

Métodos de Bloqueio por Oscilações de Potência: Uma Análise em Linhas de Transmissão de Três Terminais

M, Veiga*. A, Morais*

* Centro de Excelência em Energia e Sistemas de Potência, Universidade Federal de Santa Maria, Brasil (e-mail: matheusveiga@hotmail.com).

Abstract: The disturbances resulting from Power Swing (PS) cause, in a harmful way to the electrical power system (SEP), acceleration or delay in the rotor angle between synchronous generators in relation to the synchronous frequency. In this way, in order to inhibit undue occurrences of the distance protection (ANSI 21 function), the detection of the PS phenomenon, as well as the action, is corroborated through the blocking (ANSI 68 function). Three-terminal transmission lines are a cost-saving option as there is a reduction in the cost of building the line. However, the complexity and challenge of line protection increases, especially with regard to the distance relay. Thus, this work aims to analyze the performance of three methods, established for two-terminal lines, when applied in a system with three-terminal lines. The algorithms Concentric Characteristics Method, Double Blinder Method and Electric Center Voltage Variation Method were implemented. The obtained results show that the MVTCE presents better performance among the evaluated methods.

Resumo: As perturbações decorrentes das oscilações de potência (OP) ocasionam, de forma prejudicial ao sistema elétrico de potência (SEP), a aceleração ou atraso no ângulo do rotor entre os geradores síncronos em relação a frequência síncrona. Desde modo, visando inibir ocorrências indevidas da proteção de distância (função ANSI 21), a detecção do fenômeno da OP, bem como atuação, é corroborada através do bloqueio (função ANSI 68). As linhas de transmissão com três terminais são uma opção de economia, visto que há uma redução no custo de construção da linha. Contudo, eleva-se a complexidade e o desafio da proteção da linha, principalmente no que se refere ao relé de distância. Assim, este trabalho visa analisar o desempenho de três métodos, consagrados para linhas de dois terminais, quando aplicados em sistema com linhas de três terminais. Foram implementados os algoritmos Método das Características Concêntricas (MCC), Método Duplo Blinder (MDB) e Método da Variação da Tensão do Centro Elétrico (MVTCE). Os resultados obtidos mostram que o MVTCE apresenta melhor desempenho entre os métodos avaliados.

Keywords: Three-Terminal Lines, Power Swing, Distance Relay.

Palavras-chaves: Linhas de Três Terminais, Oscilação de Potência, Relé de Distância.

1. INTRODUÇÃO

Uma linha de transmissão (LT) pode ter derivações, para a conexão de cargas ou com fontes de geração para reforçar a rede de subjacente, conforme ilustrado na Figura 1. Esse tipo de configuração normalmente é uma condição provisória com custo reduzido e visa atender cargas. As linhas de transmissão de três terminais geralmente oferecem vantagens econômicas, técnicas e ambientais consideráveis (CHEN; LIU; JIANG, 2002).

Durante a ocorrência de oscilação de potência (OP) a alteração no SEP resulta em uma oscilação no módulo e no ângulo da tensão e da corrente, visto que os geradores são forçados a se ajustar a uma nova condição de carga. Quando o gerador consegue encontrar esse novo ponto de operação, a oscilação é dita Oscilação Estável de Potência (OEP). Porém, devido a inércia das máquinas e constantes de tempo dos reguladores, é necessário um certo período de tempo até a nova condição operacional seja estabelecida (MENCO, 2018).

No entanto, a presença de um terceiro terminal de origem faz com que o relé de distância opere de forma ineficaz para oscilações de potência, bem como faltas na LT além do ponto

de derivação. Isso ocorre devido ao fluxo de corrente de falta de um terceiro terminal, afetando a tensão e as correntes presentes nos outros dois terminais. No caso de proteção de LT com base em distância, essa corrente faz com que os relés sub-alcance a LT, podendo haver falha na operação em pontos remotos além da derivação do terceiro terminal. Aumentar a extensão do alcance do ajuste do relé limita a capacidade de carga e aumenta a probabilidade de operação em oscilações de potência estáveis, impactando diretamente na confiabilidade e segurança do sistema (POWER, 2015).

A probabilidade de ocorrência de OP envolvendo várias máquinas aumenta. Nesse caso, o centro elétrico do sistema pode se mover dinamicamente por diferentes rotas, invalidando o modelo tradicional de análise de fonte dupla (TORRES et al., 2017). Existem diversos trabalhos que analisam a performance dos métodos tradicionais de bloqueio por oscilação de potência em sistema de dois terminais. No entanto, estes trabalhos não abordam linhas de três terminais. Diante desta problemática, o presente artigo analisa dois métodos convencionais de bloqueio do relé de distância por oscilação de potência quando empregados em LT de três terminais, avaliando a real influência do terceiro terminal em relação a proteção de OP (função ANSI 68), verificando qual

a frequência limite de oscilação o método consegue bloquear o relé de distância. A modelagem, simulação e controle do sistema foram desenvolvidos na plataforma Simulink do software Matlab®.

2. LINHA DE TRANSMISSÃO COM TRÊS TERMINAIS

O uso da linha de três terminais impõe severos desafios à proteção a de distância (NAYAK; PRADHAN; BAJPAI, 2016). A presença de um terceiro terminal faz com que o relé de distância sub-alcance para falhas na linha além do ponto de derivação, além de limitar a capacidade de transporte de carga (LIN; LIU; YU, 2002).

As linhas de três terminais, como mostrado na Figura 1, são relativamente comuns em toda a América do Norte, pois existem razões econômicas para usar essa configuração em instalações de transmissão, visto que evita as despesas de toda ou parte de uma subestação e normalmente se reduz a distância da linha de transmissão. No entanto, requer um estudo de parametrização e aplicação da proteção muito cuidadosos para manter a confiabilidade e segurança geral do SEP (IEEE POWER AND ENERGY SOCIETY, 2015).

2.1 Relé de Distância em Linhas de Três Terminais

Os relés de distância aplicados em linhas de três terminais (Figura 1) dependem de diversas especificações para a sua parametrização e ajuste das zonas de operação, sendo está dividida em zona 1, zona 2 e zona 3 (NERC, 2006). A descrição destas zonas de proteção abaixo é realizada a seguir. Zona 1: Frequentemente ajustada para atuar com uma proteção entre 80% e 90% da LT sem temporização para atuação.

Zona 2: Usualmente esta zona responsabiliza-se pela proteção de toda a LT e compreende um ajuste de 120% da impedância da linha, com temporização entre 250ms e 300ms.

Zona 3: Normalmente opera de retaguarda para linhas adjacentes e, portanto, possui um ajuste menor que a impedância de carga máxima, apresenta atuação com tempo estabelecido entre 800ms e 1200ms.

Na Figura 1 é apresentado o modelo do sistema teste, utilizado nas simulações, com o terceiro terminal, sendo possível observar as contribuições de corrente dos terminais A e C durante uma falta em F. A corrente I_C é conhecida como corrente de *infeed* quando está em fase com I_A ou como de *outfeed* quando sua fase é oposta à de I_A .

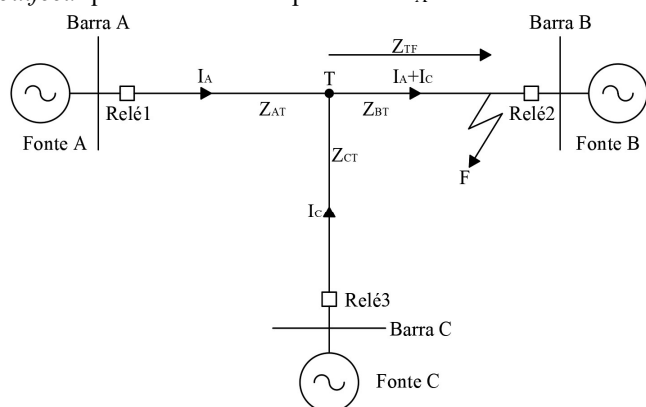


Fig. 1 Exemplificação de uma linha de três terminais.

A zona 3 é representada com a mais externa e, portanto, denota a configuração com maior alcance, desta forma sendo componente da proteção que limita a capacidade de carga, além de tornar-se mais susceptível a atuação indevida durante oscilação de potência, sobretudo o seu ajuste de temporização tende a minimizar erros de *trip* (NERC, 2006). Visando elevar a coordenação entre os sistemas de proteção das LTs adjacentes, as zonas 2 e 3 de proteção são temporizadas. Desta forma, apenas a zona 1 configura-se mais delimitada, com atuação imediata e, portanto, sujeita a atuações indevidas por conta de possíveis oscilações de potência.

Analisando uma falta (F) em um sistema teste com LTs de três terminais, conforme apresentado na Figura 1, pode-se observar a presença de uma contribuição para a corrente de falta para todos os terminais. Segundo Mohamad et al. (2012) contribuição de corrente I_C , é também chamada de corrente *infeed* quando está em fase com I_A , e como *outfeed* quando sua fase é oposta à de I_A . A equação 1 mostra que a impedância aparente Z_{app} , vista pelo relé 1, do terminal A, quando a derivação (T) estar em fase com I_A , é superior a impedância factual à falta: $(Z_{AT} + Z_{AF})$ (MA et al., 2018). Sendo assim, há variação em relação ao comprimento de LT para cobertura do relé de distância em situação em que o terceiro terminal não esteja presente.

$$Z_{app} = Z_{AT} + Z_{TF} \left(1 + \frac{I_C}{I_A}\right) \quad (1)$$

Onde:

Z_{app} – É a impedância aparente vista pelo relé no terminal A.

Z_{AF} – É a impedância entre o terminal A e a falta F.

Z_{TF} – É a impedância entre o ponto T e a falta F.

$\frac{I_C}{I_A}$ – É o fator *infeed* para o terminal A.

Neste caso, as zonas de proteção do relé de distância, para a topologia de LTs de três terminais, resultarão em um aumento considerável, principalmente na Zona 3, se comparado com a topologia de dois terminais (terminal C aberto), resultando na redução da capacidade de carga da referida LT (NERC, 2006). A zona 1 de proteção, considerada como subalcance, é determinada desconsiderando o terceiro terminal, visto que cobre apenas 80% do comprimento da LT com menor impedância, de acordo com a equação 2. Sobretudo, para as zonas 2 e 3, é necessário levar em consideração a corrente *infeed*, por se caracterizarem como zonas de sobrealcance, conforme pode ser observado nas Equações 3 e 4, respectivamente. Ambas as zonas de sobrealcance são configuradas para a proteção de toda a LT, com um adicional de parte ou totalmente o seguimento de LT adjacente com maior comprimento (HOROWITZ; PHADKE, 2006). A seguir apresentam-se as equações para determinação das zonas de proteção do relé conectado junto ao terminal A.

$$Zona_1 = 0,8 \cdot (LT_A + LT_B) \quad (2)$$

$$Zona_2 = 1,2 \left[LT_A + LT_B \cdot \left(1 + \frac{I_C}{I_A}\right) \right] \quad (3)$$

$$Zona_3 = 1,5 \left[LT_A + LT_B \cdot \left(1 + \frac{I_C}{I_A}\right) \right] \quad (4)$$

Em relação a variação da cobertura de proteção da zona 3 quando inserido o terceiro terminal, a Figura 2 apresenta comparativamente a zona 3 com a abertura e fechamento do terminal C (terceiro terminal). Portanto a Figura 2 indica no gráfico do plano R-X a expansão da cobertura devido a característica da LT conforme operação característica da zona 3, analisando o sistema teste com a conexão ou não do terminal C junto à LT_{A-B} (Figura 2).

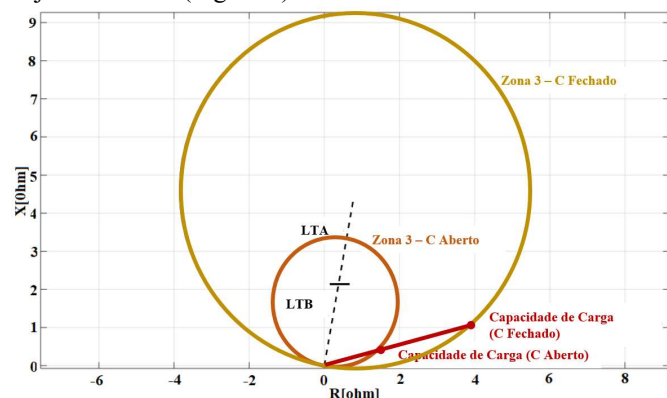


Fig. 2 Característica de operação do elemento de distância da zona 3 para linhas de dois e de três terminais.

Em relação ao limite de carga das linhas de transmissão protegida pelo relé de distância, sua margem geralmente se faz de forma conservadora, para evitar atuações indevidas, bem como flutuação no carregamento da LT. Visto que, a definição correta do limiar de segurança do relé de distância para as zonas de proteção, torna-se fundamental para preservar o sistema de uma atuação indevida da proteção, por ser induzido devido a cargas adicionais junto a LT. Logo, o dimensionamento dos limites de cargas são necessários para parametrizar a potência máxima de carga admissível no circuito e, por conseguinte, definir a margem de segurança aceitável.

A Equação 5 apresenta a forma adequada de dimensionamento da capacidade de carga do relé, ou seja, o limite entre o funcionamento da operação do relé e a potência de carga (região de carga) (HOROWITZ; PHADKE, 2006).

$$S_{1mho} = 3 \frac{E^2}{Z_R + \cos(\theta + \varphi)} \quad (5)$$

Onde:

E – É a tensão de linha de transmissão.

Z_R – É o alcance da zona.

θ – É o ângulo de máximo conjugado.

φ – É o fator de potência.

Ao manter-se constante o valor das tensões nas barras e da impedância da linha de transmissão, a potência ativa transferida entre dois terminais aumenta à medida que o valor do carregamento máximo cresce. A máxima potência teórica transferida P_{max} acontece $\delta = 90^\circ$. A partir de 90° , a quantidade de potência transferida diminui com o aumento de δ (MOONEY; FISCHER, 2006).

3. OSCILAÇÃO DE POTÊNCIA

As OP são um dos principais motivos de atuação indevida da proteção de distância (PANG; KEZUNOVIC, 2010). O SEP

pode entrar em colapso como resultado da operação incorreta da proteção de distância. A atuação indevida do relé de distância já resultou em diversos blecautes, tais como, nos EUA e Canadá em 2003, Itália e Malásia também no mesmo ano e, no Brasil em 2009 (MENCO, 2018).

Durante uma OP, a impedância aparente vista por um relé de distância pode migrar para a região de operação do relé e resultar em uma operação indevida. Quando ocorre um curto-circuito na LT, a impedância aparente move-se rapidamente do local da impedância de carga para o local da falha, isto é, a região protegida pelo relé de distância (NAYAK; PRADHAN; BAJPAI, 2016). Por outro lado, durante uma oscilação de potência, a variação da impedância aparente, limitada pela inércia dos geradores, é lenta.

A Figura 3 ilustra oscilações de potência estáveis e instáveis. Oscilações de potência instáveis, tende a cruzar o eixo das reatâncias. Oscilações estáveis tendem a buscar outro ponto de operação sem alterar o quadrante no plano R-X.

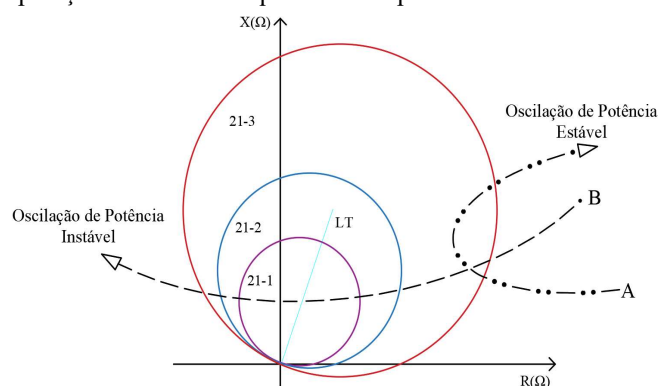


Fig. 3 Característica típica de uma oscilação estável e instável.

Em casos de oscilação como os representados na Figura 3, tanto estáveis, quanto instáveis, a proteção de distância pode atuar de forma indevida. Nestas situações, a impedância medida pelo relé assume característica oscilatória e poderá migrar para o interior da região de proteção delimitada pelo relé.

Na operação normal do sistema, a impedância vista pelo relé é a impedância de carga e, conseqüentemente, a sua localização nos eixos R-X encontra-se longe das características de proteção do relé de distância.

Contudo, para sistemas com o terceiro terminal adicional, conforme abordado na seção 3, o terceiro terminal faz com que haja a necessidade de expandir a cobertura das zonas de proteção do relé. Sendo assim, ampliam-se as possibilidades de atuações indevidas da proteção, visto que as zonas de proteção do relé de distância aproximam-se das zonas de operação padrão do sistema.

4. MÉTODOS DE BLOQUEIO DO RELÉ DE DISTÂNCIA

Deve-se ressaltar que atualmente não existem métodos específicos de bloqueio do relé de distância para linhas de transmissão com três terminais em situações de oscilações de potência. As bibliografias e pesquisas existentes abordam os métodos apenas para o bloqueio do relé de distância em linhas

de dois terminais. Logo, o presente trabalho torna-se relevante para estudos de linhas de três terminais.

4.1 Método Características Concêntricas (MCC)

Uma vez definida a característica operacional do relé de distância, é possível calcular e ajustar as configurações dos métodos de detecção de oscilação de potência.

Um critério muito comum para distinguir se existe uma condição de oscilação para uma condição de falha é baseado na taxa de variação da impedância aparente (ZIEGLER, 2011). Na Figura 4 é possível observar o limite externo (LE) e o limite interno (LI) que definem a região predeterminada no plano R-X. O LI deve ser maior ou igual à zona externa do relé de distância associado (Rc) e o LE deve ser ajustado para não adentrar na região de carga.

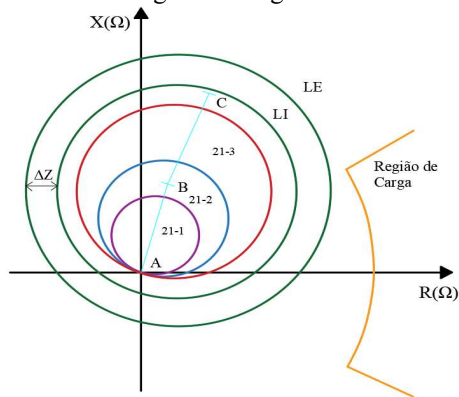


Fig. 4 Método características concêntricas aplicado no relé mho.

4.2 Método Duplo Blinder (MDB)

Este método é baseado no mesmo princípio do MCC, no qual é analisada a taxa de variação da impedância aparente da sequência positiva vista pelo relé.

O MDB determina dois limites. Na Figura 5 é possível observar o posicionamento dos blinders, no plano R-X, em relação às zonas de proteção do relé de distância. Os blinders são alinhados em paralelo com a impedância da linha, a fim de otimizar a leitura da taxa de alteração da impedância, uma vez que geralmente a impedância entra nas zonas de proteção em um ângulo próximo ou igual a 90 graus com relação ao ângulo de impedância da linha (SHIMPI; JAIN, 2018).

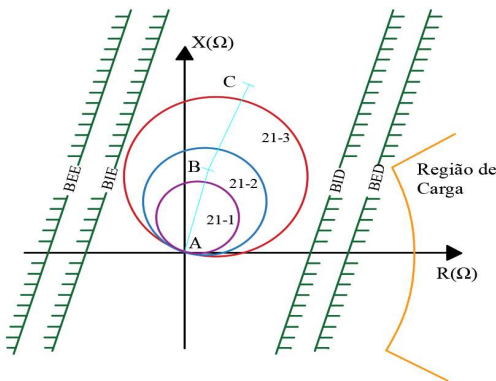


Fig. 5 Método duplo blinder aplicado em relé mho.

4.3 Método da Variação de Tensão no Centro Elétrico (MVTCE)

O Método da Taxa de Variação da Tensão do Centro Elétrico utiliza definições fundamentais em relação ao comportamento da tensão no centro elétrico, para identificar uma oscilação de potência, desta forma, apresenta-se como um método independente das impedâncias do sistema analisado. Entretanto para aplicação e utilização do MVTCE em linhas de transmissão de três terminais, há a necessidade de fazer uma simplificação de três para dois terminais, por meio de uma simplificação baseada nos conceitos apresentados por Anderson (1998). Desse modo, a Figura 6 mostra o modelo de três terminais utilizado para o equacionamento da simplificação.

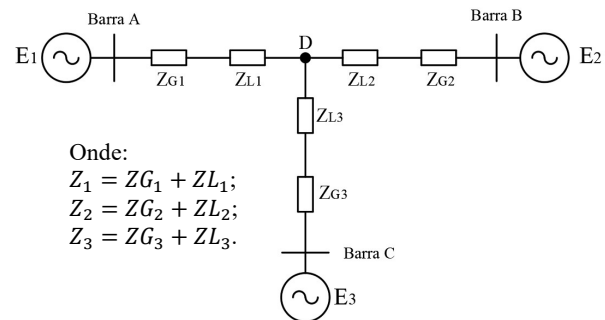


Fig. 6 Exemplo para simplificação de linha de três terminais.

Desta forma, tem-se a simplificação de três terminais para dois terminais, analisando como referência o terminal A, como representado na Figura 7 e apresentado na Equação 6.

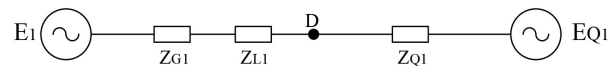


Fig. 7 Exemplo já simplificado para dois terminais.

$$Z_{Q1} = \frac{Z_2 \cdot Z_3}{Z_2 + Z_3} \tag{6}$$

Onde:

Z_{Q1} – É a impedância equivalente dos terminais B e C.

Z_2 – É a impedância da fonte e linha do terminal B.

Z_3 – É a impedância da fonte e linha do terminal C.

Conceitualmente, o Centro Elétrico (CE) é o ponto onde, em um sistema equivalente de duas fontes, o valor apresentado pela tensão é zero, instantaneamente a uma defasagem angular igual a $\delta=180^\circ$ (ANDRADE, 2020). A Magnitude da Tensão no Centro Elétrico (MTCE) é descrita como o módulo do vetor a partir do ponto onde encontra-se a impedância aparente de sequência positiva até o Centro Elétrico (CE) conforme Figura 8 (MORAIS, 2012).

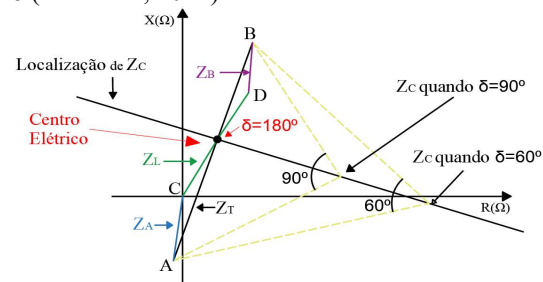


Fig. 8 Localização do Centro Elétrico no plano R-X.

Segundo Benmouyal et al. (2005), ao longo de uma oscilação de potência, o valor instantâneo da MTCE, considerando fontes dos sistemas iguais, é especificado pela Equação 7.

$$MTCE(t) = \sqrt{2}Esen\left(\omega t + \frac{\delta(t)}{2}\right) \cos\left(\frac{\delta(t)}{2}\right) \quad (7)$$

Onde:

$MTCE(t)$ – É o valor instantâneo da Magnitude da Tensão no Centro Elétrico.

E – É a magnitude da tensão das fontes.

$\delta(t)$ – É a diferença angular entre as fontes, em graus.

5.RESULTADOS

De forma sucinta, foi simulado um sistema teste de LT com três terminais, simultaneamente com as parametrizações, possibilitando a variação de oscilações e, conseqüentemente, de trajetórias da impedância aparente no plano R-X. Para o modelo analisado, foram realizadas variações de cenários e estudos de caso. Os resultados apresentados nesta seção exploram a aplicabilidade dos algoritmos de MCC, MDB e MVTCE quando aplicados em linhas de três terminais.

A Figura 9 resume os cenários de testes nos quais os algoritmos de OP foram submetidos.

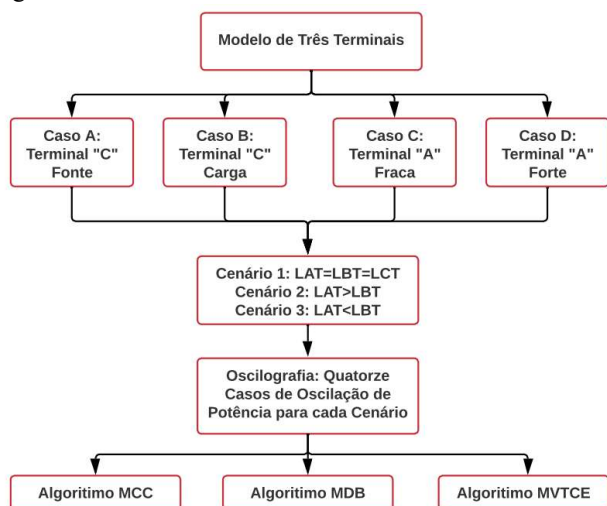


Fig. 9 Metodologia para obtenção de Resultados.

Os parâmetros do modelo de três terminais e ajustes dos métodos utilizados nas simulações são apresentados na Tabela 1, 2 e 3, respectivamente. O sistema teste é apresentado na Figura 5.2.

Tabela 1. Parâmetros do sistema com três terminais.

| Parâmetros | Valores |
|--|--|
| Impedância das Fontes (Sequência Positiva) | $Z_A=Z_B=Z_C=0,091+j2,598 \Omega$ |
| Impedância das LTs (Sequência Positiva) | $Z_{AT}=Z_{BT}=Z_{CT}=0,075+j0,423 \Omega$ |
| Tensões de Linha (kV) | $E_A=345 20^\circ, E_B=345 0^\circ$ e $E_C=345 10^\circ$ |

Tabela 2. Parâmetros de ajustes dos métodos.

| Parâmetros | Valores |
|------------------------------|---|
| Ajustes da zonas (pu) | $Z1=80\%; Z2=120\%$ e $Z3=150\%$ |
| Ajustes da Concêntricas (pu) | $LI=1;1xZ3$ e $LE=1,5xZ3$ |
| | $\delta = 90^\circ, f_{osc} = 60 \text{ Hz}$ e $t_{cc} = 0,005 \text{ s}$ |

| | |
|----------------------------------|---|
| Ajustes dos <i>Blinders</i> (pu) | $BI=1;1xZ3$ e $BE=1,5xZ3$ $Ang_{BE} = 90^\circ, f_{osc} = 60 \text{ Hz}$ e $\alpha = 90^\circ$ |
| Ajustes do Centro Elétrico (pu) | $\delta = 90^\circ, dSCV1_{max} = 0,1$ e $dSCV1_{min} = 1.10^{-7}$ |

Tabela 3. Comprimento das linhas para cada Cenário.

| Cenários | L _{AT} (km) | L _{BT} (km) | L _{CT} (km) |
|----------|----------------------|----------------------|----------------------|
| 1 | 100 | 100 | 100 |
| 2 | 150 | 50 | 100 |
| 3 | 50 | 150 | 100 |

Segundo Zadeh (2005), as oscilações de potência podem ser consideradas suaves ($0 < f_{osc} < 4 \text{ Hz}$) ou severas ($f_{osc} > 4 \text{ Hz}$). Nas simulações dos testes de oscilações de potência optou-se pela opção do primeiro procedimento, ou seja, fixando-se a frequência fundamental para a fonte do terminal A (f_A), enquanto as fontes dos terminais B e C foram variadas de 1 a 7 Hz. O tempo de simulação utilizado foi de 3 s. Desta forma, realizou-se OP em três configurações de linhas definidas como os Cenário 1 ($L_{AT} = L_{BT} = L_{CT}$), Cenário 2 ($L_{AT} > L_{BT}$) e Cenário 3 ($L_{AT} < L_{BT}$), conforme mostrado na Figura 10.

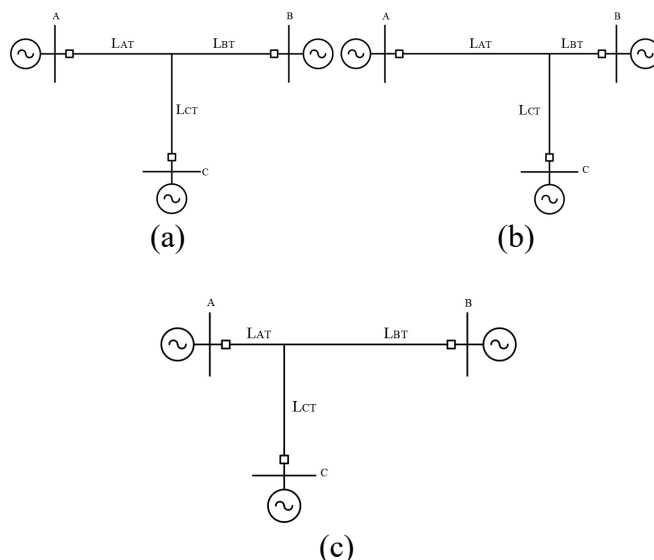


Fig. 10 Configuração: (a) cenário 1 ($L_{AT} = L_{BT} = L_{CT}$), (b) cenário 2 ($L_{AT} = 1,5 L_{CT}$ e $L_{BT} = 0,5 L_{CT}$) e (c) cenário 2 ($L_{AT} = 0,5 L_{CT}$ e $L_{BT} = 1,5 L_{CT}$).

5.1 Caso A – Terminal C como Fonte

Os testes apresentados no Caso A avaliam as técnicas para o bloqueio do relé de distância durante oscilações de potência em linhas de três terminais, levando em consideração ambos os terminais (A, B e C) como fonte. Neste caso destaca-se a variação de comprimento de linha, uma vez que isto influencia diretamente na impedância de cada trecho da LT e, conseqüentemente, no tamanho das zonas de proteção do relé. Além disto, alterando o comprimento da LT variam as correntes de curto-circuito de cada trecho. Desse modo, variando a abrangência de proteção da zona 3 de cada comprimento de linha, altera-se também a capacidade de carregamento de cada trecho, o qual está diretamente relacionado a região de carga.

5.1.1 Cenário 1-A ($L_{AT}=L_{BT}=L_{CT}$)

Nos testes realizados, considerando o cenário 1-A de OP os métodos MCC e MDB obtiveram um desempenho insatisfatório, por outro lado o MVTCE obteve desempenho regular, como pode ser observado na Tabela 3. Nesta tabela, e para todas as outras tabelas de resultados deste capítulo, a qual apresenta a resposta dos métodos para as variações de f_{osc} . testados, “V” equivale ao bloqueio do relé de distância, ou seja, operação correta, e “X” equivale a operação incorreta, isto é, quando o relé de distância não foi bloqueado, atuando de forma indevida.

Os testes mostraram que os métodos possuem deficiência ao que tange a utilização de linhas com terminais, onde atuaram de forma regular para as oscilações suaves ($f_{osc} < 4 Hz$). Todavia, para oscilações severas ($f_{osc} > 4 Hz$), os métodos algumas técnicas não foram capazes de detectar a oscilação e bloquear o relé de distância. A corrente de curto-circuito em cada trecho de linha, a qual é utilizada diretamente para definição das zonas 2 e 3, apresenta para fase A da L_{AT} uma corrente de 5,04 kA, para fase A da L_{BT} uma corrente de 5,00 kA e para fase A da L_{CT} uma corrente de 5,02 kA.

Tabela 3. Atuações do MCC, MDB e MCTCE para o Cenário 1-A.

| Caso | f_{osc} (Hz) | | | Relé _A | | | Relé _B | | | Relé _C | | |
|------|----------------|-------|-------|-------------------|---|---|-------------------|---|---|-------------------|---|---|
| | f_A | f_B | f_C | C | D | C | C | D | C | C | D | C |
| | | | | C | B | E | C | B | E | C | B | E |
| 1 | 60 | 61 | 63 | V | V | V | V | V | V | V | X | V |
| 2 | 60 | 63 | 62 | V | V | V | V | X | V | V | V | V |
| 3 | 60 | 64 | 64 | V | X | V | V | X | V | V | V | V |
| 4 | 60 | 64 | 65 | X | V | V | X | X | X | X | X | X |
| 5 | 60 | 64 | 66 | V | X | V | X | X | V | V | X | V |
| 6 | 60 | 64 | 67 | X | X | X | X | X | X | X | X | V |
| 7 | 60 | 65 | 64 | X | X | V | V | V | V | V | V | X |
| 8 | 60 | 65 | 67 | X | X | V | X | X | V | X | X | V |
| 9 | 60 | 66 | 64 | V | X | V | V | V | V | V | V | V |
| 10 | 60 | 66 | 67 | X | X | V | V | X | V | X | X | V |
| 11 | 60 | 67 | 64 | V | X | V | V | X | V | X | X | X |
| 12 | 60 | 67 | 65 | X | X | V | X | X | V | V | V | V |
| 13 | 60 | 67 | 66 | X | X | V | X | X | V | X | X | V |
| 14 | 60 | 67 | 67 | X | X | V | X | X | V | V | X | V |

A Figura 11 apresenta a trajetória estimada da impedância aparente vista no interior das zonas de operacionais do relé de distância (Z3_21) do terminal A para o Caso 1. A Figura 12 mostra o desempenho dos métodos para uma oscilação suave do Caso 1, isto é, $f_{osc} = 1 Hz$ para a fonte B e $f_{osc} = 3 Hz$ para a fonte C, sempre considerando o ângulo de carregamento máximo, $\delta = 90^\circ$.

A Figura 13 apresenta a trajetória da impedância aparente vista no interior das zonas de operacionais do relé de distância (Z3_21) para o Caso 6. A Figura 14 mostra o desempenho dos métodos para uma oscilação severa do caso 6, isto é, $f_{osc} = 4 Hz$ para a fonte B e $f_{osc} = 7 Hz$ para a fonte C.

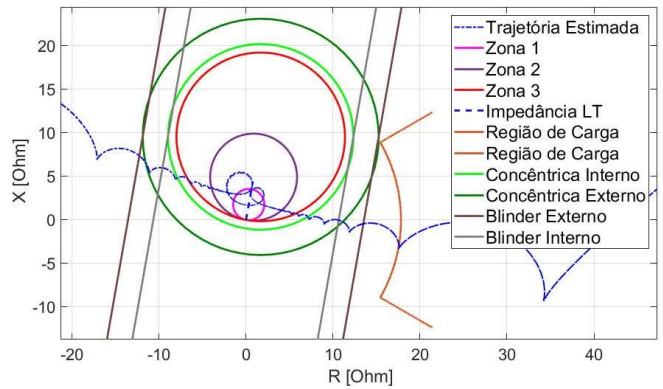


Fig. 11 Trajetória da impedância vista pelo relé A para oscilação suave, frequências do caso A, cenário 1, caso 1.

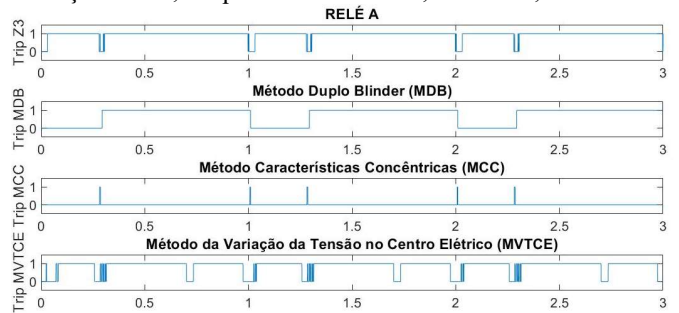


Fig. 12 Trip da Zona mais externa em relação ao relé de distância A para oscilação suave, frequências do caso A, cenário 1, caso 1.

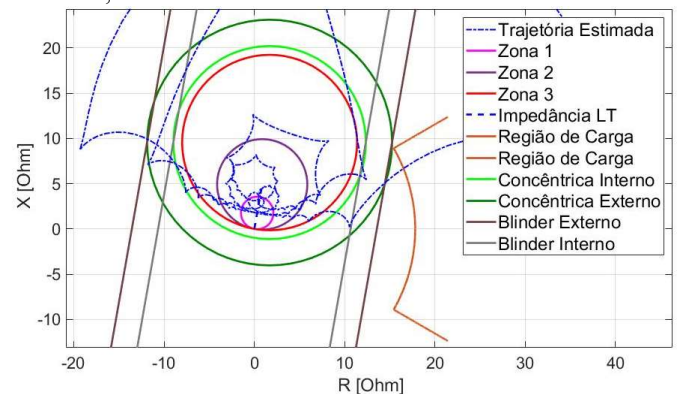


Fig. 13 Trajetória da impedância vista pelo relé A para oscilação severa, frequências do caso A, cenário 1, caso 6.

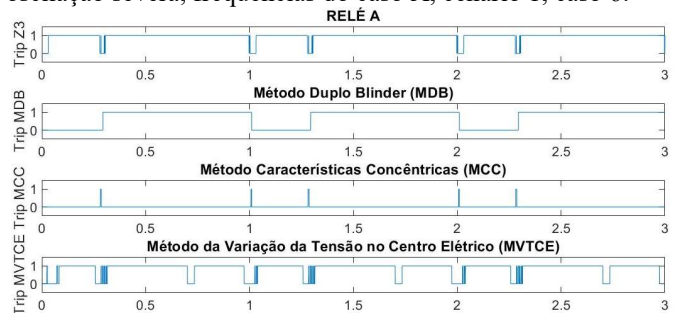


Fig. 14 Trip da Zona mais externa em relação ao relé de distância A para oscilação severa, frequências do caso A, cenário 1, caso 6.

5.1.2 Cenário 2-A ($L_{AT}>L_{BT}$)

Nas simulações ensaiadas para OP no cenário 2-A, os métodos MCC e MDB obtiveram um desempenho insatisfatório,

enquanto o MVTCE obteve performance regular, como pode ser observado na Tabela 4.

Tabela 4. Atuações do MCC, MDB e MCTCE para o Cenário 2-A.

| Caso | f_{osc} (Hz) | | | Relé _A | | | Relé _B | | | Relé _C | | |
|------|----------------|-------|-------|-------------------|--------|--------|-------------------|--------|--------|-------------------|--------|--------|
| | f_A | f_B | f_C | C C | D B | E E | C C | D B | E E | C C | D B | E E |
| 15 | 60 | 61 | 63 | ✓ | ✓ | ✓ | ✓ | ✓ | ✓ | ✓ | ✓ | ✓ |
| 16 | 60 | 63 | 62 | ✓ | ✓ | ✓ | ✓ | ✓ | ✓ | ✓ | ✓ | ✓ |
| 17 | 60 | 64 | 64 | ✓ | ✗ | ✓ | ✓ | ✓ | ✓ | ✓ | ✓ | ✓ |
| 18 | 60 | 64 | 65 | ✗ | ✗ | ✗ | ✗ | ✗ | ✗ | ✓ | ✓ | ✗ |
| 19 | 60 | 64 | 66 | ✗ | ✗ | ✓ | ✗ | ✓ | ✓ | ✓ | ✗ | ✓ |
| 20 | 60 | 64 | 67 | ✓ | ✗ | ✗ | ✗ | ✗ | ✗ | ✗ | ✗ | ✓ |
| 21 | 60 | 65 | 64 | ✗ | ✗ | ✓ | ✓ | ✓ | ✓ | ✓ | ✗ | ✗ |
| 22 | 60 | 65 | 67 | ✓ | ✗ | ✗ | ✗ | ✗ | ✗ | ✗ | ✗ | ✓ |
| 23 | 60 | 66 | 64 | ✓ | ✗ | ✓ | ✓ | ✓ | ✓ | ✗ | ✗ | ✓ |
| 24 | 60 | 66 | 67 | ✗ | ✗ | ✓ | ✗ | ✗ | ✗ | ✗ | ✗ | ✗ |
| 25 | 60 | 67 | 64 | ✗ | ✗ | ✓ | ✗ | ✗ | ✓ | ✗ | ✓ | ✓ |
| 26 | 60 | 67 | 65 | ✗ | ✗ | ✓ | ✗ | ✗ | ✓ | ✗ | ✗ | ✗ |
| 27 | 60 | 67 | 66 | ✗ | ✗ | ✓ | ✗ | ✗ | ✗ | ✗ | ✗ | ✗ |
| 28 | 60 | 67 | 67 | ✗ | ✗ | ✓ | ✗ | ✗ | ✓ | ✓ | ✓ | ✓ |

5.1.3 Cenário 3-A ($L_{AT} < L_{BT}$)

No cenário 3-A, os métodos MCC e MDB obtiveram um desempenho insatisfatório e o método MVTCE obteve desempenho regular, em linha com os outros 2 cenários desse caso, conforme a Tabela 5 apresenta.

Tabela 5. Atuações do MCC, MDB e MCTCE para o Cenário 3.

| Caso | f_{osc} (Hz) | | | Relé _A | | | Relé _B | | | Relé _C | | |
|------|----------------|-------|-------|-------------------|--------|--------|-------------------|--------|--------|-------------------|--------|--------|
| | f_A | f_B | f_C | C C | D B | E E | C C | D B | E E | C C | D B | E E |
| 29 | 60 | 61 | 63 | ✓ | ✗ | ✓ | ✓ | ✓ | ✓ | ✓ | ✗ | ✓ |
| 30 | 60 | 63 | 62 | ✓ | ✓ | ✓ | ✓ | ✓ | ✗ | ✓ | ✓ | ✓ |
| 31 | 60 | 64 | 64 | ✓ | ✗ | ✓ | ✓ | ✓ | ✓ | ✓ | ✗ | ✓ |
| 32 | 60 | 64 | 65 | ✓ | ✗ | ✗ | ✓ | ✗ | ✓ | ✗ | ✗ | ✓ |
| 33 | 60 | 64 | 66 | ✓ | ✗ | ✓ | ✗ | ✗ | ✓ | ✓ | ✗ | ✗ |
| 34 | 60 | 64 | 67 | ✗ | ✗ | ✗ | ✓ | ✗ | ✗ | ✗ | ✗ | ✗ |
| 35 | 60 | 65 | 64 | ✓ | ✗ | ✗ | ✗ | ✗ | ✓ | ✓ | ✗ | ✗ |
| 36 | 60 | 65 | 67 | ✗ | ✗ | ✗ | ✗ | ✗ | ✗ | ✗ | ✗ | ✗ |
| 37 | 60 | 66 | 64 | ✓ | ✗ | ✓ | ✓ | ✓ | ✗ | ✓ | ✗ | ✓ |
| 38 | 60 | 66 | 67 | ✗ | ✓ | ✓ | ✗ | ✗ | ✗ | ✗ | ✗ | ✗ |
| 39 | 60 | 67 | 64 | ✓ | ✗ | ✓ | ✓ | ✗ | ✓ | ✓ | ✓ | ✗ |
| 40 | 60 | 67 | 65 | ✗ | ✗ | ✓ | ✗ | ✗ | ✓ | ✗ | ✗ | ✗ |
| 41 | 60 | 67 | 66 | ✗ | ✗ | ✓ | ✗ | ✗ | ✓ | ✗ | ✗ | ✓ |
| 42 | 60 | 67 | 67 | ✗ | ✗ | ✓ | ✗ | ✗ | ✓ | ✗ | ✗ | ✓ |

6. ANÁLISE COMPARATIVA DOS MÉTODOS

Com objetivo de apresentar uma comparativa entre os métodos propostos para o bloqueio do relé de distância durante oscilações de potência em linhas de três terminais, utilizou-se como referência a porcentagem de atuações corretas de cada técnica: satisfatório $\geq 80\%$; $50\% \leq$ regular $\leq 79\%$ e insatisfatório $\leq 49\%$. Desta forma, a Tabela 6, descreve o comportamento dos métodos MCC, MDB e MVTCE, bloqueando o relé 21 durante a passagem da impedância pelo interior da 3ª zona de proteção, quando submetidos oscilações suaves e severas. Deve-se levar em consideração que os testes foram realizados com o máximo carregamento do sistema, afetando assim o desempenho do MVTCE.

Todos os métodos convencionais avaliados não apresentam confiabilidade para proteção de sistemas com linhas de três terminais, uma vez que foram desenvolvidos em estudos para sistemas com dois terminais. Logo, estas técnicas apresentam insatisfatórios, visto que em diversas simulações em variados casos não enviaram o sinal de bloqueio ao relé. Sobretudo, uma operação incorreta foi mitigada devido ao fato da 3ª zona possui temporização para atuação.

O melhor desempenho foi obtido pela técnica do MVTCE, devido a sua utilização da taxa da variação da tensão no centro elétrico entre os três terminais, o qual pode apresentar um melhor rendimento em condições de carregamento de linha próximas a $\delta = 30^\circ$.

Os métodos MCC e MDB apresentam-se não capazes de detectarem a oscilação e bloquearem o sinal do relé 21, isso se dá pelo fato de oscilações severas também serem consideradas oscilações rápidas, podendo confundir os métodos, principalmente com a adição de um terceiro terminal. Além disto, o MDB também mostra deficiência na detecção de oscilação em situações que a impedância no plano R-X não apresenta um laço no interior dos blinders entre os blinders.

Tabela 4. Percentual de atuações corretas do MCC, MDB e MVTCE.

| Ca so | Ce ná rio | Relé _A (%) | | | Relé _B (%) | | | Relé _C (%) | | |
|----------|-----------------|-----------------------|--------|--------|-----------------------|--------|--------|-----------------------|--------|--------|
| | | C C | D B | E E | C C | D B | E E | C C | D B | E E |
| A | 1 | 43 | 21 | 71 | 50 | 21 | 50 | 64 | 36 | 71 |
| | 2 | 43 | 14 | 79 | 36 | 43 | 64 | 50 | 43 | 64 |
| | 3 | 57 | 14 | 71 | 50 | 29 | 64 | 50 | 14 | 50 |
| B | 1 | 57 | 14 | 93 | 71 | 7 | 93 | - | - | - |
| | 2 | 71 | 43 | 93 | 71 | 50 | 79 | - | - | - |
| | 3 | 79 | 43 | 93 | 57 | 57 | 93 | - | - | - |
| C | 1 | 50 | 14 | 64 | 43 | 29 | 57 | 57 | 43 | 57 |
| | 2 | 43 | 7 | 86 | 36 | 43 | 64 | 50 | 36 | 64 |
| | 3 | 43 | 21 | 64 | 43 | 36 | 64 | 43 | 14 | 57 |
| D | 1 | 57 | 21 | 50 | 43 | 29 | 43 | 57 | 29 | 50 |
| | 2 | 71 | 7 | 57 | 64 | 43 | 43 | 64 | 50 | 57 |
| | 3 | 79 | 14 | 21 | 57 | 21 | 50 | 43 | 36 | 29 |

7. CONCLUSÃO

O presente trabalho abordou os efeitos das oscilações de potência nos relés de distância em linhas de três terminais. A utilização de linhas de transmissão com três terminais torna-se mais susceptível, quando submetida ao fenômeno de oscilação de potência, a atuação indevida do relé de distância, uma vez

que sua zona de proteção de sobrealcance (zona 3) possui aumento significativo, aproximadamente 2.8 vezes.

Ao que tange função de detecção de oscilações de potência, as bibliografias técnicas apresentam diversos métodos destinados a bloquear o relé de distância de linhas usuais de dois terminais. Deste modo, visando as linhas de três terminais, as principais técnicas foram consideradas e estudadas através de simulações computacionais, bem como sua lógica operacional de cada método implementados no MATLAB®.

A validação das oscilografias geradas se deu ainda por meio das trajetórias da impedância estimadas, pois foi possível verificar a localização da impedância no plano RX.

Os métodos convencionais (MCC e MDB), baseados na taxa de variação da impedância aparente, demanda estudos detalhados do sistema para proporcionar uma parametrização correta. Em função disto, complementado pela resposta insuficiente para oscilações severas e rápidas em linhas de três terminais, denotam suas principais desvantagens. O método não-convencional (MVTCE), baseado na taxa de variação da tensão no centro elétrico, exige exaustivos estudos de estabilidade para obter uma parametrização adequada. Além disto, o carregamento do sistema acarreta mudanças no desempenho.

Em termos de performance, o MVTCE obteve melhor desempenho entre todos os métodos avaliados. Entretanto, após a caracterização, modelagem e análise dos resultados de forma comparativa entre as técnicas, comprovou-se que não há uma consonância em relação ao melhor método para linhas de três terminais. Cada método denota de suas vantagens e desvantagens, porém sem garantir confiabilidade em aplicações de linhas de três terminais.

Ademais, comprovou-se durante as simulações um comportamento médio assertivo do MVTCE implementado inferior a 70% entre todos os casos testados, por outro lado os métodos convencionais MCC e MDB apresentaram uma taxa inferior a 50% de acertos entre todos os casos testados. Identificou-se que durante oscilações suaves os métodos convencionais apresentam uma atuação correta na maioria dos casos. Em alguns casos o MVTCE possibilitou bloqueio poucos milissegundos após o MCC e MDB, em função dos ajustes internos de MTCE e do módulo da sua derivada (dSCV1), que devem ser atingidos.

AGRADECIMENTOS

O presente trabalho foi realizado com apoio da Coordenação de Aperfeiçoamento e Pessoal de Nível Superior - Brasil (CAPES/PROEX) - Código de Financiamento 001

REFERÊNCIAS

ANDERSON, P. M. Power System Protection. 1ª Ed, 1999.
ANDRADE, J. S. Caracterização e Modelagem de Oscilações de Potência para Testes em Relés de Distância. Universidade Federal de Minas Gerais (UFMG), 2020.
BENMOUYAL, G.; HOU, D.; TZIOUVARAS, D. A. Zero-setting power-swing blocking protection. IEE Conference Publication, n. CP 508, p. 249–254, 2005.
CHEN, C. S.; LIU, C. W.; JIANG, J. A. Three-terminal transmission line protection using synchronized voltage

and current phasor measurements. Proceedings of the IEEE Power Engineering Society Transmission and Distribution Conference, v. 3, n. ASIA PACIFIC, p. 1727–1732, 2002.
HOROWITZ, S. H.; PHADKE, A. G. Third zone revisited. IEEE Transactions on Power Delivery, v. 21, n. 1, p. 23–29, 2006.
IEEE POWER AND ENERGY SOCIETY. IEEE Guide for Protective Relay Applications to Transmission Lines.
LIN, Y. H.; LIU, C. W.; YU, C. S. A new fault locator for three-terminal transmission lines - Using two-terminal synchronized voltage and current phasors. IEEE Transactions on Power Delivery, v. 17, n. 2, p. 452–459, 2002.
MA, J. et al. Distance protection blocking and re-opening scheme in multi-machine power system oscillation scenes. International Transactions on Electrical Energy Systems, v. 28, n. 4, p. 1–14, 2018.
MENCO, C. A. L. Método para Detecção de Oscilação de Potência no Domínio do Tempo. Universidade Federal de Santa Maria (UFSM), 2018.
MOHAMAD, N. Z. et al. Symmetrical fault detection technique during power swing based on S-Transform. SCORED 2012 - 2012 IEEE Student Conference on Research and Development, p. 7–10, 2012.
MOONEY, J.; FISCHER, N. Application Guidelines for Power Swing Detection on Transmission Systems Joe Mooney, P.E. and Normann Fischer Schweitzer Engineering Laboratories, Inc. p. 1–10, 2006.
MORAIS, A. P. Algoritmo de Alto Desempenho para Proteção Numérica de Linhas de Transmissão Imune a Oscilações de Potência. [s.l.] UFSM, 2012.
NAYAK, P. K.; PRADHAN, A. K.; BAJPAI, P. A Three-Terminal Line Protection Scheme Immune to Power Swing. IEEE Transactions on Power Delivery, v. 31, n. 3, p. 999–1006, 2016.
NERC. The Complexity of Protecting Three-Terminal Transmission Lines. NERC, 2006.
PANG, C.; KEZUNOVIC, M. Fast distance relay scheme for detecting symmetrical fault during power swing. IEEE Transactions on Power Delivery, v. 25, n. 4, p. 2205–2212, 2010.
SHIMPI, K. S.; JAIN, A. M. Power swing detection, blocking and unblocking logic in distance relay. Proceedings of the International Conference on Computing Methodologies and Communication, ICCMC 2017, v. 2018-Janua, n. 1, p. 904–908, 2018.
TORRES, S. et al. Unblocking function of distance relay during power swing based on modal analysis. 2016 IEEE PES Transmission and Distribution Conference and Exposition-Latin America, PES T and D-LA 2016, 2017.
ZADEH, H. K.-. Evaluation and performance comparison of power swing detection algorithms. 2005 IEEE Power Engineering Society General Meeting, v. 2, p. 1842–1848, 2005.
ZIEGLER, G. Numerical Distance Protection. 1ª Ed, 2000.