

ANÁLISE DOS MÉTODOS PARA BLOQUEIO DOS RELÉS DE IMPEDÂNCIA EM LINHAS DE TRANSMISSÃO DURANTE CONDIÇÕES DE MÚLTIPLA FREQUÊNCIA DE OSCILAÇÃO

Fernanda T. Bencke; Augusto Z. Bertoletti;

Aécio Oliveira; Luana M. A. da Costa

Universidade Federal de Santa Maria

Centro de Tecnologia

fernandabencke@gmail.com; augustozb1@gmail.com;

aecio.oliveira@ufsm.br; luanamaria.dc@gmail.com

Adriano Peres de Moraes

Universidade Federal de Santa Maria

Colégio Técnico Industrial de Santa Maria

adriano@ctism.ufsm.br

Resumo—As oscilações de potência de múltiplas máquinas na rede elétrica podem fazer com que os tradicionais esquemas de bloqueio de proteção de linhas de transmissão sejam completamente inválidos. Desta forma, este trabalho, visa avaliar o desempenho de métodos de bloqueio para a proteção de linhas de transmissão de sistemas multi-máquinas em cenários de oscilações de potência. Foram avaliadas duas técnicas convencionais: o Método das Características Concêntricas e o Método Duplo Blinder. Os métodos foram submetidos, por meio de simulações computacionais, a oscilações de potência, sob diversas frequências de oscilação.

Palavras-chave – Múltipla frequência de oscilação, proteção de linhas de transmissão, sistema múltiplas máquinas.

I. INTRODUÇÃO

Mudanças repentinas no carregamento de um sistema elétrico de potência podem ser causadas por um curto-circuito, pela desconexão de linhas energizadas ou por um religamento [1]. Quando alguma mudança ocorrer no sistema elétrico haverá oscilação no módulo e no ângulo da tensão e da corrente, uma vez que os geradores são forçados a se ajustarem a uma nova condição de carga. Como existe inércia nos geradores, para alcançar essa nova condição de carga é necessário um determinado período de tempo. As Linhas de Transmissão (LTs) quando submetidas a estas condições sofrem variações na potência ativa e reativa, caracterizando um fenômeno denominado oscilação de potência.

Na ocasião de uma oscilação de potência a impedância vista pelo relé de distância (função ANSI 21) adquire caráter oscilatório, e esta poderá migrar para o interior da região de proteção delimitada pelo relé, causando atuações indevidas da proteção. De maneira a prevenir tais atuações indevidas são utilizados bloqueadores de oscilação de potência (função ANSI 68), e desta forma a proteção atua somente para as condições de curto-circuito e permanece inoperante nos casos de oscilação de potência.

A medida em que o sistema de energia elétrica se expande e a conexão entre redes de grande porte se tornam cada vez mais recorrentes falhas graves podem ocorrer nos nós principais do sistema. Tal fenômeno faz com que o sistema transite do modo de oscilação de dois geradores para oscilação de múltiplas máquinas [2].

O método das Características Concêntricas (MCC) e o Método do Duplo Blinder (MDB) são métodos que diferenciam uma condição de oscilação de potência de uma condição de falta, que se baseiam principalmente no modelo equivalente do sistema de dois geradores. No entanto, em redes elétricas interconectadas a probabilidade da ocorrência de oscilações de potência de múltiplas máquinas tem aumentado, caso em que o centro de oscilação pode se mover dinamicamente ao longo de rotas diferentes, fazendo com que o modelo tradicional de análise de fonte dupla seja inválido [2]. Os métodos tradicionais de bloqueio de oscilação de potência dificilmente lidam com cenários de oscilação do sistema multi-máquina equivalente, colocando em risco a segurança e estabilidade do sistema de energia. Portanto, é necessário estudar o efeito da oscilação do sistema de potência multi-máquina sobre o viés da proteção existente.

Diante desses problemas, este trabalho utiliza como base o sistema *9 Node Test Feeder do Institute of Electrical and Electronics Engineers (IEEE)* [3], a fim de analisar e comparar o desempenho dos métodos tradicionais para condições de oscilação de potência com mais de uma frequência de oscilação. Toda modelagem do sistema e controle foi desenvolvido na plataforma Simulink do Matlab.

II. OSCILAÇÕES DE POTÊNCIA

O sistema pode ser levado ao colapso em consequência da atuação indevida da proteção de distância. Isso acontece porque a impedância, em alguns casos de oscilação de frequência, migra para o interior da região operacional do relé de distância.

Quando ocorre um curto-circuito na LT, a impedância aparente se movimenta imediatamente do local da impedância de carga para o local da falta, isto é, região protegida pelo relé de distância. Por outro lado, durante uma oscilação de potência, a variação da impedância aparente, governada pela inércia mecânica das unidades geradoras, é lenta [4]. A Fig. 1 ilustra a característica típica de uma oscilação de potência estável, que tende a cruzar o eixo X, e de uma instável, que tende a buscar outro ponto operacional sem mudar de quadrante no plano R-X.

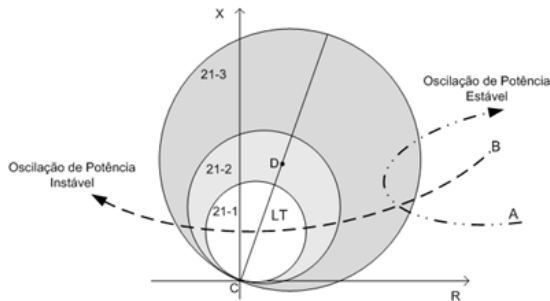


Figura 1. Característica típica de uma oscilação estável e instável.

Ao manter-se constante o valor das tensões dos geradores e da impedância da LT, a potência ativa transferida aumenta à medida que o valor do carregamento máximo δ cresce. Assim, a máxima potência teórica transferida (P_{max}) acontece para $\delta = 90^\circ$ [5].

III. MODELAGEM E CONTROLE DOS DISPOSITIVOS

Toda modelagem e controle do sistema foi desenvolvido na plataforma Simulink do Matlab, de onde são exportadas as variáveis necessárias para a avaliação dos métodos. Os métodos foram implementados no *script* do Matlab.

Os sinais de corrente e tensão foram obtidos com uma taxa de 64 amostras por ciclo na frequência de 60Hz. O tempo de simulação utilizado foi de 3 segundos.

Para simular as condições de oscilação de potência, fixou-se a frequência fundamental em uma das fontes e variou-se a frequência nas outras.

A. Relé de Distância

O relé de distância deve ser caracterizado no plano R-X, para que o relé 68 possa ser projetado, uma vez que os bloqueadores de oscilação de potência atuam em conjunto com o relé de distância, bloqueando ou não a sua atuação.

Na Fig. 1 é possível observar a LT e as zonas do relé de distância. A primeira zona foi estabelecida de forma a proteger 85% da linha em que o relé foi instalado. A segunda zona foi ajustada para proteger toda a linha (100%) e a terceira zona protege toda a linha mais 20% da LT adjacente.

A segunda e a terceira zonas de proteção do relé de distância são temporizadas para que a coordenação entre os sistemas de proteção de linhas de transmissão adjacentes seja bem sucedida. A temporização utilizada na zona 2 e na zona 3 foi de 0,3s e 1,0s, respectivamente.

Cada zona do relé 21 possui um contador inicialmente ajustado em zero. Quando a impedância entra na zona operacional do relé 21, o contador é inicializado, e quando ultrapassar um valor previamente ajustado o contador habilita a temporização nas zonas 2 e 3 ($t_{Z2} = 0,3s$ e $t_{Z3} = 1,0s$) e a operação na zona 1 ($t_{Z1} = 0s$).

B. Métodos de Oscilação de Potência

Uma vez definida a característica operacional do relé de distância, pode-se definir os ajustes para os métodos de detecção de oscilação considerados.

1) *Método das Características Concêntricas (MCC)*: Um critério muito utilizado para distinguir a oscilação de potência de uma condição de falta é a taxa de variação da impedância aparente de sequência positiva vista pelo relé [1]. O MCC determina o tempo que a impedância aparente leva para cruzar uma região pré-determinada, e compara com o ajuste de tempo do relé 68.

Na Fig. 2 é possível observar o Limite Externo (LE) e o Limite Interno (LI) que definem a região pré-determinada no plano R-X. O LI deve ser maior ou igual à zona mais externa do relé de distância associado (R_3) e, o LE deve ser menor que o carregamento máximo (δ) do sistema.

Os limites LE e LI são separados entre si por um *offset* (ΔZ), concêntricos à zona mais externa do relé mho.

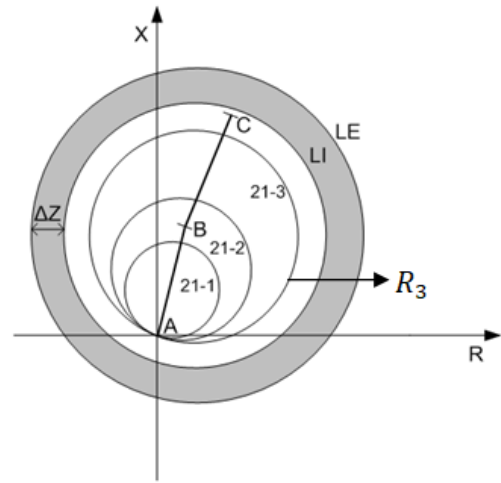


Figura 2. Método características concêntricas aplicado em relé mho.

Quando a trajetória da impedância aparente atravessar a região mais externa, indicada pelo LE, iniciará a contagem de tempo que acaba quando a impedância atravessar a região mais interna (LI). Este tempo medido é comparado ao tempo ajustado pelo método. Se a comparação resultar em um valor maior ou igual ao ajuste do método, o relé de distância da LT é bloqueado até que a trajetória da impedância saia das zonas de proteção do relé. Esta situação indica que existe uma oscilação de potência no sistema.

Um curto-circuito é detectado quando o tempo medido for menor que o tempo ajustado pelo método e o relé 21 fica habilitado para atuar.

Para que o método funcione conforme descrito nesta seção é necessário definir os ajustes das regiões concêntricas, da temporização e o *offset* entre as regiões. Realizam-se estudos, conforme as análises estabelecidas por [6], para que se definam estes ajustes.

Na Fig. 2 é possível observar o alcance resistivo R_{LE} , que é calculado através de (1). Esta equação determina qual o valor máximo que a resistência do LE pode alcançar em função do ângulo máximo de potência permitido no sistema e do somatório das impedâncias de sequência positiva da linha e das fontes equivalentes.

$$R_{LE} = \frac{\sum Z}{2} \cdot \cot\left(\frac{\delta_{max}}{2}\right) \quad (1)$$

Onde:

R_{LE} é o alcance resistivo (Ω)

$\sum Z$ é o somatório do módulo das impedâncias de sequência positiva das fontes e da linha equivalentes (Ω)

δ_{max} é o ângulo máximo de carga (graus)

Foi considerado o δ_{max} de 100° para que seja maior que o limite teórico, onde a máxima transferência de potência acontece para $\delta = 90^\circ$.

O MCC é comumente parametrizado para apenas uma frequência de oscilação. Desta forma, é possível determinar a taxa de variação da resistência aparente.

$$\frac{dR}{dt} = \frac{\pi}{2} \cdot \sum Z \cdot \tan\left(\frac{\delta_{max}}{2}\right) \quad (2)$$

Onde:

$\frac{dR}{dt}$ é a taxa de variação da resistência aparente (Ω/s)

$\sum Z$ é o somatório do módulo das impedâncias de sequência positiva das fontes e da linha equivalentes (Ω)

f_{osc} é a máxima frequência de oscilação (Hz)

δ_{max} é o ângulo máximo de carga (graus)

Em (3) é delimitado a mínima diferença entre os alcances resistivos de LE e LI a partir da definição da máxima frequência de oscilação para 7Hz, que é uma oscilação forte. É fixada uma temporização de 5 ms para determinar que uma oscilação esta passando pelas regiões pré-determinadas.

$$\Delta Z \geq t_{cc} \cdot \frac{dR}{dt} \quad (3)$$

Onde:

ΔZ é a diferença entre os alcances resistivos de LE e LI (Ω)

t_{cc} é o tempo que a impedância deve permanecer entre LE e LI para ser considerada uma oscilação (s)

$\frac{dR}{dt}$ é a taxa de variação da resistência aparente (Ω/s)

O alcance resistivo do limite interno (R_{LI}) é determinado por (4).

$$R_{LI} = R_{LE} - \Delta Z \quad (4)$$

Durante uma oscilação de potência a taxa de variação da resistência aparente aumenta à medida que a impedância se aproxima da impedância da LT [6], ou seja, à medida que o ângulo de carga aumenta, a taxa de variação da resistência aparente aumenta. Por ação disso, na vizinhança de R_{LI} a taxa de variação será diferente da vizinhança de R_{LE} , e então é necessário calcular o δ para R_{LI} .

$$\delta = 2 \cdot \arctan\left(\frac{\frac{\sum Z}{2}}{R_{LI}}\right) \quad (5)$$

Tendo δ para R_{LI} é possível obter a nova taxa de variação da resistência aparente através de (2). Então, adotando a mesma temporização definida anteriormente, calcula-se o *offset* mínimo para estas condições, conforme (3). Em (4) é definido o novo alcance resistivo do LI.

2) *Método Duplo Blinder (MDB)*: Este método vale-se do mesmo princípio que o MCC, no qual é analisada a taxa de variação da impedância aparente de sequência positiva vista pelo relé.

O MDB determina dois limites, chamados de *blindens*. Na Fig. 3 é possível observar o posicionamento dos *blindens*, no plano R-X, em relação às zonas de proteção do relé de distância. Os *blindens* são alinhados em paralelo com a impedância da linha a fim de otimizar a leitura da taxa de variação da impedância, pois esta geralmente entra nas zonas de proteção com um ângulo próximo ou igual a 90° em relação ao ângulo da impedância da linha [7].

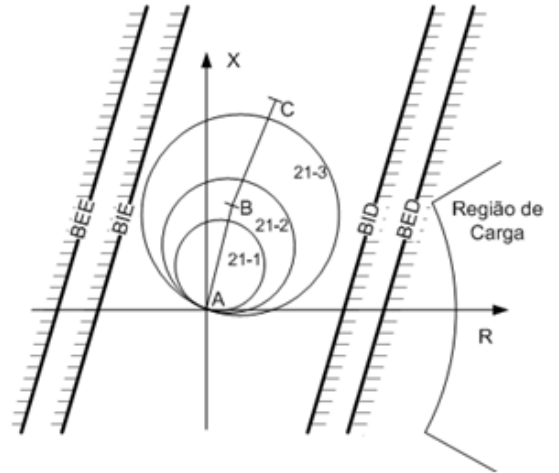


Figura 3. Método duplo blinder aplicado em relé mho.

Os *blindens* internos (BI) devem ser ajustados para ficar além da impedância da zona mais distante de proteção do relé 21. Para defini-los assume-se que a impedância total do sistema é igual à soma das suas impedâncias de sequência positiva, e assim determina-se o ângulo do BI através do ângulo para o alcance resistivo da terceira zona de proteção do relé 21 $AngR_3$.

$$AngBI \leq AngR_3 - \alpha \quad (6)$$

Onde:

$AngBI$ é o ângulo de abertura para o *blinder* interno (graus)

$AngR_3$ é o ângulo de abertura para o alcance resistivo da zona de proteção mais externa do relé 21 (graus)

α é a margem de segurança, que vale 90^0

Os *blindings* externos (BE) devem ser ajustados de maneira a não atingir os pontos de carga máxima do sistema, que corresponde a $\delta = 10^0$.

O ajuste de ambos *blindings* deve obedecer a uma margem de 20% sobre a característica do relé e carga, de modo a garantir uma operação segura [5].

Conhecidos os ângulos, a temporização deste método é determinada por (7).

$$t_{DuploBlinder} = \frac{(AngBI - AngBE)}{360 \cdot f_{osc}} \quad (7)$$

Onde:

$AngBI$ é o ângulo de abertura para o *blinder* interno (graus)

$AngBE$ é o ângulo de abertura para o *blinder* externo (graus)

f_{osc} é a máxima frequência de oscilação (Hz)

IV. SISTEMA TESTE

A partir do equivalente da rede base de 9 barras fornecida pelo IEEE [3], é modificado o sistema de duas máquinas para um sistema malhado com três máquinas, onde $E_B = E_C$.

O relé de distância R_1 está instalado na barra A e está ajustado para proteger o trecho AB, enquanto que o relé R_2 está instalado na barra B e protege o trecho BA. Ambos os relés foram parametrizados conforme definido na seção III.

O diagrama equivalente da rede com a localização dos dispositivos é apresentado na Fig. 4. A Tabela I apresenta os parâmetros do sistema equivalente, contendo as linhas de transmissão com impedâncias Z_A , Z_B e Z_C conectadas em anel às três barras A, B e C, que são conectadas a um gerador cada (E_A , E_B e E_C). Os trechos das linhas de transmissão são de 100 km, ou seja, $L_{AB} = L_{BC} = L_{AC} = 100km$.

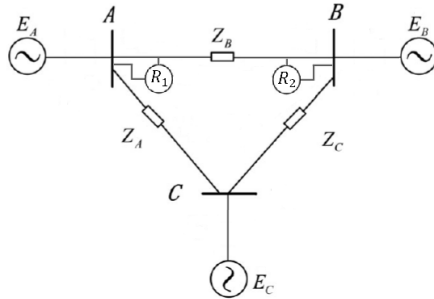


Figura 4. Sistema Teste.

V. RESULTADOS

Os métodos apresentados na seção III são avaliados perante oscilações de potência, a fim de se realizar uma análise comparativa do desempenho dos métodos, de modo a se concluir sobre as vantagens e desvantagens das técnicas.

Tabela I
DADOS DO SISTEMA TESTE

$E_A = 230kV$	$E_B = 230kV$	$E_C = 230kV$
$\delta_A = 0^0$	$\delta_B = 20^0$	$\delta_C = 35^0$
$Z_A = 0, 21 + j0, 5\Omega$	$Z_B = 0, 21 + j0, 5\Omega$	$Z_C = 0, 21 + j0, 5\Omega$

Na Tabela II é possível observar as respostas dos métodos para todas as frequências de oscilação (f_{osc}), onde 1 equivale ao bloqueio do relé 21, isto é, operação correta, e 0 equivale a operação incorreta ao não bloquear o relé 21. Utilizou-se 2 para indicar quando a trajetória da impedância aparente não cruza pelas zonas de proteção do bloqueador de oscilação de potência.

Tabela II
RESPOSTA DOS MÉTODOS PARA OS CASOS ESTUDADOS

f_{osc}			R_1		R_2	
f_A	f_B	f_C	MCC	MDB	MCC	MDB
60	60	64	2	2	2	2
60	60	65	2	2	2	2
60	60	66	2	2	2	2
60	60	67	2	2	2	2
60	61	64	1	1	1	1
60	61	65	1	1	1	1
60	61	66	1	1	0	1
60	61	67	0	1	1	1
60	62	64	1	1	1	1
60	62	65	0	1	0	0
60	62	66	1	1	1	0
60	62	67	1	1	0	1
60	63	64	1	1	1	1
60	63	65	1	1	0	0
60	63	66	1	1	0	1
60	63	67	0	1	0	1
60	64	64	1	1	1	1
60	64	65	0	1	0	0
60	64	66	0	1	1	1
60	64	67	0	0	0	0
60	65	64	1	1	0	0
60	65	65	1	1	1	1
60	65	66	0	1	1	0
60	65	67	0	0	0	0
60	66	64	0	1	1	1
60	66	65	0	0	1	0
60	66	66	1	1	1	1
60	66	67	0	0	0	0
60	67	64	1	0	0	0
60	67	65	1	0	0	0
60	67	66	1	1	0	0
60	67	67	1	1	1	1

Na tabela II percebe-se através dos primeiros quatro casos que, quando existem duas frequências iguais a 60Hz, a impedância da trajetória aparente não cruza as zonas do relé

68. Isso acontece devido aos sinais de corrente e tensão serem obtidos na frequência de 60Hz através da simulação elaborada no Simulink. Estes sinais determinam por onde a impedância aparente irá passar e também a parametrização das zonas de proteção no plano R-X.

Para oscilações “fracas”, ou seja, até 4 Hz de variação máxima entre as fontes, os métodos obtiveram resultados satisfatórios, independente de qual relé fez a leitura. No entanto, para oscilações máximas entre 4 a 7 Hz (oscilações “fortes”), o relé 68 não foi capaz de bloquear a atuação do relé 21 em inúmeros casos.

Nas oscilações consideradas fortes, quando as frequências de oscilação das fontes f_B e f_C oscilam de valores iguais, enquanto $f_A = 60Hz$, os relés R_1 e R_2 tendem a funcionar corretamente. O que já era previsto, visto que o sistema tem duas frequências de oscilação iguais, correspondendo ao caso onde tem-se apenas duas frequências de oscilação.

A Fig. 5 mostra o desempenho dos métodos para uma oscilação com as frequências ($f_A = 60Hz$, $f_B = 64Hz$ e $f_C = 67Hz$). Nos casos de oscilações fortes, como esta, os métodos de bloqueio não obtiveram bons resultados, em função dos ajustes de tempo e distância entre as regiões pré-determinadas do relé 68 mostrarem-se insuficientes.

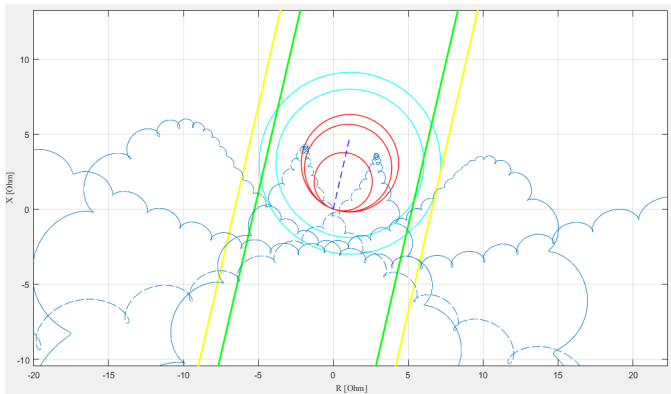


Figura 5. Trajetória da impedância para ($f_A = 60Hz$, $f_B = 64Hz$ e $f_C = 67Hz$).

Na Fig. 6 é possível observar, através de níveis lógicos 1 e 0, o trip da zona mais externa do relé (ZN3) de distância para as mesmas condições de oscilação de potência da Fig. 5. Neste caso, o relé 68 falhou seu funcionamento ao não detectar a oscilação de potência e bloquear a atuação do relé 21, ou seja, ao não apresentar nível lógico 1 no mesmo momento que a ZN3. Portanto, o relé 21 ficou livre para atuar em uma situação que não era de curto-circuito.

Na Fig. 7 é apresentado o comportamento dos métodos para uma oscilação fraca com ($f_A = 60Hz$, $f_B = 62Hz$ e $f_C = 61Hz$). Ao comparar a Fig. 5 com a Fig. 7 é possível perceber que oscilações de frequência “fortes” fazem com que a trajetória da impedância cruze diversas vezes pela zona de proteção do relé 21, diferente do que acontece para oscilações de frequência consideradas fracas. Desta forma, aumentam

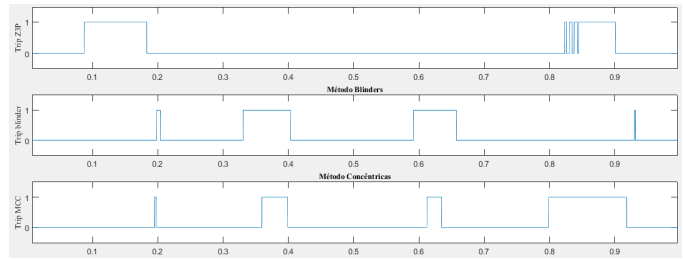


Figura 6. Trip da zona mais externa do relé de distância e dos métodos para ($f_A = 60Hz$, $f_B = 64Hz$ e $f_C = 67Hz$).

as chances do relé 68 atuar incorretamente e o sistema de potência ser levado ao colapso.

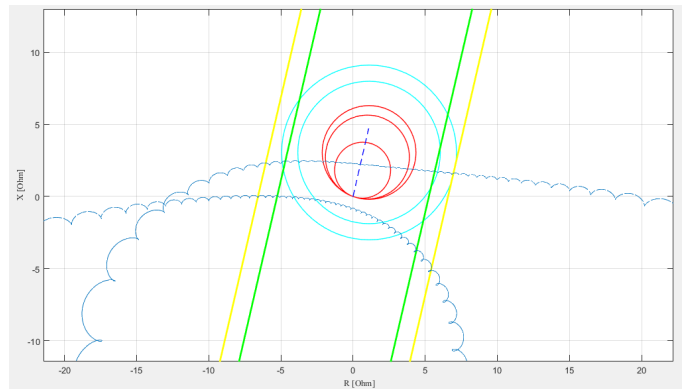


Figura 7. Trajetória da impedância para ($f_A = 60Hz$, $f_B = 62Hz$ e $f_C = 61Hz$).

VI. CONCLUSÃO

A interconexão do sistema de transmissão de energia elétrica expandiu-se gerando problemas para a proteção, já que a probabilidade da ocorrência de oscilação de múltiplas máquinas tem aumentado. Os problemas apresentados no sistema de transmissão ocorrem, uma vez que os ajustes para o MCC e para o MDB são baseados em oscilações de potência de duas máquinas na maioria dos casos. Neste trabalho foi observado o efeito de múltiplas oscilações de frequências em um sistema malhado, no qual para oscilações consideradas fortes, os métodos falharam diversas vezes e o relé 68 não atuou em situações de oscilação de potência.

Com relação à proteção de LTs, a consequência mais severa é a operação indevida da proteção de distância, pois em virtude de uma oscilação de potência, será enviado um sinal de abertura aos disjuntores e implicará em um tempo de restauração elevado.

Os métodos avaliados, MCC e MDB, apresentam a vantagem de detectar as oscilações antes que a impedância alcance as regiões delimitadas pelo relé de distância no plano R-X. No entanto, para ajustar estes métodos são necessários muitos conhecimentos do sistema, já que os métodos devem ser externos às zonas de proteção do relé 21. Devido à isso, exaustivos estudos de estabilidade devem ser realizados

para encontrar uma parametrização correta. Isto evidencia a principal desvantagem destes métodos.

O relé da esquerda (R_1) e o relé da direita (R_2) apresentaram, em média, funcionamento semelhante. Isso aconteceu porque as regiões de cobertura da LT pelos métodos eram externas ao relé 21, e as zonas 2 e 3 do relé de distância eram iguais ou maiores que o comprimento total da linha. Portanto, o MCC e o MDB cobriam toda a extensão da LT.

REFERÊNCIAS

- [1] J. Holbach, *New Out of Step Blocking Algorithm for Detecting Fast Power Swing Frequencies*, Power Systems Conference: Advanced Metering, Protection, Control, Communication, and Distributed Resources, March 2006.
- [2] J. Ma, P. Li, W. Kang, Z. Deng, and J. S. Thorp, *Distance Protection Blocking and Re-opening Scheme in Multi-machine Power System Oscillation Scenes*, Int Trans Electr Energ Syst, ISSN 2050-7038, vol. 28, no. 4, April 2018.
- [3] P. M. Anderson, and A. A. Fouad, *Power System Control and Stability*, 2nd ed, IEEE Press Power Engineering Series – McGraw-Hill. 1999.
- [4] A. P. Morais, R. Bolzan, G. Cardoso Jr., L. Mariotto, and T. M. Machado, *Uma Contribuição para a Escolha da Filosofia de Proteção a ser Utilizada em Linhas de Transmissão: bloqueio ou desbloqueio do relé de distância durante as oscilações de potência*, The 8th CLAGTEE, 2009.
- [5] J. P. E. Mooney, and N. Fischer, *Application Guidelines for Power Swing Detection on Transmission Lines*, IEEE 59th Annual Conference for Protective Relay Engineers, p. 289-298, April 2006.
- [6] G. Ziegler, *Numerical Distance Protection: Principles and Application*, Siemens – Erlangen: Publicis-MCD-Verl, 1999.
- [7] IEEE Power System Relaying Committee WG 06, *Power Swing and Out-of-Step Considerations on Transmission Lines*, July 2005.