

Rate of Change of Active Power as a Power Swing Blocking Function of Distance Relays

Carlos Lazaro, Gustavo Marchesan, Ghendy Cardoso Jr., Luiz F. Freitas-Gutierrez, and Adriano P. Morais

Abstract—Power swings may cause undesired trips of protection relays and, consequently, shutting down power utility equipment, leading to the outage of loads. This paper presents a procedure for detecting power swings based on the rate of change of active power. When a power swing occurs, the derivative of the active power can be modeled as a sinusoidal function and, therefore, it is possible to estimate the frequency oscillation. The proposal takes advantage to this theoretical concept to detect power swings on transmission systems. Simulation results show that the developed algorithm has good performance, including research scenarios against low and large power swings. The protection relay is unblocked upon the occurrence of a short-circuit. The proposed technique is simple to implement and can be employed as a Power Swing Blocking (PSB) function to avoid misoperation of distance protection relays.

Index Terms—Power swing, Distance protection relay, Power Swing Blocking (PSB).

I. INTRODUÇÃO

Em um Sistema Elétrico de Potência (SEP), em regime permanente, há o equilíbrio entre a potência gerada e a consumida pela carga e perdas [1]. Oscilações de Potência (OPs) são originadas pela variação da defasagem angular entre duas máquinas síncronas, resultando em sinais de tensão e de corrente como os ilustrados na Fig. 1. A frequência típica dessas oscilações pode ser inferior a 1 Hz e atingir até alguns poucos Hz (<10 Hz) [2], [3]. OPs em baixas frequências (entre 0,1 e 3 Hz) ocorrem, normalmente, em SEPs robustos e durante os primeiros instantes da perturbação [4].

As OPs são classificadas como estáveis ou instáveis. Em OPs estáveis, os geradores encontram um novo ponto de operação em razão do efeito de amortecimento, assim como devido a atuação de controladores de velocidade e de estabilizadores [5], [6]. Nas OPs instáveis, ocorre a perda de sincronismo entre os geradores e, de forma a evitar maiores riscos ao SEP, é necessária a separação do sistema em ilhas.

Em eventos de OPs estáveis, relés de proteção de distância detectam uma redução temporária na impedância que, em algumas situações, pode ser interpretada erroneamente como um Curto-Circuito (CC). Nesse contexto, a *North American Electric Reliability Corporation* (NERC) reportou que, nos Estados Unidos em 2003, cerca de 75% das perturbações, que

Carlos Lazaro is with the Universidad del Sinú (UNISNU), Montería, CO, 230001 Colombia (e-mail: carloslazaro@unisnu.edu.co).

Gustavo Marchesan, Ghendy Cardoso Jr. and Luiz F. Freitas-Gutierrez are with the Department of Electromechanics and Power Systems (DESP), Federal University of Santa Maria (UFSM), Santa Maria, RS, 97015-660 Brazil (e-mail: gutomarchesan@gmail.com; ghendy@ufsm.br; luiz.gutierrez@ufsm.br).

Adriano P. Morais is with the Technical Industrial College of Santa Maria (CTISM), Federal University of Santa Maria (UFSM), Santa Maria, RS, 97015-660 Brazil (e-mail: adriano@ctism.ufsm.br).

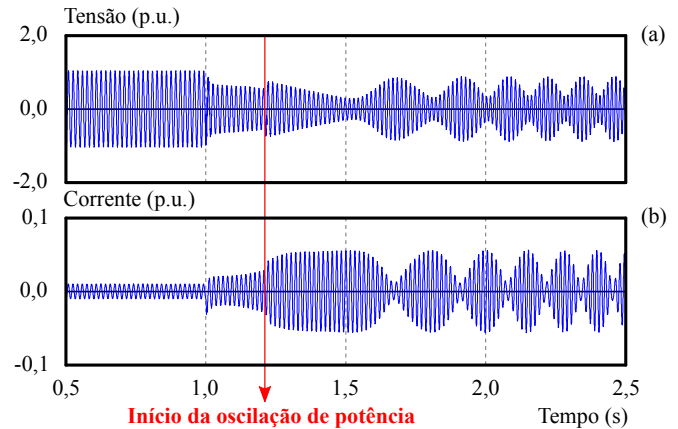


Fig. 1. Oscilação de Potência. (a) Forma de onda da tensão. (b) Forma de onda da corrente.

causaram desligamentos em cascata e blecautes, envolveram atuações indevidas de relés de proteção de distância [7]. Em âmbito nacional, o sistema elétrico brasileiro sofreu também desligamentos dessa natureza. Devido a um problema localizado em uma das linhas de transmissão que interligam a Usina Hidrelétrica de Itaipu à Região Sudeste do Brasil, ocorreu uma perturbação geral no Sistema Interligado Nacional (SIN) em 10 de novembro de 2009. Isso envolveu diretamente as Regiões Sudeste e Centro-Oeste, desencadeando uma série de desligamentos automáticos. Nesse evento e como resultado da OP, verificou-se que a Região Sul operou com uma frequência de 63,5 Hz por alguns instantes, enquanto que as Regiões Norte e Centro-Oeste trabalharam entre 58,0 e 58,3 Hz [8].

A fim de evitar os problemas expostos acima, técnicas de bloqueio contra OPs estáveis (do inglês, *Power Swing Blocking* — PSB) foram desenvolvidas no setor elétrico. As estratégias de PSB são comumente divididas em convencionais e não convencionais [9]. As primeiras fundamentam-se no monitoramento da variação de impedância aparente para diferenciar OPs estáveis de CCs. Pode-se citar os métodos das características concêntricas e o uso de *blindings*. Esses métodos medem o tempo requerido para que a impedância aparente cruze as regiões de disparo delimitadas por cada um [9]. Para um CC, a impedância aparente move-se rapidamente em direção à zona de operação dos relés de proteção de distância. Já no caso de OPs estáveis, as mudanças são lentas e graduais, pois há dependência com as alterações de velocidade dos geradores. Se o tempo mensurado é maior do que um limiar programado, constata-se que o evento é uma OP. Então, o PSB inibe a atuação do relé de proteção de distância [10]–[12]. No

entanto, existem duas desvantagens: após o relé ser inibido, esses métodos são incapazes de detectar novos eventos; e demandam análises exaustivas de transitórios elétricos na rede local para determinar os ajustes de tempo e os *blindings* [13].

A técnica da tensão do centro elétrico (do inglês, *Swing Center Voltage* — SCV) [10], respalda-se no uso da expressão matemática $V \cos \varphi$, em que V é o módulo da tensão mensurada e $\cos \varphi$ é o fator de potência local. Durante OPs, o SCV muda de maneira contínua. Por outro lado, o SCV permanece fixo para CCs.

Existem ainda estratégias não convencionais que empregam a Transformada Rápida de Fourier (TRF) ou a Transformada Wavelet (TW) para evitar a operação incorreta de relés de proteção de distância frente a OPs [14]. A TRF determina os coeficientes através do sinal de potência ativa. A partir disso, um algoritmo compara os coeficientes observados durante OPs e faltas balanceadas. Uma desvantagem é a necessidade de estudos exaustivos, por meio de simulações da rede elétrica, para definir os limites das componentes harmônicas utilizados para detectar faltas balanceadas [14]. A TW mostra-se eficiente para a análise de transitórios em SEPs. Em [15], investigam-se frequências de amostragem para diferenciar OPs e faltas balanceadas. Em [16], propõe-se uma TW embasada na variação de impedância para detectar OPs e CCs. A principal desvantagem do uso da TW nos métodos revisados é a alta taxa de amostragem que restringe a sua aplicação em relés.

Em [17], um método composto por detectores de OPs e de CCs foi proposto. No caso de OPs, há o monitoramento dos erros quadráticos médios produzidos quando o sinal instantâneo da tensão é comparado com funções características senoidais e triangulares. Já a detecção de CCs baseia-se na avaliação da forma de onda. Para tanto, utiliza-se o coeficiente de assimetria de Fisher sobre o sinal de corrente. O método monitora os erros quadráticos médios gerados pelas funções características mencionadas acima e o coeficiente de assimetria de Fisher de modo a detectar OPs e faltas durante oscilação de frequências de até 6 Hz.

Em [18] é proposto um método para detecção de faltas simétricas durante OPs utilizando espaço de fase. Essa técnica baseia-se no mapeamento de uma série temporal em espaço de dimensão superior. O sinal recebido é decomposto em duas componentes, uma referente à OP e outra referente ao CC. Os CCs são reconhecidos pela sua forma irregular quando comparados à forma verificada durante OPs.

Em [19], um novo método para a detecção de faltas simétricas durante OPs, estruturado na taxa de variação das potências ativa e reativa, é proposto. Os autores observam que as taxas de variação das potências ativa e reativa são, respectivamente, proporcionais às funções cosseno e seno da abertura angular entre barras. Assim, é constatada uma diferença angular de 90° . Já durante CCs, a diferença angular é igual a 0° . A metodologia discutida em [19] mede os intervalos entre as passagens por zero para diferenciar CCs de OPs.

Um método fundamentado na estimação de amostras e no cálculo de erros é apresentado em [20]. Ele usa a expansão em série de Taylor com correção de amostras. O índice usado para a identificação dos eventos é a soma dos erros quadráticos em uma janela de amostragem.

Dois algoritmos, utilizando fasores de tensão e de corrente em frequência fundamental, são relatados em [21]. O primeiro método calcula a diferença entre duas amostras de tensão e de corrente, as quais são multiplicadas entre si. Se o sinal resultante for positivo e permanecer com essa condição por um determinado tempo, a falta durante OP é detectada. Segundo os autores de [21], o algoritmo proposto é rápido e livre de ajustes. Esse método exige ao menos dois ciclos da componente fundamental para detectar o CC. Já o segundo método respalda-se no cálculo da admitância. A técnica utiliza as componentes contínua e alternada da admitância. Durante faltas, a componente alternada é fortemente atenuada, já durante OPs ela é prevaletente. Segundo os autores de [21], o algoritmo é mais rápido que um ciclo.

Uma técnica para a proteção de linhas de transmissão, baseada em uma transformada morfológica, é proposta em [22]. Essa transformada é empregada para extrair a componente contínua do sinal de corrente. A partir disso, é possível distinguir CCs de OPs. Os resultados apresentados demonstram que a detecção de faltas durante OPs ocorre, geralmente, em até 2 ciclos de 60 Hz.

Os métodos convencionais falham, frequentemente, em casos de CCs durante OPs. Já alguns métodos não convencionais, como [17], [18], [21]–[23], promovem proteção contra CCs durante a OP. No entanto, essas estratégias de proteção não adquiriram ainda aplicabilidade industrial. Com a inserção descentralizada de recursos energéticos renováveis, observa-se atualmente a redução da constante de inércia de SEPs. Por sua vez, isso exige a redução dos tempos de operação das proteções a fim de manter a estabilidade do sistema interligado. Sendo assim, busca-se neste trabalho a proposta de uma metodologia simples e rápida com a capacidade de identificar faltas durante OPs.

Este artigo propõe um método de PSB que identifica OPs através do monitoramento da variação de frequência da oscilação de potência ativa. Como contribuições, destaca-se que a proposta:

- Identifica qualquer trajetória de oscilação independentemente do lugar geométrico onde o relé de proteção está instalado.
- Reduz o tempo médio de detecção de falta durante OP em comparação com [15], [18], [19], [22]–[24].
- Discrimina rapidamente CCs de OPs estáveis por meio de um parâmetro obtido sem a necessidade de estudos exaustivos.
- Não requer elevadas taxas de amostragem.

Na Seção II, apresenta-se uma revisão dos conceitos teóricos abordados neste trabalho. A Seção III contém explicações sobre a metodologia proposta. Na Seção IV, descrevem-se os resultados obtidos em estudos de caso, seguidos por conclusões na Seção V.

II. FUNDAMENTAÇÃO MATEMÁTICA DA PROPOSTA

A representação de um SEP constituído por duas unidades geradoras conectadas através de uma linha de transmissão é ilustrada na Fig. 2. Esse modelo é amplamente utilizado para o estudo do comportamento da potência ativa durante OPs.

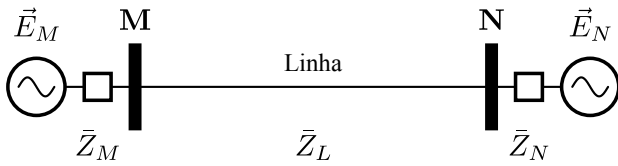


Fig. 2. SEP composto por duas unidades geradoras.

A potência ativa durante uma OP é apresentada na Fig. 3. A taxa de variação da potência ativa — em outras palavras, a derivada da potência ativa — é uma função senoidal, relacionada com a diferença de fase entre as tensões \vec{E}_M e \vec{E}_N das fontes no sistema elétrico apresentado na Fig. 2 [19], [25].

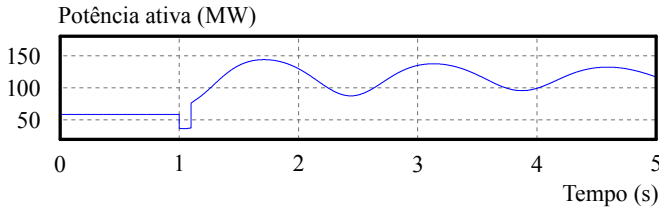


Fig. 3. Potência ativa em oscilação estável.

Considere um relé de proteção instalado na barra M do SEP da Fig. 2. A corrente através da impedância série da linha (\vec{I}_M) e a tensão \vec{U}_M medidas na barra M são

$$\vec{I}_M = \frac{\vec{E}_M - \vec{E}_N}{\vec{Z}_t} \quad (1)$$

$$\vec{U}_M = \vec{E}_M - \vec{I}_M \vec{Z}_M \quad (2)$$

$$\vec{Z}_t = \vec{Z}_M + \vec{Z}_L + \vec{Z}_N \quad (3)$$

em que \vec{Z}_t é a impedância total da linha de transmissão, composta pelas impedâncias parciais \vec{Z}_M , \vec{Z}_L e \vec{Z}_N .

A potência complexa \vec{S}_M , verificada pelo relé de proteção na barra M da Fig. 2, é igual a

$$\vec{S}_M = \vec{U}_M \vec{I}_M^* = \vec{E}_M \vec{I}_M^* - |\vec{I}_M|^2 \vec{Z}_M = P_M + jQ_M \quad (4)$$

em que P_M e Q_M são as potências ativa e reativa respectivamente.

A potência ativa P_M pode ser descrita como

$$P_M = B \sin(\omega_{osc} t) + C \quad (5)$$

em que B é a amplitude e ω_{osc} é a frequência angular da OP. Ademais, t representa o tempo (em segundos) e C é uma componente contínua.

Para empregar um estimador de frequência da oscilação de potência ativa, a componente contínua C é eliminada ao derivar (5). Com isso, atinge-se a seguinte formulação matemática

$$\dot{P} = \frac{dP_M}{dt} = A \cos(\omega_{osc} t) \quad (6)$$

em que a amplitude do sinal \dot{P} é dada por $A = \omega_{osc} B$. Para obtenção de (6), a frequência de oscilação do SEP foi considerada constante. No entanto, sabe-se que ela varia normalmente. Dada a grande inércia que existe geralmente em SEPs, essas variações são lentas. Assim, adotar essa simplificação mostra-se como uma estratégia válida.

A. Método de Estimação da Frequência da OP

Para uma análise em tempo discreto, (6) é reescrita como

$$\dot{P}[k] = A \cos(\omega_{osc} k T_S) \quad (7)$$

para k e T_S iguais ao número da amostra e ao período de amostragem respectivamente.

Como em (7) há três incógnitas — A (assumida constante em pequenos períodos), k e ω_{osc} —, são necessárias duas medidas adicionais para estimar a frequência da OP. Para os instantes $k-1$ e $k-2$, sabe-se que

$$\dot{P}[k-1] = A \cos[\omega_{osc}(k-1)T_S] \quad (8)$$

$$\dot{P}[k-2] = A \cos[\omega_{osc}(k-2)T_S]. \quad (9)$$

Adicionando (7) com (9) e, em seguida, dividindo por (8), obtém-se

$$\frac{\dot{P}[k] + \dot{P}[k-2]}{\dot{P}[k-1]} = \frac{\cos(\omega_{osc} k T_S) + \cos[\omega_{osc}(k-2)T_S]}{\cos[\omega_{osc}(k-1)T_S]}. \quad (10)$$

A solução de (10) para a frequência de oscilação é igual a

$$\omega_{osc}(k) = \frac{1}{T_S} \arccos\left(\frac{\dot{P}[k] + \dot{P}[k-2]}{2\dot{P}[k-1]}\right). \quad (11)$$

Então, a frequência de oscilação f_{osc} é obtida por meio de

$$f_{osc}(k) = \frac{1}{2\pi T_S} \arccos\left(\frac{\dot{P}[k] + \dot{P}[k-2]}{2\dot{P}[k-1]}\right). \quad (12)$$

Em alguns casos, distorções no sinal podem tornar o termo $\dot{P}[k] + \dot{P}[k-2]$ maior do que $2\dot{P}[k-1]$. Assim, a função arco cosseno é indefinida e o valor da frequência é considerado nulo.

III. METODOLOGIA PROPOSTA

A proposta fundamenta-se na Estimação da Frequência de Oscilação da Potência (EFOP). Ela tem como objetivo detectar oscilações de potência ativa e bloquear o relé de proteção de distância, evitando a sua operação indevida. Durante uma OP, a potência ativa oscila em uma taxa de variação proporcional à diferença entre as frequências dos geradores. Com isso, estima-se a frequência de oscilação f_{osc} e, posteriormente, monitora-se a sua inclinação. Dada a inércia típica de SEPs, OPs costumam apresentar variações lentas e progressivas. Dessa maneira, ângulos de inclinação θ_i reduzidos indicam a ocorrência de OPs. Em contrapartida, ângulos grandes apontam a existência de outros eventos como, por exemplo, CCs.

A Fig. 4(a) apresenta como é determinada a tendência entre amostras de f_{osc} ao longo do tempo por meio do ângulo de inclinação θ_i . Esse ângulo é quantificado como

$$\theta_i[k] = \arctan\left|\frac{f_{osc}[k] - f_{osc}[k-1]}{t[k] - t[k-1]}\right|. \quad (13)$$

Como demonstrado na Fig. 5, existem comportamentos característicos dos ângulos de inclinação da frequência de oscilação para cada grupo de eventos. Dessa forma, o uso de limites de detecção de uma OP podem ser definidos, vide Fig. 4(b).

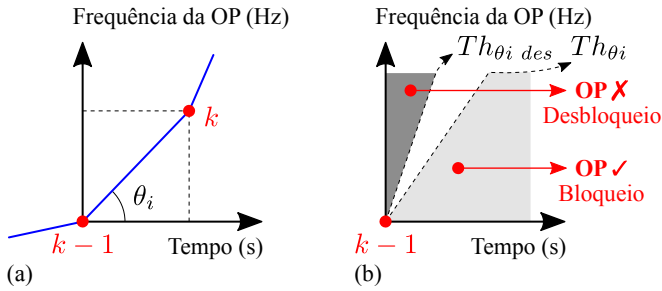


Fig. 4. Monitoramento da inclinação da frequência de oscilação. (a) Representação de θ_i . (b) Limites de detecção de uma OP.

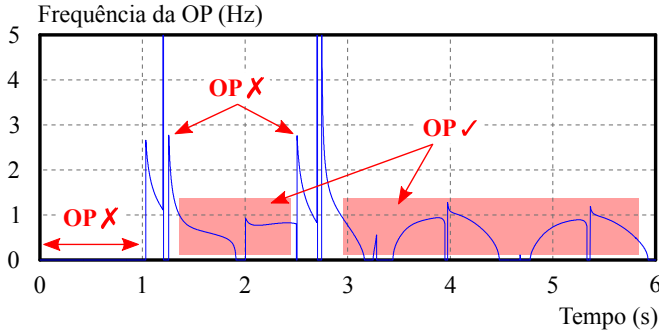


Fig. 5. Identificação de inclinações suaves e abruptas.

A Fig. 6 apresenta um fluxograma simplificado do funcionamento do EFOP. Inicialmente, realiza-se a leitura das potências ativas de cada fase. Nos estudos apresentados neste artigo, a potência ativa foi obtida diretamente a partir de simulações no DIGSILENT PowerFactory®. Em seguida, a derivada da potência (\dot{P}) é obtida por meio de duas amostras de potência consecutivas conforme equação

$$\dot{P} = \frac{P[k] - P[k-1]}{T_S}. \quad (14)$$

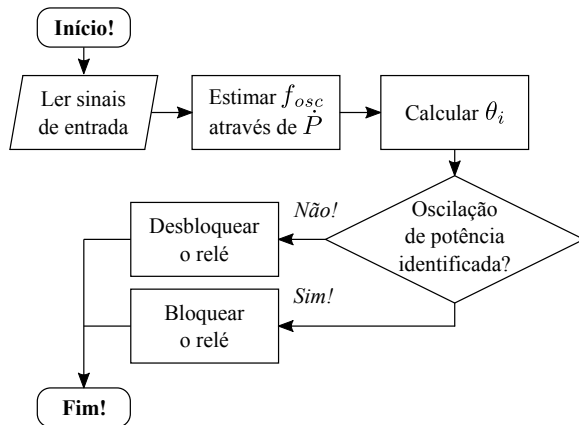


Fig. 6. Fluxograma do funcionamento do EFOP.

Com a derivada da potência ativa, f_{osc} é estimada e a sua inclinação (θ_i) é monitorada. Como indica a Fig. 6, verifica-se a condição de existência de uma OP. Em caso positivo para uma OP, o relé de proteção de distância é bloqueado. Em caso negativo, ele é desbloqueado.

A Fig. 7 apresenta, em detalhes, o algoritmo proposto. O fluxograma é implementado individualmente para cada fase. Primeiramente, os sinais de potência ativa são lidos e as suas derivadas (dP/dt) são determinadas. O bloco “1” compara dP/dt com o limiar $Th_{dP/dt}$, atuando como um gatilho para iniciar a detecção. Esse limiar possui duas funções. A primeira é evitar a estimativa da frequência quando a função arco cosseno em (12) é indeterminada. Isso ocorre quando o denominador da função arco cosseno, ou seja, $\dot{P}[k-1]$ for nulo ou muito próximo de zero. A segunda função é diminuir o esforço computacional no relé uma vez que, caso a derivada não venha a exceder o valor de ajuste, não se procede com as etapas restantes do algoritmo.

A derivada da potência também pode ser zero durante OPs, pois uma senoide cruza por zero duas vezes por ciclo de oscilação. Nesses momentos, \dot{P} é menor do que $Th_{dP/dt}$, algo que poderia indicar o fim da perturbação. Não é conveniente que o relé seja desbloqueado nessas condições. Por outro lado, deve-se indicar o fim da OP a fim de evitar processamentos desnecessários de dados. Portanto, o algoritmo somente entende como fim do evento e desbloqueia o relé quando a potência parar de oscilar por um tempo longo, veja bloco “5” na Fig. 7. Definiu-se arbitrariamente que, se a derivada da potência permanece inferior a seu limiar por mais de 4 segundos, a perturbação cessou e o relé pode ser desbloqueado. Durante esse período, o relé permanece bloqueado, a não ser que ocorra um CC.

Caso dP/dt exceda o limiar $Th_{dP/dt}$, procede-se para a estimação de f_{osc} e θ_i por meio de (12) e (13) respectivamente. Inclinações grandes de f_{osc} indicam CCs. Quando θ_i torna-se maior que o limiar de desbloqueio ($Th_{\theta_i des}$), inicia-se uma contagem de tempo para o desbloqueio do relé (t_C), veja o bloco “2” na Fig. 7. Se o ajuste da temporização (t_{CAJ}) for alcançado, desativa-se o bloqueio devido a existência de um CC.

OPs são caracterizadas por uma pequena inclinação da frequência de oscilação (f_{osc}). Caso θ_i for menor do que Th_{θ_i} , o relé é instantaneamente bloqueado, veja o bloco “3”. A frequência de oscilação durante os eventos de OP pode ser tanto crescente quanto decrescente. Assim, é necessário avaliar o módulo de θ_i para identificar corretamente o evento. Além disso, a inequação do bloco “3” possui o zero como limite inferior de modo a não acusar um evento de OP para cenários em que (12) é indefinida.

A. Ajustes dos Limiares da Proposta

Os limiares da EFOP são divididos em externos e próprios e estão apresentados na Tabela I. Os limiares próprios são aqueles que não necessitam da interferência do usuário. Esses já foram definidos após observações em inúmeras simulações com dois sistemas elétricos de teste diferentes, o caso apresentado neste trabalho e o sistema IEEE de nove barras [26]. São limiares ditos próprios: o ângulo de inclinação de bloqueio Th_{θ_i} , o ângulo de inclinação de desbloqueio ($Th_{\theta_i des}$) e a temporização característica de desbloqueio (t_{CAJ}). A adoção desses ângulos típicos é possível porque CCs têm como característica gerar rápidas variações das correntes e das potências.

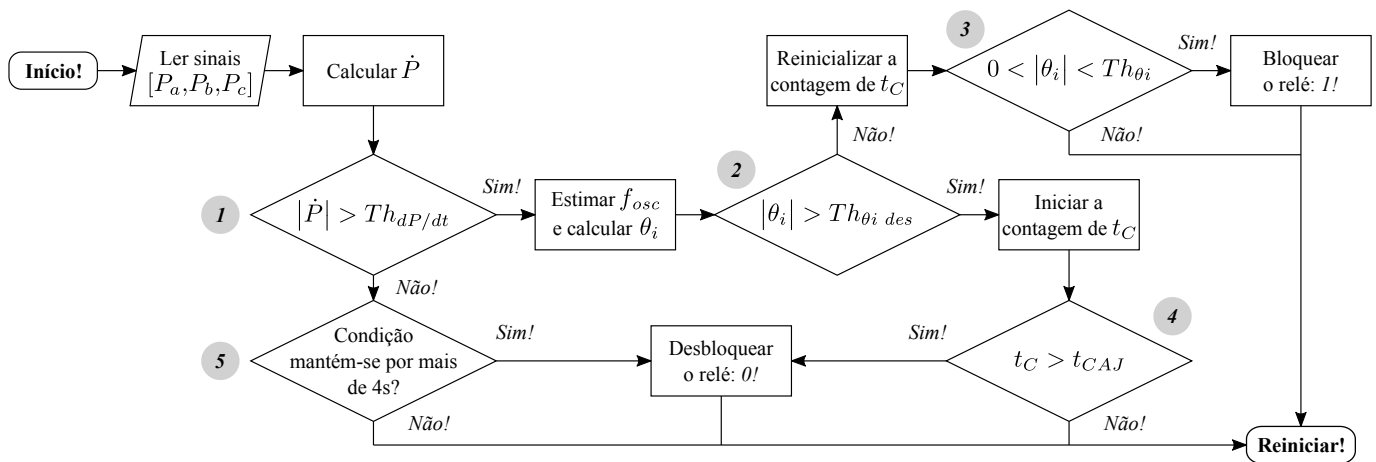


Fig. 7. Metodologia para bloqueio ou para desbloqueio do relé de proteção de distância.

TABELA I
PARÂMETROS E LIMIARES DEFINIDOS PARA A EFOP

Límiar	Valor	Observação
$Th_{dP/dt}$	20 MW/s	Ajustado pelo usuário (externo)
Th_{θ_i}	80°	Límiar próprio
$Th_{\theta_i des}$	85°	Límiar próprio
t_{CAJ}	42 ms	Límiar próprio

Essas variações manifestam-se nas frequências estimadas por picos, como constata-se na Fig. 5. Observou-se a partir das já referidas simulações que, em caso de CCs, o ângulo de inclinação θ_i demonstrava valores compreendidos entre 85° e 90° durante os primeiros ciclos. Assim, assumiu-se $Th_{\theta_i des}$ igual a 85°. Durante OPs, as variações nas frequências de oscilação são lentas. Assim, adotou-se que, quando θ_i for menor do que 80°, os relés devem ser bloqueados. A faixa entre 80° e 85° corresponde a uma faixa de transição, ou seja, é de uma situação indeterminada. Nesse caso, a contagem para desbloqueio é zerada, mas isso não implica em bloqueio imediato do relé. Caso o relé estiver bloqueado, permanecerá bloqueado. Caso estiver ocorrendo a contagem de tempo para desbloqueio, ela é reiniciada.

Os limiares ditos externos são aqueles que exigem a parametrização pelo usuário. Enquadra-se nessa categoria o limiar $Th_{dP/dt}$, o qual permite o início do algoritmo. O algoritmo deve iniciar em casos de OP significativa, que possam causar o deslocamento da impedância no plano $R-X$ até a zona de atuação do relé de impedância. Assim, o ajuste de $Th_{dP/dt}$ deve ser baseado no máximo valor de dP/dt , observado em situações nas quais o SEP está no limite de operação considerado normal. Para a sua determinação, sugere-se a simulação de um chaveamento de carga pesada próximo da barra de instalação do relé.

Apesar da frequência de oscilação variar lentamente durante OPs com ângulos menores do que Th_{θ_i} , picos podem ocorrer durante as passagens de dP/dt por zero. Por exemplo, observe na Fig. 5 que ocorrem grandes inclinações da frequência de oscilação (θ_i) em aproximadamente 2; 3,9 e 5,3 s. Para evitar

o desbloqueio do relé, uma temporização foi utilizada. O ajuste de t_{CAJ} foi determinado ao observar o comportamento de f_{osc} frente a eventos de OP, de CC, de chaveamento de linhas, entre outros. Observa-se que uma temporização de aproximadamente 42 ms é suficiente para evitar o desbloqueio indevido devido aos transitórios no cálculo da frequência de oscilação. A Tabela I descreve os valores utilizados para $Th_{dP/dt}$, Th_{θ_i} , $Th_{\theta_i des}$ e t_{CAJ} neste artigo.

IV. ESTUDOS DE CASO

Para obter sinais de corrente e de tensão em eventos de OP, simulações computacionais foram conduzidas no DIGSILENT PowerFactory®. O sistema elétrico teste é ilustrado na Fig. 8 e os seus parâmetros são detalhados em [15]. Já o EFOP foi implementado no MATLAB®.

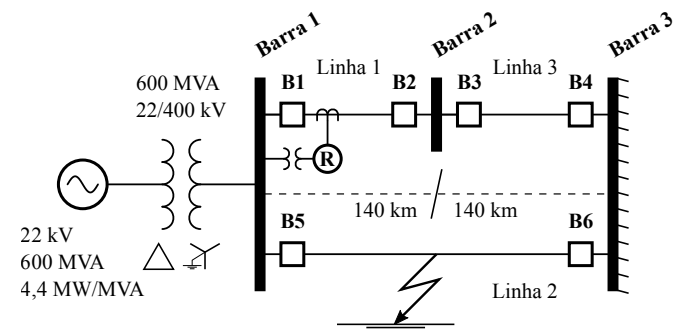


Fig. 8. Sistema elétrico teste.

O sistema elétrico teste serve para a realização de três estudos casos: oscilação estável, oscilação instável e CC durante oscilação estável. Os sinais de corrente e de tensão são obtidos a uma taxa de 64 amostras por ciclo. Apesar de muitos relés atuais possuírem elevada taxa de amostragem, optou-se por esse valor para verificar o desempenho do método proposto em um cenário de menor capacidade computacional. O cálculo de f_{osc} considera uma janela de meio ciclo de 60 Hz, ou seja, $T_S = 8,33$ ms. Além disso, são medidos através de um Transformador de Corrente (TC) de 500/5 A

e de um Transformador de Potencial (TP) de 230000/115 V respectivamente, ambos instalados em B1 na linha “1”.

Para produzir a OP, uma falta trifásica é simulada na metade da linha “2” quando $t = 1$ s. A falta é isolada após um tempo arbitrário de 100 ms com a abertura dos disjuntores B5 e B6. As zonas 1, 2 e 3 da função de proteção de distância do relé foram configuradas com uma impedância de ajuste de $0,8Z_{L1}$; $1,2Z_{L1}$; e $Z_{L12} + 0,5Z_{L3}$ respectivamente. A zona 1 opera sem temporização. Já as zonas 2 e 3 operam com uma temporização

de 400 e 800 ms respectivamente.

A. Estudo de Caso com Oscilação de Potência Estável

A Fig. 9 apresenta os sinais e os resultados obtidos com a EFOP para uma oscilação de potência estável causada por um CC trifásico na linha “2” quando a unidade geradora despacha uma potência de 350 MW. A Fig. 9(a) mostra o desempenho da potência ativa para a fase A, com destaque ao instante $t = 1$

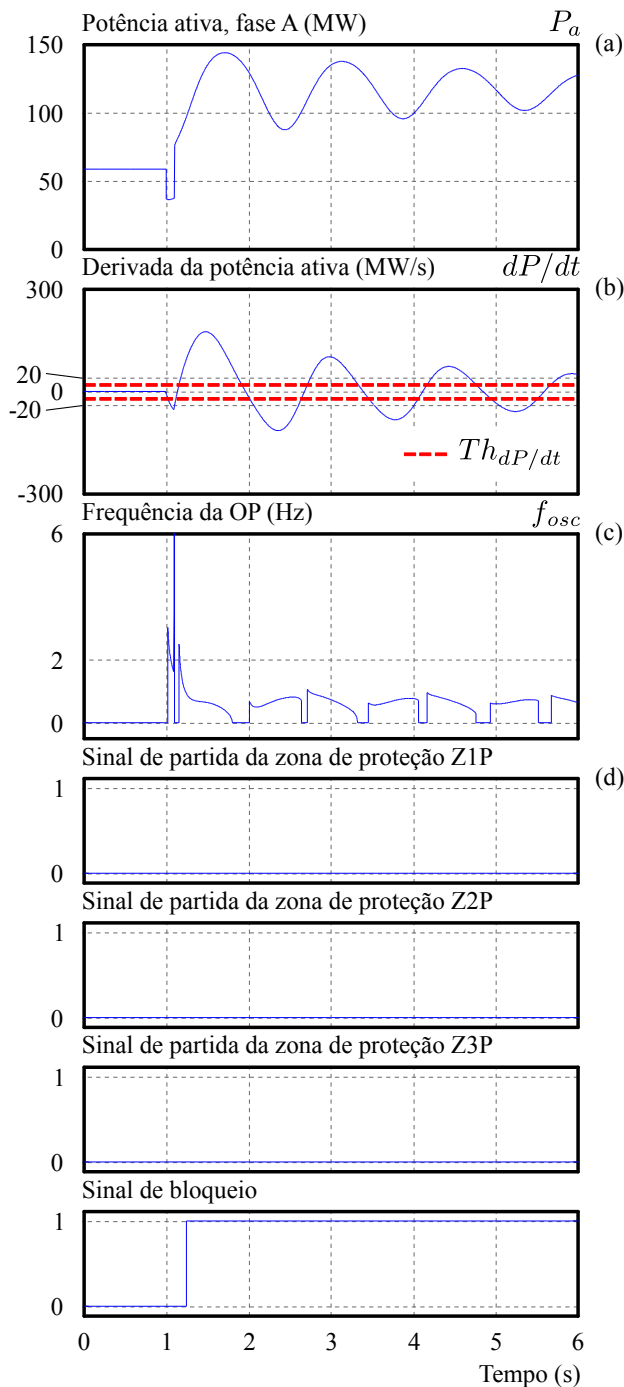


Fig. 9. Simulação de caso com oscilação de potência estável. (a) Potência ativa. (b) Derivada da potência ativa. (c) Frequência de oscilação. (d) Sinais das zonas de operação do relé de distância. (e) Sinal de bloqueio do relé de distância.

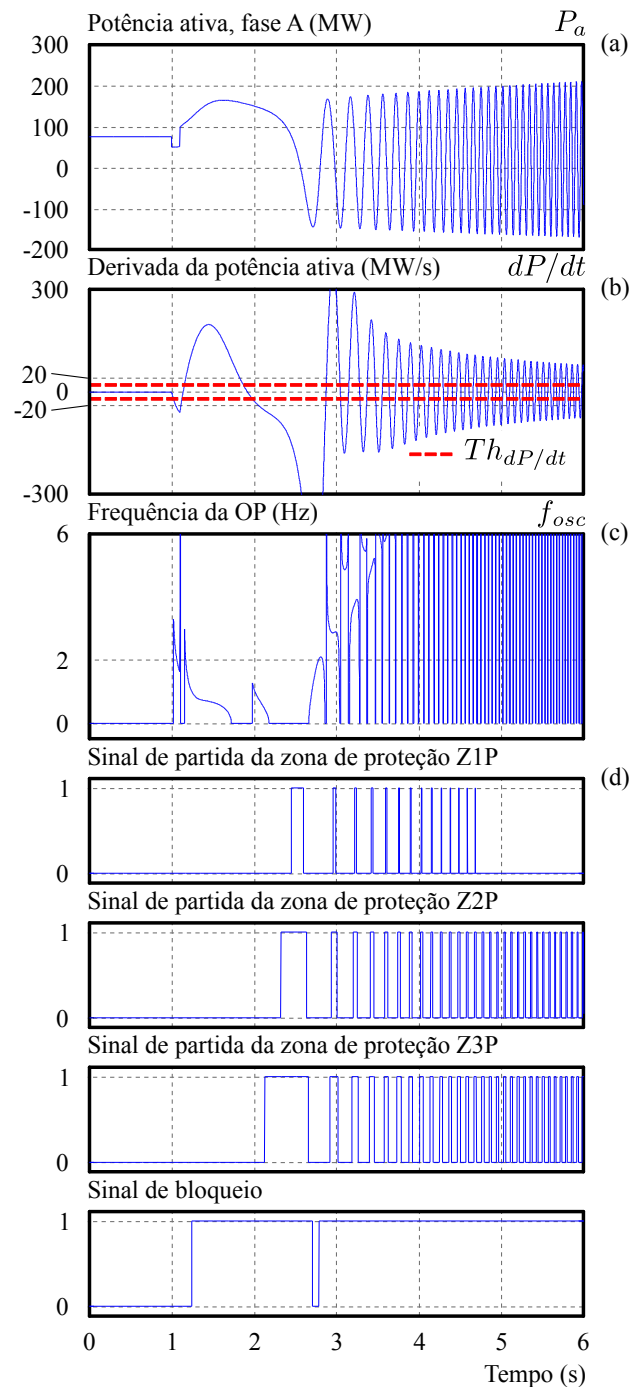


Fig. 10. Simulação de caso com oscilação de potência instável. (a) Potência ativa. (b) Derivada da potência ativa. (c) Frequência de oscilação. (d) Sinais das zonas de operação do relé de distância. (e) Sinal de bloqueio do relé de distância.

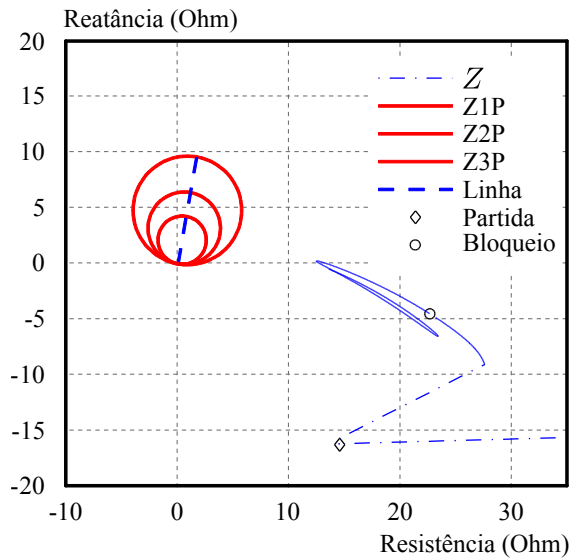


Fig. 11. Diagrama R - X mostrando a OP e a sua detecção com oscilação de potência estável.

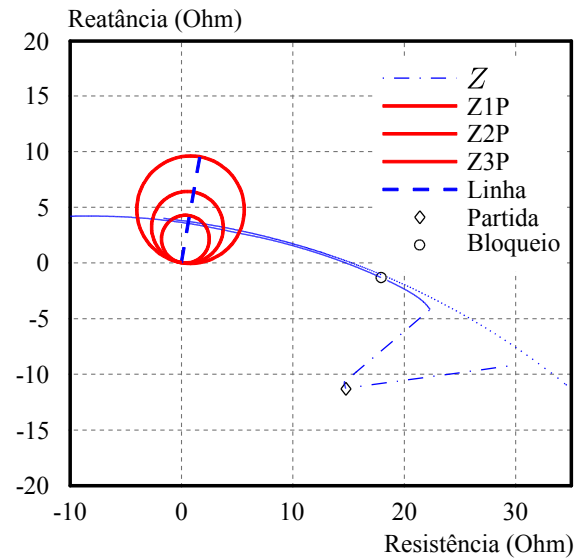


Fig. 12. Diagrama R - X mostrando a OP e a sua detecção com oscilação de potência instável.

s de ocorrência da falta trifásica. A Fig. 9(b) ilustra a derivada da potência ativa comparada ao limiar próprio de $Th_{dP/dt} = 20$ MW/s. A frequência de oscilação f_{osc} é apresentada na Fig. 9(c). Os sinais de *trip* Z1P, Z2P e Z3P das zonas de operação do relé de proteção de distância e o sinal de bloqueio estão representados na Fig. 9(d).

Em 1,0274 s, dP/dt ultrapassa o limiar próprio $Th_{dP/dt}$, iniciando a execução da EFOP para estimar f_{osc} . A assinatura desse sinal é monitorada por meio do comportamento do ângulo de inclinação θ_i e, em 1,246 s, o relé é bloqueado.

A Fig. 11 mostra a trajetória da impedância aparente vista pelo relé. Observa-se que a trajetória da impedância não cruza as zonas de atuação do relé e há amortecimento até atingir um novo ponto de operação, caracterizando uma oscilação estável.

B. Estudo de Caso com Oscilação de Potência Instável

Assim como nos demais casos, a OP foi produzida através de um CC na linha “2” nesta análise. No entanto, o diferencial deste estudo é que a unidade geradora fornece uma potência de 450 MW no momento do CC, gerando uma oscilação de potência instável. Os resultados verificados a partir da EFOP estão elencados na Fig. 10. O comportamento da potência é oscilatório e não há tendência de amortecimento. Em 23,7 ms após a falta, dP/dt supera o limiar próprio de $Th_{dP/dt}$, iniciando a execução da técnica de estimação de f_{osc} e o monitoramento de θ_i . A Fig. 10(d) evidencia o bloqueio do relé de proteção de distância em 1,242 s. Em seguida, ele é desbloqueado de 2,709 s a 2,789 s e, posteriormente, é bloqueado até o final da simulação.

A EFOP consegue bloquear efetivamente o relé de proteção de distância quando o valor da impedância aparente cruza pelas zonas de operação de 2,13 s até 2,664 s. Com isso, o método evita a desenergização indevida da linha de transmissão protegida. Destaca-se ainda que, passados 2,82 s de simulação, o sistema elétrico perde o sincronismo, provocando frequências de oscilação elevadas. Ainda assim, o relé de

proteção de distância continua bloqueado. Note que a EFOP iniciou a sua operação 23,7 ms após o instante de falta e bloqueou o relé em 218,8 ms.

A Fig. 12 ilustra a trajetória da impedância aparente sob a perspectiva do relé. Observa-se que a trajetória da impedância vai em direção ao centro elétrico e atravessa as zonas de proteção, atingindo o semiplano esquerdo e resultando em fluxo de potência reverso. O sistema elétrico perde o sincronismo e não retorna a um novo ponto de operação, caracterizando uma oscilação instável.

O diagrama R - X da Fig. 12 demonstra o instante inicial de execução da EFOP e do bloqueio do relé em 1,0237 s e 1,2425 s respectivamente. Há a detecção de OP e o bloqueio do relé de proteção de distância antes que a curva de impedância aparente atravesse as zonas de operação.

C. Estudo de Caso com Curto-Circuito Durante Oscilação de Potência Estável

Neste estudo de caso, a potência despachada pelo gerador é igual a 350 MW. Uma falta trifásica é estabelecida na metade da linha “2” do sistema elétrico teste (Fig. 8) em 1 s. A falta é isolada 0,1 s após a sua ocorrência pela atuação dos disjuntores B5 e B6. O desligamento da linha “2” encaminha uma OP que é notada pelo relé R na linha “1”. Além disso e no instante $t = 2,5$ s, ocorre uma falta trifásica temporária por 0,1 s na metade da linha “1”.

A Fig. 13(a) ilustra o comportamento da potência ativa para a fase A. A Fig. 13(b) e a Fig. 13(c) apresentam os estados dos sinais dP/dt e f_{osc} respectivamente. A falta durante a OP produz uma mudança repentina na estimação de f_{osc} , demonstrando valores maiores que 2 Hz e inclinações de θ_i superiores a 85° . Com isso, a EFOP acusa um evento diferente de uma OP (CC em 2,5 s).

Na Fig. 13(d), destacam-se os sinais de partida do relé e de bloqueio. A EFOP inicia a sua execução em 1,0274 s, bloqueando o relé até 2,548 s. O segundo CC iniciado em

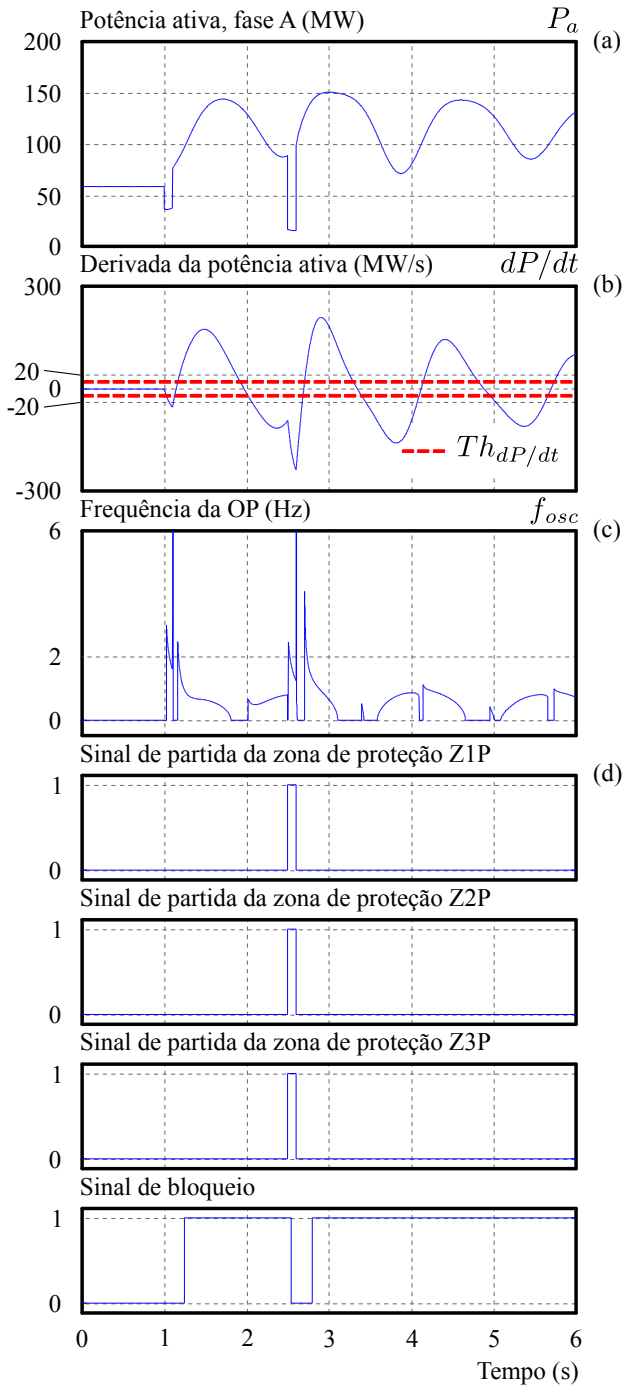


Fig. 13. Simulação de caso com curto-circuito durante oscilação de potência estável. (a) Potência ativa. (b) Derivada da potência ativa. (c) Frequência de oscilação. (d) Sinais das zonas de operação do relé de distância. (e) Sinal de bloqueio do relé de distância.

2,5 s é detectado pelas zonas de operação do relé (as zonas 1, 2 e 3 são ativadas em aproximadamente 2,5 s). A EFOP desbloqueia o relé em 2,548 s, permitindo assim a correta atuação da proteção e a eliminação da falta. Após a eliminação da falta temporária, o relé é novamente bloqueado em 2,797 s.

A Fig. 14 ilustra a trajetória da impedância aparente no plano $R-X$. A impedância oscila e o relé permanece bloqueado até a ocorrência do CC. No momento da falta, a

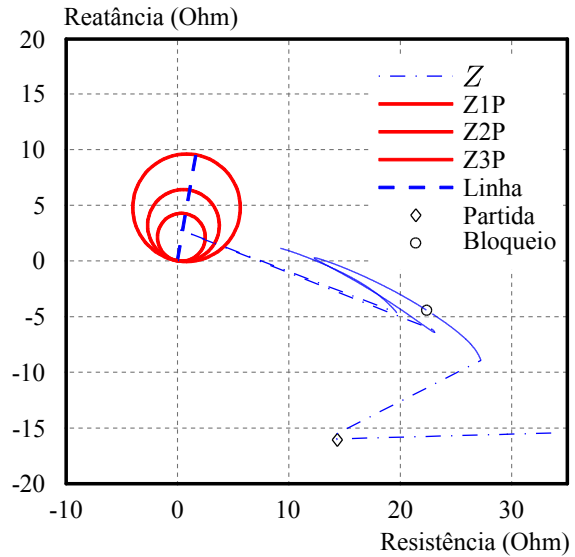


Fig. 14. Diagrama $R-X$ mostrando a OP e a sua detecção com curto-circuito durante oscilação de potência estável.

impedância aparente desloca-se rapidamente para dentro das zonas de operação do relé, que é desbloqueado em um tempo menor do que 50 ms.

D. Comparação com Outros Métodos de PSB

Para fins de comparação, a técnica EFOP foi comparada com outros métodos por meio do estudo de caso apresentado na Subseção IV-C. Os resultados das metodologias para o caso de oscilação seguida de CC são exibidos na Fig. 15. A EFOP supera qualquer abordagem baseada no Método do Duplo *Blinder* (MDB) ou no Método de Características Concêntricas (MCC) quando se trata de falta durante OP. Conforme recomenda [10], a frequência de ajuste do MDB e do MCC foi configurada em 7 Hz de modo a evitar o bloqueio do relé para ocorrências de faltas. A EFOP é capaz de bloquear o relé durante todo o período da OP e desbloqueá-lo durante eventos de falta com OPs como ilustra a Fig. 15.

Para frequências de oscilação f_{osc} maiores do que 7 Hz, consideradas altas frequências, a EFOP continua imune e cumpre a sua função de bloqueio contra OPs.

De modo a ampliar as análises comparativas, investigou-se em [27] os tempos médios de detecção de falta durante uma OP em trabalhos publicados na literatura especializada. A Fig. 16 apresenta essa comparação entre a EFOP e os seguintes trabalhos: [15], [18], [19], [22]–[24]. Nota-se que a EFOP demonstra um tempo médio de detecção menor em comparação com as outras estratégias investigadas. Todas essas referências possuem tempos médios maiores do que 0,75 ciclos em uma frequência de 60 Hz.

V. CONCLUSÃO

Este trabalho propõe um método de bloqueio de relés de proteção de distância por Oscilação de Potência (OP) e desbloqueio por falta. Através do monitoramento da tendência da frequência de oscilação f_{osc} é possível bloquear o relé de

proteção de distância diante de OPs e evitar a sua atuação indevida. Na ocorrência de um Curto-Circuito (CC) durante uma OP, o relé de proteção de distância é rapidamente desbloqueado.

Diferentemente de técnicas que envolvem inteligência artificial ou outras metodologias que demandam alto esforço computacional, o método proposto possui embasamento ma-

temático simples e baixa exigência computacional. Além disso, por ter seu princípio de funcionamento ligado a componentes de baixa frequência, a proposta não necessita de uma alta frequência de amostragem. Essas características são atrativas para a implementação do método proposto em relés comerciais.

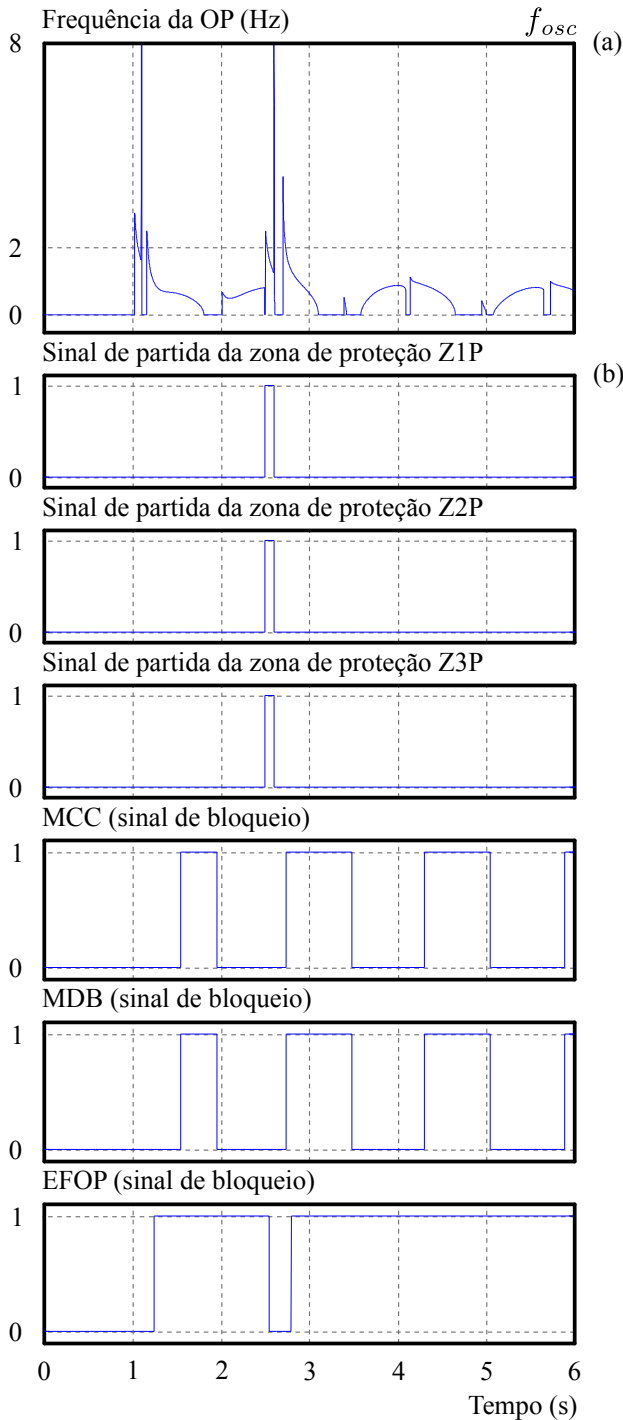


Fig. 15. Comparação de métodos de PSB frente a curto-circuitos durante oscilação de potência. A OP estável é seguida por falta em 2,5 s. (a) Frequência de oscilação. (b) Sinais das zonas de operação do relé de distância e sinais de bloqueio produzidos por diferentes metodologias.

Referências comparativas

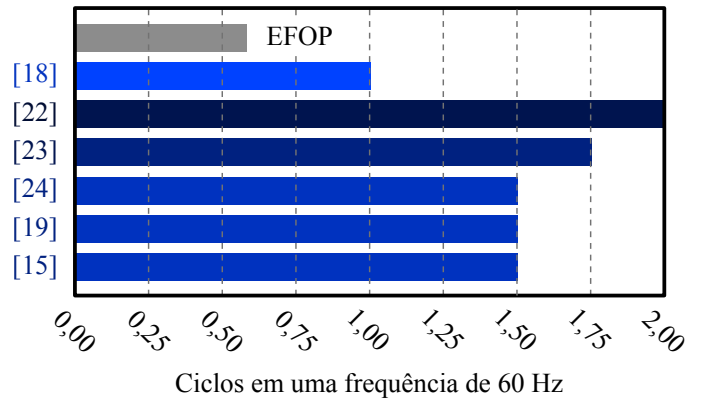


Fig. 16. Análise comparativa dos tempos médios de detecção de falta durante OP entre a EFOP e outros trabalhos conforme [27].

AGRADECIMENTOS

Esta pesquisa científica foi realizada com apoio da Coordenação de Aperfeiçoamento de Pessoal de Nível Superior (CAPES/PROEX) — Código de Financiamento 001.

REFERÊNCIAS

- [1] A. B. Nassif, V. F. da Costa, and L. C. P. da Silva, "Effects of the SVC and the STATCOM on damping power systems low frequency electro-mechanical oscillations," *IEEE Latin America Transactions*, vol. 2, no. 2, pp. 120–125, Jun. 2004.
- [2] P. E. J. Mooney and N. Fischer, "Application guidelines for power swing detection on transmission systems," in *59th Annual Conference for Protective Relay Engineers*, College Station, TX, US, 2006, pp. 289–298.
- [3] J. Holbach, "New out of step blocking algorithm for detecting fast power swing frequencies," in *2006 Power Systems Conference: Advanced Metering, Protection, Control, Communication, and Distributed Resources*, Clemson, SC, US, 2006, pp. 289–298.
- [4] J. Blumschein, Y. Yelgin, and J. C. Quispe H., "Power swing during fault conditions – blackout analysis and avoidance," in *2015 68th Annual Conference for Protective Relay Engineers*, College Station, TX, US, 2015, pp. 241–247.
- [5] E. Sorrentino and P. Villafuerte, "Effect of the control of generators and turbines on the transient stability of a power system," *IEEE Latin America Transactions*, vol. 14, no. 3, pp. 1227–1234, Mar. 2016.
- [6] H. Verdejo, D. Gonzalez, J. Delpiano, and C. Becker, "Tuning of power system stabilizers using multiobjective optimization NSGA II," *IEEE Latin America Transactions*, vol. 13, no. 8, pp. 2653–2660, Aug. 2015.
- [7] C.-C. Liu and J. Li, "Patterns of cascaded events in blackouts," in *2008 IEEE Power and Energy Society General Meeting — Conversion and Delivery of Electrical Energy in the 21st Century*, Pittsburgh, PA, US, 2008, pp. 1–2.
- [8] Brasil, Ministério de Minas e Energia (MME), "Relatório final," Brasília, DF, BR, Grupo de Trabalho (GT) em atendimento à Portaria MME n° 435, de 13 de novembro de 2009, 2019.
- [9] IEEE-PSRC-WG-D6, "Power swing and out-of-step considerations on transmission lines," IEEE Power System Relaying Committee (PSRC), IEEE Power Engineering Society, Relatório técnico, 2005.

- [10] P. K. Nayak, J. Ganeswara Rao, P. Kundu, A. K. Pradhan, and P. Bajpai, "A comparative assessment of power swing detection techniques," in *2010 Joint International Conference on Power Electronics, Drives and Energy Systems & 2010 Power India*, New Delhi, DL, IN, 2010, pp. 1–4.
- [11] X. Lin, Z. Li, S. Ke, and Y. Gao, "Theoretical fundamentals and implementation of novel self-adaptive distance protection resistant to power swings," *IEEE Transactions on Power Delivery*, vol. 25, no. 3, pp. 1372–1383, Jul. 2010.
- [12] H. Khoradshadi-Zadeh, "Evaluation and performance comparison of power swing detection algorithms," in *2005 IEEE Power Engineering Society General Meeting*, San Francisco, CA, US, 2005, pp. 1842–1848.
- [13] N. Fischer, G. Benmouyal, D. Hou, D. Tziouvaras, J. Byrne-Finley, and B. Smyth, "Do system impedances really affect power swings — applying power swing protection elements without complex system studies," in *2012 65th Annual Conference for Protective Relay Engineers*, College Station, TX, US, 2012, pp. 108–119.
- [14] B. Mahamedi, "A very fast unblocking scheme for distance protection to detect symmetrical faults during power swings," in *2010 International Power Engineering Conference*, Singapore, 2010, pp. 378–383.
- [15] S. M. Brahma, "Distance relay with out-of-step blocking function using wavelet transform," *IEEE Transactions on Power Delivery*, vol. 22, no. 3, pp. 1360–1366, Jul. 2007.
- [16] B. Mahamedi, "A new power swing blocking function based on wavelet transform," in *2011 2nd International Conference on Electric Power and Energy Conversion Systems*, Sharjah, ARE, 2011, pp. 1–6.
- [17] C. Lazaro, J. P. Marques, G. Marchesan, and G. Cardoso Jr., "Waveform asymmetry of instantaneous current signal based symmetrical fault detection during power swing," *Electric Power Systems Research*, vol. 155, pp. 340–349, 2018.
- [18] R. Dubey, S. R. Samantaray, B. K. Panigrahi, and V. G. Venkoparao, "Phase-space-based symmetrical fault detection during power swing," *IET Generation, Transmission & Distribution*, vol. 10, pp. 1947–1956, May 2016.
- [19] X. Lin, Y. Gao, and P. Liu, "A novel scheme to identify symmetrical faults occurring during power swings," *IEEE Transactions on Power Delivery*, vol. 23, no. 1, pp. 73–88, Jan. 2008.
- [20] I. G. Tekdemir and B. Alboyaci, "A novel approach for improvement of power swing blocking and deblocking functions in distance relays," *IEEE Transactions on Power Delivery*, vol. 32, no. 4, pp. 1986–1994, Aug. 2017.
- [21] S. M. Hashemi, M. Sanaye-Pasand, and M. Shahidepour, "Fault detection during power swings using the properties of fundamental frequency phasors," *IEEE Transactions on Smart Grid*, vol. 10, no. 2, pp. 1385–1394, 2019.
- [22] A. P. Morais, G. Cardoso Jr., L. Mariotto, and G. Marchesan, "A morphological filtering algorithm for fault detection in transmission lines during power swings," *Electric Power Systems Research*, vol. 122, pp. 10–18, 2015.
- [23] J. Khodaparast and M. Khederzadeh, "Three-phase fault detection during power swing by transient monitor," *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 30, no. 5, pp. 2558–2565, 2015.
- [24] R. Dubey and S. R. Samantaray, "Wavelet singular entropy-based symmetrical fault-detection and out-of-step protection during power swing," *IET Generation, Transmission & Distribution*, vol. 7, no. 10, pp. 1123–1134, Oct. 2013.
- [25] L. Xiangning, Z. Qing, L. Wenjun, W. Kecheng, and W. Hanli, "A fast unblocking scheme for distance protection to identify symmetrical fault occurring during power swings," in *006 IEEE Power Engineering Society General Meeting*, Montreal, QC, CA, 2006, pp. 1–8.
- [26] P. M. Anderson and A. A. Fouad, *Power System Control and Stability*. IEEE Press, 2002.
- [27] C. A. L. Menco, "Método para detecção de oscilação de potência no domínio do tempo," Ph.D. dissertation, Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica, Universidade Federal de Santa Maria, Santa Maria, Rio Grande do Sul, Brasil, 2018.



Carlos Lázaro Menco possui graduação em Engenharia Elétrica pela Universidade do Sinú (2007), Colombia, e especialização em sistemas de transmissão de energia pela Universidade do Norte (2009), Colombia. Ele possui mestrado e doutorado em Engenharia Elétrica pela Universidade Federal de Santa Maria (2014 e 2018 respectivamente). Atualmente, é professor da Universidade do Sinú, Colombia.



Gustavo Marchesan possui graduação, mestrado e doutorado em Engenharia Elétrica pela Universidade de Santa Maria, 2011, 2013 e 2016 respectivamente. Atuou como professor da Universidade Federal do Pampa – Campus Bagé de 2016 a 2019. Atualmente, é professor da Universidade Federal de Santa Maria

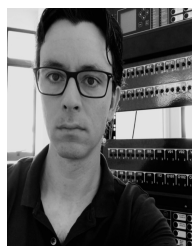


Ghendy Cardoso Junior possui graduação em Engenharia Elétrica pela Universidade Federal de Santa Maria (1995), mestrado em Engenharia Elétrica pela Universidade do Pará (1997) e doutorado em Engenharia Elétrica pela Universidade Federal de Santa Catarina (2003). Atualmente, é professor da Universidade Federal de Santa Maria.



e distribuição.

Luiz Fernando Freitas-Gutierrez é Professor Adjunto da Universidade Federal de Santa Maria (UFSM), Santa Maria, RS, Brasil, lotado no Departamento de Eletromecânica e Sistemas de Potência (DESP). Recebeu os graus de Bel., Me., Lic. e Dr. em engenharia elétrica pela UFSM em 2010, 2013, 2013 e 2018 respectivamente. Dedicou-se às seguintes áreas de estudo: eletromagnetismo (teoria, modelagem, aplicações e métodos numéricos), análise de transitórios em sistemas elétricos de potência e proteção de redes elétricas de transmissão



proteção de sistemas elétricos e simulação digital em tempo real.

Adriano Peres de Moraes possui graduação (2006), mestrado (2008) e doutorado (2012) em engenharia elétrica pela Universidade Federal de Santa Maria (UFSM). Entre 2015 e 2016 realizou pós-doutorado na Universidade da Flórida (EUA). Desde de 2009 é professor da UFSM, atuando no Colégio Técnico Industrial de Santa Maria (CTISM) e no Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica (PPGEE) da UFSM. É bolsista de produtividade em pesquisa (PQ) categoria 2 desde 2019. Suas áreas de pesquisa são: análise de sistemas elétricos de potência,