



**SNPTEE
SEMINÁRIO NACIONAL
DE PRODUÇÃO E
TRANSMISSÃO DE
ENERGIA ELÉTRICA**

GPC 08
14 a 17 Outubro de 2007
Rio de Janeiro - RJ

GRUPO V

GRUPO DE ESTUDO DE PROTEÇÃO, MEDIÇÃO E CONTROLE EM SISTEMAS DE POTÊNCIA - GPC

DESAFIOS E SOLUÇÕES NA PROTEÇÃO DE UMA LINHA DE TRANSMISSÃO LONGA

Walmer Ferreira Saores*, Fernando Luiz Goldman

Ricardo Abboud

FURNAS CENTRAIS ELÉTRICAS S.A.

Schweitzer Engineering Laboratories, Comercial LTDA.

RESUMO

A aplicação, nos últimos anos, de modernos relés digitais na proteção de linhas de transmissão de Alta e Extra Tensão, de um modo geral, vem simplificando de forma acentuada, o trabalho de engenheiros e técnicos envolvidos no planejamento, projeto, instalação e comissionamento dessas instalações.

A incorporação de diversas funções em um único dispositivo e a grande gama de aplicações cobertas por cada modelo de relé digital, bem como as facilidades de parametrização apresentadas pela maioria desses dispositivos, tornaram bem mais fácil sua utilização, quando comparados aos antigos relés eletromecânicos e estáticos. Há hoje uma grande flexibilidade na aplicação dos diversos recursos da proteção, permitindo a seleção desde conjuntos de ajustes até a forma de atuação de esquemas inteiros.

Por outro lado, por trás dessa aparente facilidade de aplicação, a proteção de linhas de transmissão continua sendo uma das áreas mais desafiadoras da engenharia de sistemas de potência. A correta seleção do relé a ser aplicado e a utilização de todos os seus recursos disponíveis é determinante no correto desempenho dos sistemas de potência.

Algumas linhas de transmissão apresentam características tão diferenciadas e complexas que se constituem em verdadeiros desafios, mesmo para os melhores relés e os profissionais mais experientes.

A linha de transmissão Ouro Preto 2 – Vitória, em 345 kV e com aproximadamente 382 km de extensão é um desses desafios.

Este artigo mostra as várias etapas vencidas no projeto do Sistema de Proteção da linha de transmissão Ouro Preto 2- Vitória, desde de as definições básicas até os testes finais na própria linha.

São apresentadas inicialmente as características técnicas de diversas dificuldades a serem consideradas nas definições do Sistema de Proteção da Linha, tais como situações de baixo nível de curto-circuito e alto carregamento, necessidade de religamento monopolar, grande escorregamento entre as tensões terminais, necessidade de inserção de reatores de neutro, grau de confiabilidade exigido, esquemas de comunicação disponíveis e etc.

O artigo mostra ainda como a escolha do relé impactou positivamente na evolução do projeto executivo até a execução dos ensaios de performance, realizados em simulador RTDS™.

PALAVRAS-CHAVE

Linha Longa, Teleproteção, Sincrofasores, Religamento

1.0 - INTRODUÇÃO

A LT Ouro Preto - Vitória, em 345 kV foi construída com aproximadamente 382 km de extensão final, interligando as subestações de duas diferentes concessionárias, a SE Ouro Preto 2, de propriedade da CEMIG e a SE Vitória de FURNAS.

FURNAS CENTRAIS ELÉTRICAS S.A. foi então encarregada de construir e operar esta linha. Enquanto eram vencidos os desafios das diversas especialidades envolvidas, construção, meio-ambiente, jurídico e etc., começaram a ser levantadas as dificuldades que o sistema de proteção da linha iria enfrentar.

Por se tratar de ligação única dentro da Rede Básica do Sistema Interligado Nacional, sendo sua perda motivo de grande rearranjo dentro da rede, com especial impacto na importante região de Vitória-ES, o sistema de proteção desta linha deveria ter um grau de confiabilidade adequado.

Devido às características especiais desta linha, entre as quais se destaca o seu elevado comprimento, a proteção desta linha foi prevista com características que superam as recomendações dos Procedimentos de Rede do Operador Nacional do Sistema (ONS) e os padrões de FURNAS.

2.0 - DESCRIÇÃO DO SISTEMA DE PROTEÇÃO DA LINHA

2.1 Filosofia de Retaguarda

A empresa concessionária da linha, FURNAS, adota em suas instalações a filosofia de retaguarda local para os curtos-circuitos internos. Em outras palavras, a proteção da linha foi concebida de maneira a não depender de proteção de retaguarda remota no sistema de transmissão.

Para atender a esta filosofia, foram implementadas as seguintes medidas de projeto :

- Cada disjuntor possui duas bobinas de disparo, alimentadas por circuitos c.c. provenientes de fontes.
- A linha de transmissão é protegida por dois esquemas de proteção completamente independentes e idênticos, cada um ligado em circuitos c.c. diferentes.
- Cada esquema de proteção irá disparar ambas as bobinas do disjuntor.
- As informações de tensão e corrente para cada esquema de proteção são obtidas de núcleos de transformadores de corrente e enrolamentos secundários de transformadores de potencial diferentes.
- Cada um dos disjuntores associados à linha é protegido por um esquema específico de falha de disjuntor. A proteção contra falha de disjuntor é iniciada pelas funções de proteção que dão o comando de abertura ao disjuntor.

2.2 Critério para escolha dos relés

Nos dias de hoje, há grande controvérsia quanto à adoção ou não de relés iguais em esquemas de retaguarda local. FURNAS adota a filosofia de, para linhas neste nível de tensão, utilizar relés iguais e de mesmo fabricante para ambos os esquemas de proteção – Principal e Alternada.

Tal decisão privilegia os aspectos relacionados à facilidade de projeto, integração, manutenção, estudos, operação e de treinamento.

Quanto ao argumento, por muitos levantado, de que dois relés iguais poderiam apresentar o mesmo tipo de defeito, anulando assim o efeito de redundância, é importante destacar que os relés escolhidos são submetidos a ensaios de desempenho específicos para a linha protegida, em equipamento RTDS de propriedade de FURNAS, bem como solicitada comprovação de conformidade com as normas internacionais, minimizando desta forma a possibilidade de falha devido a algum defeito intrínseco do relé.

Na linha de transmissão Ouro Preto 2 – Vitória 345 kV foram adotados relés de comprovada confiabilidade e desempenho.

2.3 Esquema de teleproteção adotado

Em linhas de 345 kV com esquema de proteção piloto por comparação direcional, FURNAS adota, como padrão, o esquema POTT (Permissive Overreaching Transfer Trip) e sempre que seja aplicado equipamento OPLAT, adota o esquema DCUB (Directional Comparison Unblocking).

Devido às suas características especiais, a linha de transmissão Ouro Preto 2 – Vitória foi projetada para operar, em cada esquema de proteção – principal e alternada - com um esquema de teleproteção híbrido, com atuação simultânea e superposta de um esquema DUTT (Direct Underreaching Transfer Trip) e um esquema DCUB (Directional Comparison Unblocking), com lógica de fonte fraca (Weak Infeed).

2.4 Esquema de Religamento

Ambos esquemas de proteção – principal e alternada - desta linha possuem esquemas de religamento automático.

A maioria das faltas, em torno de 80% [7], em linhas aéreas não é permanente e podem ser eliminadas desenergizando a linha por alguns ciclos, em outras palavras, são passíveis de religamento com sucesso.

Um religamento com sucesso é extremamente benéfico para a estabilidade do sistema, enquanto um religamento sem sucesso pode ser desastroso para a estabilidade do sistema. Assim, busca-se aumentar as chances de sucesso no religamento e abortá-lo sempre que se mostre indesejado ou de sucesso improvável.

Somente proteções de alta velocidade devem iniciar religamentos.

Em sistemas elétricos muito carregados o religamento automático de alta velocidade de uma linha de transmissão pode ser significativo para a melhoria das condições de tensão de toda uma área, relacionadas com a qualidade de energia.

No sistema de transmissão de Furnas, adota-se apenas uma tentativa de religamento.

Para um defeito transitório, o sucesso do religamento automático tripolar e seu tempo total dependem das condições de sincronismo.

O religamento automático monopolar é usado em sistemas de transmissão para manter o sincronismo em ambas as extremidades da linha e melhorar as condições de estabilidade do sistema [6].

2.5 Seleção do tipo de religamento

O projeto dos esquemas de proteção foram desenvolvidos de modo a possibilitar a seleção de dois modos de funcionamento do religamento: “TRIPOLAR” e “MONOPOLAR”.

No modo “TRIPOLAR” qualquer ordem de disparo iniciada por proteção abre os três pólos do disjuntor, abertura tripolar, e inicia o religamento tripolar. No modo “MONOPOLAR” haverá a possibilidade de abertura mono ou tripolar, para os curtos-circuitos fase-terra é aberto apenas o pólo do disjuntor da fase defeituosa, abertura monopolar, e o religamento nos dois terminais da linha de transmissão é monopolar, para todos os outros tipos de curtos-circuitos, que envolvem mais de uma fase, é feita a abertura tripolar, e se inicia o religamento tripolar.

Tanto no modo “MONOPOLAR” quanto no modo “TRIPOLAR”, os relés foram programados para que se possa selecionar se o religamento será realizado somente quando da ocorrência de curtos-circuitos internos fase-terra, isto é, haverá religamentos somente para faltas monofásicas. A figura abaixo representa o esquema de início de religamento que foi implementado para a linha de transmissão Ouro Preto 2 – Vitória.

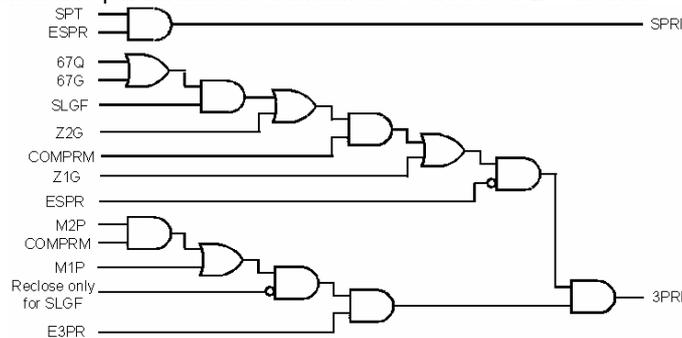


Fig. 1 Lógica básica do religamento implementado na LT Ouro Preto 2 – Vitória.

Onde: SPT – Disparo monopolar, ESPR – 79 monopolar habilitado, E3PR – 79 tripolar habilitado, SLGF – falta monopolar detectada, SPRI – Partida 79 monopolar, 3PRI – Partida 79 tripolar, 67Q – Sobrecorrente direcional de seqüência negativa, 67G – Sobrecorrente direcional de seqüência zero, Z1G – Zona 1 de terra, Z2G – Zona 2 de terra, M1P – Zona 1 de fase, M2P – Zona 2 de fase, COMPRM – Disparo pela teleproteção.

2.6 Abertura monopolar

Esquemas de disparo monopolar são hoje uma tendência mundial [6], e no projeto da linha Ouro Preto 2 – Vitória foram previstas facilidades para que o disparo monopolar seja implementado.

O benefício de abrir apenas um único pólo dos disjuntores da linha é que as subestações das extremidades da linha de transmissão permanecem conectadas pelas outras duas fases sãs, permitindo a transferência de potência e reduzindo a possibilidade de que as duas extremidades da linha percam o sincronismo.

Com a abertura monopolar, seguida do religamento monopolar são conseguidos inegáveis benefícios para o desempenho do sistema e isto com um custo adicional relativamente baixo, quando comparado com o da abertura tripolar, principalmente nos sistemas de transmissão de 345 kV e acima.

Entre os benefícios que podem ser alcançados com a abertura monopolar, seguida do religamento monopolar, destacamos: melhora a estabilidade entre os sistemas interligados pela linha em falta, minimiza surtos de manobra nas fases sãs, fluxo de potência pelas fases sãs é significativo na limitação da potência de aceleração entre os sistemas interligados pela linha submetida a defeito, melhora as condições de tensão durante a eliminação de faltas monofásicas em sistemas elétricos muito carregados, aumenta a confiabilidade e disponibilidade dos sistemas de transmissão de energia durante e após uma falta à terra.

Por outro lado, fatores como, por exemplo, o relativamente longo período de tempo morto, com um único pólo de disjuntor aberto, o efeito desta condição de pólo aberto no esquema de proteção das linhas de transmissão adjacentes, e o fato de as fases sãs contribuírem para a manutenção do arco secundário, tornam o religamento monopolar uma opção a ser analisada com cuidado.

3.0 - PROBLEMAS E SOLUÇÕES NA PROTEÇÃO DE UMA LINHA LONGA

3.1 O Efeito da Resistência de Falta

A cobertura para resistência de falta dos elementos de distância, seja mho ou quadrilateral, é significativamente reduzida devido ao “infeed” da fonte remota.

O efeito do “infeed” da fonte remota pode ser compreendido a partir da figura 2. Para uma falta a uma distância “m” (pu do comprimento da linha de transmissão), a tensão medida é dada pela equação (1), a corrente medida é dada pela equação (2) e a impedância é dada pela equação (3).

$$V = I_S mZ_L + I_F R_F \quad (1), \quad I_F = I_S + I_R \quad (2), \quad Z = \frac{V}{I_S} = mZ_L + \frac{I_F}{I_S} R_F, \quad Z = \frac{V}{I_S} = mZ_L + R_F + \frac{I_R}{I_S} R_F \quad (3)$$

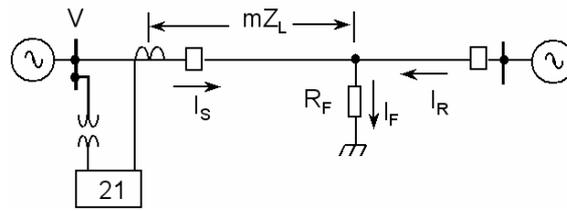


Fig. 2 Resistência de falta em uma linha em anel

O termo $(I_R/I_S) \cdot R_F$, é devido ao “infeed” da fonte remota. Pode-se observar que quanto maior a relação I_R/I_S maior será o valor da impedância Z , fazendo com que o elemento de distância não “enxergue” a falta, conforme mostrado na fig. 3(a). A relação I_R/I_S aumenta conforme a distância da falta aumenta em relação à subestação, isto é, quanto maior “m”, maior será a relação I_R/I_S . No caso de uma linha longa isto pode ser muito mais grave, pois a corrente I_S tenderá a ser muito menor que I_R para faltas próximas ao terminal remoto, fazendo com que a impedância aparente assumam valores extremamente elevados, desta maneira o terminal local somente irá “enxergar” a falta somente quando o terminal remoto abrir e o “infeed” seja removido.

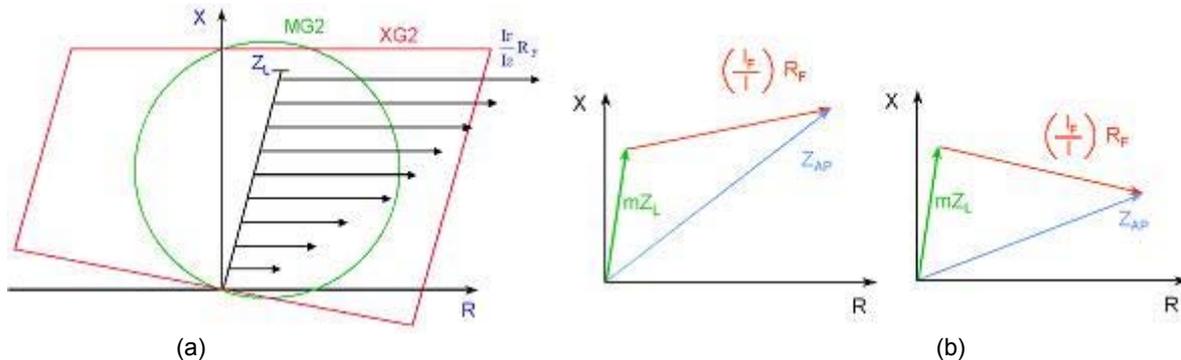


Fig. 3 (a) Efeito da resistência de falta na medição do elemento de distância, (b) efeito da não-homogeneidade do sistema.

Na realidade o termo $(I_R/I_S) \cdot R_F$ não causa somente um acréscimo no valor da magnitude da resistência de falta medida, mas também produz uma defasagem no ângulo da mesma [9]. Esta defasagem pode ser positiva ou negativa, dependendo dos ângulos de I_R e I_S , fazendo com que a resistência de falta medida sofra uma distorção angular, fig. 3(b).

Fornas sempre que possível utiliza o elemento de sobrecorrente direcional sensível de seqüência negativa, a necessidade de tal prática pode ser observada em uma das simulações que foram realizadas durante o ensaio de modelo.

Durante o ensaio de modelo no RTDS™ foi simulada uma falta AG “close-in” na SE Ouro Preto 2, com resistência de falta de 100Ω , em valor primário. A impedância Z_L é de aproximadamente $140\Omega_{pri}$, o valor adotado de $R_F = 100\Omega_{pri}$, está de acordo com valores esperados para linhas de extra alta tensão (EHV) [7].

A simulação foi feita com a condição de carga pesada, em que o fluxo de potência ativa tem o sentido da SE Ouro Preto 2 para a SE Vitória. A corrente da fase defeituosa (I_{VTA}) e a tensão (V_{VTA}) medida pelo relé da SE Vitória pode ser vista na oscilografia obtida do relé, fig. 4. Pode ser claramente observado que quando do início da falta, indicado pelo algarismo 1 na fig. 4, a corrente de fase medida pelo relé da SE Vitória não inverte seu sentido, mas ocorre uma diminuição na magnitude da mesma, indicando que o fluxo de potência simplesmente diminuiu. Alguns milissegundos após o início da falta ocorreu a atuação do elemento de sobrecorrente direcional sensível de seqüência negativa (67Q2), porém a unidade de distância (Z2G) não operou. A zona 2 operou somente após o terminal remoto (Ouro Preto 2) abrir, indicado pelo algarismo 2 na fig. 4. Também é visto que após o terminal remoto abrir ocorre a inversão no sentido da corrente da fase sob defeito, indicando que antes do terminal remoto abrir estava ocorrendo o “outfeed”, e mesmo nesta condição houve a atuação do elemento 67Q2, porém nesta condição o elemento de distância de terra quadrilateral não atua, mesmo que o alcance resistivo estivesse ajustado no seu valor máximo, não haveria a atuação do elemento de terra de zona 2.

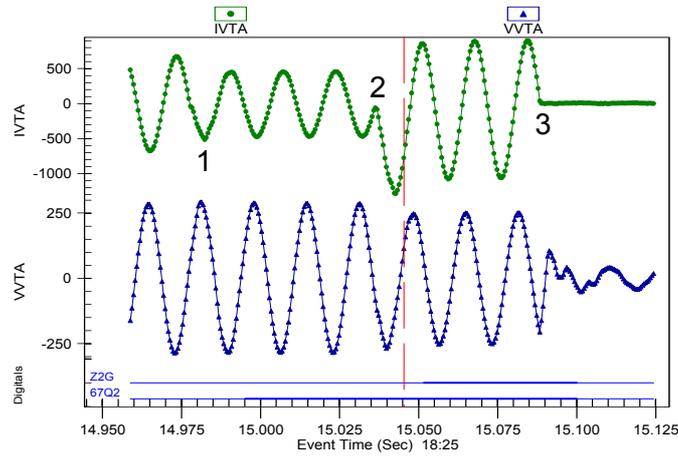


Fig. 4 Corrente e tensão da fase defeituosa medidas pelo relé da SE Vitória.

Portanto em linhas longas é de extrema importância a utilização do elemento de sobrecorrente direcional sensível de seqüência negativa em conjunto com esquemas de proteção piloto.

Conforme mencionado anteriormente, o projeto dos esquemas de proteção da linha Ouro Preto 2 – Vitória foram desenvolvidos de modo a possibilitar a seleção de dois modos de funcionamento do religamento: “TRIPOLAR” e “MONOPOLAR”, portanto a função de sobrecorrente direcional sensível também é capaz de efetuar disparos monopolares.

3.2 Medindo a impedância da linha

Usualmente a impedância de uma linha de transmissão de extra alta tensão (EHV) é usualmente calculada e não medida. Seria de grande utilidade se pudéssemos validar estes valores calculados.

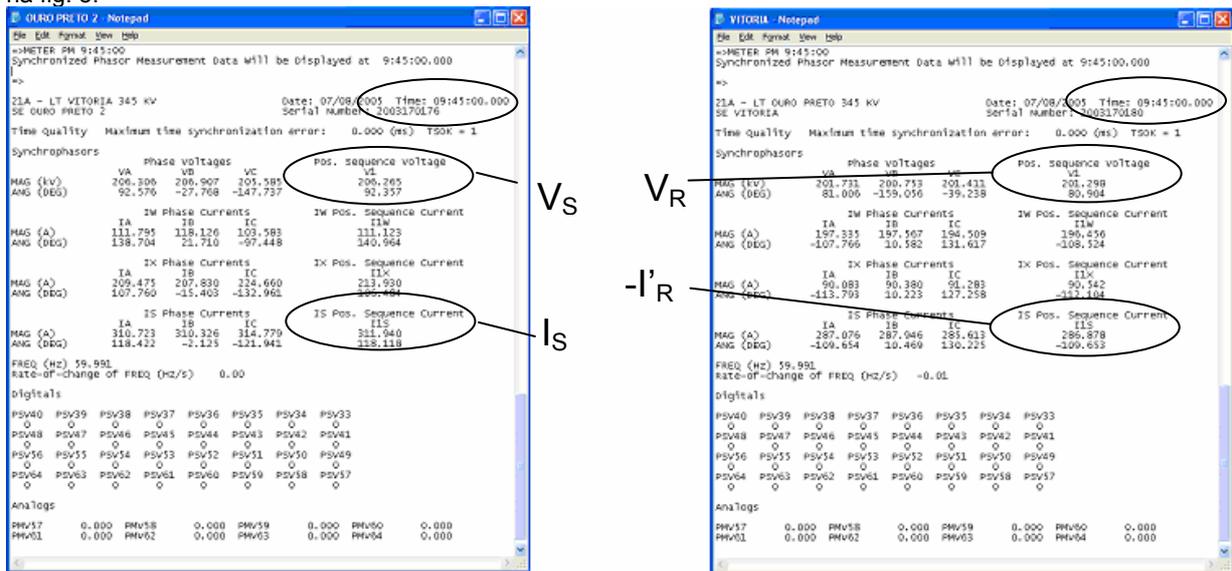
Os modernos relés numéricos incorporam medições que podem ser utilizadas para fazer a medição da impedância das linhas que os mesmos estão protegendo.

A referência [12] apresenta um método de se medir os fasores de corrente e tensão nos dois extremos da linha referenciados em um mesmo instante no tempo. Os relés aplicados na linha Ouro Preto 2 – Vitória, incorporam a medição sincronizada de fasores.

Utilizando-se a medição sincronizada de fasores é possível medir a impedância da linha. A linha Ouro Preto 2 – Vitória representa um bom exemplo de uma linha que deve ter sua impedância medida.

Após a energização da linha Ouro Preto 2 – Vitória decidiu-se que a medição sincronizada de fasores, disponível nos relés de proteção utilizados, deveria ser usada para a medição da impedância da linha.

Os relés de proteção em ambas subestações, Ouro Preto 2 e Vitória, estavam conectados ao centro de engenharia de Furnas, localizado no Rio de Janeiro, através de uma rede de acesso remoto. Através da rede de acesso remoto os relés de Ouro Preto 2 e Vitória foram programados para fornecerem as medições sincronizadas de fasores em um determinado horário. As respostas obtidas dos relés de Ouro Preto 2 e Vitória são mostradas na fig. 5.



(a) (b)
Fig. 5 Medição sincronizada de fasores, (a) SE Ouro Preto 2, (b) SE Vitória

O reator do terminal de Vitória estava conectado no momento da medição, o circuito equivalente então é conforme mostrado na fig. 6.
Vamos chamar de Z_{me} e Y_{me} os valores de impedância e admitância da linha que serão medidos através dos fasores sincronizados.

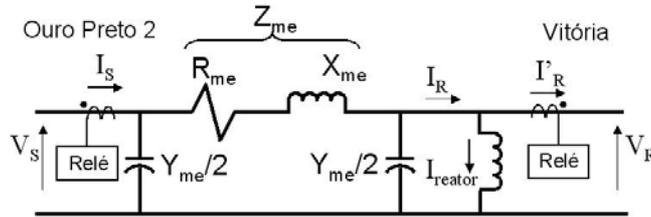


Fig. 6 Circuito Pi equivalente da linha Ouro Preto 2 – Vitória

Podemos calcular Z_{me} e Y_{me} em função das tensões e correntes medidas nos terminais da LT, temos:

$$Z_{me} = \frac{V_S^2 - V_R^2}{I_S \cdot V_R + I_R \cdot V_S} \quad (4) \quad Y_{me} = 2 \cdot \frac{I_S - I_R}{V_S + V_R} \quad (5)$$

Como pode ser observado a partir da fig. 6, o valor de I_R não foi medido, pois o reator estava conectado no terminal de Vitória, o valor medido então foi a corrente I'_R . Porém o valor da impedância do reator é conhecida e a tensão V_R foi medida, portanto podemos facilmente calcular a corrente do reator, I_{reator} , no momento da medição, temos então que:

$$I_{reator} = \frac{V_R}{Z_{reator}} \quad (6) \quad I_R = I'_R + I_{reator} = I'_R + \frac{V_R}{Z_{reator}} \quad (7)$$

Substituindo (7) em (5) e resolvendo para os valores:

$V_S = 206,265 \angle 92,357^\circ$ V, $I_S = 311,940 \angle 118,118^\circ$ A, $V_R = 201,268 \angle 80,904^\circ$ V, $I'_R = 286,878 \angle 70,347^\circ$ A

A impedância de seqüência positiva medida vale:

$Z_{me} = 144,69 \angle 85,3^\circ \Omega$

Com o recurso da medição sincronizada de fasores, incorporada em alguns relés de proteção, é possível medir a impedância da linha de transmissão de forma rápida e segura. Com a impedância medida é possível validar os valores calculados dos parâmetros da linha.

3.3 Condição de Carga Pesada

Durante as condições normais de operação a impedância medida pelo elemento de distância de fase está relacionada com a impedância da carga, quanto maior o fluxo de potência na linha menor será a impedância medida pelo elemento de distância de fase. Portanto em linhas com fluxo de potência elevados o elemento de distância de fase tende a medir um valor baixo de impedância na condição de regime permanente, porém o ângulo da impedância medida depende da relação da potencia reativa (Q) pela potência ativa (P), quanto menor a relação Q/P menor será o ângulo da impedância medida.

Durante as condições normais de operação em carga pesada a relação Q/P é mantida dentro de certos limites, a fim de se otimizar o fluxo de potência na linha. Podemos então representar a região de carga no diagrama R-X conforme mostrado na fig. 7(a).

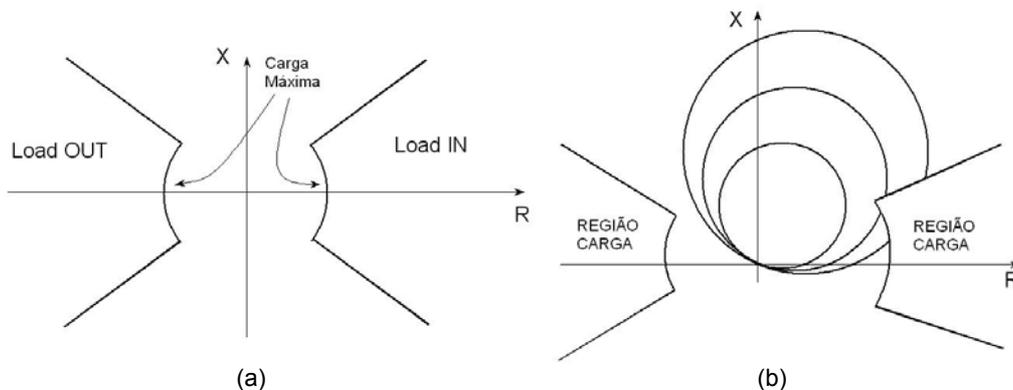


Fig. 7 (a) Região de Carga, (b) Função Load-Encroachment

No caso de linhas longas o fluxo de potência pesado era um problema, pois os elementos de distância de fase para estas linhas requerem alcances muito elevados, o que poderia fazer com que a impedância de fase medida na condição de carga pesada estivesse dentro da região de operação.

No passado alguns relés de proteção de linha utilizavam combinações das características clássicas, a fim de se criar novas características de proteção do elemento de distância que pudessem ser aplicados em linhas longas, como características tipo lenticular, “peanut”, etc.

Com os modernos relés numéricos é possível resolver este problema de forma otimizada, basta fazer a superposição da característica de carga e do elemento de distância de fase, o elemento de distância de fase é então bloqueado nas regiões de carga (Load-Encroachment Characteristic) [10], fig.7(b).

3.4 O religamento de uma linha longa

Uma linha operando em uma condição sem carga, conforme fig. 8, irá apresentar um perfil de tensão crescente do terminal local (S) para o terminal remoto (R). Para linhas de extra alta tensão (EHV) no terminal que permanece aberto pode se tornar muito elevada [13].

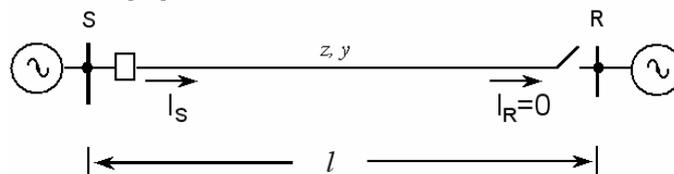


Fig. 8 Linha operando com um terminal aberto

As equações que relacionam as correntes e tensões dos terminais de uma linha de transmissão para uma condição de regime permanente são [13]:

$$V_S = V_R \cdot \cosh \gamma l + Z_C \cdot I_R \cdot \sinh \gamma l \quad (8), \quad I_S = Y_C \cdot V_R \cdot \sinh \gamma l + I_R \cdot \cosh \gamma l \quad (9)$$

Se considerarmos que o terminal R (Vitória) da linha de transmissão esteja aberto, a corrente I_R será igual a zero, fazendo com que a equação (8) se torne:

$$V_S = V_R \cdot \cosh \gamma l \quad (10)$$

Vamos considerar que a tensão no terminal S (V_S) seja igual a 1 pu, podemos então determinar a tensão no terminal R (V_R) em função do comprimento da linha se os parâmetros desta linha são conhecidos. A fig. 9 mostra o perfil de tensão ao longo da linha, quando o terminal remoto R está aberto e a tensão no terminal S é considerada igual a 1 pu. A fig. 9 considera os parâmetros da linha Ouro Preto 2 – Vitória.

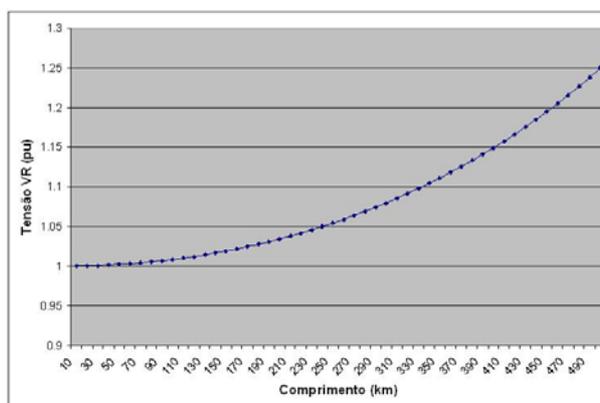


Fig. 9 Perfil de tensão ao longo da linha para uma condição de operação sem carga

Esta condição de operação sem carga sempre ocorre imediatamente após a linha ser energizada ou desenergizada a partir de um dos terminais.

Para solução das sobretensões que poderiam ocorrer após a desenergização da linha a partir de um dos terminais, foi implantado um esquema de transferência de disparo para abertura do terminal remoto uma vez que houvesse uma abertura do terminal local no caso de abertura manual ou forçada.

Para o problema de sobretensões após a energização da linha a partir de um dos terminais foi a instalação dos reatores nos extremos da linha, desta maneira as sobretensões resultantes da energização da linha sem carga estariam limitadas a valores permissíveis.

Durante o ensaio de modelo foi simulado um caso em que, após um disparo monopolar, ocorreu o religamento monopolar do terminal de Ouro Preto 2, sem que o reator no terminal de Vitória estivesse conectado. Este é o caso da energização da linha sem carga, porém em só uma das fases. A fig. 10 mostra a oscilografia do relé do terminal de Vitória para este caso, podemos ver que a sobretensão resultante foi realmente elevada.

Para evitar que o religamento ocorra sem que o reator do terminal remoto esteja conectado, uma lógica pode ser implementada no relé de proteção, para que o religamento seja supervisionado pela condição do reator do terminal remoto, fig. 11(a).

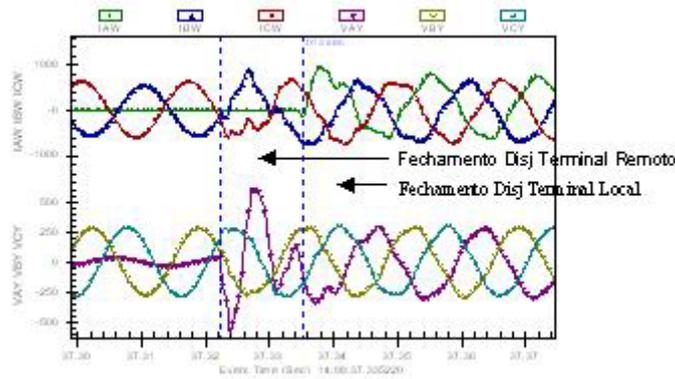


Fig. 10 Sobretensão após religamento do terminal remoto

Utilizando-se a comunicação relé-a-relé [2] é possível transferir o estado do disjuntor do reator para o terminal remoto. Basta que o contato auxiliar do disjuntor seja conectado a uma das entradas digitais do relé de proteção de linha. Através do canal de comunicação a informação é transmitida para o terminal remoto fig. 11(b). A lógica de supervisão do religamento do terminal remoto deve incluir a condição do estado do disjuntor do reator remoto para que o comando de fechamento possa ser emitido.

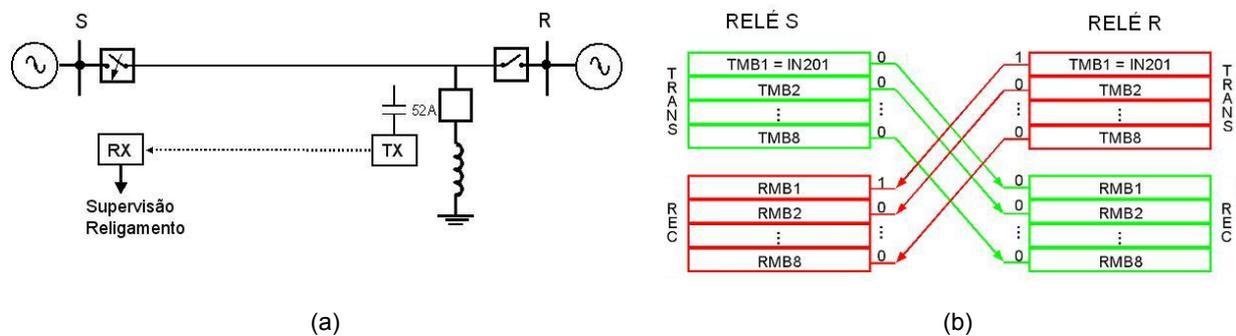


Fig. 11 (a) Supervisão do religamento, (b) Comunicação relé-a-relé

4.0 - REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- [1] J. Roberts, D. A. Tziouvaras, G. Benmouyal, and H. Altuve, "The Effect of Multiprinciple Line Protection on Dependability and Security", 54th Annual Conference for Protective Relay Engineers, Texas A&M University, College Station, Texas, USA, April 2001
- [2] K. Behrendt, "Relay to Relay Digital Logic Communication For Line Protection, Monitor and Control", 51st Annual GA Tech Protective relay Conference, 1998.
- [3] E. O. Schweitzer, III and J. J. Kumm, "Statistical Comparison and Evaluation of Pilot Protection Schemes", 23rd Annual Western Protective Relay Conference, Spokane, WA, Oct. 1996.
- [4] Cigré Joint Work Group 34/35.11, "Protection Using Telecommunications", December 2000.
- [5] *IEEE Guide for Protective Relay Applications to Transmission Lines*, IEEE Std C37.113-1999, September 1999.
- [6] F. Calero and D. Hou, "Practical Considerations for Single-Pole-Trip Line-Protection Schemes", Proceedings of the 31st Western Protective Relay Conference, Spokane, WA, Oct. 2004.
- [7] J.L. Blackburn, "Protective Relaying: Principles and Applications", Second Edition, Marcel Dekker, Inc., New York, NY, 1998.
- [8] J. Roberts, E. O. Schweitzer, III, R. Aurora, and E. Poggi, "Limits to the Sensitivity of Ground Directional and Distance Protection", Spring Meeting of the Pennsylvania Electric Association Relay Committee, Allentown, Pennsylvania, 1997.
- [9] J. Mooney and J. Peer, "Application Guidelines for Ground Fault Protection", 51st Annual GA Tech Protective relay Conference, 1998.
- [10] J. Roberts, A. Guzman and E. O. Schweitzer, III, "Z = V/I Does Not Make a Distance Relay", 20th Western Protective Relay Conference, Spokane, WA, Oct. 1993.
- [11] K. Zimmerman and D. Costello, "Impedance-Based Fault Location Experience", Proceedings of the 31st Western Protective Relay Conference, Spokane, WA, Oct. 2004.
- [12] G. Benmouyal, A. Guzmán, E. O. Schweitzer, III, "Synchronized Phasor Measurement in Protective Relays for Protection, Control, and Analysis of Electric Power Systems", 29th Western Protective Relay Conference, Spokane, WA, Oct. 2002.
- [13] P. M. Anderson and R. G. Farmer, "Series Compensation of Power Systems", PBLSH! Inc., Encinitas, CA, 1996.
- [14] R. D. Fuchs, "Transmissão de Energia Elétrica: Linhas Aéreas; Teoria das Linhas em Regime Permanente", LTC, Rio de Janeiro, 1979.