



**XXIII SNPTTE
SEMINÁRIO NACIONAL
DE PRODUÇÃO E
TRANSMISSÃO DE
ENERGIA ELÉTRICA**

FI/GOP/05
18 a 21 de Outubro de 2015
Foz do Iguaçu - PR

GRUPO - IX

GRUPO DE ESTUDO DE OPERAÇÃO DE SISTEMAS ELÉTRICOS- GOP

UTILIZAÇÃO DE IEC-61850 SAMPLED VALUES E SINCRÓFASORES PARA LOCALIZAÇÃO DE FALTAS EM TEMPO REAL

**Paulo Lima(*)
SEL**

**Ricardo Abboud
SEL**

RESUMO

O artigo apresenta soluções para localização de falta utilizando dados de todos os terminais da linha de transmissão, com o objetivo de fornecer uma localização de falta precisa e em tempo real, uma das soluções utiliza o protocolo IEC 61850 Sampled Values e outra utiliza medições sincronizadas de fasores. Todas as soluções apresentadas são passíveis de implantação imediata com as tecnologias disponíveis atualmente.

PALAVRAS-CHAVE

IEC 61850, *Sampled Values*, Sincrofases, Localização de Falta

1.0 - INTRODUÇÃO

A informação sobre localização de falta é um item crítico na operação e manutenção de sistemas elétricos de transmissão. A localização de falta precisa reduz os custos de operação e manutenção de linhas de transmissão, evitando demorados e caros trabalhos de inspeção em linhas para localização do trecho defeituoso, permitindo também que os reparos e o restabelecimento da linha de transmissão sejam realizados de maneira rápida, reduzindo de maneira significativa as perdas de receita devido à indisponibilidade da linha de transmissão, bem como reduzindo ou até mesmo evitando penalidades que a concessionária está sujeita por tal fato.

A localização de falta incorporada aos relés de proteção (IEDs) já é utilizada por mais de duas décadas, esses dispositivos utilizam algoritmos de localização de falta baseados na medição de impedância, normalmente com dados medidos em um único terminal da linha de transmissão. A funcionalidade de localização de falta em IEDs de proteção trouxe benefícios, contudo, em determinadas condições a localização de falta disponibilizada por tais dispositivos não apresenta desempenho satisfatório, e mais, em algumas situações pode até ser um fator complicador quando os resultados obtidos por este método são analisados por técnicos desconhecedores dos fenômenos que afetam os algoritmos. Algumas condições podem afetar os algoritmos de localização de falta baseados em dados de um único terminal.

É conhecido que algoritmos que utilizam dados de todos os terminais da linha possuem precisão adequada e são imunes aos problemas apresentados anteriormente, porém estes algoritmos necessitam que as medidas de corrente e tensão de todos os terminais estejam sincronizadas no tempo, requisito que atualmente é conseguido com a utilização das normas IEC 61850 e IEEE C37.118, e também de redes de comunicação com largura de banda suficiente para a transmissão dos dados em velocidade compatível com a aplicação de tempo real.

Este trabalho descreve as principais fontes de erro dos métodos de localização de faltas com dados de um terminal, descreve um método baseado em impedâncias que utiliza dados dos dois terminais da linha de transmissão e realiza o cálculo preciso da localização de maneira *offline* e apresenta como as tecnologias de Sincrofases e IEC 61850 Sampled Values tornam possível uma localização de faltas precisa e em tempo real.

(*) Rodovia Campinas-Mogi Mirim (SP-340), km 118.5. Condomínio Pólis de Tecnologia (CPqD) – Prédio 11
CEP 13086-902 Campinas, SP – Brasil
Tel: (+55 19) 3515-2000 – Fax: (+55 19) 3515-2011 – Email: suporte@selinc.com

2.0 - MÉTODOS DE LOCALIZAÇÃO DE FALTAS

2.1 Localização de faltas com Dados de Um Terminal

A referência (1) nos traz as seguintes definições:

- Erro de localização de falta:** porcentagem do erro na localização da falta em relação ao comprimento total da linha: $\text{erro} = (\text{leitura do instrumento} - \text{exata distância até a falta}) / \text{comprimento total da linha}$;
- Linha homogênea:** linhas onde a impedância é distribuída uniformemente em todo seu comprimento; Exemplos de linhas homogêneas são aquelas que usam o mesmo condutor e tipo de construção ao longo de todo seu comprimento. Linhas que são não-homogêneas são fontes de erro para todos os métodos de localização baseados em impedância, tanto para aqueles que utilizam dados de um terminal quanto para os que utilizam dados de dois terminais;
- Sistema homogêneo:** um sistema de transmissão onde as impedâncias da fonte local e remota têm os mesmos ângulos que as impedâncias da linha.

Métodos de localização de faltas com dados de um terminal são aqueles que utilizam em seus algoritmos somente as medições locais de corrente e tensão. Na Tabela 1 são apresentadas as equações que podem ser usadas para o cálculo da impedância aparente medida, realizando-se a comparação da mesma com a impedância total da linha pode-se estimar o local da falta. Em um primeiro momento parece ser uma tarefa simples a localização da falta com dados de um terminal, basta identificar o tipo de falta e aplicar as equações da tabela 1 de maneira apropriada, porém os problemas de precisão dos métodos de um terminal são bem conhecidos e descritos de maneira clara nas referências (2), (3), (4) e (5). Em resumo, as seguintes condições podem causar erros nos métodos de um terminal:

- Efeito combinado da resistência de falta e corrente de carga
- Acoplamento mútuo de sequência zero
- Erro no cálculo da impedância de sequência zero
- Sistemas não-homogêneos
- Infeeds

Os métodos de localização de faltas com dados de um terminal mais comuns e as fontes de erro associadas são (6):

- Método por reatância:** o objetivo deste método é eliminar o efeito da resistência de falta tomando a parte imaginária da impedância calculada e comparando com a reatância da linha. Se a corrente de falta total é igual à corrente vista pelo relé, isto é, se a linha é radial, ou se a resistência de falta é nula, este método é preciso.
- Método de Takagi:** requer dados pré-falta, melhora o método por reatância retirando o efeito da corrente de carga e minimizando o efeito da resistência de falta. Este método é preciso em sistemas homogêneos.
- Método de Takagi modificado:** melhora o método de Takagi para faltas à terra utilizando a corrente de sequência zero ao invés de dados pré-falta. Este método requer conhecimento das impedâncias das fontes.

Tabela 1 – Equações Para Cálculo da Impedância Aparente com Dados de um Terminal

Tipo da Falta	Equação de Impedância de Seq. Positiva (mZ_{1L})
AG	$V_a / (I_a + 3 \cdot K_0 \cdot I_0)$
BG	$V_b / (I_b + 3 \cdot K_0 \cdot I_0)$
CG	$V_c / (I_c + 3 \cdot K_0 \cdot I_0)$
AB ou ABG	V_{ab} / I_{ab}
BC ou BCG	V_{bc} / I_{bc}
CA ou CAG	V_{ca} / I_{ca}
ABC	Qualquer uma destas: $V_{ab} / I_{ab}, V_{bc} / I_{bc}, V_{ca} / I_{ca}$

Onde:

- K_0** Fator de compensação de sequência zero, $(Z_{0L} - Z_{1L}) / 3Z_{1L}$;
 Z_{0L} Impedância de sequência zero da linha;
 Z_{1L} Impedância de sequência positiva da linha;
 m Distância em p.u. da barra até o ponto de falta;
 I_0 Corrente de sequência zero medida pelo relé.

2.2 Localização de Faltas com Dados de Dois Terminais

O método aqui descrito utiliza as grandezas de sequência negativa dos dois terminais da linha para localização de faltas desequilibradas. Utilizando grandezas de sequência negativa, é possível eliminar os efeitos da corrente de carga, resistência de falta, impedância mútua de sequência zero, corrente de sequência zero proveniente de cargas em derivação e elimina o problema com a precisão da impedância de sequência zero. Além disso, não há

necessidade de um algoritmo de detecção do tipo da falta, simplificando a implementação e garantindo boa precisão na localização.

2.2.1 Descrição do Método

A Figura 1 mostra o diagrama de seqüências para uma falta fase-terra localizada em m para um sistema com 2 fontes e uma linha.

Do diagrama de seqüência negativa pode-se obter duas equações para a tensão de seqüência negativa no ponto da falta:

$$\vec{V}_{2F} = \vec{V}_{2L} - m\vec{Z}_{2L} \cdot \vec{I}_{2L} \quad [1]$$

$$\vec{V}_{2F} = \vec{V}_{2R} - m\vec{Z}_{2L} \cdot \vec{I}_{2R} \quad [2]$$

Igualando [1] e [2] e resolvendo para m , tem-se:

$$m = \frac{\vec{V}_{2L} - \vec{V}_{2R} + \vec{I}_{2L} \cdot \vec{Z}_{2L}}{\vec{Z}_{2L} \cdot (\vec{I}_{2L} + \vec{I}_{2R})} \quad [3]$$

Onde:

Z_{2L}	Impedância de seqüência negativa da linha;
V_{2L}	Tensão de seqüência negativa medida pelo relé local;
V_{2R}	Tensão de seqüência negativa medida pelo relé remoto;
I_{2L}	Corrente de seqüência negativa medida pelo relé local;
I_{2R}	Corrente de seqüência negativa medida pelo relé remoto;
m	Distância em p.u. da barra S até o ponto de falta.

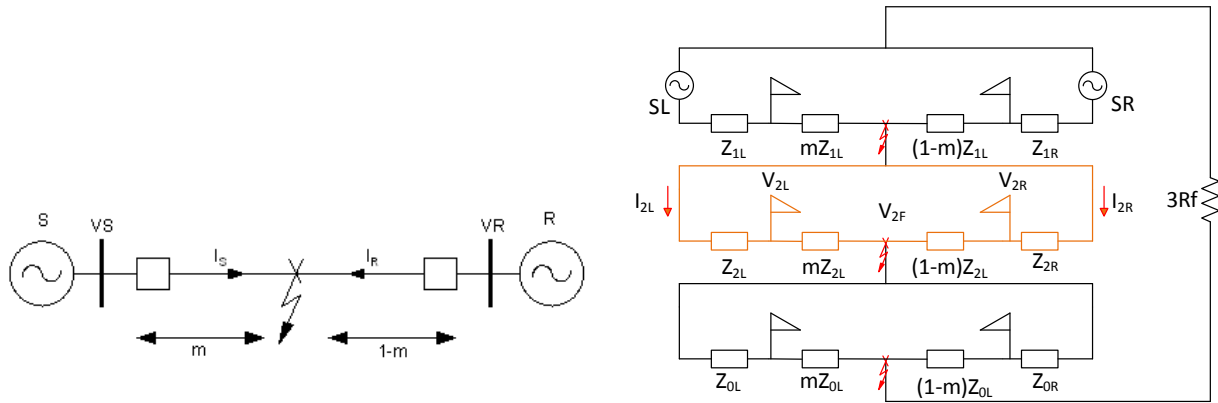


Figura 1 – Diagrama de Seqüências para Falta Fase-Terra Localizada em m

2.2.2 Requisitos

Pode ser visto, a partir de [3], que caso os IEDs dos terminais da LT recebam as medições de tensões e correntes de seqüência negativa em tempo real e que os mesmos possuam recursos de programação de lógicas e funções matemáticas com estas variáveis medidas, é possível realizar o cálculo da localização da falta e reportar o resultado do cálculo ao centro de operação em tempo real, com a utilização de protocolos padronizados.

Todas as variáveis utilizadas em [3] são grandezas fasoriais, portando, é necessário que os relés de proteção estejam sincronizados com fonte de tempo precisa o bastante para que o erro angular seja pequeno o suficiente. Não há necessidade de conhecimento das impedâncias das fontes local e remota, evidenciando mais uma vantagem em relação ao método de Takagi modificado. Este método já é empregado com sucesso para realizar o cálculo da localização de maneira *offline*, conforme descrito a seguir, mas com a aplicação de Valores Amostrados (SV), como descrito na norma IEC 61850, ou de sincrofasores é possível implementá-lo para realizar o cálculo da localização de faltas de maneira *online*, isto é, em tempo real, como descrito adiante.

2.2.3 Cálculo da Localização Offline

Relés de proteção microprocessados são capazes de armazenar oscilografias e disponibilizar, além das grandezas de fases, as formas de onda e fasores de seqüências negativa e zero. Utilizando um software de análise de oscilografias que permita a visualização das formas de onda dos terminais local e remoto de maneira conjunta, é possível selecionar a parte do evento onde as magnitudes e ângulos das correntes e tensões de ambos os terminais têm valores estáveis durante a falta. Com os fasores de corrente e tensão de seqüência negativa, durante

a falta, de ambos os terminais disponíveis é possível então realizar o cálculo preciso da localização utilizando a equação [3].

2.2.4 Cálculo da Localização Online

O método *Online*, descrito a seguir, utiliza o mesmo princípio teórico do método *Offline*, porém não há necessidade de realizar coleta de oscilografias para obter os valores fasoriais durante a falta e a grande vantagem é que é possível transmitir o dado de localização da falta em tempo real para o centro de operação. Através de um protocolo de comunicação adequado as grandezas de tensão e corrente são transmitidas de um terminal remoto para um terminal local, onde os cálculos são processados no próprio relé de proteção. É necessário que o relé tenha disponível funções matemáticas avançadas para permitir a implementação do algoritmo. Funções de proteção supervisionam a lógica para que os cálculos sejam realizados apenas quando a linha de transmissão está sob falta. O resultado com a localização precisa fica disponível no relé de proteção, pode ser inserido na oscilografia ou ainda enviado para o centro de operação através de protocolo de comunicação, conforme já mencionado.

2.2.4.1 Canal de Comunicação

Para que a implementação do método online de localização de faltas seja possível tem-se a necessidade de um canal de comunicação que interligue os dois terminais como requisito primordial. Dada a aplicação em questão é possível classificar os canais de comunicação em duas categorias: canal dedicado ponto-a-ponto em fibra ótica ou compartilhado através de rede multiplexada. Multiplexadores modernos classificados como multiplexadores Classe-Proteção (*Protection-Class Multiplexers*) implementam tecnologias especialmente interessantes para aplicações do sistema elétrico que necessitam de comunicação, além daquelas já providas por multiplexadores comuns. Um exemplo é o chaveamento da rota principal para alternativa em tempo menor que 5ms no caso da primeira ser comprometida por alguma avaria. Em multiplexadores comuns este tempo fica na casa de centenas de milissegundos, tornando aplicações de proteção críticas impraticáveis. Outro exemplo é a disponibilidade de módulos com padrão C37.94 para aplicações de proteção diferencial de linha sem necessidade de conversores, além de proporcionar vários indicadores para monitoramento do correto funcionamento do canal.

Existem ainda multiplexadores baseados em redes SONET/SDH Classe-Proteção que dispõem de uma nova técnica de sincronismo de tempo terrestre (7), a qual utiliza a própria estrutura da rede multiplexada para manter a coerência temporal de todo o sistema com incerteza menor que 1 μ s, sendo portanto, comparável ao padrão IRIG-B. Esta habilidade de realizar o sincronismo de tempo em uma área abrangente, sem dependência de uma fonte de referência de tempo externa, é fundamental para a aplicação de sincrofasores e do protocolo IEC 61850 Valores Amostrados (SV). A Figura 2 apresenta um sistema de comunicação no qual um ou mais módulos da rede são sincronizados com a referência de tempo absoluta provida pelo *Global Positioning System* (GPS). Simultaneamente, mensagens são trafegadas pela rede provendo sincronização aos nós multiplexadores não-diretamente conectados a uma antena ou relógio GPS. No caso de uma ou mais falhas de antenas, relógios ou cabos naqueles nós que são sincronizados por GPS, o sistema se mantém sincronizado devido às mensagens enviadas pelos nós diretamente conectados às fontes GPS que se mantêm sadias. O sistema é capaz de manter a coerência temporal interna mesmo nos casos mais drásticos como explosões solares que acarretariam na perda de sinal dos satélites ou até mesmo no caso de indisponibilização do sistema GPS pelo departamento militar dos EUA. Neste caso um dos nós multiplexadores assume a função de mestre de sincronismo e utilizando seu relógio interno sincroniza o restante da rede. Embora o sistema possa não estar mais sincronizado a referência de tempo absoluta, o sincronismo interno se mantém, garantindo o correto funcionamento de funcionalidades como SOE (*Sequence of Events*).

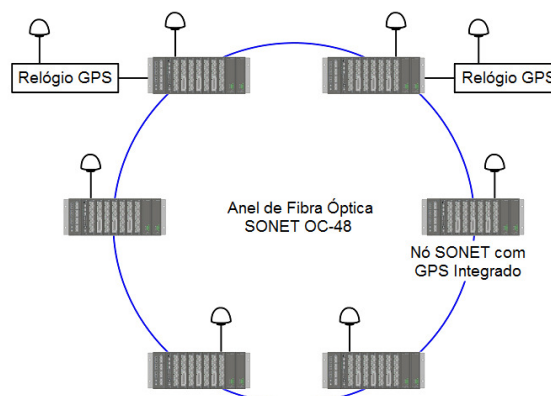


Figura 2 – Sincronização horária da rede e dos dispositivos

3.0 - MÉTODO DE DOIS TERMINAIS COM MEDIÇÃO SINCRONIZADA DE FASORES

3.1 Visão Geral Acerca da Medição Sincronizada de Fasores

O princípio da medição sincronizada de fasores é a realização das medições de módulo e ângulo de fasores em diferentes pontos do sistema em relação a uma referência absoluta, sincronizadas no tempo com uma incerteza menor que 1 μ s. Isto permite que cada um dos diferentes locais transmita sua informação de forma assíncrona. Estes dados provenientes dos diferentes locais são então correlacionados com base na estampa de tempo associada à medição em um receptor comum. Uma referência de tempo absoluto provê sincronização e permite a definição de uma senóide de referência gerada internamente no dispositivo de medição a cada instante que a referência de tempo é atualizada. As medições realizadas pelo dispositivo são processadas com base na senóide de referência e então convertidas em fasores. Este processo acontece simultaneamente em vários pontos do sistema, todos sincronizados a mesma referência absoluta de tempo. Desta forma os fasores obtidos nos diversos pontos de medição são comparáveis entre si, em magnitude e ângulo, uma vez que utilizam a mesma senóide de referência.

A medição sincronizada de fasores é padronizada pela norma IEEE C37.118. Nela são estabelecidas a definição de um sincrofasor; do TVE (*Total Vector Error*), o qual delimita o erro máximo que um fasor calculado a partir das amostras e senóide de referência pode ter em relação a um fasor real; testes de conformidade dos dispositivos de medição os quais são denominados PMUs (*Phasor Measurement Units*) e a definição do protocolo de comunicação propriamente dito. É através deste protocolo que PMUs distribuídas poderão trocar informações entre si ou com um PDC (*Phasor Data Concentrator*) dedicado, possibilitando a correlação dos fasores obtidos visando atender as mais diversas aplicações.

Uma PMU se conecta ao sistema de potência da mesma forma que um relé de proteção, através de transformadores de potencial (TP) e corrente (TC), o que permite a coleta das amostras de medição. Relés de proteção modernos incorporam a funcionalidade de PMU, o que implica em algumas vantagens como utilização de um conjunto único de TPs e TCs ao invés de conjuntos separados para PMU e relé. Relés de proteção apresentam funcionalidades de proteção e controle não presentes em PMUs dedicadas, sendo portanto denominados PMCUs (*Phasor Measurement and Control Units*). Um relé pode ainda realizar simultaneamente as funções de PMU (fazendo as medições e disponibilizando os fasores associados) e PDC (correlacionando fasores obtidos localmente com aqueles recebidos de uma PMU/PMCU remota). A troca de informações entre dispositivos pode utilizar tanto um canal serial (fibra óptica, rádio, etc.) como a infraestrutura de uma rede Ethernet. A infraestrutura de comunicação deve ser projetada levando em consideração a taxa de troca de mensagens utilizada, que segundo a IEEE C37.118 vai de 1 a 240 mensagens por segundo e também a quantidade de informação que cada mensagem transporta, podendo conter por exemplo, desde apenas a tensão de sequência positiva até correntes e tensões de fase e sequência positiva, além de variáveis analógicas e digitais variadas.

Por fim, mas não menos importante, para que um sistema utilize a tecnologia de medição fasorial sincronizada é primordial que as PMUs envolvidas estejam sincronizadas a uma referência de tempo comum, permitindo a criação da senóide de referência que é pedra fundamental desta tecnologia. Uma vez que a incerteza da fonte de tempo deve ser limitada a 1 microsegundo o padrão IEEE C37.118 adotou o IRIG-B como tecnologia disponível e viável para implantação destes sistemas. Tradicionalmente o sinal IRIG-B é fornecido por relógios GPS. Atualmente, além dos relógios GPS, o sinal IRIG-B pode ser fornecido através da sincronização terrestre, por um nó de uma rede multiplexada, conforme técnica descrita no item 2.2.4.1, com o benefício de manter a coerência temporal do sistema e portanto deixá-lo disponível mesmo perante eventos de indisponibilidade de um, alguns ou mesmo todos os relógios GPS da rede multiplexada.

3.2 Testes do Método de Dois Terminais com Sincrofasores

Para testes com sincrofasores foi considerado um sistema de 500 [kV], representado por duas fontes equivalentes, fonte local (SL) e fonte remota (SR), e duas linhas de transmissão paralelas que interligam estas fontes, com comprimento de 100 [km]. As impedâncias das fontes e das linhas são mostradas na Tabela 2.

Tabela 2 – Parâmetros do Sistema

Parâmetro	Módulo [Ohm]	Ângulo [°]
$Z_{1L1}=Z_{1L2}$	44.78	87.6
$Z_{0L1}=Z_{0L2}$	162.9	82.1
Z_{0M}	88.25	76.6
Z_{0L}	16.85	88
Z_{1L}	26.97	80
Z_{1R}	107.3	75
Z_{0R}	134.83	72

Conforme mostrado na Figura 3, os relés recebem sincronismo de tempo dos relógios GPS através do protocolo IRIG-B. O relé configurado como servidor de sincrofases envia os fasores de tensão e corrente para o relé configurado como cliente sincrofase, onde está programado o algoritmo de localização de faltas pelo método de dois terminais previamente discutido, através de canal de comunicação serial, a uma velocidade de 57.6 kbps e 60 mensagens por segundo, utilizando-se para isto os multiplexadores, os quais são configurados para criar uma conexão dedicada para esta comunicação com velocidade garantida, isto é, reserva-se uma largura de banda para esta aplicação e nenhuma outra aplicação pode comprometer esta comunicação. Como condição pré-falta foi considerado o fluxo de carga da Barra L para Barra R, com as seguintes tensões, $V_L = 515.98 \angle 15.5^\circ [kV]$, $V_R = 512.39 \angle 9.3^\circ [kV]$.

Foram realizadas simulações variando-se a distância da falta a partir do terminal local (FL) e a resistência de falta (RF). A Tabela 3 mostra os valores de localização encontrados com o método de um terminal na Barra L, método de um terminal na Barra R e método de dois terminais com sincrofases. O erro em relação a localização real da falta em km também é mostrado para cada método. Observa-se claramente que o método de 2 terminais apresentou um cálculo de localização com erro satisfatório para todas as situações, enquanto que o método de 1 terminal apresenta erros maiores conforme a resistência de falta aumenta, chegando a ser insatisfatório em alguns casos.

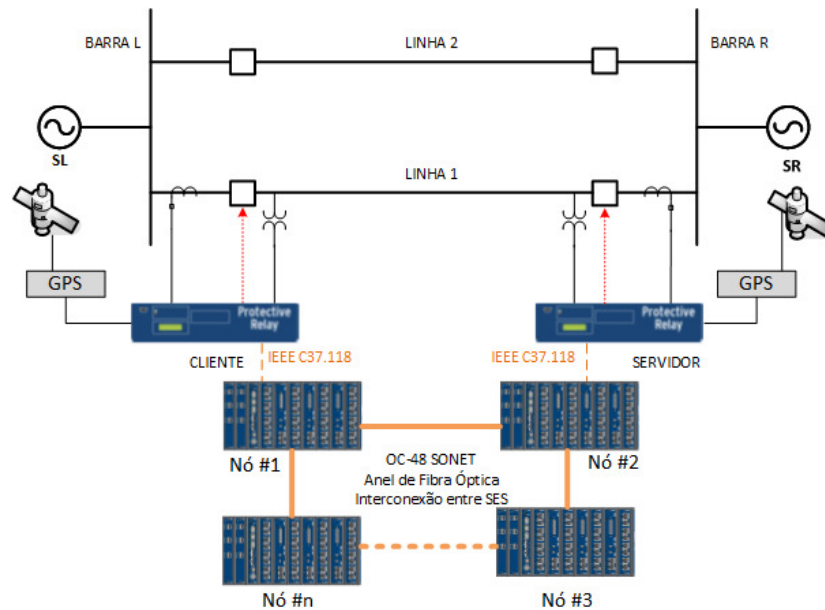


Figura 3 – Configuração utilizada nos testes do método de localização de falta de 2 terminais com sincrofases

Tabela 3 – Resultados dos testes com o método de dois terminais e sincrofases

FALTA	1 TERMINAL		2 TERMINAIS	ERRO LOCAL [km]	ERRO REMOTO [km]	ERRO 2 TERMINAIS [km]
	LOCAL	REMOTO				
FL_20_RF_0	0.201	0.791	0.201	0.1	-0.9	0.1
FL_20_RF_56.2	0.216	0.526	0.200	1.6	-27.4	0.0
FL_20_RF_112.4	0.231	0.221	0.201	3.1	-57.9	0.1
FL_50_RF_0	0.525	0.459	0.505	2.5	-4.1	0.5
FL_50_RF_56.2	0.557	0.392	0.495	5.7	-10.8	-0.5
FL_50_RF_112.4	0.583	0.282	0.495	8.3	-21.8	-0.5
FL_80_RF_0	0.915	0.179	0.807	11.5	-2.1	0.7
FL_80_RF_56.2	0.981	0.149	0.800	18.1	-5.1	0.0
FL_80_RF_112.4	1.030	0.095	0.793	23.0	-10.5	-0.7

4.0 - MÉTODO DE DOIS TERMINAIS COM IEC 61850 SAMPLED VALUES

4.1 Visão Geral Acerca de IEC 61850 Sampled Values

A utilização da norma IEC 61850 na automação de subestações vem ganhando um crescente enfoque ao longo dos últimos anos. Sua aplicação em projetos modernos é uma realidade, em âmbitos nacional e mundial. Essa

realidade, no entanto, fica restrita aos níveis de *bay* e subestação, não alcançando ainda o barramento de processos onde se situam os equipamentos primários.

Já em sua primeira edição a norma previa que o barramento de processos seria completamente baseado em redes Ethernet, interconectando os elementos do sistema de proteção desde TPs, TCs, disjuntores, seccionadoras até relés, medidores através de cabos de rede e switches e não mais através de cabos metálicos convencionais. Neste contexto o protocolo SV tem o intuito de trafegar dados de status a serem processados pelos relés, sejam eles correntes e tensões e até mesmo posição do disjuntor. Já os comandos ficam no encargo do protocolo GOOSE.

Uma das maneiras de implementar o barramento de processo baseado no protocolo SV é com a utilização de *Merging Units* (MU). Elas recebem o cabeamento convencional dos equipamentos primários, próximos dos quais estão instaladas, e dotadas de placa Ethernet enviam os sinais adquiridos até os devidos IEDs (*Intelligent Electronic Devices*) através de um cabo de fibra óptica conectado à rede Ethernet.

A primeira edição da norma IEC 61850 tratou do protocolo SV na segunda parte de seu nono capítulo (IEC 61850-9-2). Como haviam algumas lacunas nas definições que poderiam causar problemas de interoperabilidade, foi publicado um guia de implementação chamado de “9-2LE (*Light Edition*)”. Este guia é apenas um acordo entre alguns fabricantes visando unificar os procedimentos e conceitos do Valores Amostrados (SV), não sendo uma norma. Em 2011, houve uma revisão desta parte da norma no conjunto de documentos que ficaram conhecidos como IEC 61850 edição 2. Um requisito primordial para implantação de um sistema baseado no protocolo SV é sincronismo de tempo de alta exatidão (incerteza menor que 1 μ s). Tal exatidão pode ser alcançada com sincronização via IRIG-B ou PTP (*Precision Time Protocol*). O segundo tem como vantagem o uso da infraestrutura de rede Ethernet para a sincronização. No entanto, requer adaptação de hardware em todos elementos da rede, sejam eles IEDs ou switches e que por ser uma tecnologia muito recente, ainda são caros e pouco difundidos.

Desta forma, o IRIG-B permanece como a melhor ou muitas vezes a única opção aceita para sincronismo de alta exatidão. O sinal IRIG-B pode ser obtido através de conexão direta a um relógio GPS ou de forma mais tolerante a falhas do sistema GPS, via sincronismo de tempo terrestre, conforme explica o item 2.2.4.1.

4.2 Testes do Método de Dois Terminais com Sampled Values

Para os testes com Valores Amostrados (SV) foi considerado o mesmo sistema elétrico descrito anteriormente no item 3.2 e a mesma condição pré-falta. Conforme mostrado na Figura 4 as *Merging Units* e o relés de proteção foram sincronizados por IRIG-B. As *Merging Units* recebem os sinais de tensão e corrente dos transformadores de potencial e transformadores de corrente, respectivamente, em cada terminal da linha e disponibilizam os valores amostrados para os relés nos terminais local e remoto, através do protocolo IEC 61850 Valores Amostrados (SV), utilizando-se para isto os multiplexadores, os quais são configurados para criar uma conexão dedicada para esta comunicação com velocidade garantida, isto é, reserva-se uma largura de banda para esta aplicação e nenhuma outra aplicação pode comprometer esta comunicação, desta maneira torna-se possível a troca de informações entre subestações através do protocolo IEC 61850 Valores Amostrados (SV). Com os dados de medição de correntes e tensões de sequência negativa o algoritmo de localização de falta é, então, programado tanto no IED de proteção na subestação local quanto na subestação remota.

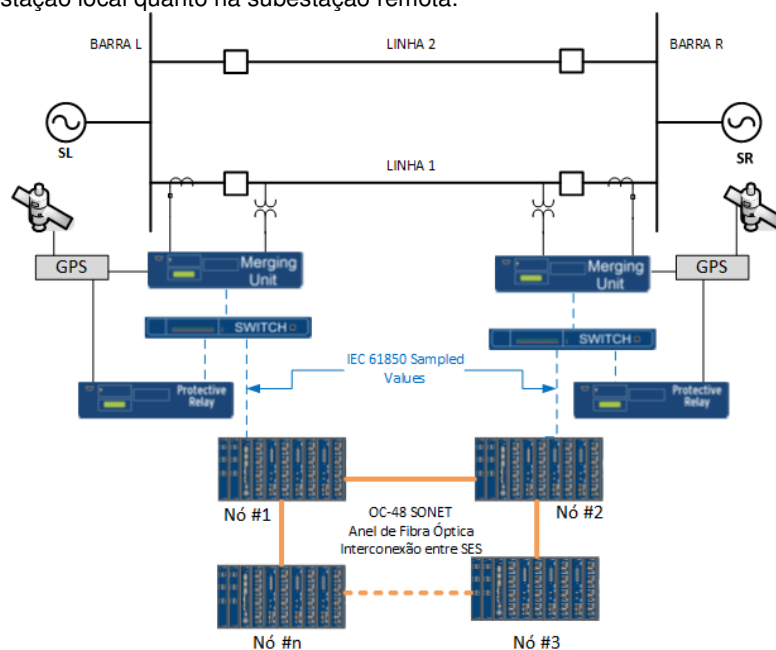


Figura 4 – Configuração utilizada nos testes do método de localização de falta de 2 terminais com IEC 61850 Valores Amostrados (SV)

Para a mesma condição pré-falta do item 3.2 foram simuladas várias faltas, variando-se a localização (FL) e a resistência de falta (RF). Os resultados obtidos com a função de localização do relé local e remoto e através do novo método de dois terminais com IEC 61850 Valores Amostrados (SV) programado no IED de proteção são mostrados na Tabela 4. O erro em relação a localização real da falta em km também é mostrado para cada método. Observa-se claramente que o método de 2 terminais apresentou um cálculo de localização com erro satisfatório para todas as situações, enquanto que o método de 1 terminal apresenta erros maiores conforme a resistência de falta aumenta, chegando a ser insatisfatório em alguns casos.

Tabela 4 – Resultados dos testes com o método de dois terminais e Valores Amostrados (SV)

FALTA	1 TERMINAL		2 TERMINAIS	ERRO LOCAL [km]	ERRO REMOTO [km]	ERRO 2 TERMINAIS [km]
	LOCAL	REMOTO				
FL_20_RF_0	0.201	0.791	0.201	0.1	-0.9	0.1
FL_20_RF_56.2	0.216	0.524	0.200	1.6	-27.6	0.0
FL_20_RF_112.4	0.231	0.239	0.201	3.1	-56.1	0.1
FL_50_RF_0	0.526	0.460	0.504	2.6	-4.0	0.4
FL_50_RF_56.2	0.558	0.391	0.494	5.8	-10.9	-0.6
FL_50_RF_112.4	0.582	0.274	0.492	8.2	-22.6	-0.8
FL_80_RF_0	0.914	0.179	0.803	11.4	-2.1	0.3
FL_80_RF_56.2	0.981	0.148	0.798	18.1	-5.2	-0.2
FL_80_RF_112.4	1.030	0.091	0.792	23.0	-10.9	-0.8

5.0 - CONCLUSÃO

A implantação do método de localização de faltas com dados de dois terminais melhora a capacidade de localizar faltas em comparação com os IEDs que usam apenas métodos de localização de faltas baseados em impedância com dados de um terminal. A utilização de medição sincronizada de fasores ou IEC 61850 Valores Amostrados (SV) permite a localização de falta nos terminais da linha em tempo real sem necessidade de software e computadores adicionais, permitindo também a transmissão da informação de localização de falta para o centro de operação em tempo real e com a utilização de protocolos padronizados. Um sistema de comunicação no qual seja possível garantir a largura de banda necessária para a aplicação e a sincronização horária é essencial.

Os testes de laboratório demonstram que os métodos aqui apresentados são capazes de localizar faltas com precisão adequada mesmo em aplicações que incluem linhas com acoplamento mútuo e nos casos de faltas com valores elevados de resistência, sendo que os métodos de localização de faltas baseados em impedância com dados de um terminal possuem desempenho insatisfatório para estes casos.

Os métodos, aqui apresentados, contribuem para garantir uma operação mais inteligente e voltada para os usuários em sistemas de potência, contribuindo de maneira significativa para acelerar a recomposição do sistema e identificação de defeitos.

6.0 - REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- (1) IEEE C37.114 "Guide for Determining Fault Location on AC Transmission and Distribution Lines"
- (2) IEEE Standard PC37.114, "Draft Guide For Determining Fault Location on AC Transmission and Distribution Lines," 2004.
- (3) T. Takagi, Y. Yamakoshi, M. Yamaura, R. Kondou, and T. Matsushima, "Development of a New Type Fault Locator Using the One-Terminal Voltage and Current Data," IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems, Vol. PAS-101, No. 8, August 1982, pp. 2892-2898.
- (4) Edmund O. Schweitzer, III, "A Review of Impedance-Based Fault Locating Experience," Proceedings of the 15th Annual Western Protective Relay Conference, Spokane, WA, October 24-27, 1988.
<https://www.selinc.com/WorkArea/DownloadAsset.aspx?id=2394>
- (5) D.A. Tziouvaras, J.B. Roberts, G. Benmouyal, "New Multi-Ended Fault Location Design For Two- or Three-Terminal Lines," presented at CIGRE Conference, 1999,
<https://www.selinc.com/WorkArea/DownloadAsset.aspx?id=2489>
- (6) K. Zimmerman, D. Costello, "Impedance-Based Fault Location Experience," Annual Western Protective Relay Conference, Spokane, WA, 2004, <https://www.selinc.com/WorkArea/DownloadAsset.aspx?id=4912>
- (7) K. Fodero, C. Huntley, and D. Whitehead, "Secure, Wide-Area Time Synchronization," proceedings of the 12th Annual Western Power Delivery Automation Conference, Spokane, WA, April 2010