



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

### PROTEÇÃO DIFERENCIAL DE LINHAS BASEADA EM SAMPLED VALUES: AVALIAÇÃO DA VIABILIDADE DE IMPLEMENTAÇÃO E IMPACTOS CAUSADOS PELO COMPORTAMENTO DA REDE DE COMUNICAÇÃO

MATHEUS FELIPE AYELLO LEITE(1); ARTHUR AUGUSTO PEREIRA CRUZ(2); THALES TERROLA E LOPES(1); YONA LOPES(1)  
UNIVERSIDADE FEDERAL FLUMINENSE(1); TRANSMISSORA ALIANÇA DE ENERGIA ELÉTRICA S/A(2)

#### RESUMO

A proteção diferencial apresenta seletividade e velocidade superior aos demais esquemas no que tange ao isolar o equipamento sobre falta, contudo requer um esquema de implantação mais complexo e dispendioso. A adoção da norma IEC 61850 nos esquemas de proteção de linhas abre novos horizontes para a implementação da proteção diferencial. Assim, o presente trabalho propõe uma avaliação da proteção diferencial em linhas de transmissão através da utilização de mensagens do tipo Sample Values (SV), disponibilizadas por IEDs instalados nos terminais da linha, verificando a viabilidade do esquema de proteção diferencial em condições de falha na rede de comunicação e aumento de tráfego concorrente.

**PALAVRAS-CHAVE:** Proteção diferencial; IEC 61850; Sampled Values; Linhas de transmissão; Proteção de linhas de transmissão.

#### 1.0 INTRODUÇÃO

Devido a constante expansão do Sistema Interligado Nacional (SIN), os requisitos de estabilidade do sistema se tornam cada vez mais exigentes e esquemas de proteção mais velozes e altamente seletivos são de suma importância nesse cenário. Segundo [9], quando comparada aos esquemas de sobrecorrente, sobrecorrente direcional e distância, a proteção diferencial é superior do ponto de vista da estabilidade, velocidade e seletividade e é amplamente utilizada para a proteção de transformadores de potência, geradores, barramentos de subestações (SE) e linhas de transmissão (LTs). Nesse sentido, é realizado um estudo de caso com duas linhas de transmissão de 500 kV da TAESA. A viabilidade de um esquema de proteção diferencial nestas linhas a partir de um estudo foi realizado em simulações com faltas de alta impedância no *software Aspen Oneliner*. Tal tipo de curto apresenta impasses a proteção diferencial e, portanto, é objeto de discussão.

Devido a necessidade de padronização na comunicação dos dispositivos que fazem parte das SEs, além da possibilidade de redução significativa no custo estrutural de subestações [9] e outras características, a norma *international electrotechnical commission* (IEC) 61850 [3] foi criada. A norma possibilita o uso de transformadores de instrumentos modernos (como transformadores de correntes (TC) ópticos) e permite que os dados sejam transmitidos para qualquer equipamento que seja baseado no seu modelo de informação. Com isso, nascem novas oportunidades e desafios para engenheiros de proteção.

A principal vantagem estrutural da norma IEC 61850 é a redução dos custos com cabos de cobre, responsáveis principalmente para o envio de sinais analógicos, e com o tempo de implantação. Isto ocorre, dentre outros motivos, em função da possibilidade da utilização das *merging units* (MU). As MUs recebem o cabeamento convencional do pátio e enviam os sinais adquiridos via protocolo SV, [3] parte 9-2, até os *Intelligent electronic device* (IED). Indiretamente, além da melhora dos custos estruturais ocorre a redução do carregamento dos TCs o que diminui a probabilidade de ocorrer a saturação, tal fenômeno é diretamente associado à carga conectada ao secundário dos transformadores de corrente. Apesar do uso do protocolo SV já ter aplicações comerciais para proteção diferencial de transformadores, como verificado no IED SEL-487E [4] e em seus pares, o seu uso para proteção diferencial em linhas de transmissão, não foi ainda amplamente avaliado e implementado. Os esquemas diferenciais de linha com aplicação do fio piloto limitavam-se a linhas curtas, em função da atenuação do sinal devido à resistência série e à capacitância shunt do canal piloto. Este sistema ainda apresenta aplicação vantajosa em linhas muito curtas, que não podem ser adequadamente protegidas por relés de distância [1].

Uma outra possibilidade é a melhora da resiliência na rede de comunicação através da redundância. Esta característica pode ser implementada pois a norma, ao invés da comunicação ponto-a-ponto com protocolos proprietários, insere a possibilidade de utilização de redes de comunicação com protocolos padronizados, o que permite o uso de caminhos redundantes, elevando a confiabilidade do sistema e garantido a entrega da informação mesmo num ambiente de falhas na rota principal. No entanto, a utilização de redes de comunicação para a realização

de esquemas de proteção diferencial de linha, resulta em novos desafios e pontos a serem avaliados em seus requisitos operacionais, como a latência da rede, perda de pacotes de informação e tráfego concorrente com as informações de proteção.

O presente informe técnico discute a arquitetura convencional de proteção diferencial de linhas de transmissão e também analisa arquiteturas com redundância, além de executar avaliações de desempenho operacional de um esquema análogo ao diferencial de linha sob diferentes circunstâncias da rede. Além disso, em conjunto com a discussão do método convencional, é realizado testes de comunicação do impacto que o aumento da latência, o tráfego concorrente e a perda de pacotes têm no desempenho da proteção. Foram utilizados 2 IEDs SEL 421-7 com funcionalidade de *merging unit*, publicador SV e assinante SV; uma mala de testes Omicron CMC356; um GPS SEL-2488 com uma antena SEL 9524B para o sincronismo temporal via protocolo *Precision Time Protocol* (PTP); dois *switches* Ethernet; dois hardwares para a aplicação das condições adversas de rede.

Como não havia disponível na bancada de testes um IEDs com algoritmo de proteção diferencial, foi parametrizado a corrente de linha como somatório de ambos os grupos de entrada para corrente do relé, sendo um enviado remotamente por um IED SV publicador e outro localmente pela mala de testes. Após isso, foi parametrizado uma função de sobrecorrente instantânea em que a corrente de linha (o somatório de ambos os grupos de correntes recebidos) será comparada com um limiar configurado.

O informe técnico está organizado da seguinte forma. A Seção 2.0 faz uma revisão dos esquemas tradicionais, fundamenta o método a ser estudado e aborda os requisitos da rede. A proposta, o estudo de caso e os testes de comunicação são expostos e discutidos nas Seções 3.0, 4.0 e 5.0. Por fim, a partir dos resultados são apresentadas as conclusões na Seção 6.0

## 2.0 TELEPROTEÇÃO BASEADA EM COMPARAÇÃO DE ESTADOS

Conforme mostra a Figura 1, a proteção diferencial em LTs tem seu princípio de funcionamento baseado na comparação entre grandezas que entram e saem do circuito protegido, desde que de mesma natureza. Este é o princípio fundamental regidos pela lei dos nós descrita por Kirchhoff. As correntes das duas extremidades da linha de transmissão são comparadas através do envio destas grandezas por um meio de transmissão, tradicionalmente feito por comunicação ponto-a-ponto entre as SEs [11].

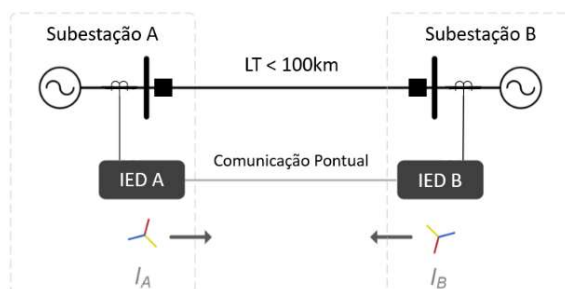


Figura 1: Aplicação típica de teleproteção baseada em comparação de estados. (Elaborada pelos autores)

Este meio pode ser fio piloto, rede de comunicação ou fibra óptica. Os principais fabricantes de relés proteção, ABB, SEL, Siemens e GE, utilizam a comunicação ponto-a-ponto com protocolos de informação proprietários. Quando não é possível estabelecer uma conexão ponto-a-ponto devem ser disponibilizadas interfaces do tipo Institute of Electrical and Electronics Engineers (IEEE) C37.94, E1 ou G703 para estabelecer a comunicação entre as SEs [11].

### 2.1 Esquemas de Proteção Diferencial

Existem diferentes métodos para implementar o algoritmo de proteção diferencial em relés de proteção. Na prática, cada fabricante possui o seu método. A seguir, é discutida uma aplicação encontrada em relés de proteção dos fabricantes ABB [8], SEL [7] e Siemens [2], apesar de existir o método dos ângulos de fase no plano R-X, esse está fora do escopo do informe e, portanto, não será abordado.

#### 2.1.1 Proteção Diferencial Percentual

Este algoritmo tem a finalidade de permitir uma proteção sensível para curtos-circuitos internos à área protegida e uma boa estabilidade para curtos-circuitos externos. A corrente de restrição é a soma dos módulos das correntes medidas nos terminais locais e remotos ( $|I_A| + |I_B|$ ), e a corrente de operação é o módulo da soma vetorial de ambas as correntes dos terminais ( $|I_A + I_B|$ ). A Figura 2 representa a característica/curva de operação deste princípio.



Figura 2: Característica Diferencial Percentual. (Elaborada pelos autores.)

Conforme ilustra na Figura 2 existe o patamar de corrente mínimo, a área abaixo de  $I_{Dif>}$  para a qual não deve haver atuação, esse parâmetro existe em função de erros intrínsecos aos equipamentos utilizados. Há também uma outra região para correntes elevadíssimas, a parte acima de  $I_{Dif>>}$ , onde a atuação ocorre independentemente da corrente de restrição.

Para ajustar a curva de operação de um relé diferencial percentual, conforme a Figura 2, é necessário a determinação dos seguintes ajustes:

- $I_{Dif>}$ : Define a corrente de partida da função;
- *Slope*: Define a inclinação da reta;
- $I_{Dif>>}$ : Trata-se de um estágio da proteção que o algoritmo permite uma atuação mais rápida.

O  $I_{Dif>}$  é determinado a partir de erros intrínsecos dos equipamentos de medição utilizados, como padrão ele equivale a 10% Relação de Transformação (RTC) do TC da linha [6]. Por recomendação de fabricantes, o *Slope* é ajustado em 0,3 para permitir estabilidade contra faltas externas em linhas de transmissão. Para o  $I_{Dif>>}$  é necessário avaliar cenários de fechamento sob falta, o que torna a determinação do parâmetro mais complexa, em [2] está exposto o método de parametrização desta variável para o IED *Sisprotec 7SD87*.

## 2.2 Sincronismo Temporal

Considerando que a operação do esquema depende totalmente da comparação da medição local com a obtida remotamente, é necessário garantir uma comunicação veloz, segura e confiável e um sincronismo temporal preciso para atender a eficiência almejada [12]. Vale ressaltar que, carecendo de sincronia temporal, serão necessários algoritmos de contorno e em determinadas situações o esquema poderá perder sua seletividade e confiabilidade [11].

Para o funcionamento da proteção diferencial de linha é essencial que os fasores de ambos os terminais da linha estejam sincronizados. Os relés, localizados em SEs distintas, aquisitam amostras de corrente e podem sofrer desvios causados pelo tempo de envio desta mensagem entre as SEs.

A sincronização pode ser realizada através de um protocolo que estima a latência do canal e usa este valor para corrigir a base horária entre os IEDs. Quando existe uma comunicação direta, igual Figura 1 da Seção 2.0, entre os terminais, por exemplo um par de fibras óticas interligando os relés de proteção, a latência é conhecida ou extremamente precisa. Neste caso, esse valor é usado para rotacionar o fasor de corrente.

Antes do IED calcular a corrente diferencial, o mesmo necessita traduzir a base temporal da medição enviada pelo IED do terminal adjacente para a sua própria base. Para isso, o relé rotaciona o fasor de corrente e elimina a discrepância temporal, conforme ilustra a Figura 3.

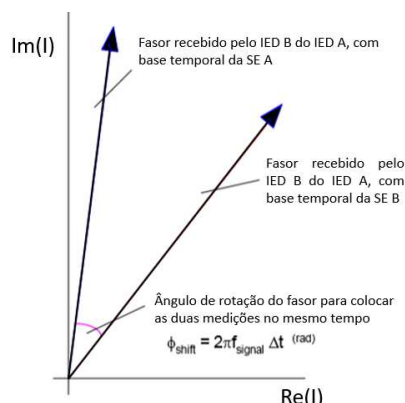


Figura 3: Sincronização Temporal. Rotação do fasor de corrente. (Elaborada pelos autores)

### 2.2.1 Fontes de Referência de Tempo Internas ao 87L

Ao se utilizar fontes internas para realizar o alinhamento dos fasores, o método não depende da disponibilidade ou precisão de uma fonte horária. Neste método, a sincronização é baseada nos tempos do canal, isto é, é medido o tempo de transmissão entre o envio e a recepção de uma mensagem (ping-pong) e, após conhecido este tempo, a compensação fasorial é realizada conforme dissertado na Seção 2.2.

Em sistemas de comunicação determinísticos, mesmo com o uso dos multiplexadores, o caminho de ida é igual ao caminho de volta (salvo em condições anormais). Esta metodologia de sincronização é simples e robusta e é comumente usada em soluções com protocolos proprietários de comunicação rele-a-rele através de um meio determinístico. O relé 311L da SEL utiliza somente o método de ping-pong para ajuste de sincronismo do *clock*, conforme pode ser observado no manual de instruções [7].

### 2.2.2 Fontes Externas de Referência de Tempo

A aplicação mais comum em subestações de energia é da utilização de referência de tempo através de conexões IRIG-B. A sincronização é realizada através de uma infraestrutura composta da união entre GPS, antena, cabos seriais e conversores de mídia, quando necessário.

Diversas discussões acerca da dependência da sincronização temporal para os algoritmos de proteção já foram feitas, principalmente da disponibilidade de um sinal de origem militar de propriedade americana. Entretanto, com a ampla utilização desta tecnologia, a preocupação diminuiu. Apesar desta superação, um outro desafio está na dependência da infra-estrutura elétrica e óptica para a utilização do IRIG-B. Uma solução para a redução deste arcabouço está no protocolo de sincronização PTP IEEE 1588, que possui uma precisão superior ao IRIG-B e utiliza interfaces de rede Ethernet padronizadas, sendo uma solução mais simples e robusta [9].

Ao se utilizar uma infraestrutura *Wide Area Network* (WAN) com Ethernet, a rede não é mais determinística e logo não há garantia de que o tempo de ida seja igual ao tempo de volta. Nessas situações a sincronização externa é necessária para realizar o alinhamento dos fasores utilizados na proteção diferencial. Nessa metodologia, o sincronismo deve ser gerado por uma fonte com alta exatidão e disponibilidade na rede, de forma a evitar escorregamento das medições e em manter a precisão em casos de falha do sinal.

## 2.3 Sampled Values – IEC 61850

A norma IEC 61850 padroniza a comunicação entre dispositivos de controle, proteção e automação no sistema elétrico. É composta por um conjunto de padrões, independente de fabricantes e foi desenvolvida pela IEC. A norma é baseada em quatro pilares: modelo de informação; modelo de serviços; protocolos de comunicação; e linguagens de configuração. A modelagem de informações define classes e a nomenclatura para troca de dados relevantes (como por exemplo medições, comandos e eventos). A modelagem de serviço define ações a serem executadas nesses dados. Os protocolos de comunicação definem como os dados são trocados entre os elementos do sistema. A linguagem de configuração define uma maneira padrão de expressar as configurações desses elementos nos equipamentos.

Entre os protocolos da norma está o SV, descrito na parte 9-2 [3], que padroniza o envio de medições analógicas, posteriormente digitalizadas, através de uma rede Ethernet, tais como tensão e corrente. A Figura 4 ilustra um exemplo de arquitetura em SEs sob essa padronização.

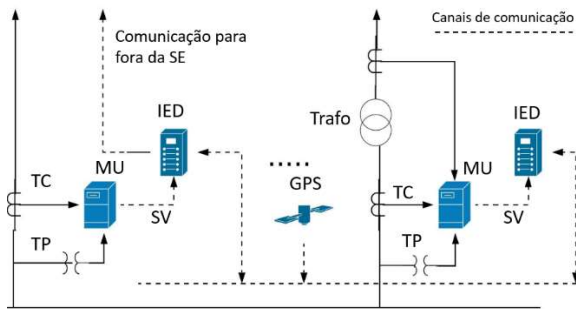


Figura 4: Exemplo de arquitetura com a utilização de SVs. (Elaborada pelos autores)

Diversas extensões de [3] como a 7-420, 90-1, 90-5 e 90-7, foram publicadas expandindo a norma para além de subestações, como recursos de energia distribuídos, teleproteção e sincrofases. Já a parte 90-4 da norma, estabelece um guia para a engenharia de rede definindo requisitos de comunicação que devem ser garantidos.

Especificamente, na parte 90-1 onde é abordada a comunicação entre SEs, são expostas duas formas de envio de mensagens via Ethernet, podendo ser tanto por canal dedicado quanto por tunelamento [5].

Apesar do uso dessas mensagens ser difundido em redes locais, dentro das SEs, a mesma, todavia não é utilizada para o envio de mensagens para fora da SEs, apesar da publicação da parte 90-1. Isso ocorre, pois esquemas que utilizam medições analógicas remotas geralmente operam sobre protocolos proprietários, sem aderência as padronizações da norma [9].

### 3.0 PROTEÇÃO DIFERENCIAL DE LINHAS BASEADA EM SV

No presente trabalho, um esquema de proteção diferencial de linha baseado em SVs é proposto. A arquitetura, ilustrada na Figura 5, compreende a troca de mensagens com medições locais de corrente entre os terminais das linhas, através de uma rede de comunicação Ethernet. Os IEDs de proteção em ambos os terminais devem ter a funcionalidade de publicar e assinar mensagens SV – ASS e SV – PUB para enviar informações sobre os valores de corrente adquiridos pelas MUs ou transformadores de correntes ópticos, o que possibilita o uso da técnica de comparação de estados sem a necessidade de soluções proprietárias de comunicação.

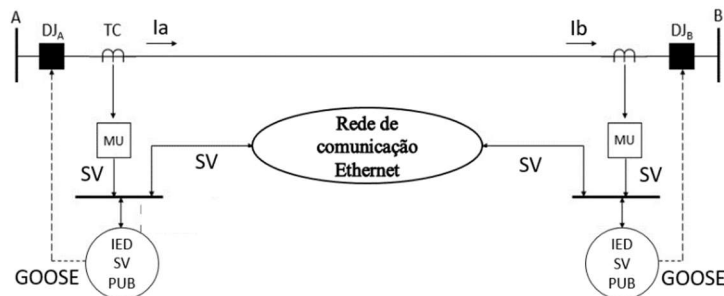


Figura 5: Arquitetura proposta. (Elaborada pelos autores)

Uma vantagem da proposta é a resiliência. Ao realizar a proteção diferencial baseada em SV, pode-se utilizar uma arquitetura com mais de um caminho entre os dois IEDs. A Figura 6 exemplifica essa arquitetura redundante, que garante mais confiabilidade na comunicação entre duas SEs, onde é oferecido uma rota alternativa, caso o canal principal seja perdido. Em esquemas tradicionais isso não é possível sem a adição de uma segunda placa de comunicação no relé. Ressalta-se que, sendo uma rede, é possível a implementação de mais de dois caminhos possíveis, situação que se torna economicamente desfavorável na forma tradicional com adição de mais placas no relé.

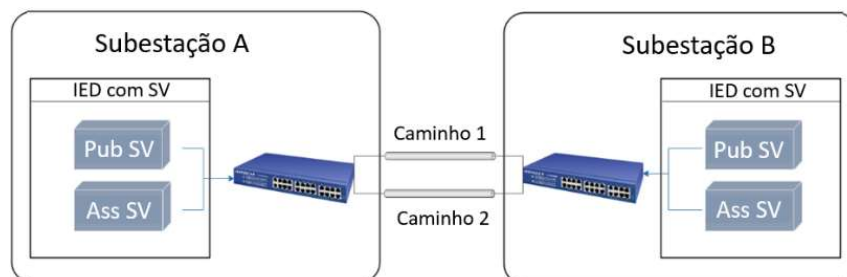


Figura 6: Arquitetura para proteção diferencial de linha com SV e redundância de comunicação. (Elaborada pelos autores)

Nesse cenário, os relés somam constantemente a sua corrente local com a medição de corrente vinda do outro IED e comparam a corrente de operação e restrição com a característica parametrizada. Caso ocorra uma falta na linha e a soma de  $I_a$  com  $I_b$  supere o valor configurado, os relés abrirão os seus disjuntores.

#### 4.0 ESTUDO DE CASO – SERRA DA MESA

Para avaliar a viabilidade da proposta, foram escolhidas duas linhas de transmissão de 500 kV de forma a verificar se a instalação do relé diferencial do tipo percentual nestas linhas é viável. As linhas têm comprimentos distintos a fim de avaliar a diferença de comportamento para comprimentos diferentes, a rede simulada possui topologia conforme Figura 7, em que as linhas estudadas estão destacadas.

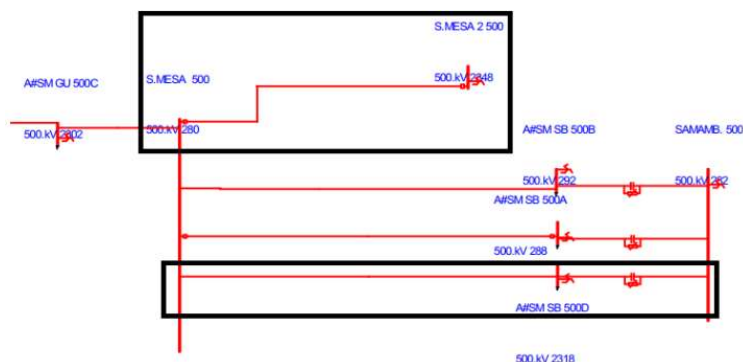


Figura 7: Topologia da rede elétrica do estudo de caso, as linhas utilizadas estão destacadas. (Elaborada pelos autores)

1. Serra da Mesa -- Serra da Mesa 2: com 42 km de extensão – RTC = 2000;
2. Serra da mesa -- Samambaia: com 248 km de extensão – RTC = 3000.

Conforme os dados levantados, o parâmetro  $I_{diff}$  das LTs Serra da Mesa -- Serra da Mesa 2 e Serra da Mesa -- Samambaia são de 200 A e 300 A, respectivamente, valores que equivalem a 10% da relação de transformação dos TCs (RTC) presentes nas linhas. Essa parametrização é padrão no uso de esquemas diferenciais tipo percentual em LTs, assim como a inclinação de 0,3 para a curva de operação.

Para testar a viabilidade da proteção diferencial nessas duas linhas, foram analisadas as correntes de operação e restrição em quatro cenários distintos de curto-circuitos com resistência de falta de alta impedância, 120  $\Omega$ . Foram efetuados curtos, para ambas as LTs, com uma distância da falta com relação ao terminal Serra da Mesa equivalente a 25% do comprimento total a linha, 50%, 75% e 99%. Com isso, pode-se avaliar a corrente medida nas quatro situações informadas. Os resultados estão expostos nas Tabelas 1 a) e 2 b). Os dados do estudo foram retirados do caso 1912PB presente na base de curto-circuito fornecido pelo ONS e as simulações de curto foram feitas no software *Aspen Oneliner*. A inclinação das curvas presentes nos Gráficos 1 a) e 1 b) são de 0,3, sendo um ajuste padrão sugerido pelos fabricantes, conforme explicado na Seção 2.0.

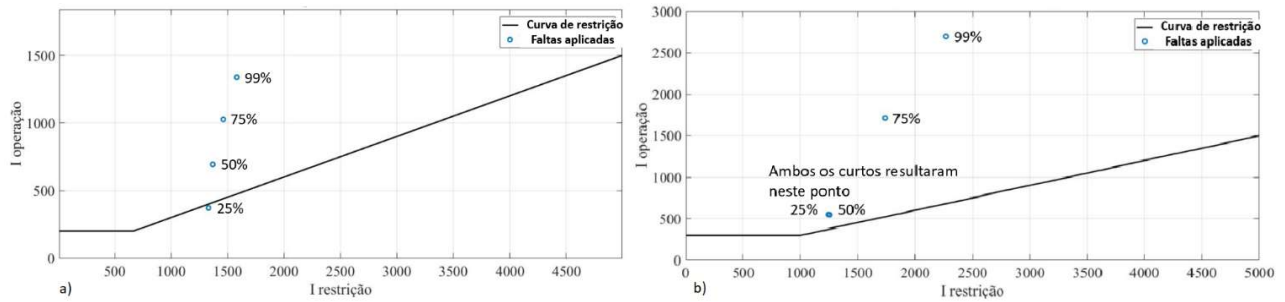
Tabela 1: a) Simulação de faltas linha Serra da Mesa – Samambaia.

b) Simulação de faltas linha Serra da Mesa – Serra da Mesa 2.

Distância	$I_{diff}$ (A)	$I_{rest}$ (A)		Distância	$I_{diff}$ (A)	$I_{rest}$ (A)
25% de SM	545,90	1255,08		25% de SM	371,01	1330,86
50% de SM	549,04	1240,21		50% de SM	693,42	1368,40
75% de SM	1713,94	1738,12		75% de SM	1026,16	1461,84
99% de SM	2695,13	2269,75		99% de SM	1337,81	1580,70

Na Figura 8 b), observa-se que para a LT Serra da Mesa -- Samambaia, quaisquer das faltas ao longo da linha entram na região de operação do relé. Para o caso da LT Serra da Mesa -- Serra da Mesa 2, apresentado na Figura 8 a), somente o caso de 25% ficou numa situação mais crítica, porém vale ressaltar que no limiar do ajuste o relé é sensibilizado. Logo, a proteção apresentou resultados satisfatórios para todos os casos simulados.





Figuras 8: a) Curva de operação da LT 500 kV Serra da Mesa – Serra da Mesa 2;

b) Curva de operação da LT 500 kV Serra da Mesa – Samambaia.

## 5.0 TESTES DE DESEMPENHO DA REDE

Para avaliar o desempenho operacional real do esquema proposto, foi simulado um ambiente de SE real conforme Figura 9. Foi analisado o impacto que situações adversas da rede tem no desempenho da função de proteção utilizada. Como ambos os IEDs empregados no arranjo não possuem função diferencial, foi parametrizado a corrente de linha como somatório de ambos os grupos de entrada para corrente do relé e, após isso foi montado um esquema utilizando a função de sobrecorrente, utilizando a conexão diferencial. Assim, foi montado um esquema similar a proteção diferencial de linha, com a corrente de linha definida como o somatório de ambos os grupos de entrada de corrente do relé assinante e, essa corrente de linha será comparada com um valor de ajuste configurado.

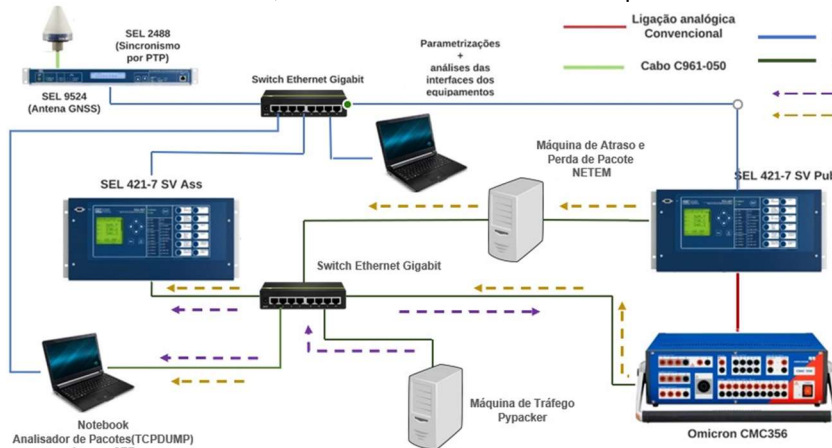


Figura 9: Testbed utilizando para a realização dos testes de comunicação.

Os seguintes equipamentos estão presentes:

- Dispositivo GPS SEL-2488:** Equipamento que realiza a sincronização temporal da mala de teste e de ambos os IEDs através do protocolo de sincronização temporal PTP, optou-se por esse protocolo, pois é, até o presente momento, o protocolo de sincronização temporal mais preciso disponível [9].
- SEL 9524:** Antena *Global Navigation Satellite System* (GNSS) do fabricante SEL.
- SEL 421-7 (SV-Assinante):** IED assinante que recebe ambas as *strings* SV.
- SEL 421-7 (SV-Publicador):** IED que recebe a medições analógicas da mala de testes e, posteriormente, as digitaliza e as envia ao assinante via protocolo SV.
- Mala de testes Omicron CMC 356:** Mala de testes que realiza a injeção da falta, injetando um grupo de valores de corrente diretamente no IED assinante via SV e, através das saídas analógicas, um outro grupo de corrente no IED publicador.
- Máquina de tráfego Pypacker:** Máquina que executa o teste de tráfego concorrente.
- Máquina de atraso e perda de pacote NETEM:** Máquina que executa os testes de aumento da latência e perda de pacotes.

Vale ressaltar que ambas as informações de corrente são enviadas via protocolo SV, um dos grupos de corrente é enviado diretamente da mala para o IED assinante e o outro é enviado, inicialmente, por ligação analógica convencional ao IED publicador e, posteriormente, ao assinante passando pela máquina que introduz atrasos parametrizáveis aos pacotes do enlace da rede.

Após essa parametrização inicial, foram realizadas as seguintes condições de rede:

1. A partir da máquina de atraso entre o IED publicador e o assinante, foi introduzido paulatinamente, utilizando o *software* NETEM, latências de 0 a 2 ms com passo de 0,25 ms simulando, assim, um aumento do comprimento da linha de transmissão (com 2 ms equivalendo a aproximadamente 400 km de extensão de fibra – velocidade da luz na fibra = 0.67 (67%) da luz no vácuo [13]). Como a referência temporal dos pacotes está na *string* SV enviada pela mala, já havia um atraso inicial nos pacotes enviados pelo IED, uma vez que eles recebem inicialmente por ligação analógica e, posteriormente, digitaliza e envia as medições ao assinante. Após 2 ms de atraso introduzido, o IED assinante descartava os pacotes enviados pelo IED publicador e o esquema já não era mais sensibilizado.
2. Com o *software* NETEM, foi induzido uma perda nos pacotes enviados pelo IED publicador na rede a fim de se avaliar os efeitos desse cenário no desempenho da proteção parametrizada. Os testes de perda de pacotes iniciaram com uma perda de 5% até 82%, com um incremento de 5% e 25% de correlação entre os pacotes perdidos, após 82% o IED assinante não era mais sensibilizado pela falta. Em um outro teste, foi estabelecido uma correlação entre os pacotes em 99% e já em 60% de perda de pacote, o IED assinante não era mais capaz de atuar para a falta.
3. Com a aplicação *Pypacker* (biblioteca em Python), foi introduzido um tráfego concorrente aos pacotes SVs enviados de 80% de tráfego concorrente até 87%, após esse limiar de 87% o IED não era mais sensibilizado para a falta. Vale ressaltar que o tráfego original sem indução de pacotes concorrentes, era aproximadamente 9,5 Mbps e a capacidade máxima da porta Ethernet utilizada do IED assinante é de 100 Mbps.

Os resultados obtidos para o tempo de sensibilização da variável TRIP do IED assinante com relação ao início da falta, seguem conforme Figuras 10 a), b) e c).

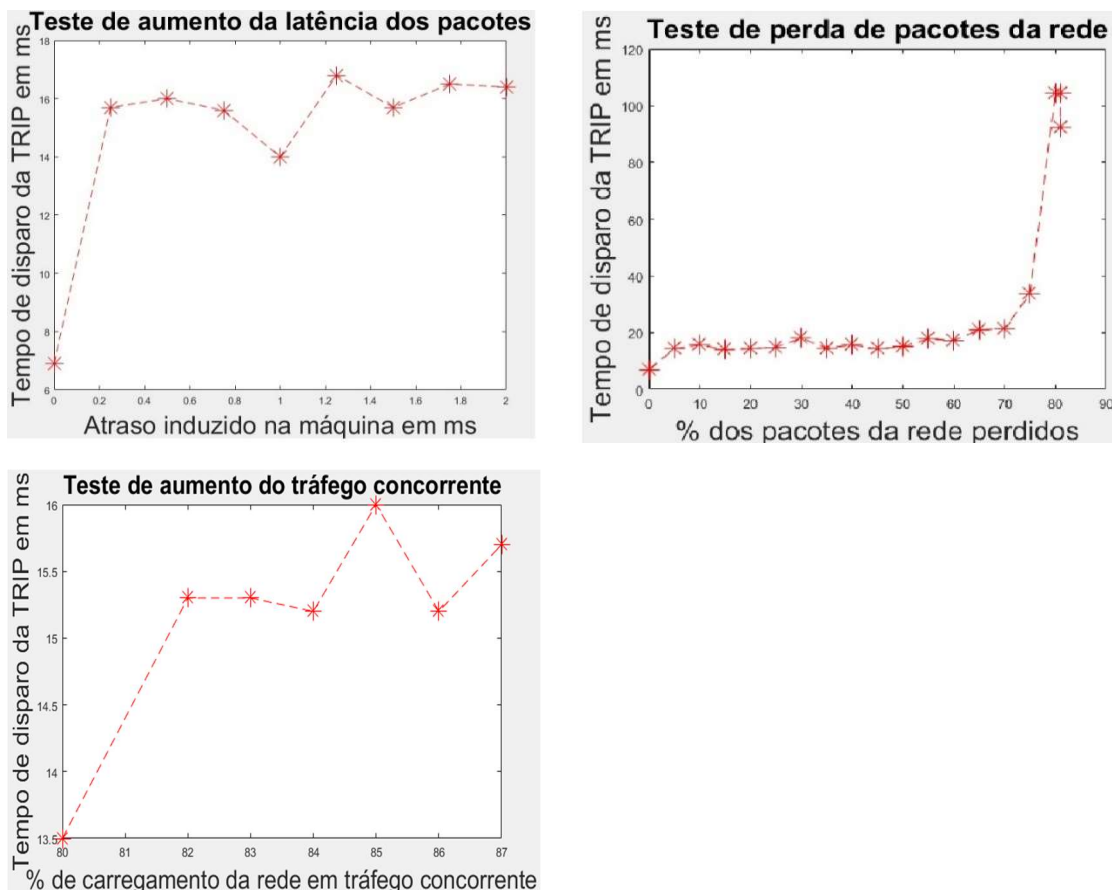


Figura 10:

- a) Tempo de sensibilização da variável TRIP com relação ao início da falta em ms para o teste de **perda de aumento na latência dos pacotes**.
- b) Tempo de sensibilização da variável TRIP com relação ao início da falta em ms para o teste de **perda de pacotes da rede**.
- c) Tempo de sensibilização da variável TRIP com relação ao início da falta em ms para o teste de **aumento de tráfego concorrente**.

## 6.0 CONCLUSÃO



A norma IEC 61850 traz novas possibilidades com o uso de protocolos como o SV. No entanto, seu uso criou novos desafios. Neste artigo, o uso do protocolo SV em esquemas de proteção diferencial de linha é discutido. Uma análise de viabilidade foi realizada com duas linhas de 500 kV da TAESA, que exercem um papel importante nos troncos de interligações Norte -- Sul e Norte -- Nordeste.

Conforme analisado, o esquema de proteção diferencial se mostrou viável para as duas LTs estudadas, onde pode-se confirmar que, mesmo para faltas de alta impedância, o relé é sensibilizado para os curtos aplicados em diferentes pontos ao longo da linha. No entanto, a análise de rede de comunicação mostrou que um ponto importante de avaliação para implementação desta proposta é a arquitetura da rede e as condições operativas. Caso os atrasos associados à comunicação das mensagens SV sejam altos, os impactos negativos na velocidade geral da proteção podem comprometer o esquema. Além disso, situações de tráfego concorrente na rede e perda de pacotes devido a lotação da capacidade da porta podem comprometer, também, o desempenho da proteção diferencial como um todo. Todavia, não é somente a latência que impacta na solução, mas também a resiliência. Uma comunicação ponto-a-ponto que ganha em velocidade perde em resiliência de rede de comunicação, já que, em caso de falha, não possui caminho redundante. Nesse sentido, é fundamental a análise da rede para a viabilidade do esquema proposto.

Outro ponto interessante é a associação direta entre a latência induzida máxima nos testes e a correspondência desse tempo para o comprimento da linha de transmissão, nessa análise inicial é possível ver que o limite atual para proteções diferenciais de linha é em torno de 100 km de extensão pode ser estendido. Apesar dos 2 ms equivalerem a 400 km de fibra, a associação não é direta com uma realidade de linha de transmissão, pois há outros pontos de latência extra e outras considerações a serem realizadas em um esquema diferencial.

Para trabalhos futuros, serão realizados testes mais detalhados da rede, trazendo mais *switches* e outros componentes de rede entre o caminho a fim de se aproximar mais de um ambiente real, utilizando tráfegos concorrentes presentes em SE e automatizando a coleta dos resultados dos testes a fim de se aumentar a confiança dos resultados a partir de várias amostras do mesmo teste. Também será realizado um levantamento de requisitos da proteção diferencial que a mantém, até o momento, nesse limiar de 100 km de extensão de linha, e direcionar a análise dos resultados de forma a associá-lo diretamente a formas de se superar esse limite através do uso de SVs. Apesar de ainda não existir um IED de proteção diferencial de linhas com suporte ao protocolo SV, estudos práticos podem ser realizados com a utilização de IEDs de proteção diferencial de barramentos ou transformadores com suporte ao SV.

## 7.0 REFERÊNCIAS

- [1] Miller, H.; Burger, J.; Fischer, N.; Kasztenny, B. SOLUÇÕES MODERNAS PARA PROTEÇÃO DIFERENCIAL DE CORRENTE DE LINHA; XXI SNTPEE, Florianópolis/SC, 2011.
- [2] 7SD87, M. S. (2019). *SIPROTEC 5 Distance and Line Differential Protection, Breaker Management for 1-Pole and 3-Pole Tripping 7SA87, 7SD87, 7SL87, 7VK87 V8.01 and higher*.
- [3] IEC International Electrotechnical Commission 61850. (2003-2020).
- [4] SEL-487E-3,-4 Transformer Protection Relay and SEL-400 Series Relays; <https://selinc.com/products/487E/docs/>, 2021. <acesso em 05/05/2021>
- [5] Lopes, W. O. (2018). Teleprotection over SONET based on IEC 61850. *2018 Simposio Brasileiro de Sistemas Elétricos (SBSE)*. Niterói.
- [6] Mamede Filho, J. a. (2011). *Proteção de Sistemas Elétricos de Potência*. RJ, Brasil: LTC.
- [7] Manual SEL-311L-1, -7. (2010). *SEL-311L-1, -7 Relay Protection and Automation System*.
- [8] RED670, M. A. (2017). *Line differential protection RED670 Version 2.2 ANSI Technical manual*.
- [9] Y. Liu, H. G. (2011). A Design Scheme of Line Current Differential Line Current Differential Protection Based on IEC61850. *2011 IEEE Power Engineering and Automation Conference*.
- [10] I. Ali, S. M. (2017). Communication Modeling for Differential Protection in IEC 61850 Based Substations. *IEEE Transactions on Industry Applications*.
- [11] Cigré. 34/35.11, C. J. *Protection Using Telecommunications* (2001).
- [12] Ali, I.; Suhail Hussain, S. M.; Tak, A.; Ustun, T. S. Communication Modeling for Differential Protection in IEC 61850 Based Substations; *IEEE Transactions on Industry Applications*, Volume 54, Issue: 1, 2015
- [13] Bailey; Edwin. D; Edwin. W. Practical fiber optics; *IEEE Transactions on Industry Applications*, pages 45 - 46, 2003

## DADOS BIOGRÁFICOS



Graduado em engenharia elétrica pela Universidade Federal Fluminense (UFF), participa do comitê de Proteção e Controle (B5) do Cigré Brasil, foi estagiário por dois anos na gerência de proteção e controle do Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS). Tem experiência na área de Automação e Proteção de Sistemas Elétricos com cursos de proteção e automação de sistemas elétricos pela SEL Brasil. Também realizou um projeto de pesquisa e desenvolvimento no tópico Teleproteção pela Norma IEC 61850 um projeto financiado pela Taesa e a realizado na UFF. Atualmente é aluno de pós graduação em engenharia elétrica pela Universidade Federal Fluminense (UFF).

(2)                      ARTHUR                      AUGUSTO                      PEREIRA                      CRUZ  
 Graduado em Engenharia Elétrica pela UFJF e pós graduado em Automação de Subestações e Gestão de Projetos. Possui mais de dez anos de experiência, tendo iniciado a sua carreira como técnico em mecânica de manutenção. Trabalhou com o comissionamento de usinas e subestação e atualmente é Engenheiro de Transmissão Sênior na Gerência Executiva de Engenharia de Transmissão da TAESA onde trabalha com comissionamento de novos projetos, análise de ocorrências e estudos de engenharia em geral.

(3)                      THALES                      TERROLA                      E                      LOPES  
 Professor Adjunto do curso de Engenharia Elétrica da Universidade Federal Fluminense (UFF) e engenheiro eletricitista da Eletrobras / Procel. Possui graduação, mestrado e doutorado em Engenharia Elétrica, com ênfase em Sistemas de Energia Elétrica, pela COPPE/UFRJ. Pela Eletrobras já atuou na gestão e execução de projetos de PDI, Programa LPT e atualmente atua como engenheiro no Procel. Anterior a UFF, foi engenheiro na Eletrosul e professor dos cursos de Engenharia Elétrica do CEFET-RJ, UFRJ e USU. Dentre as atividades na UFF, destacam-se o ensino em diferentes disciplinas da graduação, atuação em projetos de pesquisa e extensão e orientação de alunos.

(4)    YONA    LOPES  
 Yona Lopes é professora no Departamento de Engenharia Elétrica e no Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica e de Telecomunicações da Universidade Federal Fluminense (UFF), em Niterói (Rio de Janeiro). Doutora em Computação, Mestre em Engenharia Elétrica e de Telecomunicações, Engenheira e Técnica em Telecomunicações. Atuou por mais de dez anos como consultora em automação de subestações e digitalização de sistemas elétricos, principalmente com IEC 61850, e por mais de quinze anos com Telecomunicações. Yona atua também no GT D2 do CIGRE Brasil, é certificada HCIA 5G pela Huawei e trabalhou com Propriedade Intelectual com enfoque em Patentes.