

Proteção Diferencial de Barras de Subestações de Distribuição: Análise do funcionamento de metodologias fundamentadas na Norma IEC 61850

Ângelo Felipe Sartori*. Adriano Peres de Moraes**. Diomar Adonis Copetti Lima***. Ulisses Chemin Netto****
Daniel Pinheiro Bernardon*****. Wagner Seizo Hokama*****. Júlia Beatriz Ramos da Conceição*****

*Universidade Federal de Santa Maria, RS, BRA (Tel: (55) 9.9108.6306; e-mail: sartori.af@gmail.com).

**Universidade Federal de Santa Maria, RS, BRA (e-mail: adriano@ctism.ufsm.br)

*** Universidade Federal de Santa Maria, RS, BRA (e-mail: diomarlina@gmail.com)

**** Universidade Tecnológica Federal do Paraná, PR, BRA (email: ucnetto@utfpr.edu.br)

***** Universidade Federal de Santa Maria, RS, BRA (e-mail: dpbernardon@ufsm.com)

***** CPFL Energia, SP, BRA (e-mail: whokama@cpfl.com.br)

***** CPFL Energia, SP, BRA (e-mail: jbeatrizramosdaconceicao@cpfl.com.br)

Abstract: This work aims to present two approaches for busbar protection of Distribution substations using the IEC 61850 standard. At the station bus level, the first one uses a decentralized methodology through logic between IEDs with function 50 and the GOOSE message. The second, the more challenging methodology, makes use of the process bus, in which it centralizes the Sampled Values from the Merging Units to perform the busbar protection. The simulations of faults internal and external to the distribution substation bus, in addition to overload conditions, were implemented in the real-time software HYPERSIM – OPAL-RT. Through the simulations, the functioning of the two promising methodologies regarding the digitization of substations is analyzed.

Resumo: Este trabalho tem por objetivo apresentar duas abordagens para a Proteção Diferencial de Barras de Subestações de Distribuição com o uso da norma IEC 61850. A primeira delas, referente ao barramento da estação, faz uso de metodologia descentralizada através de lógica entre IEDs com função 50 e mensagem GOOSE. A segunda metodologia, mais desafiadora, faz uso do barramento do processo, em que centraliza os *Sampled Values* provenientes das *Merging Units* para realizar a proteção diferencial de barra. As simulações de faltas internas e externas ao barramento da subestação de distribuição, além de condição de sobrecarga, foram realizadas utilizando o *software* de simulação em tempo real HYPERSIM – OPAL-RT. Por fim, os resultados apresentados buscam mostrar soluções que atendam a proteção de barra.

Keywords: IEC 61850; Busbar Differential Protection; GOOSE; Sampled Values; Process Bus.

Palavras-chaves: IEC 61850; Proteção Diferencial de Barras; GOOSE; *Sampled Values*; Barramento de Processo.

1. INTRODUÇÃO

Em subestações convencionais a comunicação entre os diversos equipamentos existentes no pátio da Subestação Elétrica (SE) e a sala de controle é realizada de forma analógica utilizando cabeamento rígido, normalmente condutores de cobre, através de vários circuitos em corrente contínua. Em função do tamanho da SE, da localização dos componentes e da complexidade do sistema de proteção e controle, a comunicação resultará em um número elevado de cabos com diferentes comprimentos que precisam ser projetados, instalados, comissionados, testados e submetidos à manutenção rotineira. Com a evolução tecnológica durante as últimas décadas, o monitoramento do estado de equipamentos, envio de sinais de sinalização e *trip* já vem sendo realizado em algumas SEs através da troca de dados estabelecida pela norma IEC 61850. Ou seja, o barramento da

estação, com suas mensagens GOOSE já é uma realidade em várias empresas no Brasil. No entanto, a utilização do barramento de processos (*Sampled Values* - SV) ainda é um desafio para as empresas do setor elétrico.

A infraestrutura de comunicações proposta pela norma IEC 61850, apresenta-se como solução fundamental para a automação de SEs, pois a norma define os serviços, protocolos, modelagem de dados, restrições de tempo para troca de mensagens e diretrizes de engenharia para o projeto de Sistemas de Automação de Subestações (SAS) (IGARASHI; SANTOS, 2014) - (ANDERSSON; BRUNNER; ENGLER, 2003). As soluções baseadas na norma IEC 61850 proveem maior flexibilidade, desempenho, segurança e custos reduzidos quando comparadas a outras soluções para realizar a proteção, automação e controle da SE (APOSTOLOV, 2009). Ela possibilita o desenvolvimento de

novos esquemas de proteção a partir do uso das mensagens GOOSE e SV, distribuídas em uma rede LAN no interior da SE, que em outra base tecnológica seriam de difícil implementação e elevado custo.

A proteção do barramento da SE é realizada por relés diferenciais (IEEE C37.2 87B). No entanto, em SEs de distribuição em Média Tensão (MT) que possuem, normalmente, um elevado número de alimentadores, o custo de implantação da proteção 87B não justifica a sua aplicação, sendo a proteção do barramento comumente feita por relés de sobrecorrente (IEEE C37.2 50/51). Dessa forma, neste artigo serão apresentados dois esquemas de proteção de barras para subestações de distribuição fundamentados na norma IEC 61850. O primeiro delas é uma abordagem descentralizada e baseada em uma lógica de usuário criada com a função IEEE C37.2 50 e mensagens GOOSE enquanto a segunda utiliza uma abordagem de proteção diferencial centralizada através das mensagens SV. Os resultados apresentarão um comparativo a respeito da confiabilidade e tempo de atuação dos dois esquemas propostos.

2. NORMA IEC 61850

Uma das características mais exploradas na norma é a interoperabilidade, isto é, a capacidade dos dispositivos de diferentes fabricantes se comunicarem por meio de um mesmo protocolo (LOPES et al., 2012).

O objetivo da norma IEC 61850 é fornecer um padrão de comunicação que atenda às necessidades de interoperabilidade (INGRAM et al., 2013) abrangendo os três níveis do SAS, isto é, o de estação, o de *bay* e o de processo, através de dois barramentos, o barramento da estação e o barramento de processos, como ilustra a Fig. 1. As principais vantagens da aplicação dos protocolos presentes na norma IEC 61850 são o aumento da segurança (manutenção em circuitos e dispositivos que estão conectados no secundário dos Transformadores de Corrente (TCs) e Transformadores de Potencial (TPs) passam a trabalhar com sinal digital e não mais com potência), além da redução dos custos (substituição de cabos de cobre por fibra óptica ou cabos *ethernet*) e do tempo para implementação da SE (LEITE et al., 2021).

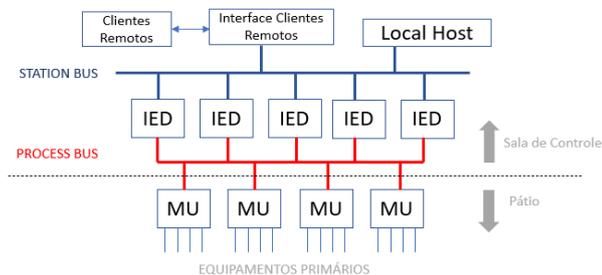


Fig. 1 Níveis do SAS.

São três formas de comunicação que a norma IEC 61850 estabelece: MMS (cliente-servidor), GOOSE e *Sampled Values* (SV). A primeira realiza a troca de mensagens comumente com supervisórios, não possuindo tempo crítico, enquanto o segundo e terceiro protocolo possuem tempos críticos para a troca de mensagens.

1.1 Protocolo GOOSE

As mensagens GOOSE possuem alta prioridade, além de possuírem alta velocidade de transmissão. Quando um publicador envia a mensagens, a informação atinge todos os componentes conectados à rede, isto é, a mensagem é do tipo *multicast*. Dessa forma, somente o *Intelligent Electronic Device* (IED) interessado na mensagem irá absorvê-la e processá-la de acordo com a instrução recebida. Isso torna a comunicação GOOSE altamente eficiente (AGUIAR, 2017). O tráfego ocorre na segunda camada do modelo ISO/OSI e as informações trafegadas comumente enviam mensagens de status de equipamentos, alarmes e comandos com requisito de tempo. Além disso, a mensagem GOOSE possui um mecanismo de retransmissão para assegurar a entrega da informação desejada (JUSTINA, 2021).

1.2 Protocolo Sampled Values

A parte 9-2 da norma IEC 61850 define a estrutura de dados do protocolo SV. Nesta parte a norma padroniza a forma de transmissão dos valores digitalizados das medições oriundas dos TCs e TP ópticos ou convencionais com auxílio de *Merging Units* (MU) (LEITE et al., 2020).

A transmissão das mensagens SV utiliza o mesmo mecanismo que o protocolo GOOSE, isto é, *publisher* (publicador) *subscriber* (assinante), porém não faz uso da retransmissão como ocorre com as mensagens GOOSE (SOUZA, 2021).

A implementação do Barramento de Processos, com a utilização das mensagens SV, torna-se atraente uma vez que os valores de tensão e corrente dos barramentos são transmitidos em pacotes digitalizados na rede *ethernet*, permitindo qualquer equipamento, desde que compatível com as mensagens SV, conectado à rede LAN, possa utilizar as medições de tensão e corrente para realizar novos esquemas de proteção, automação e controle.

3. PROTEÇÃO DIFERENCIAL DE BARRAS DE MT

O Sistema Elétrico de Potência (SEP) é suscetível a diversas faltas, as quais podem provocar a operação anormal do sistema. Essas faltas podem ser de natureza mecânica, elétrica ou térmicas (ALVARENGA, 2014). Entre as faltas de natureza elétrica que podem ocorrer no SEP, destacam-se as que ocorrem nos barramentos das SEs.

O barramento principal de uma subestação concentra uma grande quantidade de potência e muitas derivações para atendimento de cargas elétricas, tornando-se um elemento de elevada importância para a confiabilidade do sistema. Para Vásquez, (2019) os barramentos são talvez os elementos mais críticos por terem níveis de curto-circuito elevados e porque a saída deles de operação ocasiona grande número de desligamentos forçados. Situação que influencia diretamente nos indicadores de confiabilidade e continuidade. Desta forma, a eliminação rápida de falhas no barramento é muito importante, ao mesmo tempo, a operação da proteção de

barramento para faltas externas deve ser evitada para reduzir a probabilidade de uma perturbação do sistema (APOSTOLOV, 2014).

A proteção diferencial de barras (IEEE C37.2 87B) por muitos anos prevaleceu com característica centralizada, onde pelo princípio da Lei Kirchoff das correntes. A proteção diferencial de barra, independentemente do tipo de relé utilizado, simplesmente compara a corrente que entra no barramento com a corrente que sai do barramento, fornecidas pelos secundários dos TCs, conforme mostra a Fig. 2.

Fonte: Adaptada de (BEHRENDT; COSTELLO; ZOCHOLL, 2010)

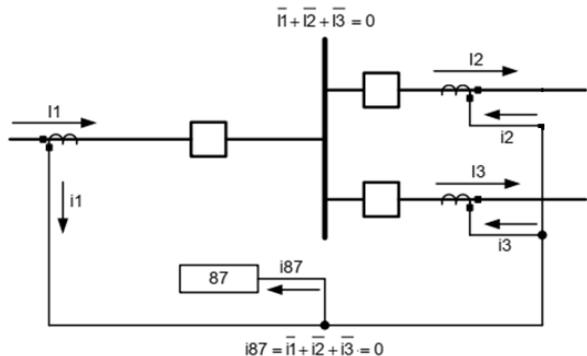


Fig. 2 Proteção diferencial simples, secundário dos TCs formando a malha diferencial.

No entanto, o alto custo de implantação da proteção diferencial de barras limita a sua utilização nas subestações de maior porte/importância comercial para a concessionária. Assim, raramente a proteção diferencial de barras é aplicada em subestações de distribuição.

3.1 Proteção de Barra com função 50 e mensagens GOOSE

A proteção diferencial distribuída difere da proteção diferencial centralizada pelo fato do tratamento dos dados (corrente e estado das chaves) serem realizados pelas unidades de bay, os quais são enviados por meio de comunicação digital a unidade central, onde é executado o algoritmo diferencial. Em caso de comando de *trip*, este é transferido de volta para as unidades de bay que, por sua vez, fornecem ao disjuntor conectado, conforme a Fig. 3.

Fonte: adaptada de (BLUMSCHEIN; GOBLIRSCH; FLEMMING, 2020)

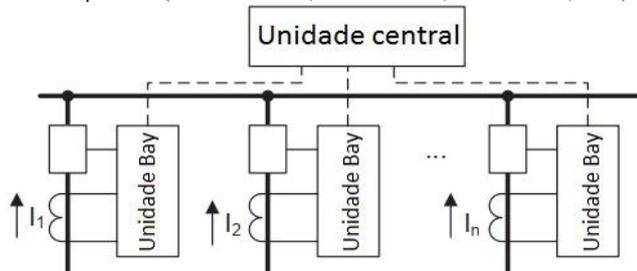


Fig. 3 Proteção diferencial descentralizado.

Segundo Apostolov (2009) nesta nova configuração pode-se utilizar diferentes relações de TC em toda a zona de proteção, além da facilidade de alteração desta zona com base no conhecimento da topologia da subestação e do estado dos

disjuntores e chaves seccionadoras. Obtém-se, ainda, com a nova estrutura de comunicação, imunidade a quaisquer transitórios eletromagnéticos que possam ocorrer na subestação. No entanto, um dos requisitos mais importantes para aplicações de proteção distribuída é a sincronização dos dados obtidos pelos IEDs.

3.1.1 Proteção Diferencial com função 50 e GOOSE

Este esquema de proteção utiliza o barramento de estação, baseado nas mensagens GOOSE *peer-to-peer* de alta velocidade. Trata-se de um esquema de proteção de barramento de comparação direcional, conforme a Fig. 4. Combinado com o uso de algoritmos avançados de detecção direcional de alta velocidade, baseados em componentes sobrepostos das correntes e tensões calculadas por múltiplos relés de proteção conectados à subestação (APOSTOLOV, 2009). No presente trabalho, a ideia elucidada por Apostolov (2009) foi mantida, porém a lógica foi realizada com a função de sobrecorrente e não com a função direcional.

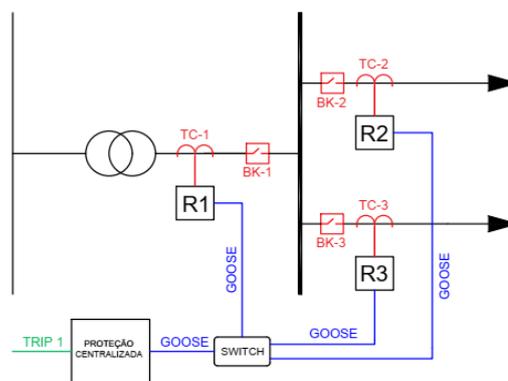


Fig. 4 Proteção com função 50 com e mensagens GOOSE

Para uma falta externa, o IED do alimentador sob falta (R2 ou R3) e o IED do lado de BT do transformador (R1) irão enviar uma mensagem GOOSE, indicando a detecção de uma falta. A unidade central que executa a lógica trata essa combinação de atuações como falta externa (Tabela 1).

Para uma falta interna, o IED do lado de baixa tensão do transformador (R1) irá detectar a falta e gerar um *trip* que transmitirá via protocolo GOOSE para uma Proteção Centralizada, enquanto os demais IEDs (alimentadores) não irão detectar o defeito. Os relés transmitem constantemente o estado da proteção se está sob falta ou não. A unidade central deve assinar as mensagens GOOSE de todos os dispositivos de proteção com elementos de sobrecorrente conectados ao barramento protegido (APOSTOLOV, 2009).

A lógica de proteção de cada relé (R1, R2 e R3) é baseado na proteção de sobrecorrente IEEE C37.2 50, isto é, a proteção instantânea. O *pickup* da função 50 de todos os IEDs foi configurado em 150% da corrente nominal do alimentador.

A lógica da proteção diferencial de barra incluída na proteção centralizada é representada pela Tabela 1. Sendo a condição b) a única que permite a atuação da proteção, centralizada enquanto as demais não podem atuar.

Tabela 1 - Lógica da Proteção Diferencial

Condição	R1	R2	R3	Situação	Condição de Atuação
a	0	0	0	Sem falta	Não atua
b	1	0	0	Falta interna	Atua
c	1	1	0	Falta externa	Não atua
d	1	0	1	Falta externa	Não atua
e	1	1	1	Falta externa	Não atua

3.1.2 Proteção Diferencial com Unidade Central e SV

Com o uso das mensagens SV um novo componente é adicionado ao sistema de proteção, a MU (Fig. 5). Este componente tem a função de converter um sinal analógico em valores amostrados que podem ser transmitidos a unidade central que realiza o cálculo da corrente diferencial e decide se há falha dentro a zona de proteção.

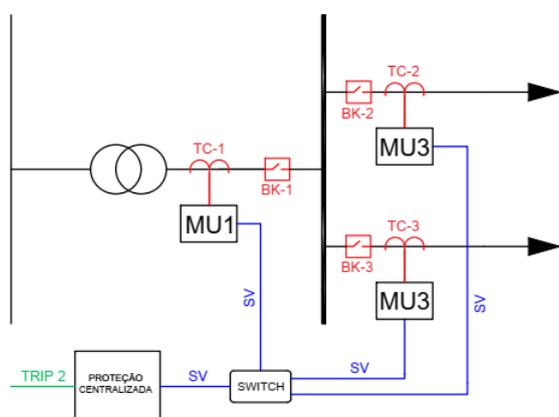


Fig. 5 Proteção por comunicação *Sampled Values*

A troca de informações para valores amostrados é baseada em um mecanismo de *publisher/subscriber*. Esse sistema de proteção faz uso do barramento de processo, assim, faz-se necessário a sincronização de tempo das MUs com precisão de sincronização menores que 1 us.

Nesta metodologia a proteção centralizada ficará responsável por receber os valores digitais e reconstituí-los para valores analógicos novamente e manipulá-los para realizar a proteção. Na ocorrência de uma falta na barra, irá surgir uma corrente diferencial que ativará a proteção da barra (TRIP 2). Caso contrário (na ocorrência de uma falta externa ou em operação normal) a corrente diferencial tenderá a zero.

O tempo de atuação de ambos os esquemas foi registrado em vários cenários de operação e será apresentado na seção 5.

A partir da realização das simulações, comunicações e faltas, foram realizadas comparações entre os *trips*, tempos de comunicação dos protocolos entre outras características de cada metodologia afim compará-las posteriormente.

4. SISTEMA TESTE

O sistema teste Fig. 6 consiste em uma subestação de distribuição 138/13,8 kV, constituída por um barramento

simples com uma entrada e duas saídas, alimentadores AL 1 e AL 2, além dos TCs (TC-1, TC-2 e TC-3) e os disjuntores (BK-1, BK-2 e BK-3). O sistema foi modelado no HYPERSIM, *software* que permite simulações em tempo real quando executado no simulador em tempo real da OPAL-RT, modelo OP5700. Foram realizadas faltas internas a zona de proteção do barramento indicado pela FALTA 1 e outra externa a zona de proteção do barramento identificada por FALTA 2, além de uma sobrecarga de 20% acima da corrente nominal no alimentador AL2.

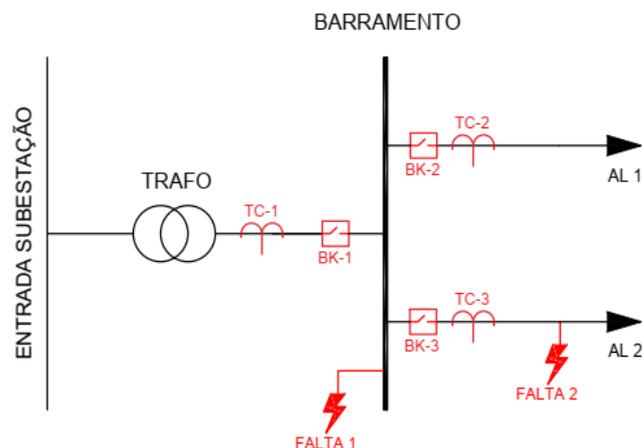


Fig. 6 Sistema teste

Nesta fase, a simulação em tempo real foi do tipo SIL (*Software-In-The-Loop*)

considerando um *switch Ethernet* com portas 10/100 com os protocolos (GOOSE e SV).

5. ANÁLISE DO FUNCIONAMENTO DAS METODOLOGIAS

Foram caracterizados eventos de curtos-circuitos monofásicos no barramento (falta interna) e no circuito de um dos ALs (falta externa), além de uma sobrecarga de 20% acima da nominal no alimentador AL. Os resultados do comportamento de cada esquema são apresentados nos subitens 5.1 a 5.3.

5.1 Falta Interna

5.1.1 Proteção Diferencial com função 50 e Mensagens GOOSE

Realizando uma falta no barramento (FALTA 1) onde há três relés de proteção habilitados com a função IEEE C37.2 50. No instante da FALTA 1, no tempo 0,4 s, ocorre uma elevação na corrente do TC-1. Como a FALTA 1 ocorre no barramento, os demais TCs (TC-2 e TC-3) têm suas correntes tendendo a zero, visto que a falta drena toda a corrente à terra. Nesta situação, somente o Relé R1 identifica um aumento na corrente, enquanto os Relés 2 e 3 não atuam na sobrecorrente. Dessa forma, R1 gera um *trip* levando seu valor de 0 para 1 e os demais Relés não alteram seu estado lógico de *trip*. A Fig. 7 apresenta os estados de *trip* dos relés.

Conforme a figura apresenta, somente R1 atuou de acordo com a condição (b) da Tabela 1.

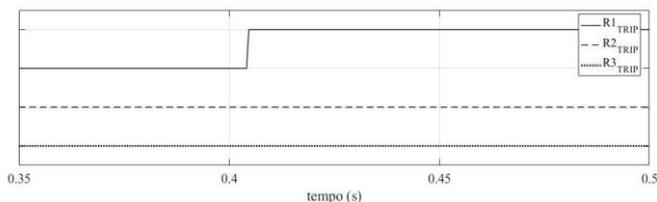


Fig. 7 Sinais de *trip* dos Relés R1, R2 e R3.

Dessa forma, a proteção atuou corretamente. Conforme a Fig. 8 quando o sinal GOOSE foi publicado pelo Relé R1 ($GOOSE_{publisher}$) o tempo foi registrado em 0,4047 s e a proteção centralizada assinou em 0,4052 ($GOOSE_{subscribe}$). Como a figura apresenta, o TRIP 1 da Proteção Centralizada (PCTRIP) atuou no instante que assinou, não gerando atrasos para o processamento do algoritmo da proteção. O atraso de comunicação registrado foi de 0,5 ms e a proteção geral precisou de 5,2 ms para atuar após o início da falta no barramento.

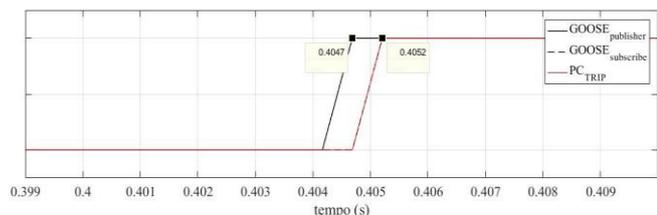


Fig. 8 Sinais de GOOSE e TRIP 1

5.1.2 Proteção Diferencial com Unidade Central e SV

Na Proteção Centralizada é realizada a assinatura dos valores digitais. A partir disso, a Proteção Centralizada realiza os cálculos de corrente diferencial simples e em caso de falta interna a proteção atua.

A Fig. 9 apresenta o *delay* do sinal de corrente da Fase A quando a MU1 publica ($SV_{publisher}$) o sinal para o *switch* até o recebimento ($SV_{subscribe}$) da Proteção Centralizada. Conforme observado a MU1 enviou a amostra para a rede no tempo registrado de 0,361 s e quando o sinal SV chega à proteção centralizada o tempo é registrado em 0,370 s, gerando um atraso aproximado de 9 ms.

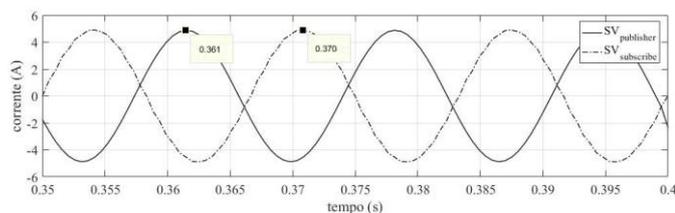


Fig. 9 Atraso de tempo entre o envio da mensagem SV (*publisher*) para a recepção do sinal SV (*subscribe*)

Após a assinatura do valor SV ocorre a aplicação de Fourier para transformação dos valores em RMS. A Fig. 10 apresenta

os valores RMS da fase A entre as duas metodologias em condição de falta interna. Conforme pode-se observar, a linha tracejada indica a corrente recebida pelo relé R1 da primeira metodologia, enquanto a linha contínua indica o valor recebido pela rede *ethernet* da segunda metodologia. Observa-se que o relé R1 identificou o início da falta em 0,4005 s tendo um atraso de 0,5 ms, enquanto o início da falta que a proteção centralizada recebeu em SV chegou 26 ms após o início da falta quando ocorreu em 0,4 s. Dessa forma, pode-se perceber que entre a digitalização dos sinais e o recebimento pela proteção centralizada apresenta um atraso.

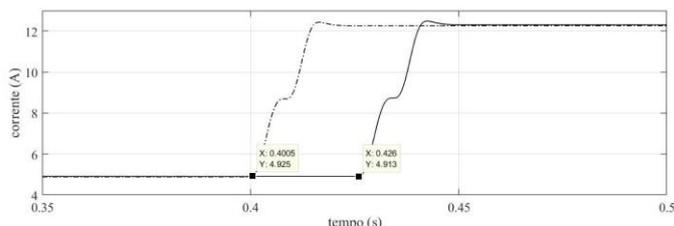


Fig. 10 Diferença em rms dos sinais.

A Fig. 11 apresenta as correntes da fase A dos três TCs. Os sinais apresentados são os registrados na chegada da Proteção Centralizada, isto é, após a transmissão pelo protocolo SV. Conforme pode-se observar, há um atraso considerado do início da falta em $t = 0,4$ s e o início da falta recebida na Proteção Centralizada. Antes da identificação da falta, as correntes mantêm-se equilibradas (aproximadamente 4,5 A no TC-1 e 2,45 A em TC-2 e TC-3). Após a identificação da falta a corrente do TC-1 aumenta para 12A, enquanto dos TCs TC-2 e TC-3 tendem para zero Ampère.

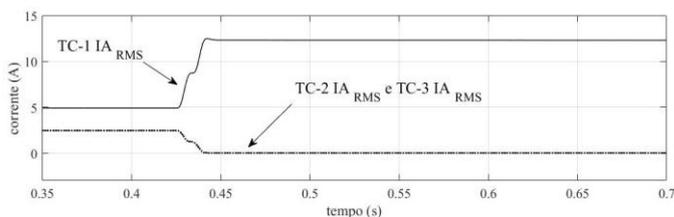
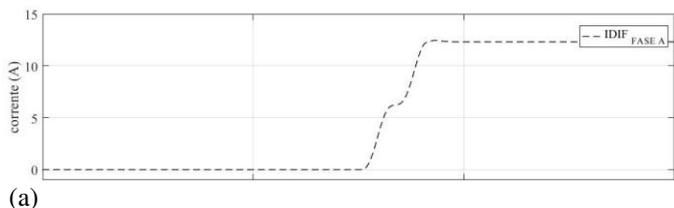
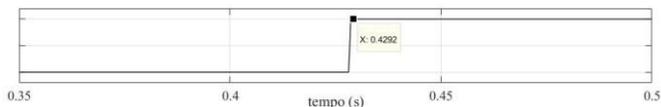


Fig. 11 Correntes RMS que chegam na Proteção Centralizada.

A Fig. 12 (a) apresenta a corrente diferencial calculada pela Proteção Centralizada e em (b) o TRIP 2. Nesta metodologia a proteção atuou no tempo 0,4292 s, isto é, teve um atraso de 29,2 ms após o início da falta interna. Esse atraso está diretamente relacionado ao atraso que ocorre na transmissão do pacote de sinais em SV.





(b)

Fig. 12 – (a) Corrente Diferencial. (b) Trip da Proteção Centralizada.

5.2 Falta Externa

5.2.1 Proteção Diferencial com função 50 e GOOSE

Neste caso, foi realizada a FALTA 2 sendo fora à zona de proteção. Como essa falta foi realizada na saída do alimentador AL 2 conforme a Fig. 6, a corrente elevada surgiu nos TCs TC-1 e TC-3, sendo o TC-2 reduzindo a zero ampère. Dessa forma, os Relés R1 e R3 identificaram uma sobrecorrente e enviaram o *trip* para a proteção centralizada conforme é demonstrado na Fig. 13. Porém, para esta condição de falta de acordo com a condição (d) da Tabela 1 a proteção de barra não atua. Assim, somente o disjuntor BK-3 atuaria para eliminar a falta que ocorreu a jusante da barra. Dessa forma, a proteção operou corretamente, isto é, não atuou frente a falta externa à zona de proteção. O tempo de comunicação do protocolo GOOSE manteve-se o atraso de 0,5 ms.

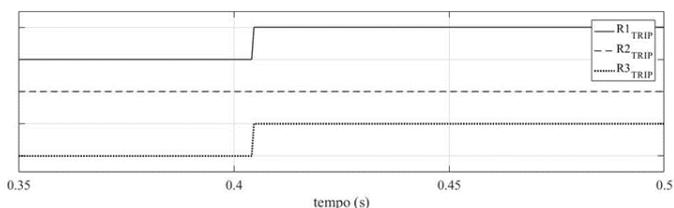


Fig. 13 Sinais de Trip dos Relés R1, R2 e R3.

5.2.2 Proteção Diferencial com Unidade Central e SV

Para este caso, onde ocorre a falta externa, a utilização do protocolo SV apresentou os mesmos tempos de atraso na transmissão do sinal pela rede *ethernet*. A Fig. 14 apresenta a corrente diferencial. Como pode-se observar a corrente permaneceu praticamente em zero, tendo uma pequena oscilação em seu valor conforme é destacado pelo retângulo pontilhado. Dessa forma, a proteção diferencial de barra não atuou. Nessa condição, somente o disjuntor BK-3 necessitaria atuar para eliminar a falta realizada.

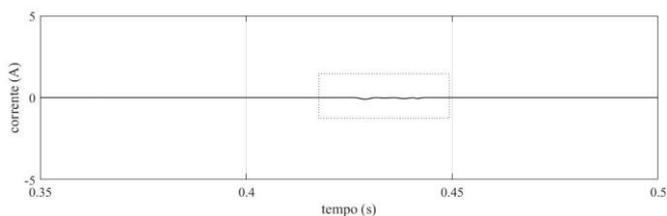


Fig. 14 Corrente Diferencial.

5.3 Condição de Sobrecarga

A fim de mensurar os efeitos de uma sobrecarga, aplicou-se um aumento de carga de 20% acima da nominal no alimentador AL2. Conforme é apresentado na Fig. 15, o aumento de carga gerou a elevação da corrente nos TCs TC-1 e TC-2 e não ultrapassou os limites de atuação da proteção, tão pouco ocorreu atuação da proteção de barra.

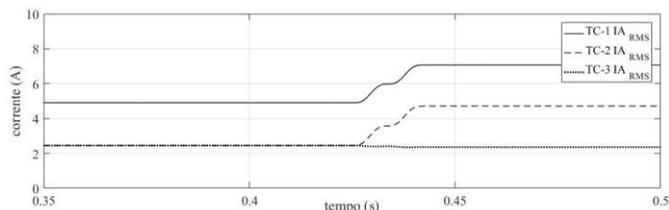


Fig. 15 Corrente dos TCs em condição de sobrecarga.

6. COMPARATIVO

Para fins de comparação, apresenta-se o comparativo da performance dos dois métodos frente a falta interna e falta externa. Os resultados mostram que os casos experimentados tiveram operações corretas, atuando a proteção de barra na ocorrência da falta interna e não atuando na condição de falta externa à zona de proteção e em condição de sobrecarga.

Com relação ao tempo de operação, a Tabela 2 apresenta os tempos obtidos na transmissão de dados e atuação. Conforme pode-se observar, o tempo de transmissão dos sinais em GOOSE foram 8,5 ms mais rápido que a comunicação em SV. Além disso, o tempo de atuação da proteção mostrou que GOOSE atuou 24 ms mais rápido que o protocolo em SV.

Tabela 2 - Comparativo de Tempo

Metodologia	Tempo de Transmissão	Tempo de Atuação
Caso 5.1 (a) (GOOSE)	0,5 ms	5,2 ms
Caso 5.1 (b) (SV)	9,0 ms	29,2 ms
Diferença	8,5 ms	24 ms

Um aspecto que afeta diretamente os tempos de comunicação pela rede *ethernet* é a capacidade de transmissão do *switch*. Os testes foram realizados em um *switch* de baixa taxa de transferência, isto é, devido ao pacote de SV transmitido ser superior ao GOOSE a limitação acarretou a diferença tão expressiva de tempo.

7. CONCLUSÃO

A proteção de SEP através das novas tecnologias de comunicação está ganhando espaço conforme os estudos e projetos pilotos avançam, em paralelo com desenvolvimento de novos equipamentos que facilitam o uso da IEC 61850. Neste artigo foram apresentados dois esquemas de proteção diferencial de barra para SE de distribuição, sendo uma por meio do protocolo GOOSE e outro pelo protocolo SV.

Do ponto de vista tecnológico, ambos os métodos são funcionais e relevantes para a proteção. Cada um apresentado neste artigo possui suas aplicações conforme a condição em que a SE se encontra. Sendo a primeira metodologia mais atraente quando a subestação já está em funcionamento e necessita-se realizar uma proteção de barra, o que exige pouco investimento na implementação.

Enquanto a segunda metodologia, que utiliza o barramento de processo, torna-se mais atraente quando se trata de uma implementação nova, visto que proporcionará uma redução considerável de cabos e facilidade de alteração da zona de proteção as mudanças de arranjo do barramento de distribuição.

Por fim, a proteção de barra é uma fração de todas proteções e facilidades que é possível realizar fazendo uso da IEC 61850. No entanto, diversos tópicos de pesquisa, principalmente no que se refere a utilização de SV, ainda necessitam serem mais explorados.

AGRADECIMENTOS

Os autores agradecem o apoio técnico e financeiro da CPFL Energia no projeto “PA3083 - Metodologia para Proteção Diferencial Centralizada de Barra com Uso Eficiente do Barramento de Processo (Process Bus) de acordo com a Norma IEC 61850”, desenvolvido sob o Programa P&D ANEEL PD-00063-3083/2021.

Este estudo também foi parcialmente financiado pela Coordenação de Aperfeiçoamento de Pessoal de Nível Superior – Brasil (CAPES/PROEX) – Código de Financiamento 001.

BIBLIOGRAFIAS

- Aguiar, G. F. (2017). Modelagem de novos nós lógicos baseados na IEC 61850 através da concepção dos módulos de diagnóstico da degradação e de ações corretivas para aplicação em sistemas de gestão de transformadores de potência. 2017. 169 f. Tese (Doutorado) - *Curso de Métodos Numéricos em Engenharia*, Universidade Federal do Paraná, Curitiba.
- Alvarenga, M. T. S. (2014). Modelagem E Simulação Da Proteção Diferencial De Alta Impedância De Barramentos No Software ATP. 2015. 100 f. Tese (Doutorado) - *Curso de Engenharia Elétrica*, Universidade de Brasília, Brasília.
- Andersson, L.; Brunner, C.; Engler, F. (2003). Substation automation based on IEC 61850 with new process-close technologies. *2003 IEEE Bologna Power Tech Conference Proceedings*.
- Apostolov, A. (2009). IEC 61850 based bus protection - principles and benefits. *2009 IEEE power & energy society general meeting*. Anais. In: energy society general meeting. Calgary, Canada.
- Apostolov, A. (2014). The impact of IEC 61850 on transmission and distribution substations busbar protection. *12th IET international conference on developments in power system protection*.

impedance relays for bus differential protection. *63rd annual conference for protective relay engineers*. College station, tx, usa: IEEE.

- Blumschein, J.; Goblirsch, R.; Flemming, S. (2020). Process bus for bus differential — Challenges, solutions, and opportunities. *15th International Conference on Developments in Power System Protection*.
- IEC 61850 - communication networks and systems for power utility automation - part 5: communication requirements for functions and device models. Geneva, 2013.
- Igarashi, G.; Santos, J. C. (2014). Challenges to the implementation of a real-time process bus according to IEC 61850-9. *IEEE pes Innovative Smartgrid Technologies*, Europe.
- Leite, M.; Cruz, A; Colombini, A; Lopes, Y. (2020). Sampled Values em proteção diferencial de linhas - desafios de implementação. *Simpósio brasileiro de sistemas elétricos (SBSE)*.
- Lopes, Y; Franco, R; Calhau, F; Bastos, C; Martins, J. (2012). Minicurso para o SBRT 2012: Smart Grid e IEC 61850: novos desafios em redes e telecomunicações para o sistema elétrico. *XXX Simpósio Brasileiro de Telecomunicações*. Sociedade brasileira de telecomunicações.
- Souza, A., (2021). Estudo e aplicação da norma IEC 61850 em automação de subestações. *Trabalho de conclusão de curso (graduação em engenharia elétrica)* Universidade estadual Paulista Júlio de Mesquita Filho.
- Vásquez, f. A. M. (2019). Proteção diferencial de barramentos baseada na potência instantânea. Tese de Doutorado (Engenharia Elétrica). Universidade de Brasília.