

# Análise dos Métodos de Bloqueio do Relé de Distância Durante Oscilações de Potência em Linhas de Um pouco mais de Meio Comprimento de Onda

Marcel Souza Mattos  
Departamento de Engenharia Elétrica  
da Universidade de Santa Maria  
Santa Maria, Brasil  
msmarcel@gmail.com

Ghendy Cardoso Junior  
Departamento de Engenharia Elétrica  
da Universidade de Santa Maria  
Santa Maria, Brasil  
ghendy@ufsm.br

Adriano Peres Morais  
Departamento de Engenharia Elétrica  
da Universidade de Santa Maria  
Santa Maria, Brasil  
adriano@ctism.ufsm.br

**Abstract**— Linhas de transmissão com pouco mais de meio comprimento de onda ( $\lambda/2+$ ) têm sido estudadas como uma alternativa para transmissão de energia em distâncias muito longas. Estudos recentes sobre relé de distância demonstram a necessidade de ajustes e compensações no cálculo da impedância aparente. Embora os esquemas de proteção de distância tenham sido analisados para linhas de transmissão muito longas, operações indevidas dos relés de proteção, como oscilações de potência, em uma linha transmitindo potências desta ordem podem levar o sistema a instabilidades severas, podendo causar, inclusive, *blackouts* de grandes proporções. Em virtude da inexistência de estudos sobre oscilação de potência aplicados a linhas de transmissão  $\lambda/2+$ , nesse artigo serão abordadas duas técnicas de bloqueio do relé de distância. São o Método Características Concêntricas (MCC) e o Método da Taxa de Variação da Magnitude da Tensão no Centro Elétrico (MVTCE). Esses métodos foram avaliados, através de simulações computacionais na plataforma *Simulink* do programa *Matlab*.

**Keywords**— Linhas extras longas, Oscilação de Potência e Relé de Distância.

## I. INTRODUÇÃO

Com o aumento da demanda de energia elétrica, sobretudo nos grandes centros de carga e a relação indireta de localização dos recursos energéticos faz se necessário o atendimento de conexões de grandes distâncias de linhas de transmissão (LT) para manter a confiabilidade do sistema elétrico. Atualmente esse atendimento utiliza LT em corrente contínua com subestações conversoras ou LT convencionais em corrente alternada com subestações de interligação e sistemas de compensação de reativos. No entanto, pesquisas de soluções não convencionais para transmissão de energia para grandes distâncias, vem sendo estudadas. As LT de um pouco mais de meio comprimento de onda ( $\lambda/2+$ ) acabam sendo viabilizadas devido ao atendimento de grandes distâncias e da grande capacidade de transmissão [1-5]. Também as vantagens de caráter técnico e econômico no que tange a não exigência de subestações intermediárias e a compensação de reativos.

Estudos relacionados as LT  $\lambda/2+$  são antigos, desde a década 30, culminando na década de 60 de um ensaio de energização [1-2]. No Brasil os estudos começaram na década de 80 e 90 com estudos voltados ao aproveitamento do potencial amazônico em parceria com a Eletrobras. Mais recentemente através de chamadas públicas realizada pela

Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL), universidades e empresas do setor elétrico desenvolveram estudos vinculadas ao melhor projeto da geometria da rede e condutor mais econômico, operação em regime permanente para diferentes carregamentos, dispositivos de eletrônica de potência para conexão de sistemas locais as LT e ensaios de energização [6-9].

Nesse contexto, as grandes distâncias estão mais suscetíveis aos eventos de falha e para uma operação segura, o sistema de proteção deve ser eficiente. As proteções de distância e diferencial são utilizadas, sendo a primeira a principal, devido a fácil implementação, ajuste e podendo ser viabilizadas através de um terminal, já que seu funcionamento é baseado na medição dos parâmetros da linha de transmissão desde o ponto de sua instalação até o ponto da falta, isto é, o relé opera com base na impedância, admitância ou reatância vista pelo relé. Estes parâmetros, que são proporcionais à distância, são comparados com o valor de referência do relé, que delimita uma região de proteção através de suas zonas identificadas no plano RX.

Os primeiros estudos de proteção constataram que as impedâncias aparentes calculadas pelos métodos tradicionais não possuíam linearidade correspondente a localizações de distância, devido as características distribuídas da rede e o efeito capacitivo aplicados a proteção diferencial [10] e a proteção de distância [11-12], também a etapa dos algoritmos de seleção de fases. Portanto, ajuste e adequações aos cálculos de impedância aparente foram propostos sob a forma de corrigir/compensar essas características da linha [13-15]. Também nos algoritmos de detecção e seleção das fases foram propostas novas formas considerando arranjos de sequência negativa e transformadas modais expandidas. [16-17].

Embora os esquemas de proteção de distância (detecção, classificação e localização) tenham sido analisados para LT muito longas, operações indevidas dos relés de proteção em uma linha transmitindo potências desta ordem podem levar o sistema a instabilidades severas, podendo causar, inclusive, *blackouts* de grandes proporções. Um disparo indesejável da linha de transmissão devido ao mau funcionamento do relé de distância contra a oscilação de potência (OP) pode agravar a estabilidade do sistema de potência. Portanto, a operação do relé de distância deve ser bloqueada durante a oscilação de potência (estável/instável) incorporando a função de bloqueio de oscilação de potência (PSB) nos relés de distância. Estudos sobre oscilação de potência aplicados a LT  $\lambda/2+$  não foram

relatados na literatura. Função está que corrobora com o processo de atuação do relé de distância e que não possui nenhuma referência na bibliografia.

Contudo, o presente artigo analisa OP através da implementação PSB, avaliando as características das técnicas aplicadas as LT  $\lambda/2+$ . A modelagem, simulação do sistema e as rotinas foram desenvolvidos *Matlab* e *Simulink*.

## II. CÁLCULO DE IMPEDÂNCIA

Estudos demonstram que a proteção de distância convencional não pode ser implementada para linhas de transmissão de meio comprimento de onda, devido a formulação desconsiderar o efeito capacitivo entre os condutores e a terra e as funções hiperbólicas da formulação para LT longas. No entanto, foi proposto em [18] um equacionamento considerando as equações LT longas, através do modelo  $\pi$ -exato a admitância transversal e os efeitos de propagação da linha. O algoritmo é desenvolvido em duas etapas, a primeira considera o cálculo de fatores de compensação, aplicados aos sinais apresentados na tabela I, que demonstram a impedância vista por cada unidade do relé de distância. Os fatores são apresentados de forma resumida em (1) e (2).

$$K_1 = \frac{\cosh(\gamma_0 d)}{\cosh(\gamma_1 d)}, \quad K_2 = \frac{\sinh(\gamma_0 d)}{\sinh(\gamma_1 d)} \quad (1)$$

$$K_U = K_1 - 1, \quad K_I = \frac{K_2 Z_{C0} - Z_{C1}}{3Z_{C1}} \quad (2)$$

Onde  $\gamma_0, \gamma_1$  são as constantes de propagação da linha, sequência zero e positiva, respectivamente,  $Z_{C0}, Z_{C1}$  são a impedância de surto da linha, sequência zero e positiva, respectivamente e  $d$  é a localização em km da distância da falta.

TABELA I -- SINAIS DE CORRENTE E TENSÃO BASEADOS NO ALGORITMO DE XU ET AL.

Impedância	Sinais de Tensão	Sinais de Corrente
ZAT	VA + KV VA0	IA + KI IA0
ZBT	VB + KV VB0	IB + KI IB0
ZCT	VC + KV VC0	IC + KI IC0
ZAB	VA - VB	IA - IB
ZBC	VB - VC	IB - IC
ZCA	VC - VA	IC - IA

A segunda etapa faz a correção da impedância medida através de (3).

$$Z_{XX}^* = \frac{Z_1}{\gamma_1} \tanh^{-1} \left( \frac{Z_{med}}{Z_{C1}} \right) \quad (3)$$

Onde  $Z_{med}$  é equivalente a impedância medida conforme sinais da tabela I,  $Z_1, \gamma_1$  são a impedância e constante de propagação de sequência positiva e  $Z_{XX}^*$  representa as medidas de fase fase e fase terra.

## III. OSCILAÇÃO DE POTÊNCIA

O sistema elétrico de potência está sujeito a uma série de eventos, tais como: curtos-circuitos, alteração da topologia da rede, religamentos, perda de carga ou de grandes blocos de geração. Essas perturbações causam, dinamicamente, oscilações nos ângulos do rotor das máquinas e nos fluxos de potência das linhas de transmissão. Este desequilíbrio entre potência gerada e potência consumida, força os geradores a buscarem uma nova condição de operação [19] essas variações na potência ativa e reativa, são denominadas oscilação de potência (OP). Essas OP podem ser estáveis e instáveis.

A Fig. 1, ilustra as OP estáveis e instáveis em LT convencionais cruzando a região de proteção do relé de distância. Na oscilação estável o sistema retorna a um novo estado de equilíbrio, fora das zonas de proteção. Na oscilação instável a impedância atravessa a característica, passando pelas zonas de proteção, com tendência de giro no plano RX.

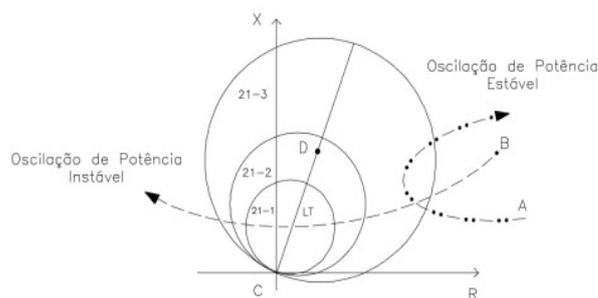


Fig. 1 – Característica de oscilação estável e instável.

Quando ocorre um curto-circuito na LT, a impedância aparente movesse rapidamente do local da impedância de carga para o local da falha, isto é, a região protegida pelo relé de distância. Por outro lado, durante uma oscilação de potência, a variação da impedância aparente, limitada pela inércia dos geradores, é lenta. Na ocorrência deste tipo de evento, a impedância vista pelo relé de distância, função ANSI 21, adquire comportamento oscilatório, podendo assim, migrar para a área de operação do relé de impedância, causando atuação indesejada da proteção da LT. Para evitar operações indevidas, normalmente são utilizados bloqueadores de oscilação de potência (do inglês *Power Swing Blocking* — PSB), função ANSI 68, de modo que o relé de distância atue apenas nas condições de curto-circuito, permanecendo inoperante em casos de OP [19].

As técnicas de PSB são comumente divididas em convencionais e não convencionais [20]. As primeiras baseadas na medição da taxa de variação da impedância aparente, sendo as mais difundidas os métodos das características concêntricas e o uso de *blindings*. Os métodos não convencionais podemos citar: Magnitude da Tensão no Centro Elétrico (MSCV), técnicas de análise de sinais (transformada *Wavelet*, filtros Morfológicos, Hilbert-Huang), taxa de mudança de potência ativa e reativa para detectar faltas simétricas durante a condição de oscilação de potência entre outras.

## IV. MÉTODO DE BLOQUEIO DO RELÉ DE DISTÂNCIA

Importante salientar que atualmente não existem métodos específicos de bloqueio do relé de distância para LT  $\lambda/2+$  em situações de oscilações de potência. As bibliografias e pesquisas existentes abordam os métodos apenas para o bloqueio do relé de distância em LT convencionais. Logo, a

presente trabalho torna-se relevante para estudos em LT  $\lambda/2+$ . Serão descritos dois métodos de PSB de características técnicas distintas, sendo um convencional e o outro não convencional. O método convencional baseado na variação da impedância aparente, que será calculado conforme as características de ajuste de impedância aparente dimensionadas para LT de  $\lambda/2+$  descrito na seção 2. O segundo, método não convencional, baseado na análise da variação do sinal de tensão, referência importante de análise, visto que não possui necessidade dos ajustes no cálculo de impedância aparente para LT longas, como as LT  $\lambda/2+$ .

#### A. Método Características Concêntricas (MCC)

O método mais simples utilizado no plano RX para detecção de oscilação de potência baseado na variação da impedância aparente. A técnica analisa o tempo decorrido para o vetor de impedância passar por uma zona limitada por duas impedâncias características. A segunda característica de impedância é concêntrica em torno da primeira. Isto é normalmente realizado com duas características adicionais, que são usadas especificamente para a função de oscilação de potência, ou com uma característica adicional de impedância externa que é concêntrica a uma das características existentes de proteção de distância. Para encontrar as configurações corretas para esses dois parâmetros, geralmente são necessários estudos de estabilidade extensivos [20]. A Fig. 2 representa as zonas de proteção de distância e os limites interno e externo do método das características concêntricas. Quando a impedância aparente ultrapassa o limite externo (LE) o temporizador é inicializado. O LE deve ser ajustado para não adentrar a região de carregamento. Ao cruzar o limite interno (LI), o temporizador é finalizado. Se o tempo medido for maior ou igual ao tempo ajustado, uma condição de oscilação de potência é detectada e o relé de distância da linha de transmissão é bloqueado. O relé permanece bloqueado até que a impedância saia do interior da região do limite externo. Por outro lado, se a impedância cruzar a região pré-determinada em um tempo menor que o ajustado (característica do curto-circuito) a proteção de distância da linha de transmissão não é bloqueada.

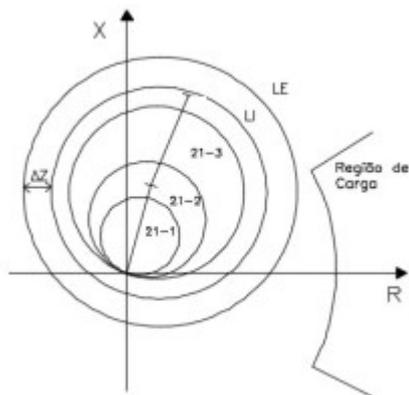


Fig. 2 – Método Características Concêntricas

O ajuste máximo que a resistência do LE pode alcançar em função do ângulo máximo de carga, é obtido a partir de (4).

$$R_{LE} = \frac{\sum Z}{2} \cot\left(\frac{\delta_{MAX}}{2}\right) \quad (4)$$

Onde  $R_{LE}$  é o alcance resistivo, em  $\Omega$ ,  $\delta_{MAX}$  é o máximo ângulo de operação, em graus e  $\sum Z$  é o somatório do módulo das impedâncias de sequência positiva (LT e fontes), em  $\Omega$ .

É possível determinar a taxa de variação de resistência aparente, nos pontos próximos ao máximo carregamento de carga para determinadas frequências de oscilação através de (5).

$$\frac{dR}{dt} = \frac{\pi}{2} \sum Z f_{osc} \tan\left(\frac{\delta_{MAX}}{2}\right) \quad (5)$$

Onde  $dR/dt$  é a taxa de variação da resistência aparente, em  $\Omega/s$ ,  $\delta_{MAX}$  é o máximo ângulo de operação, em graus,  $\sum Z$  é o somatório do módulo das impedâncias de sequência positiva (LT e fontes), em  $\Omega$  e  $f_{osc}$  é a frequência de oscilação, em Hz.

Considerando que seja conhecida a máxima frequência de oscilação, e a máxima taxa calculada conforme (5), determina-se uma temporização e calcula-se a diferença entre os limites resistivos, através (6).

$$\Delta R \geq t_{cc} \frac{dR}{dt} \quad (6)$$

Onde  $dR/dt$  é a taxa de variação da resistência aparente, em  $\Omega/s$ ,  $\Delta R$  é a diferença entre os alcances resistivos LE e LI, em  $\Omega$ ,  $t_{cc}$  tempo que impedância deve permanecer em LE e LI, em s.

O limite resistivo LI, pode ser definido por (7).

$$R_{LI} = R_{LE} - \Delta R \quad (7)$$

Durante uma oscilação de potência, a taxa aparente de resistência aumenta quando a impedância se aproxima da impedância da linha de transmissão. Como resultado, na proximidade do LI, a taxa de variação será diferente da proximidade do LE. Então é necessário calcular um novo ângulo para LI como (8).

$$\delta = 2 \tanh^{-1}\left(\frac{\sum Z/2}{R_{LI}}\right) \quad (8)$$

#### B. Método da Taxa de Variação da Magnitude da Tensão no Centro Elétrico (MVTCE)

Essa técnica não necessita de ajustes ou parâmetros da rede para seu correto funcionamento. Nem mesmo conhecimento prévio das configurações do relé de distância. A filosofia básica deste método baseia-se em valores medidos localmente pelo relé, estimando a tensão no centro elétrico (SCV – *Swing Center Voltage*) e monitorando seu comportamento, a fim de decidir sob a relação de falta ou oscilação de potência. Desta forma, apresenta-se como um método independente das impedâncias do sistema analisado.

Ao longo de uma oscilação de potência, o valor instantâneo da MTCE, considerando fontes dos sistemas iguais E, é especificado em (9), onde  $\delta$  é a diferença angular entre as fontes.

$$MTCE_{(t)} = \sqrt{2}E_{sen} \left( \omega t + \frac{\delta(t)}{2} \right) \cos \left( \frac{\delta(t)}{2} \right) \quad (9)$$

Uma aproximação do SCV pode ser obtida pela tensão obtida da medição do relé, em (10). A fig. 3, pode-se observar que SCV é uma projeção de  $V_S$  sobre o eixo da corrente I.

$$SCV = |V_S| \cos \varphi \quad (10)$$

Onde  $|V_S|$  é o módulo da Tensão, medida no relé, em V e  $\varphi$  é a diferença angular da tensão e corrente.

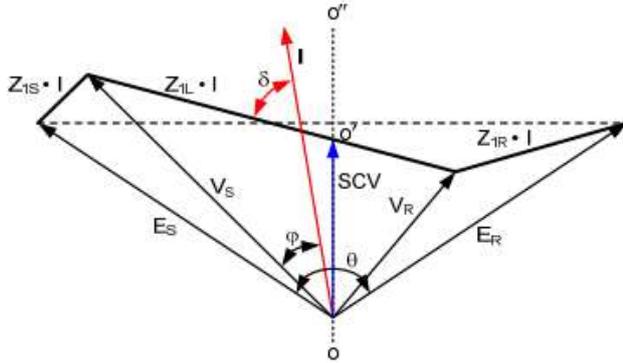


Fig. 3 – Sistema para avaliação dos métodos de detecção de OP.

Considerando que SCV é estimado utilizando a tensão local, a relação entre SCV e a diferença angular entre as duas fontes pode ser simplificada como (11):

$$SCV_1 = E_1 \cos \left( \frac{\delta}{2} \right) \quad (11)$$

Considerando  $E_1$  valor de sequência positiva da fonte equivalente  $E_S$  (igual a fonte  $E_R$ ),  $SCV_1$  representa a tensão de sequência positiva no centro da oscilação. O módulo de  $SCV$  encontra-se em seu valor máximo quando os ângulos entre as duas fontes é zero e em seu valor mínimo quando é  $180^\circ$ . Esta característica é utilizada para detectar oscilações através da velocidade da variação da tensão no centro. Derivando  $SCV_1$  em função do tempo, em (12). A taxa de variação do  $SCV_1$  é que determinar se existe uma oscilação. A equação (12) é independente da impedância do sistema e alcança valor máximo quando o ângulo entre as duas máquinas é  $180^\circ$ .

$$\frac{\partial SCV_1}{\partial t} = \frac{-E_1}{2} \operatorname{sen} \left( \frac{\delta}{2} \right) \frac{\partial \delta}{\partial t} \quad (12)$$

## V. MODELAGEM DO SISTEMA

O sistema teste apresentado na Fig. 4, é constituído de uma linha 2592 km, em 500 kV.



Fig. 4 – Sistema para avaliação dos métodos de detecção de OP.

O modelo foi obtido da interligação de três sistemas que fazem parte do Sistema Interligado Nacional proposto por [8]

para estudos de ensaio de energização de uma LT  $\lambda/2+$ . O sistema é modelado por duas unidades geradoras (F1 e F2) conectadas através de uma linha de transmissão. As impedâncias do sistema de geração equivalente (F2) e os dados dos condutores da LT são apresentadas na tabela II e III, respectivamente. A obtenção dos parâmetros elétricos da linha foram obtidos através dos dados geométricos e físicos, conforme [16], ilustrado na fig. 5. A linha foi modelada através dos parâmetros distribuídos de *Bergeron* do *simulink*, sendo utilizada a transposição através da relação menos de  $1/4$  de comprimento de onda elétrica, conforme [16]. A potência característica da linha é de 1174,53 MW, obtida através da impedância característica de 212,86 ohms.

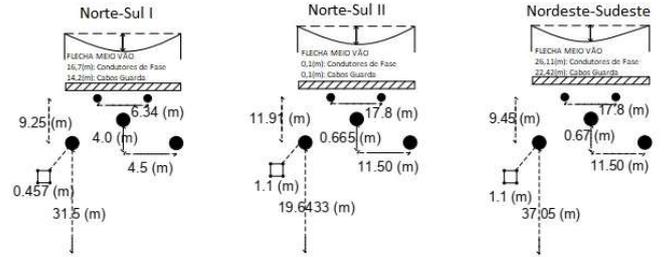


Fig. 5 – Estruturas das linhas de Transmissão.

## VI. ANÁLISE E RESULTADOS

O sistema foi simulado considerando duas opções de OP. A primeira mantendo fixa a frequência fundamental da fonte F1 e variando a frequência da fonte F2 (Forte) conforme Fig. 4. As variações de frequência, consideram um passo de 0,5 Hz da frequência fundamental, tanto para cima quanto para baixo, totalizando 12 casos em análise. No segundo caso, serão considerados nos testes variações com relação a impedância da fonte, considerando fonte Fraca, conforme tabela II. Nos dois testes, tem-se pleno controle do valor da variação de frequência.

Os sinais de corrente e tensão foram obtidos a uma taxa de 32 amostras por ciclo na frequência de 60 Hz. O período de simulação corresponde a 3 segundos.

TABELA II – IMPEDÂNCIA DE SEQUÊNCIA DAS FONTES

Fontes	Sequência Zero		Sequência Positiva	
	R ( $\Omega$ )	X ( $\Omega$ )	R ( $\Omega$ )	X ( $\Omega$ )
F1	0,000754	0,025904	0,000754	0,025904
F2-Forte	7,2169	36,084	1,1864	7,1187
F2-Fraca	28,868	144,34	4,7458	28,475

TABELA III – DADOS DOS CONDUTORES DA LT.

Condutor	Resistência ( $\Omega$ /km)	Raio Ext. (m)	Raio Int. (m)	$\mu r$
Rail	0,0614	0,014795	0,0037	1
PR-Aço Galv EHS	3,51	0,00457	-	1

O primeiro teste faz referência a oscilação de 3 Hz (caso 01) acima da frequência fundamental considerando uma fonte forte. A Fig. 6, demonstra os parâmetros de ativação de trip da zona 3, e dos métodos MCC e MVSC, onde o nível lógico 1 denota ativação do PSB caracterizando estado de oscilação de potência do sistema. Logo, percebe-se ativação de trip da zona 3 (devido a característica da impedância estar dentro da zona 1, conforme Fig. 6 e ativação do PSB do método MVSC. Porém o método MCC não é ativado.

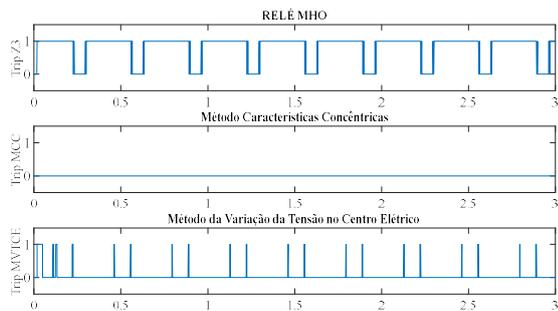


Fig. 6 – Trip dos métodos de PSB.

Na Fig. 7, pode-se verificar a característica da trajetória da impedância, e as zonas do método MCC mais externas e as respectivas zonas de proteção do relé mho (zona 1, 2 e 3). Percebe-se que a oscilação fica concentrada dentro da zona 1, ilustrando de forma gráfica a relação de não habilitação do método MCC, conforme figura 5. Como forma de comparação, as Fig. 8 e Fig. 9 ilustram a trajetória da impedância para oscilações de frequência para os casos 12 e 6 para fonte forte, respectivamente.

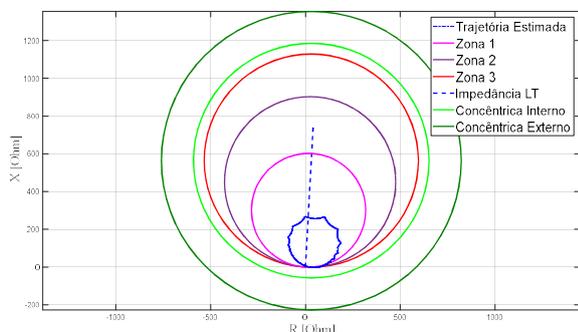


Fig. 7 – Zonas e trajetória da impedância caso 1.

A característica da trajetória da impedância modifica, para a oscilação do caso 12, o trajeto da impedância transita nos níveis das zonas do método MCC, habilitando PSB. Já na OP do caso 6 a trajetória se aproxima da configuração da proteção da zona 1, porém ainda não adentra as características das zonas concêntricas.

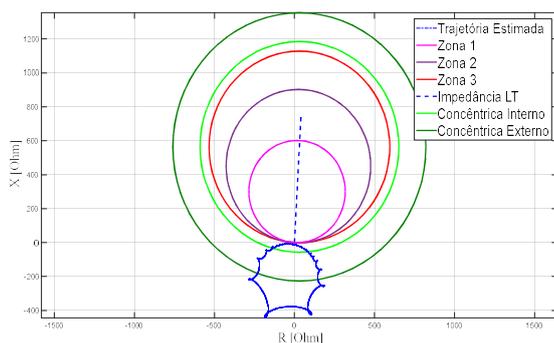


Fig. 8 – Zonas e trajetória da impedância caso 12.

Na tabela IV são ilustrados os níveis de atuação dos métodos para os demais casos citados. O método MCC, se mostra habilitado para oscilações de frequência abaixo da frequência nominal do sistema, devido a característica da trajetória adentra as zonas concêntricas de forma diferenciada de como é tratado nas LT convencionais. Já o método MVCE apresenta habilitado para todos os sinais apresentados, porém devido as características da trajetória da impedância, bem como as características peculiares da LT  $\lambda/2+$ , testes adicionais para análise da teoria do método bem como uma análise de falta será mencionado.

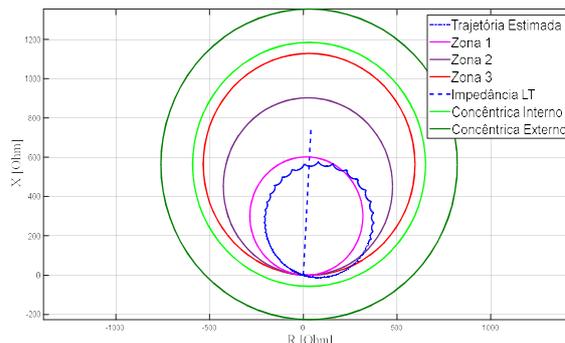


Fig. 9 – Zonas e trajetória da impedância caso 6.

Uma característica bastante importante na literatura vinculada ao método de MVCE é a relação baseada em *blindings* ou regiões concêntricas como parâmetros de início e fim de disparo, e devido as características da trajetória da impedância, em muitos casos simulados a impedância já partiu de dentro desses parâmetros.

TABELA IV – DADOS DOS CONDUTORES DA LT.

Casos	Frequência Oscilação (Hz)	MCC		MVCE	
		Forte	Fraca	Forte	Fraca
01	3,0	×	×	✓	✓
02	2,5	×	×	✓	✓
03	2,0	×	×	✓	✓
04	1,5	×	×	✓	✓
05	1,0	×	×	✓	✓
06	0,5	×	×	✓	✓
07	0,5	✓	✓	✓	✓
08	1,0	✓	✓	✓	✓
09	1,5	✓	✓	✓	✓
10	2,0	✓	✓	✓	✓
11	2,5	✓	✓	✓	✓
12	3,0	✓	✓	✓	✓

Outro ponto para análise é a relação do centro elétrico, que é definido como o ponto onde a tensão vale zero, caso o ângulo das duas fontes equivalentes esteja com defasagem de  $180^\circ$ , desenvolvimento que pode ser justificado em um processo de simplificação conforme (10) em LT convencionais. Portanto, foram realizados testes considerando as impedâncias iguais das duas fontes (F1 e F2) aplicando os casos de variação da frequência da F2 para análise, conforme Fig. 10. Constatou-se que o comportamento ora considerado e comprovado na literatura não se repete para LT  $\lambda/2+$  e se assemelha aos testes realizados para diferentes valores de impedância.

Por fim, foram realizados testes considerando faltas bifásicas e trifásicas como forma de comprovação do método MVCE e conforme Fig. 11, o método considerou oscilação quando o sinal seria uma falta. Logo, necessita-se uma análise mais criteriosa para este método visto que o método não consegue distinguir entre falta e oscilação.

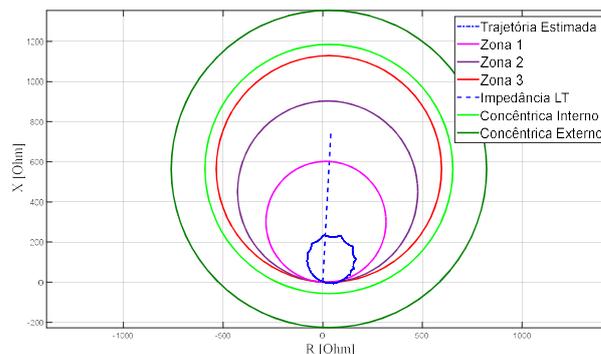


Fig. 10 – Zonas e trajetória da impedância caso 01, impedância iguais.

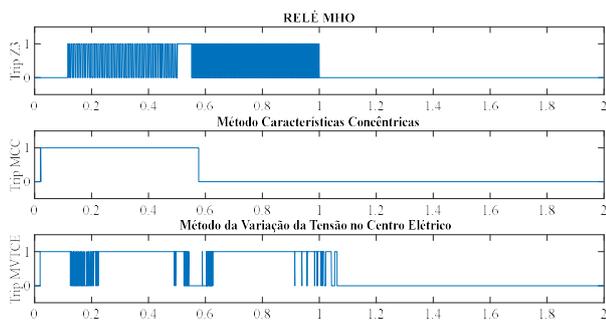


Fig. 10 – Trip dos métodos de PSB para falta Bifásica.

## VII. CONCLUSÃO

O presente artigo abordou a avaliação da proteção do relé de distância em casos de oscilações de potência em LT  $\lambda/2+$ . Os métodos avaliados, MCC e MVCE, possuem características de implementação bastante distintas. Os resultados das simulações mostram que os algoritmos não são confiáveis, já que o método MCC não possui assertividade, visto as características do algoritmo ser inteiramente dependente do cálculo da impedância aparente, na qual essa grandeza possui uma série de particularidades nas LT  $\lambda/2+$ . Já no método MVCE, os resultados demonstraram detecção de OP em todos os casos, porém conforme testes realizados, essa assertividade não comprova a eficácia do método, visto que a abordagem do estudo de método no que tange a forma resumida aplicada em LT convencionais não pode ser estendida para as LT  $\lambda/2+$ . Dessa forma, recomenda-se que sejam estudadas outras formas de detecção de OP, principalmente métodos que não dependam do cálculo da impedância aparente, bem como um estudo mais aprofundado do método MVCE aplicados a sistema de proteção de LT com pouco mais de meio comprimento de onda.

## REFERÊNCIAS

[1] F. J. Hubert and M. R. Gent, "Half-wavelength power transmission lines," *IEEE Trans. Power App. Syst.*, vol. PAS-84, no. 10, pp. 965–974, Oct. 1965.

[2] F. S. Prabhakara, K. Parthasarathy, and H. N. R. Rao, "Analysis of natural half-wavelength power transmission lines," *IEEE Trans. Power App. Syst.*, vol. PAS-88, no. 12, pp. 1787–1794, Dec. 1969.

[3] SUN, Jian et al. "Renewable energy transmission by HVDC across the continent: system challenges and opportunities". *CSEE Journal of Power and Energy Systems*, v. 3, n. 4, p. 353-364, 2017.

[4] C. Portela, J. Silva, M. Alvim. "Non-conventional ac solutions adequate for very long distance transmission – An alternative for the amazon transmission system". in: *Proc. IEC/CIGRE UHV Symposium*, Beijing, China, 2007.

[5] JIA, Junchuan et al., "Research on the Operation Mode Construction and Stability Control Measures of Half-WaveLength Transmission Test System". *System*. In: 2019 IEEE Sustainable Power and Energy Conference (ISPEC). IEEE, 2019. p. 252-257.

[6] JIA, Junchuan et al., "Research on the Operation Mode Construction and Stability Control Measures of Half-WaveLength Transmission

Test System". *System*. In: 2019 IEEE Sustainable Power and Energy Conference (ISPEC). IEEE, 2019. p. 252-257.

[7] R. F. da Silva Dias, "Derivação ou Injeção de energia em uma linha de transmissão de pouco mais de meio comprimento de onda por dispositivos de eletrônica de potência," Tese de Doutorado, COPPE, Universidade Federal do Rio de Janeiro, rio de Janeiro – RJ, Março 2008.

[8] R. F. Vidigal, "Análise do comportamento de uma linha de um pouco mais de meio comprimento de onda sob diferentes condições de operação em regime permanente e durante a manobra de energização," dissertação de Mestrado, Faculdade de Engenharia Elétrica e de Computação, Universidade Estadual de Campinas, Campinas – SP, Agosto 2010.

[9] M. L. dos Santos, "Avaliação do desempenho de linhas de transmissão de energia elétrica de meia onda," dissertação de Mestrado, Departamento de Engenharia de Energia e Automação Elétricas, Escola Politécnica da Universidade de São Paulo, São Paulo, SP, Setembro de 2010.

[10] S. Xiao, Y. J. Cheng, Ya Wang, "A Bergeron model based current differential protection principle for UHV half-wavelength AC transmission line". *System*. In: 2011 Power System Technology. IEEE, 2011, v. 35, n. 9, p. 46-50, 2011.

[11] B. F. KÜSEL, F. V. Lopes, K. M. e Silva" Proteção de distância não convencional aplicada as linhas de transmissão com um pouco mais de meio comprimento de onda". . In: XXII Seminário Nacional de Produção e Transmissão de Energia Elétrica. 2013. p. 27, 28, 71, 93, 109.

[12] B. F. KÜSEL, M. A. Sordi, K. M. e Silva" Avaliação de desempenho da proteção de distância aplicada as linhas de transmissão com um pouco mais de meio comprimento de onda". In: XXII Simpósio Brasileiro de Sistemas Elétricos. SBSE, 2012. p. 26, 27, 71.

[13] B. F. Kusel, "Proteção de linhas de transmissão com pouco mais de meio comprimento de onda". *Dissertação de mestrado*, Universidade de Brasília, Brasília, DF, 2015.

[14] R. F. Espinoza, M. C.Tavares" Using of Conventional Relays for Protecting Half-Wavelength Transmission Line from Three-Phase Faults", In: *Using of Conventional Relays for Protecting Half-Wavelength Transmission Line from Three-Phase Faults*, ISPT, 2013, Vancouver, Canadá, p. 26.

[15] R. F. Espinoza, M. C.Tavares" Using of Conventional Relays for Protecting Half-Wavelength Transmission Line from Three-Phase Faults", In: *Using of Conventional Relays for Protecting Half-Wavelength Transmission Line from Three-Phase Faults*, ISPT, 2013, Vancouver, Canadá, p. 26.

[16] A. Z. Bertoletti, "Classificação de faltas e Seleção de fase para linhas de transmissão de meio comprimento de onda," *Trabalho de conclusão de curso de Graduação*, Universidade Federal de Santa Maria, Santa Maria – RS, 2019.

[17] D.F. Jimenez, O. Dias, M. C.Tavares" Fault classification and phase selector algorithm for half-wavelength transmission lines", In: *Electric Power Systems Research*. SBSE, 2022. v. 203, p. 107637.

[18] Z. Y. XU, et al, " A distance protection relay for a 1000-kV UHV transmission line", In: *IEEE Transactions on Power Delivery*, IEEE, 2008, v. 23, n. 4, p. 1795-1804.

[19] 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.

[20] 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.