

Sampled Values em Proteção Diferencial de Linhas - Desafios de Implementação

Matheus Felipe Ayello Leite*
 Arthur Augusto Pereira Cruz**
 Angelo Cesar Colombini, Yona Lopes*

* *Universidade Federal Fluminense, Niterói, RJ*
 (e-mails: *matheus_felipe, acolombini, yonalopes@id.uff.br*).

** *Transmissora Aliança de Energia Elétrica S.A., Rio de Janeiro, RJ*
 (e-mail: *arthur.cruz@taesa.com.br*)

Abstract: Differential protection presents a great sensibility when it comes to isolating equipment under fault conditions. With the arrival of IEC 61850 standard, the use of non-conventional instrument transformers, and the need for a communication network to perform the exchange of messages inside and in between substations, a new horizon has been presented to protection engineers with new opportunities emerging. This paper proposes the use of Sampled Value messages – IEC 61850 standard – to use it on differential protection for transmission lines. A feasibility study for the use of differential protection is carried out on two 500 kV transmission lines belonging to the company TAESA, through the Aspen Oneliner software. The communication network to support the proposal has also been evaluated with switches utilized in substations. The results indicate that the solution is feasible; however, the communication network's simplicity is essential to achieve a balance between speed and resilience.

Resumo: Proteções diferenciais apresentam uma grande seletividade ao isolar o equipamento sobre falta. Com o advento da norma IEC 61850, a implementação de transformadores de medição não convencionais e o uso de uma rede de comunicação para troca de mensagens entre e dentro de subestações digitais, surge um novo horizonte para engenheiros de proteção com novas oportunidades emergindo. Este artigo propõe o uso de mensagens Sampled Values – norma IEC 61850 – para efetuar a proteção diferencial em linhas de transmissão. É realizada uma análise de viabilidade da proteção diferencial e um estudo de caso para duas linhas de transmissão de 500 kV da TAESA, através do software *Aspen Oneliner*. A rede de comunicação para dar suporte a proposta também foi avaliada com *switches* utilizados em subestações. Os resultados indicam que a solução é viável, no entanto, a simplicidade na rede de comunicação é imprescindível para alcançar o equilíbrio entre velocidade e resiliência.

Keywords: Differential protection; IEC 61850; Sampled Values; Transmission lines; Transmission lines protection.

Palavras-chaves: Proteção diferencial; IEC 61850; Sampled Values; Linhas de transmissão; Proteção de linhas de transmissão.

1. 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 Y. Liu and Xiang (2011), a proteção diferencial — quando comparada aos esquemas de sobrecorrente, distância e comparação direcionais — é superior do ponto de vista da estabilidade, velocidade e seletividade. Desta forma, é amplamente utilizada para

proteção de transformadores de potência, geradores, barramentos de subestações e Linhas de Transmissão (LTs).

Devido a necessidade de padronização na comunicação dos dispositivos que fazem parte das subestações, além da possibilidade de redução significativa no custo estrutural de subestações (Y. Liu and Xiang, 2011) e outras características, a norma IEC 61850 (IEC, 2003) foi criada. A norma possibilita o uso de transformadores de instrumentos modernos (como Transformador de Correntes (TCs) 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

* Os autores gostariam de agradecer a empresa Transmissora de Energia Elétrica S.A. — TAESA, pelo apoio financeiro durante o desenvolvimento deste artigo no âmbito do projeto de P&D – código ANEEL PD-07130-0053/2018– e também pelo fornecimento de dados do sistema de transmissão do estudo de caso. Os autores agradecem ainda a CAPES, o CNPq, a FAPESP, a FAPERJ e o INERGE.

o tempo de implantação. Isto ocorre, dentre outros motivos, em função da possibilidade da utilização das *Merging Units* (MUs). As MUs recebem o cabeamento convencional do pátio e enviam os sinais adquiridos via protocolo *Sampled Values* (SV) (IEC, 2004) até os *Intelligent Electronic Devices* (IEDs). 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, vale ressaltar que com os TCs óticos não haverá risco de saturação e as informações já serão enviadas aos IEDs via protocolo SV S. Richards (2008).

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 normalizados, 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. O presente artigo discute a arquitetura convencional e o uso de uma arquitetura redundante.

Além da proposta de uma nova arquitetura em conjunto com a discussão do método convencional, o artigo também avalia os desafios e os requisitos para realização da proteção diferencial em linhas de transmissão. Para estudo de caso, foram utilizadas duas linhas de transmissão de 500 kV da TAESA. O trabalho faz parte do projeto de P&D — código ANEEL PD-07130-0053/2018 — entre a TAESA e a Universidade Federal Fluminense.

A viabilidade de um esquema de proteção diferencial nestas linhas é avaliada. O estudo foi realizado a partir de simulações com falhas de alta impedância no software *Aspen Oneliner*. Tal tipo de curto apresenta impasses a proteção diferencial e, portanto, é objeto de discussão deste artigo.

Uma outra característica ocorre em virtude da possibilidade de digitalização dos dados analógicos de acordo com a norma e seu envio via rede de comunicação. Isto é feito através das mensagens SV que permitem a proteção diferencial em LTs, onde ambos os terminais enviam medições locais de corrente entre si sob o protocolo normalizado.

Sendo assim, o comportamento de uma rede Ethernet a partir da troca de mensagens SV é avaliado e seu impacto para a solução discutido. A arquitetura proposta para viabilizar a solução, levou em conta os testes realizados, expostos na seção 6, para alcançar equilíbrio entre velocidade e resiliência da rede de comunicação.

O artigo está organizado da seguinte forma. A Seção 2 faz uma revisão dos esquemas tradicionais, fundamenta o método a ser estudado e aborda os requisitos da rede. Os trabalhos relacionados são abordados na Seção 3. Já a proposta, o estudo de caso e os testes de comunicação são discutidos nas Seções 4, 5 e 6. Por fim, a partir dos resultados das simulações são apresentadas as conclusões e os trabalhos futuros na Seção 7.

2. 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 Subestações Elétricas (SEs) Mamede Filho and Mamede (2011).

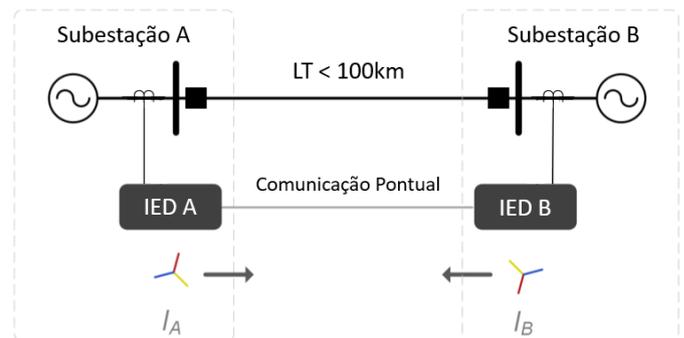


Figura 1. Aplicação típica de teleproteção baseada em comparação de estados. (Elaborada pelos autores)

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 IEEE C37.94, E1 ou G703 para estabelecer a comunicação entre as SEs Oliveira and Lopes (2018).

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, são discutidas duas aplicações encontradas em relés de proteção dos fabricantes *ABB RED670* (2017), *SEL Manual SEL-311L-1* (2010) e *Siemens 7SD87* (2019).

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, e a corrente de operação é o módulo da soma vetorial de ambas as correntes dos terminais. A Figura 2 representa a característica de operação deste princípio.

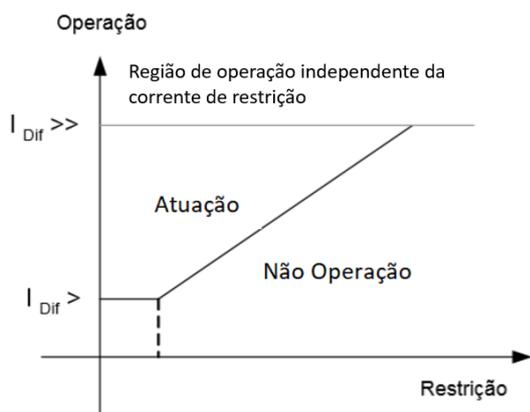


Figura 2. Característica Diferencial Percentual. (Elaborada pelos autores.)

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 cujo 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 de corrente (RTC) que lê a corrente do equipamento RED670 (2017). Por recomendação de fabricantes, o *Slope* é ajustado em 0,3 para permitir estabilidade contra faltas externas. Para o $I_{Dif} >>$ é necessário avaliar cenários de fechamento sob falta, o que torna a determinação do parâmetro mais complexa, em 7SD87 (2019) está exposto o método de parametrização desta variável para o IED *Sisprotec* 7SD87.

Ângulos de Fase no Plano R-X: Uma outra forma de se realizar a proteção diferencial é utilizando o ângulo entre a corrente do terminal remoto e a corrente do terminal local. Para realizar isso, é efetuada a divisão entre as duas correntes, e inserindo o resultado em um plano de impedâncias R-X. Caso o vetor resultante desta divisão se encontre localizado na área demarcada como região de operação, conforme a Figura 3, a proteção atuará. Em Manual SEL-311L-1 (2010), é detalhado a parametrização das regiões do plano R-X para esse método de proteção diferencial de linha em relés SEL-311L.

2.2 Comunicação e Sincronismo

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

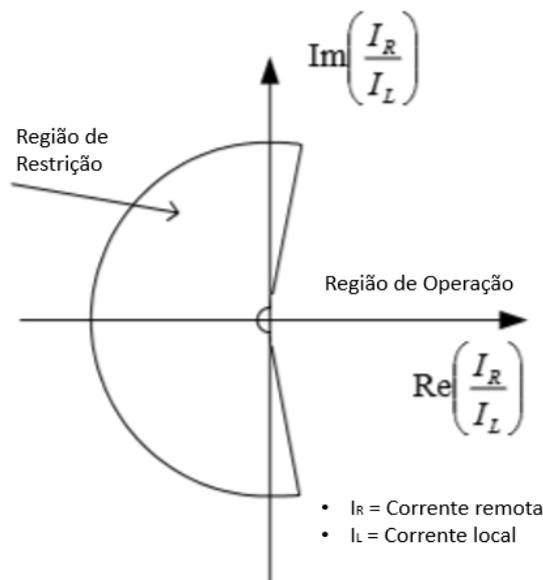


Figura 3. Característica Diferencial Plano R-X. Baseada em Manual SEL-311L-1 (2010)

atender a eficiência almejada (I. Ali and Ustun, 2017). Vale ressaltar que, carecendo de sincronia temporal, o esquema irá perder sua seletividade e confiabilidade Cigré Joint Working Group 34/35.11 (2001).

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, aqüistam amostras de um mesmo sinal 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 o canal não é determinístico, os protocolos estimam esse valor através do cálculo da latência do canal e de métodos de compensação de erros. Neste caso, os IEDs permanecem na mesma base horária.

Quando existe uma comunicação direta, Figura 4, 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. A Figura 4 ilustra o processo, após a aquisição dos fasores das correntes locais os relés enviam estas informações entre si. Antes do IED B calcular a corrente diferencial, o mesmo necessita traduzir a base temporal da medição enviada pelo IED A para a sua própria base. Para isso, o relé rotaciona o fasor de corrente e elimina a discrepância temporal, conforme ilustra a Figura 5.

2.3 Sampled Values - IEC 61850

A norma IEC 61850 visa padronizar 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 *International Electrotechnical Commission* (IEC). A norma é baseada em quatro pilares: modelo de informação; modelo

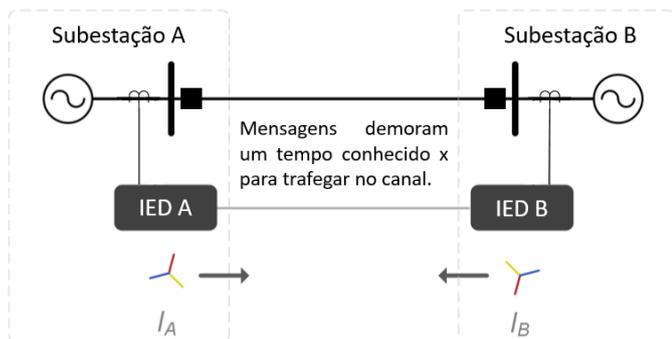


Figura 4. Proteção diferencial com a compensação da latência do canal. (Elaborada pelos autores)

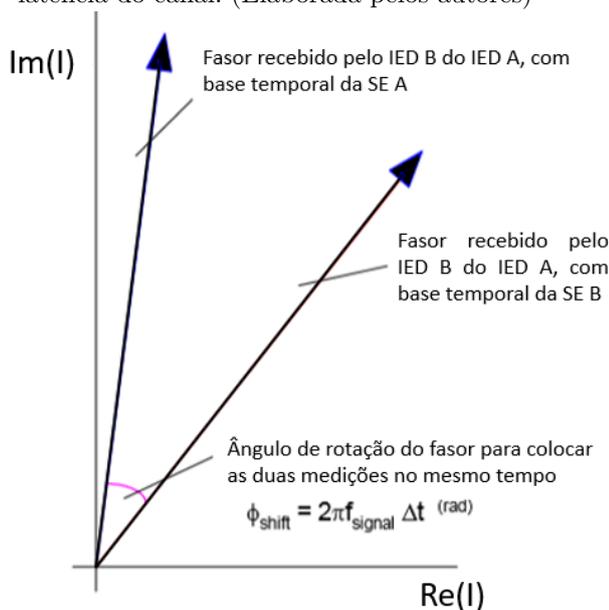


Figura 5. Sincronização Temporal. Rotação do fasor de corrente. (Elaborada pelos autores)

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 medidas, comandos, 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 da norma (IEC, 2004), que padroniza o envio de medições analógicas, posteriormente digitalizadas, através de uma rede Ethernet, tais como tensão e corrente. A Figura 6 ilustra um exemplo de arquitetura em SEs sob essa padronização.

Diversas extensões como a 7-420 (IEC, 2009), 90-1 (IEC, 2010), 90-5 (IEC, 2012) e 90-7 (IEC, 2013a), foram publicadas expandindo a norma para além de subestações, como recursos de energia distribuídos, teleproteção e sincrofases. Já a parte 90-4 da norma IEC (2013b), estabelece um guia para a engenharia de rede definindo requisitos de comunicação que devem ser garantidos.

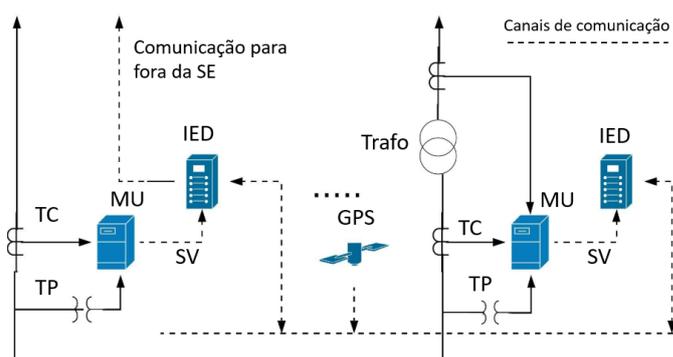


Figura 6. Exemplo de arquitetura com a utilização de SVs. (Elaborada pelos autores)

Especificamente, na parte 90-1 (IEC, 2010) 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 (Oliveira and Lopes, 2018).

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 das SEs, apesar da publicação da parte 90-1. Isso ocorre, pois esquemas que utilizam medições analógicas remotas geralmente operam sobre protocolos proprietários, sem aderência às padronizações da norma (Y. Liu and Xiang, 2011).

3. TRABALHOS RELACIONADOS

Existem diversos trabalhos que exploram a utilização de mensagens SV em proteção diferencial de barra e em transformadores de potência (Apostolov, 2009; D. M. E. Ingram and Campbell, 2014). Para linhas de transmissão, no entanto, há poucos trabalhos, e o enfoque desses tem sido no sincronismo temporal, sem levar em consideração o lado operacional do esquema, carecendo de estudos de viabilidade.

Y. Liu and Xiang (2011) discutem a proteção diferencial de linhas baseada em IEC 61850, os autores realizam uma análise teórica criteriosa e com ênfase majoritária na sincronização temporal e concluem que é viável sua utilização. No entanto, não foi feita avaliações ou simulações que validem sua proposta. D. M. E. Ingram and Campbell (2014) realizam experimentação, com o uso de um *Real Time Digital Simulator* (RTDS) e equipamentos utilizados em Subestação Elétrica (SE) digitais, e defendem o mecanismo para uso na proteção de transformadores. Uma contribuição importante do artigo foi a avaliação do desempenho do esquema a partir da defasagem temporal proposital entre as MUs, foi observado que 1 ms de diferença já foi o suficiente para ocasionar diversas atuações indevidas próximas a curva de restrição da função diferencial.

Em Cigré Joint Working Group 34/35.11 (2001) é estabelecido uma assimetria temporal máxima de 0,1 ms para garantir a confiabilidade em quaisquer esquemas de proteção diferencial. Já R. Bächli (2017) afirma que mais recentemente esse requisito foi elevado a 0,2ms. Os autores também afirmam que, para sistemas que operam na frequência de 60Hz, uma assimetria de 0,4ms significa uma

discrepância angular de $3,6^\circ$ entre as correntes, o que pode levar a problemas na sensibilidade do esquema.

Em An et al. (2012), os autores discutem o desempenho de uma proteção diferencial em alimentadores utilizando a sincronização por *Global Positioning System* (GPS) e demonstram resultados a partir da utilização no sistema de transmissão elétrica do Reino Unido. Também é apresentada uma arquitetura de rede com rotas *backups* para a proteção diferencial e uma proposta futura de trabalho com a utilização de MUs, em que será possível avaliar a troca de mensagens SV entre os terminais na prática. Esses estudos indicam a necessidade de avaliação também na rede de comunicação e na análise dos requisitos temporais para a utilização de mensagens SV. Em R. Bächli (2017), apesar de não ser abordado o uso de IEC 61850, os autores realizaram testes de bancada avaliando o desempenho da proteção a partir de cenários de estresse da rede com o aumento do carregamento, assimetria nos canais de comunicação e *switchover* entre os caminhos da rede. I. Ali and Ustun (2017) fazem uma análise geral das possibilidades de arquiteturas e requisitos de rede para SEs digitais. Oliveira and Lopes (2018) realizaram um estudo em um projeto da empresa Braskem, no Brasil, com uma rede *SONET*, para avaliar o tempo de envio de mensagens de acordo com protocolos da norma IEC 61850. Os autores encontraram tempos reais de até 4,14ms incluindo o processamento do IED na origem e no destino. No entanto, a arquitetura era composta por um anel entre cinco subestações com distâncias variando de 2 Km até 5 Km.

No presente artigo, avalia-se o uso de SV para proteções diferenciais em linhas levando em consideração, também, uma visão operacional do método, ao reconhecer a diminuição do risco de saturação e ao realizar simulações de curto-circuitos em duas LTs de 500 kV do SIN. Outro ponto importante levantado é a possibilidade do aumento da robustez do canal com uma arquitetura redundante para a realização do envio de mensagens SV. Esta arquitetura será discutida na Seção 4.

4. PROTEÇÃO DIFERENCIAL DE LINHAS BASEADA EM SV

No presente trabalho, um esquema de proteção diferencial de linha baseado em SV é proposto. A arquitetura, ilustrada na Figura 7, 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 - IED SV PUB - para enviar informações sobre os valores de corrente aquisitados pelas MUs, o que possibilita o uso da técnica de comparação de estados sem a necessidade de soluções proprietárias de comunicação.

Um 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 8 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

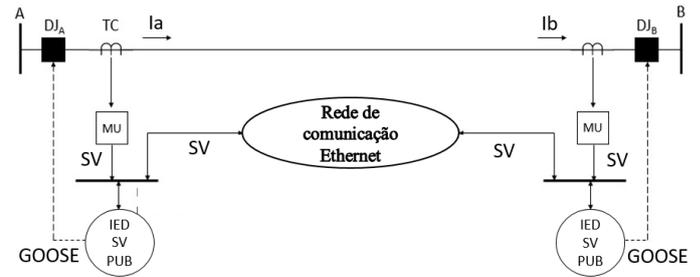


Figura 7. Arquitetura proposta. (Elaborada pelos autores)

a implementação de mais de dois caminhos possíveis, situação que se torna economicamente desfavorável na forma tradicional com adição de mais placas no relé.

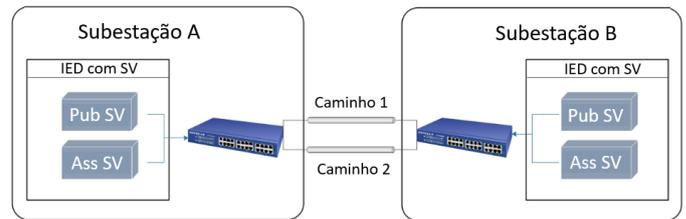


Figura 8. Arquitetura para proteção diferencial de linha com SV e redundância de comunicação. (Elaborada pelos autores)

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.

5. 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.

- (1) Serra da Mesa – Serra da Mesa 2: com 42 km de extensão;
- (2) Serra da mesa – Samambaia: com 248 km de extensão.

Ambas as linhas estão no estado de Goiás e exercem um papel importante nos troncos de interligações Norte – Sul e Norte – Nordeste. A TAESA é uma empresa do setor privado que desenvolve atividades de operação e manutenção em ativos de transmissão de energia elétrica, está presente em 17 estados no Brasil, sendo responsável pela supervisão de mais de três mil quilômetros de linhas de transmissão.

Conforme os dados levantado na Tabela 1, o parâmetro $I_{Dif} >$ 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 presentes nas linhas. Conforme a seção 2, essa parametrização é padrão no uso de esquemas diferenciais tipo percentual.

Tabela 1. Dados das linhas de transmissão

Linha de transmissão	Extensão (km)	RTC
Serra da Mesa - Samambaia	248,56	3000
Serra da Mesa - Serra da Mesa 2	42,68	2000

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 2 e 3. Os dados do estudo foram retirados do caso 1912PB presente na base de curto-circuito fornecido pelo Operador Nacional do Sistema (ONS) e as simulações de curto foram feitas no software *Aspen Oneliner*. A inclinação das curvas presentes nos gráficos das Figuras 9 e 10 seguem a recomendação da Seção 2 de 0,3.

Tabela 2. Simulação de faltas linha Serra da Mesa - Samambaia

Distância	Idif(A)	Irest(A)
25% de SM	545,90	1255,08
50% de SM	549,04	1240,21
75% de SM	1713,94	1738,12
99% de SM	2695,13	2269,75

Tabela 3. Simulação de faltas linha Serra da Mesa - Serra da Mesa 2

Distância	Idif(A)	Irest(A)
25% de SM	371,01	1330,86
50% de SM	693,42	1368,40
75% de SM	1026,16	1461,84
99% de SM	1337,81	1580,70

No gráfico da Figura 9, observa-se que para a Linha de Transmissão (LT) Serra da Mesa – Samambaia, quaisquer das faltas ao longo da linha entram na região de operação do relé.

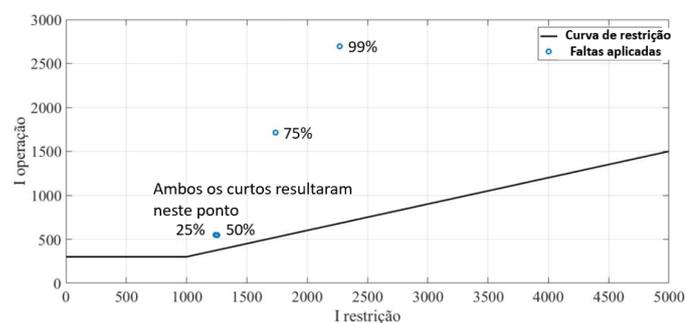


Figura 9. Curva de Operação da LT 500 kV Serra da Mesa – Samambaia.

Para o caso da LT Serra da Mesa – Serra da Mesa 2, apresentado na Figura 10, 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.

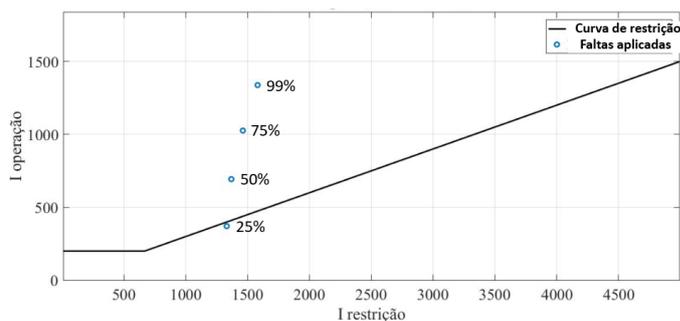


Figura 10. Curva de Operação da LT 500 kV Serra da Mesa – Serra da Mesa 2.

6. TESTES DE COMUNICAÇÃO

Para avaliar o impacto da rede de comunicação na troca de mensagens SV, foi realizada uma simulação com o software *SmartGridware IEC 61850 IED Simulator*. Para tanto, foi gerado dois arquivos de extensão *Configured IED Description (CID)* no software *AcSELerator Architect* e emulado os dois IEDs SEL 421-7 *Publisher* e, a partir disso, realizar o envio de mensagens SV entre os dois relés simulados.

Um item importante considerado nos testes foi a sincronização temporal. No que tange a proteção diferencial, é fundamental que as amostras somadas estejam no mesmo instante de tempo. Conforme abordado na Seção 3, a falta de precisão no sincronismo temporal das amostras resulta em uma discrepância angular entre as correntes, o que irá interferir negativamente na sensibilidade do esquema. Para se obter a sincronização necessária entre os dois hardwares operando como IEDs na simulação, foi utilizando o software *PTPSync*, que sincroniza ambos os computadores com precisão temporal PTP.

As mensagens foram enviadas a uma taxa de 80 amostras por ciclo do sistema elétrico, produzindo 4.800 *frames* por segundo em sistemas com frequência de 60 Hz. Essa frequência é padronizada pela norma (IEC, 2004) para proteção. Observa-se, na Figura 11, que o tráfego gerado que fica próximo a 5 Mbps, estando portanto de acordo com o previsto na norma. É importante notar que a natureza constante do tráfego SV permite uma estimativa mais correta do seu atraso de comunicação. Em sistemas que utilizem essa estimativa para compensar o atraso em seus algoritmos, o tráfego constante contribui para maior assertividade.

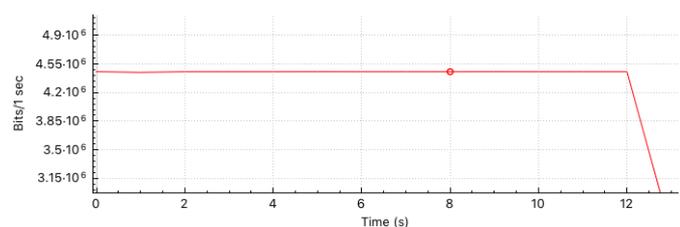


Figura 11. Captura Realizada no Wireshark do Tráfego SV indicando o tráfego constante

No entanto, caso a arquitetura de comunicação possua um caminho alternativo é necessário atenção. Se o caminho

alternativo for diferente, mesmo com um tráfego constante, seu atraso pode variar, o que irá impactar no desempenho da proteção. Por esse motivo, as soluções proprietárias utilizam arquitetura ponto a ponto que só possuem uma opção de caminho, no entanto, também por esse motivo perdem em resiliência.

Para avaliar esse comportamento, foi realizado o teste com o aumento gradativo do número de *switches* a fim de verificar o impacto deste aumento no atraso da rede. A Figura 12 ilustra esse resultado com o aumento gradativo de 2 *switches* até 5 *switches*.

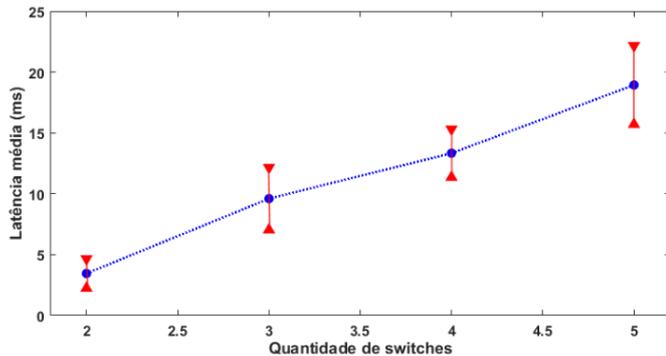


Figura 12. Avaliação do atraso da rede com o aumento do número de saltos.

Com isso, verifica-se que arquiteturas mais simples, com caminhos com menos saltos, devem ter preferência para comunicação entre subestações por possuírem um atraso menor. Para o estudo de caso realizado, uma arquitetura redundante com 2 *switches*, como a apresentada na Figura 7, seria suficiente para aumentar a resiliência sem interferir na latência.

Ressalta-se que os testes foram realizados com os equipamentos disponíveis, onde o meio físico utilizado foi o par trançado e a taxa de transmissão dos enlaces foi fixada em 100 Mbps. Esse cenário atribui muito mais atraso ao sistema quando comparado a fibra óptica, cuja qual é utilizada de fato entre subestações. Dessa forma, a análise visa avaliar o comportamento sob cenários diferentes para escolha de uma arquitetura adequada e não o atraso final em si. Para tal requisito de rede, é extremamente necessário que sejam reproduzidos fielmente o meio de transmissão utilizado, equipamentos intermediários e distância de comunicação.

7. 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. 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, para o aumento gradativo dos números de saltos, verificou-se que o atraso cresce ao ponto de inviabilizar a proposta.

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. Assim, uma boa opção para a solução seria uma arquitetura com dois *switches* e dois caminhos (Figura 7), que equilibre velocidade e resiliência. Verificou-se que, caso os enlaces tenham as mesmas características e a mesma quantidade de saltos, as mensagens SV sofreram o mesmo atraso independente do caminho utilizado.

Para trabalhos futuros, serão utilizados IEDs com capacidade de publicar e assinar mensagens SV a fim de se verificar os resultados da simulação num ambiente de laboratório mais verossímil com equipamentos utilizados em SEs digitais.

REFERÊNCIAS

- 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*.
- An, W., Tart, N., Barron, D., Bingham, M., and Hackett, A. (2012). A transmission utility's experience to date with feeder unit protection systems. In *11th IET International Conference on Developments in Power Systems Protection (DPSP 2012)*, 1–6. doi:10.1049/cp.2012.0010.
- Apostolov, A. (2009). Iec 61850 based bus protection – principles and benefits. *2009 IEEE Power Energy Society General Meeting*.
- Cigré Joint Working Group 34/35.11 (2001). Protection using telecommunications. Technical Report August, Cigré. URL <https://e-cigre.org/publication/192-protection-using-telecommunications>.
- D. M. E. Ingram, P. Schaub, R.R.T. and Campbell, D.A. (2014). System-level tests of transformer differential protection using an iec 61850 process bus. *IEEE TRANSACTIONS ON POWER DELIVERY*.
- I. Ali, S. M. S. Hussain, A.T. and Ustun, T.S. (2017). Communication modeling for differential protection in iec 61850 based substations. *IEEE Transactions on Industry Applications*.
- IEC (2003). Communication networks and systems in substations – Part 5: Communication requirements for functions and device models. Technical report, International Electrotechnical Commission.
- IEC (2004). Communication networks and systems in substations – Part 9-2: Specific Communication Service Mapping (SCSM) – Sampled values over ISO/IEC 8802-3. Technical report, International Electrotechnical Commission.
- IEC (2009). Communication networks and systems for power utility automation Part 7-420: Basic communication structure distributed energy resources logical

- nodes. Technical report, International Electrotechnical Commission.
- IEC (2010). Communication networks and systems for power utility automation, Part 90-1: Use of IEC 61850 for the communication between substations. Technical report, International Electrotechnical Commission.
- IEC (2012). Communication networks and systems for power utility automation, Part 90-5: Use of IEC 61850 to transmit synchrophasor information according to IEEE C37.118. Technical report, IEC.
- IEC (2013a). Communication networks and systems for power utility automation - Part 90-7: Object models for power converters in distributed energy resources (DER) systems. Technical report, IEC.
- IEC (2013b). Communication networks and systems for power utility automation – Part 90-4: Network engineering guidelines. Technical report, International Electrotechnical Commission.
- Mamede Filho, J. and Mamede, D.R. (2011). *Proteção de Sistemas Elétricos de Potência*, volume 1. LTC, RJ, Brasil.
- Manual SEL-311L-1, . (2010). *SEL-311L-1, -7 Relay Protection and Automation System*.
- Oliveira, W. and Lopes, Y. (2018). Teleprotection over sonet based on iec 61850. In *2018 Simposio Brasileiro de Sistemas Eletricos (SBSE)*, 1–6. doi:10.1109/SBSE.2018.8395834.
- R. Bächli, M. Häusler, M.K. (2017). Teleprotection solutions with guaranteed performance using packet switched wide area communication networks. *2017 70th Annual Conference for Protective Relay Engineers (CPRE)*.
- RED670, M.A. (2017). *Line differential protection RED670 Version 2.2 ANSI Technical manual*.
- S. Richards, D. Chatrefou, D.T.F.G. (2008). Non-conventional instrument transformer solutions - experience of the process bus iec 61850-9.2. *IET 9th International Conference on Developments in Power Systems Protection*.
- Y. Liu, H. Gao, W.G.N.L. and Xiang, M. (2011). A design scheme of line current differential protection based on iec61850. *2011 IEEE Power Engineering and Automation Conference*.