferença entre o valor da potência ativa demandada pela carga na região ilhada e a potência ativa previamente produzida pela GD, como um valor constante ΔP . Nesse caso, essa diferença resultaria em uma aceleração ou

desaceleração do gerador. Dessa forma, haveria uma modificação no valor da frequência da rede que poderia ser prevista aplicando as equações de balanço da máquina síncrona. No artigo, propõe-se a identificação do deslocamento de fase em função da alteração na frequência da rede. Porém, para isso, desconsidera-se a atuação do controlador de velocidade, pois, considerando sua atuação, esse, ajustaria a potência mecânica aplicada ao eixo do GD compatibilizando com a carga ilhada, minimizando o valor do ΔP . Logo, uma vez considerada a atuação do governador mecânico, a equação proposta em [10] torna-se inaplicável. Já em [11], é proposto um procedimento que considera uma análise gráfica. Nesse documento descreve a realização de 4606 simulações para posterior definição dos ajustes. Mesmo mostrando resultados satisfatórios, esse método demanda um grande envolvimento dos engenheiros a cada nova instalação para definição dos valores adequados. Nesta produção é proposto um método para obtenção dos valores máximos que poderiam ser ajustados nos relés de salto de vetor sem comprometer o atendimento aos requisitos de ensaio descritos da norma IEEE 1547.1-2020 [6]. A determinação do valor máximo a ser ajustado no relé é obtida em função de parâmetros do gerador síncrono. Uma vez que esses parâmetros são fornecidos em folhas de dados de fabricantes, o método proposto neste estudo destaca-se pela sua praticidade.

A validação do método proposto foi realizada utilizando-se o programa MATLAB/-SIMULINK. Esse programa tem sido amplamente utilizado em pesquisas voltadas à proteção no SEP como em [1, 2, 3, 12, 13, 14, 15, 16, 17, 18]. Para as simulações foram utilizados os parâmetros sugeridos em [19].

Este documento está organizado da seguinte forma: na seção 2 são descritas as simulações, na seção 3, são apresentados o método para obter o deslocamento do ângulo de fase e os resultados, na seção 4 é realizada a conclusão.

2 Realização das simulações

O princípio básico de operação de um relé de salto de vetor é descrito em [21]. A Figura 1 é utilizada como referência. Neste diagrama, \bar{E}_I representa a tensão interna da máquina síncrona, $\Delta\bar{V}$ representa a queda de tensão na reatância da máquina síncrona X_d em função da corrente \bar{I}_s , \bar{V}_T representa a tensão no ponto de acoplamento entre o gerador e a rede, conhecido como Ponto de Acoplamento Comum (PAC), \bar{I}_{Gr} representa a corrente proveniente da rede. CB corresponde à chave que será usada para desconectar o gerador e a carga da rede provocando uma operação ilhada. VS representa a chave que deve ser conectada à saída do gerador para desconectá-lo quando o circuito anti-ilhamento detectar a perda de conexão com a rede.

Durante o período em que o GD operar em paralelo à rede, a carga conectada ao PAC será alimentada por $\bar{I}_s + \bar{I}_{Gr}$. A tensão interna da máquina \bar{E}_I terá um ângulo

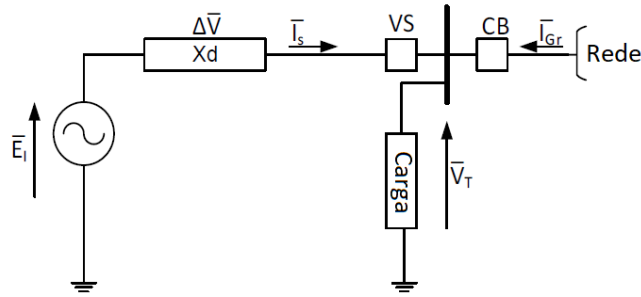


Figura 1: Diagrama básico de um gerador conectado paralelo a rede [21].

de deslocamento em relação à tensão no PAC, representada por \bar{V}_T . O ângulo entre \bar{E}_I e \bar{V}_T é conhecido como ângulo de carga, representado por θ . Quando houver perda de conexão com a rede, simulada pela abertura da chave CB , a carga será alimentada exclusivamente por \bar{I}_s , portanto, a tensão no PAC passará a ser representada por \bar{V}'_T . Nesse caso, haverá uma mudança no ângulo de carga. Essa mudança será representada por $\Delta\theta$. A Figura 2(a) representa os vetores de tensão e o ângulo de carga no momento anterior à abertura da chave CB . A Figura 2(b) representa a alteração nos vetores de tensão e no ângulo de carga no momento da abertura da chave CB . Esse deslocamento no ângulo de carga é chamado de salto de vetor [21].

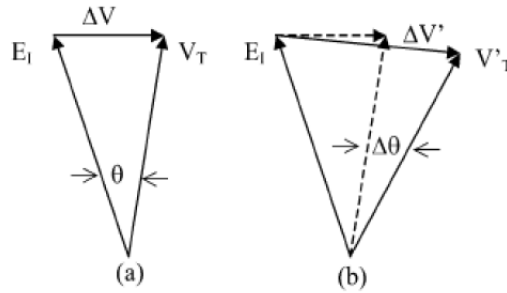


Figura 2: Diagrama de vetores ilustrando o deslocamento no ângulo de carga no momento do ilhamento [22].

A mudança no ângulo de carga da máquina pode ser acessada medindo o deslocamento na fase da tensão no PAC. Esse deslocamento é proporcional à variação do ângulo de carga. A Figura 3 ilustra a tensão no PAC logo após a abertura do disjuntor.

Para fins de simulação, o diagrama da Figura 1 foi implementado no SIMULINK conforme Figura 4. A norma IEEE 1547-2018, em seu capítulo 5.3.1, define que, nos casos gerais, a GD deve ser configurada para trabalhar com Fator de Potência (FP)

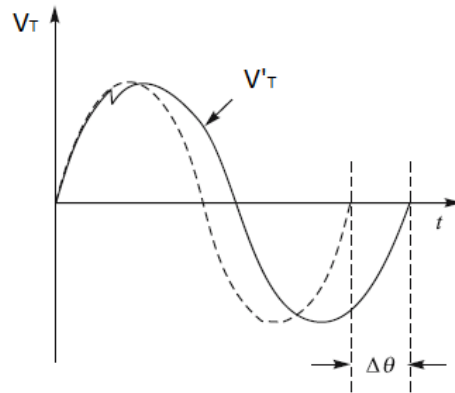


Figura 3: Tensão no PAC no ciclo em que ocorre o ilhamento [22].

constante igual a um. Assim, o sistema de excitação utilizado segue o modelo “ST1A”, com a função de manter o FP constante “VAR tipo 2”, ambos descritos na IEEE Std 421.5-2016 [23]. O regulador de velocidade deve manter a velocidade da máquina constante, mesmo em caso de ilhamento [19].

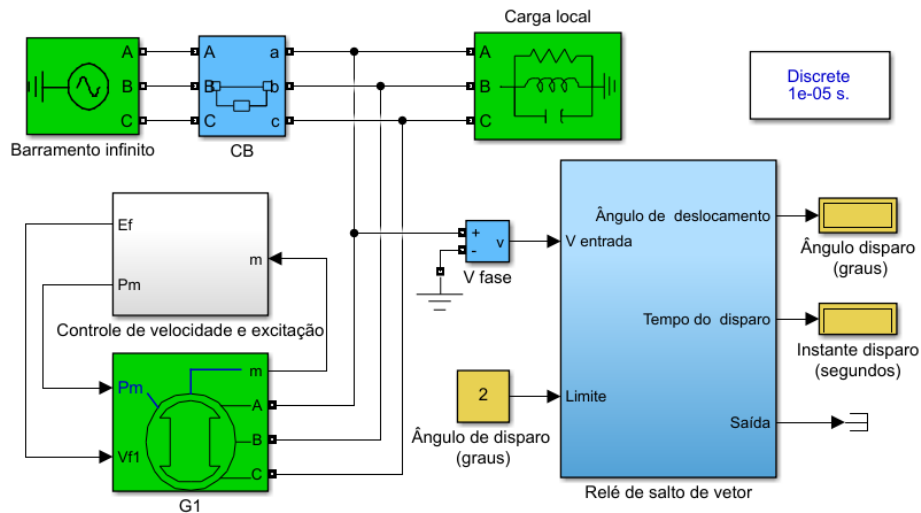


Figura 4: Diagrama de conexão do gerador no SIMULINK.

Na Figura 4 é possível observar as conexões externas do subsistema utilizado para verificar o deslocamento do vetor de tensão no PAC, denominado como “Relé de salto de vetor”. O diagrama implementado nesse subsistema está ilustrado na Figura 5.

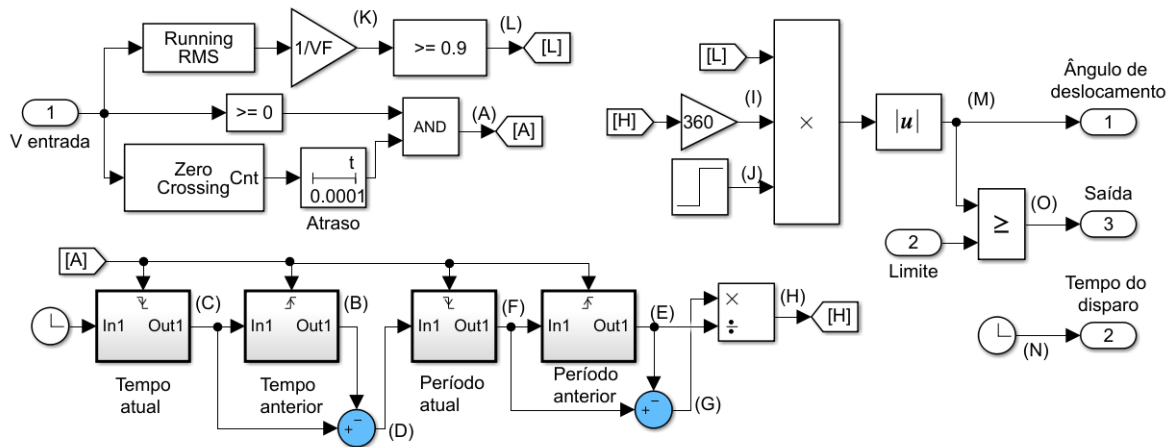


Figura 5: Diagrama do subsistema para medição de deslocamento de fase no SIMULINK.

Para a realização das simulações o sistema foi considerado balanceado, logo, apenas uma fase foi analisada. O subsistema ilustrado na Figura 5 utiliza como referência a tensão da fase “A” e aplica-se ao bloco “Zero Crossing”. Esse bloco fornece um impulso unitário cada vez que a tensão passa por zero. Após isso, o bloco “Off Delay” é aplicado para resolver problemas com o intervalo de tempo da simulação. Esse sinal é aplicado a uma porta “AND” para verificar se o cruzamento ocorreu no período de subida ou de descida. Dois subsistemas síncronos são utilizados para registrar o instante de tempo em que ocorreu a passagem por zero atual e o instante de tempo em que ocorreu a passagem por zero anterior. Subtraindo-se o instante de tempo anterior do instante de tempo atual é possível determinar o período do último ciclo de rede. Esse valor estará disponível no ponto “D”. Os dois subsistemas síncronos seguintes são utilizados para registrar o período dos dois últimos ciclos de rede. Subtraindo-se do período do ciclo atual o valor do período do ciclo anterior, obtêm-se em “G” a variação de período em segundos. Um bloco divisor é utilizado para determinar o valor da variação de período em percentual disponível em “H”. Esse valor percentual será multiplicado por 360 para obter a variação em graus disponível em “I”. Os sinais dos pontos “L” e “J” são utilizados para desabilitar o relé de salto de vetor no primeiro segundo da simulação e quando a tensão medida for inferior a 90% da tensão nominal. Essas funções são utilizadas para evitar disparos indesejados durante a partida do gerador ou eventos de curto circuito. No ponto “M” obtêm-se o valor do ângulo de deslocamento calculado entre os dois últimos ciclos de rede. Esse valor é comparado ao ângulo limite informado na entrada 2. Caso o valor medido for superior ao valor limite, a saída 3 será

acionada. Essa saída pode ser utilizada para desconectar o gerador ou para interromper a simulação.

O SIMULINK possui em sua biblioteca o bloco “*Synchronous machine - p.u. standard*”. Nas simulações aqui descritas, foi considerada uma máquina de polos salientes, 31300 VA, 50 Hz, 400 V. Os parâmetros do gerador síncrono foram configurados como [19] e estão disponíveis no Apêndice A.

A norma IEEE 1547.1-2005 [20], em sua seção 5.7.1, define os procedimentos para ensaios de ilhamento para qualquer tipo de GD (incluindo inversores de frequência). Em sua seção 5.7.2, define procedimentos específicos para ensaio de geradores síncronos. Nessa versão da norma não é solicitada a realização de ensaios com banco RLC (Resistor, Indutor, Capacitor) para geradores síncronos. Em sua última revisão de 2020 [6], não ocorre mais essa diferenciação, sendo que ambos equipamentos (inversores e geradores síncronos) devem ser ensaiados seguindo os procedimentos descritos na seção 5.10.1. Para os estudos com relés de salto de vetor descritos nesse trabalho, simulações foram realizadas considerando-se a utilização do banco RLC configurado de acordo com a norma IEEE 1547-2020 [6] e comparados a simulações utilizando apenas carga resistiva conforme procedimento descrito na norma IEEE 1547-2005 [20]. Um exemplo é ilustrado na Figura 6.

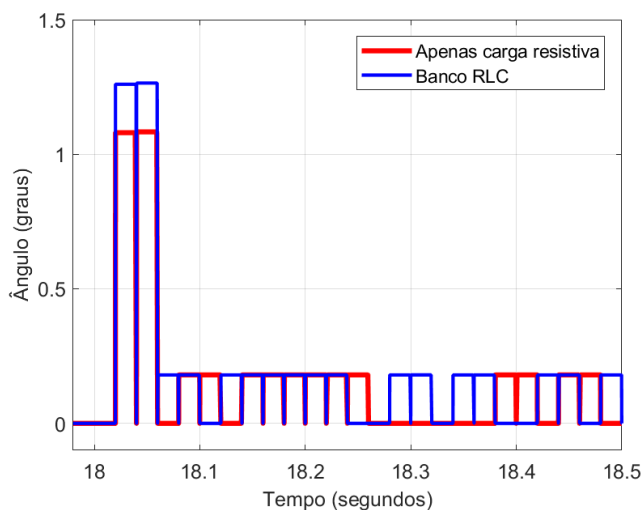


Figura 6: Comparativo entre simulação com carga resistiva e, simulações considerando Banco RLC.

A Figura 6 ilustra uma simulação onde ambas condições (apenas carga resistiva ou com inclusão de carga indutiva e capacitiva) são comparadas. Para essa simulação

realizou-se o seccionamento do interruptor CB ilustrado na Figura 4 no instante de 18 s. Observou-se que, a condição de ensaio para geradores síncronos descrita na norma IEEE 1547-2005 [20] resulta em um menor deslocamento de fase. Logo, um vez obtidos ajustes que permitam a detecção nessa condição, qualquer outra situação também resultará na atuação do relé de salto de vetor.

Outras simulações foram realizadas para observar a influência do controlador de velocidade e do controlador de excitação do gerador sobre o deslocamento de fase ocorrido no momento de um ilhamento. A Figura 7 ilustra um comparativo entre o deslocamento de fase obtido em três situações:

1. Considerando a atuação do controle de velocidade e excitação;
2. Considerando a atuação do controle de velocidade, porém, com um sinal constante aplicado ao controle de excitação;
3. Considerando um sinal constante aplicado ao controle de velocidade e ao controle de excitação.

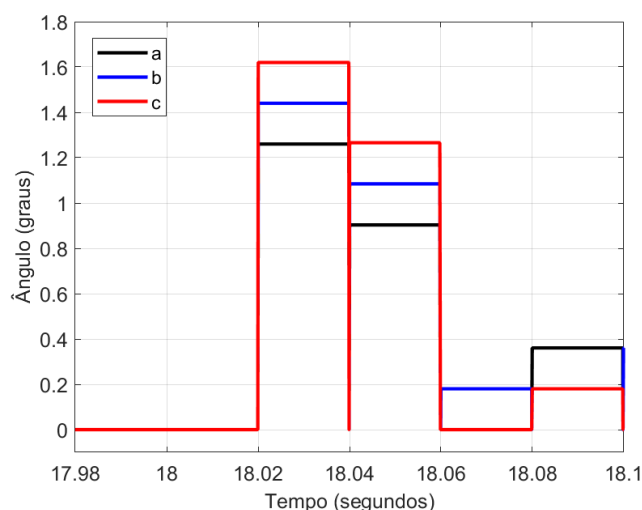


Figura 7: Comparativo da influência dos controladores de velocidade e excitação no deslocamento de fase: a) com ambos controladores; b) sem controle de excitação; c) sem o controlador de velocidade.

Logo, análises considerando os controladores constantes resultam em deslocamento de fase maiores no momento de um ilhamento e, poderiam levar a uma falsa inter-

pretação da atuação dos relés de salto de vetor. Assim, todas demais simulações descritas nesse trabalho foram realizadas considerando a atuação dos controladores de velocidade e excitação.

O gerador foi considerado funcionando com 95 % da sua potência nominal. Após a abertura da chave CB o gerador permanece ilhado alimentando a carga local. Três simulações foram realizadas considerando diferentes valores de potência para a carga local. Na primeira simulação, a carga foi definida para 90 % da potência gerada pelo GD antes da abertura do disjuntor. Na segunda simulação foi definida para 80 % e na terceira simulação, para 70 %. A Figura 8, ilustra a corrente que flui através da armadura do gerador para cada uma das três condições diferentes. A carga foi definida como impedância constante.

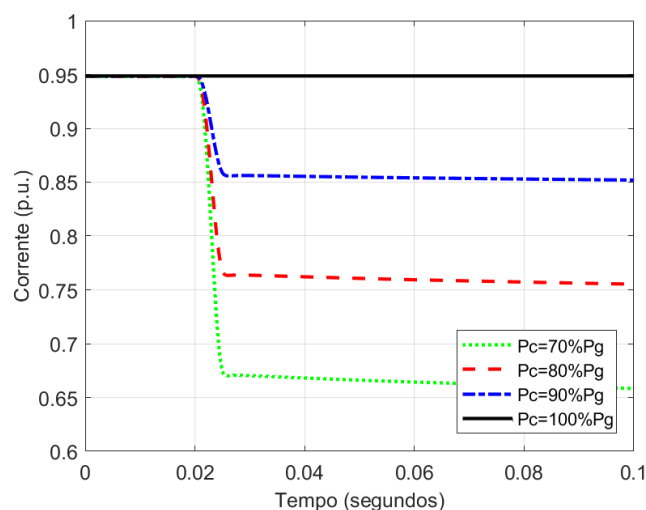


Figura 8: Corrente de armadura do gerador no momento do ilhamento onde: P_c corresponde a potência ativa da carga ilhada, P_g corresponde a potência ativa do gerador antes do ilhamento.

O ângulo de carga de cada situação pode ser verificado conforme ilustrado na Figura 9. Após a abertura do CB, o GD mudará o ponto de operação, alterando o ângulo de carga. Portanto, há um ângulo de carga anterior à abertura do disjuntor e um novo ângulo de carga onde o gerador se acomodará após a abertura do CB. O tempo que o GD leva para atingir o novo ângulo de carga é determinado pelos parâmetros do gerador síncrono.

Com o bloco de medição de salto vetorial descrito na Figura 5, este deslocamento de fase pode ser medido conforme ilustrado na Figura 10.

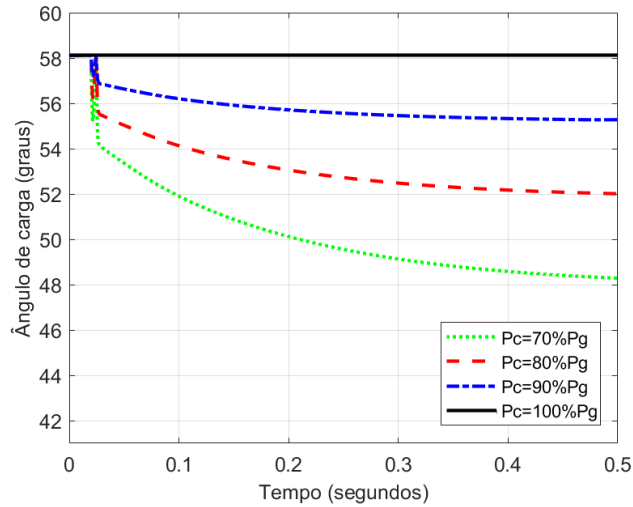


Figura 9: Variação no ângulo de carga no momento do ilhamento onde: P_c corresponde a potência ativa da carga ilhada, P_g corresponde a potência ativa do gerador antes do ilhamento.

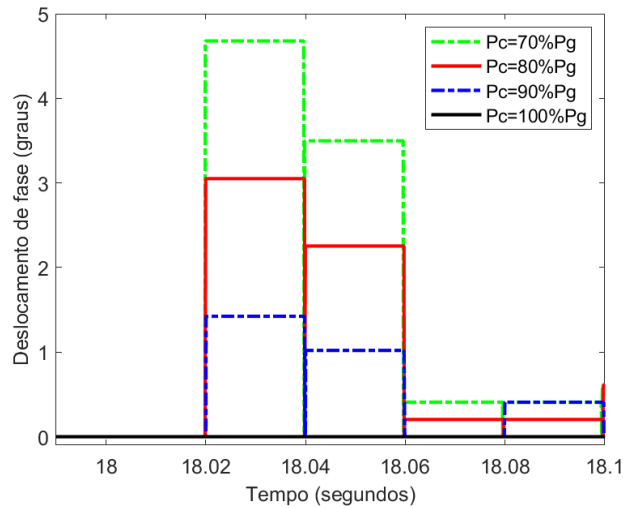


Figura 10: Variação no ângulo de carga obtido pelas medições utilizando bloco com a implementação do relé de salto de vetor no SIMULINK onde: P_c corresponde a potência ativa da carga ilhada, P_g corresponde a potência ativa do gerador antes do ilhamento.

3 Predição do ângulo de deslocamento pela aplicação das equações

O ângulo de carga de um gerador síncrono pode ser obtido pela análise do diagrama vetorial ilustrado na Figura 11. Neste diagrama, \bar{E}_t corresponde à tensão nos terminais da máquina, \bar{E}_q corresponde à tensão no eixo da quadratura, \bar{I}_t corresponde à corrente da armadura, X_q corresponde à reatância do eixo em quadratura, R_a corresponde à resistência da armadura, δ_i refere-se ao ângulo de carga e ϕ , ao ângulo entre a tensão e a corrente dos terminais do gerador [19].

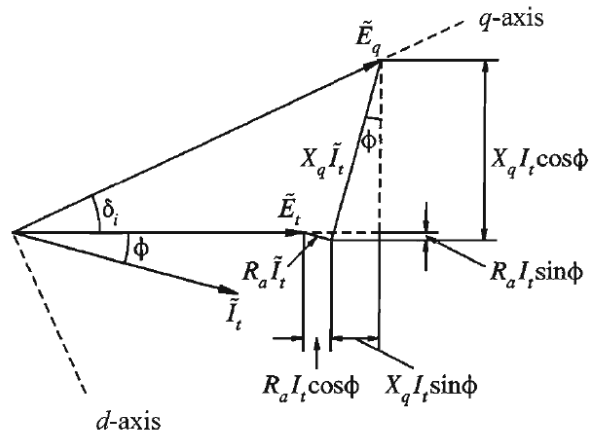


Figura 11: Diagrama de vetores de uma máquina síncrona [19].

Em [19], com base na análise do diagrama vetorial da Figura 11, é escrita uma equação para obtenção do ângulo de carga:

$$\theta = \tan^{-1}\left(\frac{X_q I_t \cos \phi - R_a I_t \sin \phi}{E_t + R_a I_t \cos \phi + X_q I_t \sin \phi}\right). \quad (3.1)$$

Considerando que o gerador estará operando com o controlador de potência reativa, com fator de potência unitário ($\cos \phi = 1$ e $\sin \phi = 0$), a equação (3.1) pode ser simplificada:

$$\theta = \tan^{-1}\left(\frac{X_q I_t}{E_t + R_a I_t}\right). \quad (3.2)$$

O valor da resistência de armadura R_a pode ser negligenciado, pois é significativamente inferior ao valor da reatância em quadratura X_q . Como o regulador automático

de tensão irá manter a tensão E_t próxima de 1 p.u., a equação pode ser simplificada para:

$$\theta = \tan^{-1}(X_q I_t). \quad (3.3)$$

Assim, considerando que a carga antes do ilhamento é conhecida e, a carga após o evento de ilhamento é conhecida, o desvio do ângulo de carga total pode ser calculado por:

$$\Delta\theta_{(total)} = \tan^{-1}(I_{t1} X_q) - \tan^{-1}(I_{t2} X_q) \quad (3.4)$$

onde, I_{t1} corresponde à corrente do gerador antes do evento de ilhamento e I_{t2} à corrente do gerador após o evento de ilhamento.

Como a equação simplificada usada para prever o deslocamento total no ângulo de carga com base nas equações de [19] utiliza apenas X_q , é possível prever que o período transiente de X_q afetará o ângulo de carga. Esse período transiente é representado pelas constantes de tempo T_q'' e T_{q0}'' conforme:

$$G_{(s)} = \frac{sT_q'' + 1}{sT_{q0}'' + 1} \quad (3.5)$$

onde, T_q'' e T_{q0}'' são as constantes de tempo de curto-circuito e de circuito aberto relacionadas à X_q .

Para analisar a resposta dessa função a um sinal degrau, é necessário multiplicá-la pela função de transferência desse sinal:

$$U_{(s)} = \frac{1}{s}. \quad (3.6)$$

Logo, a resposta em $Y_{(s)}$ será dada por:

$$Y_{(s)} = G_{(s)} U_{(s)} = \left(\frac{sT_q'' + 1}{sT_{q0}'' + 1} \right) \left(\frac{1}{s} \right). \quad (3.7)$$

Para solução dessa equação, é possível dividi-la em duas partes conforme:

$$Y_{(s)} = \frac{sT_q''}{s^2 T_{q0}'' + s} + \frac{1}{s^2 T_{q0}'' + s}. \quad (3.8)$$

Simplificando “s” no primeiro termo, obtêm-se:

$$Y_{(s)} = \frac{T_q''}{sT_{q0}'' + 1} + \frac{1}{s^2 T_{q0}'' + s}. \quad (3.9)$$

Dividindo-se todos os termos da equação por T''_{q0} , obtêm-se:

$$Y_{(s)} = \frac{T''_q/T''_{q0}}{s + (1/T''_{q0})} + \frac{1/T''_{q0}}{s^2 + s(1/T''_{q0})}. \quad (3.10)$$

Aplicando-se a transformada inversa de Laplace é possível obter a equação em função do tempo conforme:

$$Y_{(t)} = \mathcal{L}^{-1}\left\{\frac{T''_q/T''_{q0}}{s + (1/T''_{q0})} + \frac{1/T''_{q0}}{s^2 + s(1/T''_{q0})}\right\}. \quad (3.11)$$

Logo, Y_t pode ser escrito como:

$$Y_{(t)} = \frac{T''_q}{T''_{q0}} e^{-\frac{1}{T''_{q0}}t} + (1 - e^{-\frac{1}{T''_{q0}}t}). \quad (3.12)$$

Da equação (3.4) é possível obter a amplitude do degrau no ângulo de carga provocado pelo ilhamento. Da equação (3.12) é possível representar o comportamento transitório do ângulo de carga após a ocorrência do evento de ilhamento. A equação final que permite prever o deslocamento do ângulo de carga será:

$$\Delta\theta_{(t)} = (\tan^{-1}(I_{t1}X_q) - \tan^{-1}(I_{t2}X_q))\left(\frac{T''_q}{T''_{q0}} e^{-\frac{1}{T''_{q0}}t} + (1 - e^{-\frac{1}{T''_{q0}}t})\right)\left(\frac{180}{\pi}\right) \quad (3.13)$$

onde, $180/\pi$ é utilizado para conversão de radianos para graus.

Analisando-se a Figura 8, a corrente no momento anterior à abertura do interruptor CB corresponde a $I_{t1} = 0.9486$ p.u.. Os resultados da aplicação da equação (3.13) são apresentados na Tabela 1. Na primeira coluna da Tabela 1 estão os valores das correntes após a abertura do interruptor CB para cada simulação. Na segunda coluna da Tabela 1 os valores dos ângulos de deslocamento de fase obtidos pela simulação com o diagrama ilustrado na Figura 5. A terceira coluna da Tabela 1 contém os valores dos ângulos obtidos com a aplicação da equação (3.13).

Mesmo com um pequeno distúrbio que ocorre na tensão do PAC e na velocidade do eixo do gerador após a abertura do interruptor CB , a equação (3.13) fornece uma boa aproximação do deslocamento de fase que ocorrerá após um evento de ilhamento.

A implementação da equação (3.13) no MATLAB está ilustrada na Figura 12, onde $Tqdd = T''_q$ e $Tq0dd = T''_{q0}$.

Tabela 1: Comparativo entre resultado das simulações com resultado obtido pela aplicação das equações.

I_{t2}	Ângulo medido	Ângulo calculado
0.852 p.u.	1.62°	1.42°
0.7554 p.u.	3.09°	3.08°
0.6705 p.u.	4.68°	4.78°

```

1      clc
2      Ia1=0.9486;
3      Ia2=0.6705;
4      Xq=0.78;
5      Tq0dd=0.07;
6      Tqdd=0.024;
7      t=0.02;
8      DeltaAngulo=((atan(Ia1*xq))-atan(Ia2*xq))*(((Tqdd/Tq0dd)*exp
(-1/Tq0dd*t))+(1-(exp(-1/Tq0dd*t))))*(180/3.14)
9

```

Figura 12: Código M a ser implementado no MATLAB para obtenção do valor máximo do ângulo de deslocamento a ser ajustado no relé de salto de vetor.

4 Conclusão

Os investimentos em geração de energia elétrica em propriedades rurais por meio de biodigestores apresentam muitos benefícios, mas, também podem gerar alguns transtornos como o risco para o pessoal de manutenção que trabalha nas linhas de distribuição. Uma preocupação que se tem é que o GD possa continuar alimentando uma linha, mesmo depois que a equipe de manutenção tenha a desligado. Essa condição é conhecida como operação ilhada. Para evitar que isso ocorra, é necessário aplicar em cada GD algum dispositivo capaz de detectar o ilhamento. Como um dos métodos mais populares para detecção de ilhamento, os relés de salto de vetor exigem que os projetistas tenham a capacidade de prever o deslocamento de fase para cada instalação. Essa necessidade despertou o interesse em desenvolver um procedimento para simplificá-la. Em vista disso, um método para prever o deslocamento de fase durante um evento de ilhamento foi descrito neste trabalho. Foi demonstrado que o deslocamento de fase é determinado principalmente por parâmetros dos geradores síncronos que podem ser obtidos por procedimentos de teste ou na folha de dados dos fabricantes (X_q , T_q'' e T_{q0}''). Esta

contribuição auxilia os projetistas na tarefa de definir os valores a serem estabelecidos nos relés de salto de vetor.

Como proposta para trabalho futuro, tem-se a realização de uma análise dos métodos utilizados para identificação dos parâmetros X_q , T_q'' e T_{q0}'' de máquinas síncronas permitindo a implementação de relés de salto de vetor auto ajustáveis.

5 Agradecimentos

Ao Instituto Federal Farroupilha, Campus Santa Rosa, pelo apoio e incentivo à qualificação profissional e, em especial, ao Programa Institucional de Incentivo à Qualificação Profissional dos Servidores do IFFar (PIIQP).

Referências

- [1] A. T. Kolli, and N. Ghaffarzadeh, A novel phaselet-based approach for islanding detection in inverter-based distributed generation systems, *Electric Power Systems Research*, 2020. <https://doi.org/10.1016/j.epsr.2020.106226>
- [2] S. Admasie, et al., A passive islanding detection scheme using variational mode decomposition-based mode singular entropy for integrated microgrids, *Electric Power Systems Research*, 2019. <https://doi.org/10.1016/j.epsr.2019.105983>
- [3] U. Markovic, et al., Impact of inverter-based generation on islanding detection schemes in distribution networks, *Electric Power Systems Research*, 2021. <https://doi.org/10.1016/j.epsr.2020.106610>
- [4] Standard for Interconnection and Interoperability of Distributed Energy Resources with Associated Electric Power Systems Interfaces, *IEEE Std 1547-2018*, 2018. <https://doi.org/10.1109/IEEESTD.2018.8332112>
- [5] Recommended Practice for Interconnecting Distributed Resources with Electric Power Systems Distribution Secondary Networks, *IEEE Std 1547.6-2011*, 2011. <https://doi.org/10.1109/IEEESTD.2011.6022734>
- [6] Standard Conformance Test Procedures for Equipment Interconnecting Distributed Energy Resources with Electric Power Systems and Associated Interfaces, *IEEE Std 1547.1-2020*, 2020. <https://doi.org/10.1109/IEEESTD.2020.9097534>

- [7] Resolução Normativa nº 482, de 17 de abril de 2012, *ANEEL*, 2012. <http://www2.aneel.gov.br/cedoc/ren2012482.pdf>
- [8] Ntc905200: Acesso de micro e minigeração distribuída ao sistema da Copel (com compensação de energia), *COPEL*, 2018. <https://www.copel.com/hpcweb/copel-distribuicao/poder-publico/micro-e-mini-geracao/>
- [9] Finkler, A. L., et al., Avaliação da regulamentação existente para interconexão de microgeração de energia por máquinas síncronas e assíncronas, *Brazilian Journal of Development*, 2020. <https://doi.org/10.34117/bjdv6n12-151>
- [10] W. Freitas, et al., A practical method for assessing the effectiveness of vector surge relays for distributed generation applications, *IEEE Power Engineering Society General Meeting*, 2004. <https://doi.org/10.1109/TPWRD.2004.838637>
- [11] D. Motter and J. C. de Melo Vieira, The Setting Map Methodology for Adjusting the DG Anti-Islanding Protection Considering Multiple Events, *IEEE Transactions on Power Delivery*, 2018. <https://doi.org/10.1109/TPWRD.2018.2816400>
- [12] J. O. C. Pereira and M. Moreto, Protection strategy for fault detection in inverter-dominated low voltage AC microgrid, *Electric Power Systems Research*, 2021. <https://doi.org/10.1016/j.epsr.2020.106572>
- [13] H. Abdi, et al., A Novel Passive Islanding Detection Scheme for Synchronous-type DG using Load Angle and Mechanical Power Parameters, *Electric Power Systems Research*, 2020. <https://doi.org/10.1016/j.epsr.2020.106968>
- [14] A. Rostami, et al., Islanding Detection of Synchronous DG based on Inherent Feature Extracted from Mechanical Power, *Iranian Journal of Science and Technology, Transactions of Electrical Engineering*, 2019. <https://doi.org/10.1007/s40998-019-00193-8>
- [15] A. Rostami, et al., Islanding detection of distributed generation based on rate of change of exciter voltage and mechanical power with circuit breaker switching strategy, *IEEE Industry Applications Society Annual Meeting*, 2017. <https://doi.org/10.1109/IAS.2017.8101799>
- [16] A. Rostami, et al., Islanding Detection of Distributed Generation Based on Rate of Change of Exciter Voltage With Circuit Breaker Switching Strategy, *IEEE Transactions on Industry Applications*, 2019. <https://doi.org/10.1109/TIA.2018.2868547>

- [17] M.R. Alam and T. K. Saha, Detection of DG-islanding employing decision boundary of polarization ellipse parameters, *Electric Power Systems Research*, 2020. <https://doi.org/10.1016/j.epsr.2020.106536>
- [18] H. Khalid and A. Shobole, Existing Developments in Adaptive Smart Grid Protection: A Review, *Electric Power Systems Research*, 2021. <https://doi.org/10.1016/j.epsr.2020.106901>
- [19] P. Kundur, *Power System Stability And Control*, McGraw-Hill, ISSN 9780070635159, 1994.
- [20] Standard Conformance Test Procedures for Equipment Interconnecting Distributed Resources with Electric Power Systems, *IEEE 1547.1-2005*, 2005. <https://doi.org/10.1109/IEEESTD.2005.96289>
- [21] M. Kandakatla, et al., Advanced Vector Shift Algorithm for Islanding Detection, *23rd International Conference on Electricity Distribution*, 2015. http://cired.net/publications/cired2015/papers/CIRE2015_0480_final.pdf
- [22] M. Hou, et al., Vector shift method for islanding detection based on simulation test, *Transactions of Tianjin University*, 2008. <https://doi.org/10.1007/s12209-008-0022-x>
- [23] Recommended Practice for Excitation System Models for Power System Stability Studies, *IEEE 421.5-2016*, 2016. <https://doi.org/10.1109/IEEESTD.2016.7553421>

Submetido em 30 de Setembro de 2020.
1ª Decisão em 07 de Janeiro de 2021
2ª Decisão em 14 de Maio de 2021
Aceito em 17 de Julho de 2021.

6 Anexo A

A Tabela 2 contém os parâmetros que devem ser utilizados para configuração da máquina síncrona para realização das simulações.

Tabela 2: Parâmetros para simulação.

Parâmetro	Valor	Unidade
R_a	0.003	<i>p.u.</i>
X_d	1.8	<i>p.u.</i>
X'_d	0.3	<i>p.u.</i>
X''_d	0.23	<i>p.u.</i>
X_q	0.78	<i>p.u.</i>
X''_q	0.25	<i>p.u.</i>
T'_d	0.8274	<i>segundos</i>
T''_d	0.0232	<i>segundos</i>
T'_{d0}	5	<i>segundos</i>
T''_{d0}	0.03	<i>segundos</i>
T''_q	0.024	<i>segundos</i>
T''_{q0}	0.07	<i>segundos</i>
H	3	<i>segundos</i>