

Desafios e Soluções na Proteção de Linhas de Transmissão Conectando Fontes de Energia Não Convencionais

Marcelo Bini, *EDF Renewables*

Ricardo Abboud, Paulo Lima e Fabio Lollo,
Schweitzer Engineering Laboratories, Inc.

Edição revisada lançada em janeiro de 2022

Apresentado originalmente na
48th Annual Western Protective Relay Conference
Evento virtual
19 a 21 de outubro de 2021

Traduzido para o português em maio de 2022

Desafios e Soluções na Proteção de Linhas de Transmissão Conectando Fontes de Energia Não Convencionais

Marcelo Bini, *EDF Renewables*

Ricardo Abboud, Paulo Lima e Fabio Lollo, *Schweitzer Engineering Laboratories, Inc.*

Sumário—Este artigo discute o impacto das fontes baseadas em inversores (IBRs) nos relés de proteção digitais tradicionais aplicados na linha de transmissão de interconexão entre a IBR e o sistema de potência. Eventos reais envolvendo uma usina de energia fotovoltaica (PV) são usados para mostrar o comportamento das correntes de falta, o qual é diferente dos sistemas de potência com geradores síncronos, especialmente para componentes de sequência-negativa. O artigo discute como lidar adequadamente com este tipo de fonte, apresentando recursos de relés de proteção modernos, funções baseadas no domínio do tempo e ajustes especiais para dispositivos eletrônicos inteligentes (IEDs) de proteção tradicionais. Os dados de eventos reais foram utilizados para validar as soluções propostas neste estudo de caso. As lições aprendidas serão aplicadas em uma nova instalação (um parque eólico) que está atualmente em fase de projeto.

I. INTRODUÇÃO

Na última década, a participação das energias renováveis no setor elétrico cresceu rapidamente. Atualmente, instalações de energia renovável, especialmente as usinas solares fotovoltaicas (PV: “photovoltaic”) e as turbinas eólicas, têm sido cada vez mais implementadas. A contribuição dessas fontes para o sistema de potência afeta o desempenho dos sistemas de proteção convencionais, particularmente para faltas nas linhas de transmissão que conectam tais fontes de energia ao sistema de potência. A maioria dessas fontes de energia renováveis é baseada em inversores e suas características mudam de acordo com as especificações e projeto do fabricante. A contribuição da corrente de falta proveniente de uma fonte baseada em inversor (IBR: “inverter-based resource”) é limitada pela capacidade de corrente de seus componentes baseados na eletrônica de potência e respectivas funções de controle. Tipicamente, a capacidade máxima de corrente desses componentes de energia não ultrapassa 1.5 vezes a corrente a plena carga durante o estado de regime de falta. Além disso, as fontes de energia baseadas em inversor (IBRs) não têm a mesma quantidade de inércia rotacional que um gerador síncrono [1]. Normalmente, a IBR não fornece grandezas de sequência-negativa e sequência-zero confiáveis, como ocorreria com os geradores síncronos. As características e o comportamento atípico da IBR desafiam as funções de proteção baseadas em fasores quando comparados aos geradores síncronos, uma vez que as considerações feitas em seu projeto não são mais válidas, especialmente aquelas referentes à magnitude da contribuição da corrente de falta e comportamento da sequência-negativa associada [1].

Os benefícios e vantagens dos relés numéricos são bem conhecidos na indústria de energia, e a facilidade de obtenção das componentes simétricas a partir das grandezas de fase medidas é uma dessas vantagens. Isso permite a implementação de diversas novas funções baseadas nas componentes simétricas, especialmente a componente de sequência-negativa [2] [3] [4] [5] [6], uma vez que obter a componente de sequência-negativa em relés de estado sólido e eletromecânicos requer filtros analógicos complexos e mais caros [7] [8]. Estas novas funções melhoram significativamente a sensibilidade, confiabilidade e segurança das funções e esquemas de proteção da linha de transmissão, permitindo a detecção segura de faltas na linha que representam um desafio para os sistemas de proteção.

Este artigo avalia como as fontes de energia não convencionais afetam a segurança e a confiabilidade da proteção de linhas de transmissão baseada em fasores, especialmente as funções de proteção baseadas em componentes simétricas. Primeiro, o artigo faz uma breve análise da contribuição de curto-circuito proveniente das fontes de energia não convencionais, focando nas IBRs. O artigo analisa os principais recursos da proteção de linhas de transmissão baseados em componentes de sequência-negativa e seus benefícios em termos de sensibilidade, confiabilidade e segurança.

Um estudo de caso é apresentado avaliando o desempenho das funções de proteção baseados em fasores de uma linha de transmissão de 138 kV que conecta uma usina solar fotovoltaica (PV) de 420 MW ao sistema interligado brasileiro. Dados de eventos de faltas reais neste sistema de transmissão são usados para avaliar o desempenho das funções de proteção da linha.

O artigo avalia o desempenho das funções de proteção baseadas em fasores aprimoradas e funções de proteção no domínio do tempo, as quais são projetadas para fornecer desempenho confiável do sistema de proteção da linha de transmissão que conecta a IBR à rede. Dados capturados de eventos de faltas reais são usados para testar e avaliar a eficácia e o desempenho dos recursos de proteção baseados em fasores aprimorados e recursos de proteção no domínio do tempo, sendo os resultados apresentados e discutidos.

Finalmente, o artigo propõe uma filosofia de proteção combinando elementos baseados em fasores e grandezas incrementais no domínio do tempo. Isto tem como base a validação efetuada com dados de campo neste artigo e as

conclusões de artigos anteriores. Possíveis modificações no ajuste das funções baseadas em fasores para melhorar a segurança, conforme mostrado em [9], também são consideradas.

II. COMPORTAMENTO DE IBR DURANTE FALTAS NO SISTEMA DE POTÊNCIA

A. Comportamento Dinâmico das Turbinas Eólicas Durante Curtos-Circuitos

As turbinas eólicas são sistemas complexos que transformam a energia cinética do vento em energia elétrica, sendo que a geração eólica já é responsável por uma parcela significativa da matriz energética brasileira [10]. Uma das características específicas da geração eólica é a alta variabilidade da força dos ventos, que se converte em variações nas rotações das turbinas. Para um gerador, variar a rotação significa variar a frequência do sinal gerado. Como existe uma tendência para variação da frequência do gerador e uma necessidade simultânea de manter a frequência do sistema elétrico constante, diversas soluções foram desenvolvidas para permitir o acoplamento entre a turbina eólica e o sistema de potência.

As turbinas eólicas são normalmente classificadas em diferentes tipos, de acordo com sua operação e construção. Naturalmente, cada tipo de gerador contribui de forma diferente durante a ocorrência de faltas no sistema. Existem muitos estudos que buscam encontrar a melhor forma de modelar os diferentes tipos de máquinas visando entender seu comportamento durante faltas no sistema. [11]. Uma modelagem adequada permite que os usuários tenham mais confiança durante os cálculos das contribuições do gerador para curto-circuito e estudos de suportabilidade dos equipamentos de pátio.

As referências [12] e [13] apresentam as características e as contribuições para faltas das turbinas eólicas Tipo I e Tipo II, respectivamente. As contribuições dos geradores Tipo III durante faltas podem ser divididas em dois comportamentos, que dependem de o *crowbar* estar ou não ativo. Quando o *crowbar* está ativo, os dispositivos baseados na eletrônica de potência não controlam o enrolamento de campo; portanto, o comportamento é similar ao do gerador de indução. Além disso, quando o gerador com o *crowbar* ativado está contribuindo, alguns componentes podem ter frequências diferentes da frequência nominal, uma vez que a rotação do eixo da máquina não está necessariamente em sincronia com a rede. Os níveis mais altos de curto-circuito da turbina eólica Tipo III são obtidos quando o *crowbar* está ativo [14].

Quando o *crowbar* não está ativo e a rede está sob condições de falta, as contribuições da turbina eólica são determinadas pela eletrônica de potência. Nesta situação, a rede de controle desenvolvida pelo fabricante é a principal responsável na determinação da resposta dinâmica da máquina. Observamos diferentes respostas entre diferentes fabricantes e diferentes turbinas eólicas do mesmo fabricante.

O Tipo IV tem sua corrente de curto-circuito totalmente controlada pela eletrônica de potência. Estes dispositivos são dimensionados para conduzir um nível de corrente ligeiramente

acima da corrente nominal, limitando na maioria das vezes a contribuição desses geradores a uma faixa de 1.1 a 1.3 pu da corrente nominal [1] [15]. Outra característica é a baixa capacidade de fornecer corrente de sequência-negativa; a corrente de curto-circuito deste tipo de gerador tende a ser equilibrada, mesmo para faltas desequilibradas.

B. Comportamento das Usinas PV Durante Curtos-Circuitos

A geração de energia elétrica através de painéis PV envolve a conversão da luz solar em energia elétrica. Esta conversão ocorre devido às características semicondutoras do material (normalmente silício), o qual é utilizado nas células PV devido à sua grande disponibilidade.

Os módulos PV são compostos por um conjunto de células solares interligadas que transformam energia. As conexões das células estão diretamente relacionadas à tensão e à corrente elétrica que o módulo precisa fornecer para atender ao projeto do fabricante [16].

Os sistemas de geração PV consistem na conexão de módulos solares em série, em paralelo, ou em uma combinação de ambos, na qual cada *string* é composta por um determinado número de módulos para obter os níveis de tensão e corrente desejados. Geralmente, a potência é a especificação técnica mais usada para classificar módulos PV, e a unidade amplamente usada é o watt-pico (Wp).

O sistema completo de uma planta solar, no nível de geração, é composto pelos seguintes equipamentos:

- Módulos solares
- *Combiner box*
- Inversor
- Transformador elevador

Para produzir a potência necessária, os módulos solares são interconectados e formam *strings*. Estas *strings* são reunidas em uma *combiner box*, e as saídas da *combiner box* são conectadas aos inversores *cc/ca*, que convertem a tensão *cc* em tensão *ca* usando um retificador trifásico. As saídas dos inversores são ligadas aos transformadores elevadores para conectar a energia no nível de média tensão a uma subestação coletora, que eleva então a tensão para disponibilizar a energia gerada no sistema de potência.

As usinas solares conectadas à rede contribuem para as correntes de curto-circuito durante uma falta, modificando a característica de curto-circuito no sistema de potência. A contribuição para a corrente de curto-circuito depende de diversos fatores, incluindo o nível máximo de corrente suportado pelo inversor, sistemas de controle do inversor, condições ambientais, sistema de proteção, localização e tipo da falta.

III. ANÁLISE DE UM CASO DE CAMPO

A Fig. 1 exhibe as principais características do sistema utilizado como um estudo de caso. O estudo de caso de campo tem como base uma usina de energia solar PV localizada no Brasil, a qual tem uma capacidade instalada de aproximadamente 420 MW. A PV é conectada ao sistema interligado nacional (GRID) brasileiro através de três

transformadores elevadores de três enrolamentos, conforme mostrado na Fig. 1:

- Setor 34.5 kV—Nível da tensão de distribuição da PV com enrolamento do transformador elevador conectado em Y e aterrado através de resistência. Os inversores são conectados ao barramento de 34.5 kV através de transformadores elevadores de 0.38/34.5 kV, não mostrados na Fig. 1.
- Setor 138 kV—Nível da tensão de transmissão da PV com enrolamento do transformador conectado em Y e solidamente aterrado para conexão ao GRID através da linha de transmissão de 138 kV com um comprimento de 10.37 km (6.44 milhas).
- Enrolamento terciário em delta (D) para filtragem de harmônicos sem carga conectada.

A linha de transmissão em análise possui relés de proteção instalados em ambos os terminais, indicados no diagrama como IED_PV e IED_GRID.

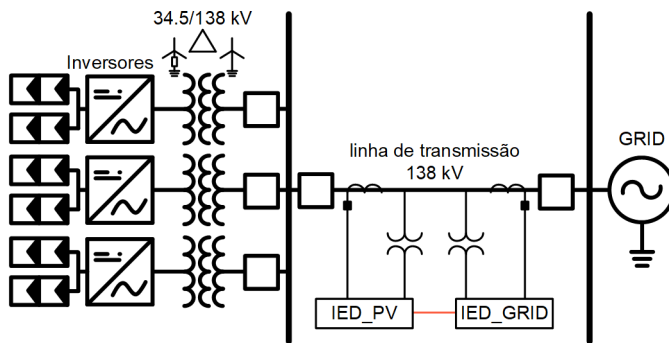


Fig. 1. Diagrama unifilar simplificado da PV utilizada no estudo de caso.

O dispositivo eletrônico inteligente (IED) aplicado é um relé de proteção de linhas de transmissão, e as principais funções habilitadas para o trip do disjuntor (DJ) são as seguintes:

- Proteção diferencial de linhas—os elementos de fase (87LA, 87LB e 87LC), elemento de sequência-negativa (87LQ) e elemento de sequência-zero (87LG) são habilitados
- Elementos de distância de fase e terra temporizados (Z2T)—A Zona 1 não é habilitada devido ao curto comprimento da linha e ao comportamento da contribuição de PV para faltas
- Esquema de teleproteção por comparação direcional com transferência de trip por sobrealcance permissivo (POTT) através do elemento de distância de sobrealcance (Z2) e sobrecorrente direcional de neutro (67G2)
- Transferência de trip direto (DTT)
- Proteção de sobrecorrente de emergência (51E)—somente habilitada em caso de perda de potencial e perda da comunicação do canal do diferencial simultaneamente
- Proteção de sobretensão de fase (59P)

Houve uma falta AG no GRID, externa à linha de transmissão de interconexão de 138 kV. No instante da falta, a PV estava conectada gerando energia; portanto, há uma contribuição da PV para a falta.

A Fig. 2 exibe as correntes e tensões durante a falta AG externa à linha de transmissão. Os usuários podem concluir que este é um curto-circuito AG devido ao afundamento da tensão na fase A e ao aumento da corrente nesta fase no início do curto-circuito. A elevação da corrente nas outras fases e as distorções nas formas de onda representam um desafio para os esquemas de proteção atualmente aplicados.

Para esta falta, a proteção da linha de 138 kV não deve causar a abertura dos DJs. No entanto, conforme mostrado na Fig. 2, o IED_GRID atua e dá trip (2:TRIP). A corrente que flui através dos IEDs em ambos os terminais da linha é a contribuição da PV, a qual tem alta distorção e não é condizente com a contribuição de uma máquina síncrona para uma falta AG.

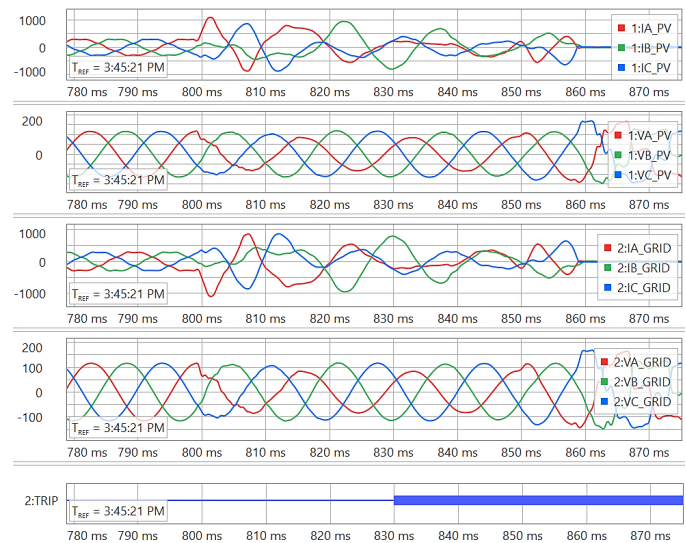


Fig. 2. Registros de oscilografia com sinais de corrente (amperes), tensão (quilovolts) e sinais digitais dos terminais PV e GRID para a falta AG externa.

O pequeno afundamento na tensão da fase A sugere que foi um curto-circuito no GRID relativamente distante (eletricamente) da linha de transmissão em questão. As equipes de campo reportaram que a falta ocorreu aproximadamente a 200 km de distância da linha de transmissão em análise.

A Fig. 3 exibe as formas de onda de cada fase e ambos os terminais separadamente. Isso facilita observar que a corrente que entra na linha pelo terminal PV é igual à corrente que sai da linha pelo terminal GRID (as correntes de ambos os lados estão em oposição de fase), comprovando que foi uma falta externa à linha.

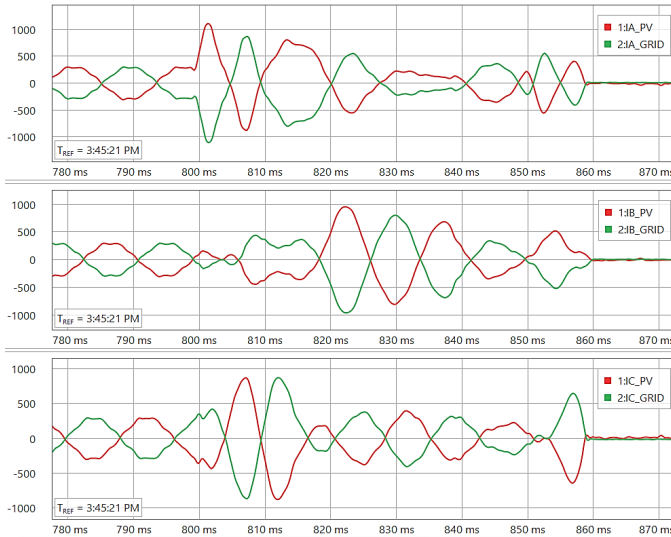


Fig. 3. Correntes por fase (amperes) em ambos os terminais da linha.

O restante deste artigo fornece uma análise mais detalhada do comportamento das funções de proteção durante este evento.

A. Lógica de Identificação do Tipo da Falta

Nas faltas que envolvem a terra, os IEDs de proteção comparam os fasores da corrente de sequência-negativa (I_2) e corrente de sequência-zero (I_0) para identificar qual tipo de falta está ocorrendo no sistema. Usando a fase A como referência para calcular as componentes simétricas para uma falta AG ou BCG (FSA), espera-se que IA_2 e IA_0 estejam em fase. Para uma falta BG ou CAG (FSB), espera-se que o fasor IA_2 esteja atrasado de IA_0 em 120 graus, e para uma falta CG ou ABG (FSC), espera-se que IA_2 esteja adiantado de IA_0 em 120 graus. A Fig. 4 exibe estas relações esperadas. Para identificar se a falta é monofásica ou bifásica para terra, uma comparação é efetuada entre a impedância aparente dos respectivos loops de falta. Aquele que apresentar a menor impedância aparente é o loop sob falta [6].

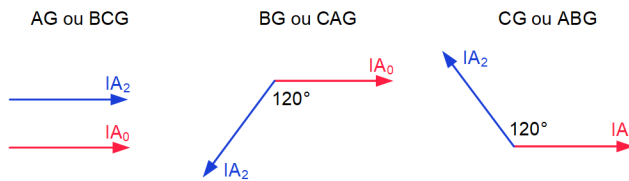


Fig. 4. Relação entre I_2 e I_0 para faltas AG, BG, CG, BCG, CAG e ABG.

No evento analisado, I_2 apresenta um comportamento instável, conforme observado na Fig. 5, que exibe as tensões e as correntes filtradas no terminal GRID. Este mesmo comportamento ocorre em ambos os terminais da linha de transmissão, uma vez que a contribuição da corrente de falta de PV passa através de ambos os terminais, conforme também reportado em [1].

Após adotar a tensão da fase A (VA) como a referência angular, o seguinte comportamento de I_2 é observado durante o evento:

- No início da falta, I_2 está em fase com I_0 , um comportamento característico de uma falta AG ou BCG (Fig. 5a).

- No meio da falta, I_2 está adiantado de I_0 em aproximadamente 120 graus, um comportamento característico de uma falta CG ou ABG (Fig. 5b).
- No final da falta, I_2 está atrasado de I_0 em aproximadamente 140 graus, um comportamento característico de uma falta BG ou CAG (Fig. 5c).

I_0 permanece estável em relação a VA durante toda a falta, com uma diferença angular compatível com uma falta AG. O enrolamento D dos transformadores elevadores de 34.5/138 kV da PV fornece um caminho de baixa impedância para a corrente de sequência-zero, levando o GRID a contribuir com uma parcela da corrente I_0 que flui no sentido de PV para o GRID. Dessa forma, a corrente I_0 é menos dependente do comportamento dos inversores e tem um comportamento mais previsível neste tipo de sistema, considerando que o GRID possui fontes majoritariamente convencionais. A Fig. 5 exibe também a resposta da lógica de seleção das fases sob falta no terminal GRID para este evento.

Este comportamento inesperado da relação entre I_2 e I_0 faz com que os relés que usam esta metodologia identifiquem incorretamente o tipo da falta e habilitem loops de falta inadequados. Isto pode ter consequências, tais como subalcançe ou sobrealcançe da proteção de distância, erros na função de localização de faltas e aberturas incorretas quando o trip monopolar estiver sendo aplicado.

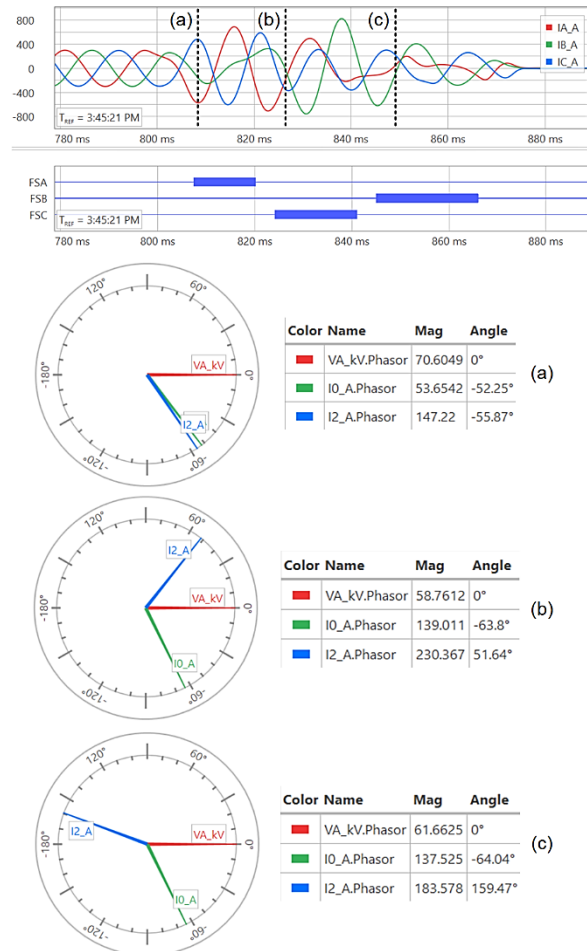


Fig. 5. Corrente de falta (amperes) e comportamento de I_2 em relação a I_0 durante falta AG no sistema, estudado em diferentes instantes durante a falta.

A referência [6] descreve em detalhes uma implementação moderna da identificação do tipo de falta e como a seleção incorreta afeta a segurança e a confiabilidade das funções de proteção.

B. POTT

O disjuntor do terminal GRID foi desligado pelo esquema POTT. A Fig. 6 exibe as correntes de ambos os terminais com indicações dos elementos digitais de ambos os IEDs.

O IED_PV inicialmente vê a falta como sendo para a frente (1:32GF) e transfere o sinal permissivo para o terminal GRID (1:KEY). Em relação ao terminal PV, a falta está realmente na direção à frente.

O IED_GRID recebe o sinal permissivo do terminal PV (2:PT) e, quando vê a direcionalidade da falta como sendo para a frente (2:32GF), emite um comando de trip através do esquema POTT (2:TRPRM). Para o terminal GRID, a falta deveria ser declarada como reversa.

Apesar de inicialmente ter declarado a falta como sendo para a frente (1:32GF), o IED_PV começa a definir a falta como reversa (1:32GR) no instante 830 ms aproximadamente, ao mesmo tempo que o IED_GRID define a falta na direção à frente (2:32GF). Analisaremos o que causou este comportamento de forma mais detalhada. O elemento direcional de sequência-negativa (32Q) foi ajustado para fornecer decisões direcionais para o elemento de sobrecorrente direcional de terra residual (67G2), e este foi o elemento responsável pela operação do esquema POTT.

Em um elemento direcional de sequência-negativa tradicional, a relação angular entre a tensão de sequência-negativa (V_2) e a corrente de sequência-negativa (I_2) determina a direção da falta. Para uma falta à frente, espera-se que $I_2 \cdot 1 < Z_{1ANG}$ (I_{2R}) esteja defasada em 180 graus de V_2 ; por outro lado, espera-se que a corrente I_{2R} esteja em fase com V_2 para uma falta reversa [17], conforme mostrado na Fig. 7. Definindo V_2 como a referência angular, espera-se que I_{2R} esteja na região azul para faltas à frente e na região vermelha para faltas reversas. Na região em preto, a direção é indefinida.

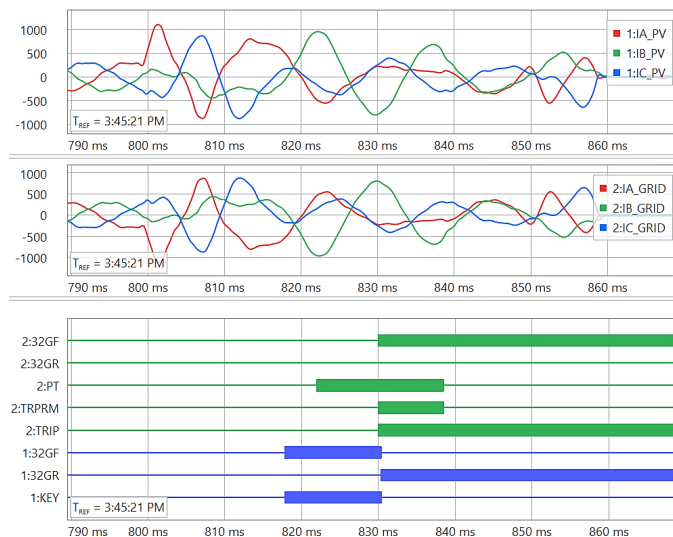


Fig. 6. Registros de oscilografia com sinais de corrente (amperes) e indicações das proteções ativadas nos terminais PV e GRID para a falta AG externa.

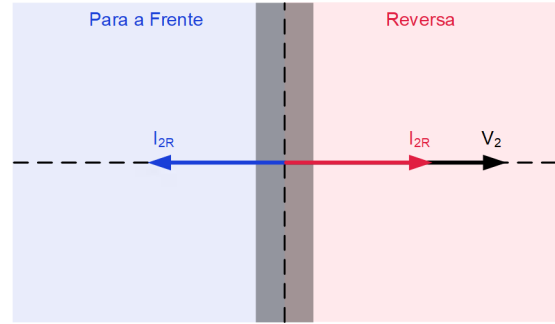


Fig. 7. Relação entre V_2 e I_{2R} para faltas na direção à frente e reversa.

Os IEDs de proteção utilizados na linha analisada possuem um elemento 32Q baseado na medição da impedância de sequência-negativa [18]. Para uma falta à frente, a relação entre V_2 e I_2 é a sequência negativa da impedância da fonte ($-Z_S$), conforme mostrado na Fig. 8a. Para uma falta reversa, a relação entre V_2 e I_2 é a soma da impedância da linha e da impedância da fonte remota ($Z_L + Z_R$), conforme mostrado na Fig. 8b [1].

Aqui, vamos utilizar apenas a relação entre V_2 e I_{2R} para simplificar a análise. Para o IED_PV, no início da falta, a relação entre I_{2R} e V_2 é condizente com uma falta na direção à frente, porém muito próxima da direção indefinida (mostrado na Fig. 9a). Contudo, em um instante posterior, a relação entre I_{2R} e V_2 indica claramente uma falta reversa (mostrado na Fig. 9b), justificando a mudança da direcionalidade determinada por este relé.

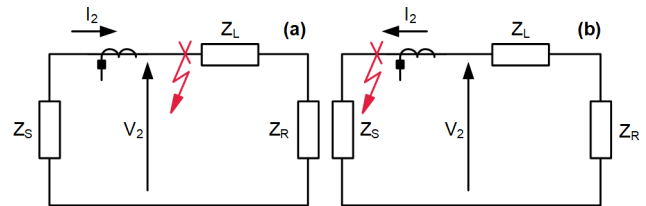


Fig. 8. Princípios de operação do elemento 32Q durante uma falta à frente (a) e durante uma falta reversa (b).

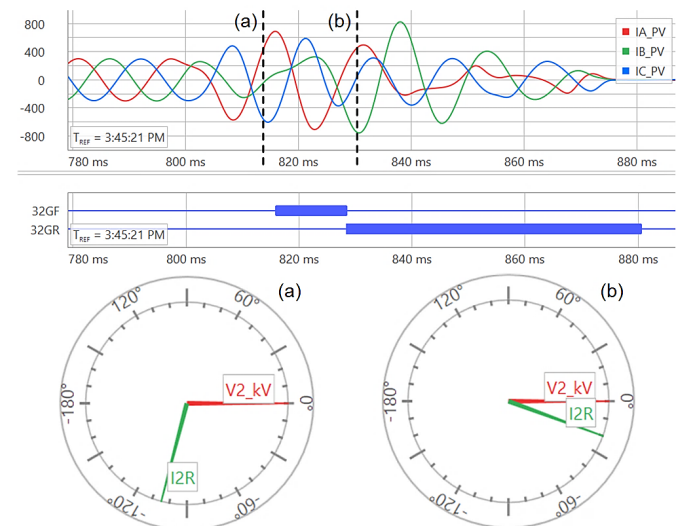


Fig. 9. Corrente de falta (amperes) e relação entre I_{2R} e V_2 para o IED_PV em diferentes instantes durante a falta.

Para o IED_GRID, no início da falta, a relação entre I_{2R} e V_2 está em uma região indefinida, e o IED não determinou

nenhuma direção para a falta (mostrado na Fig. 10a). Em um instante posterior, a relação entre I_{2R} e V_2 indica uma condição de falta à frente (mostrado na Fig. 10b), justificando a determinação do IED de que a direção da falta foi para a frente.

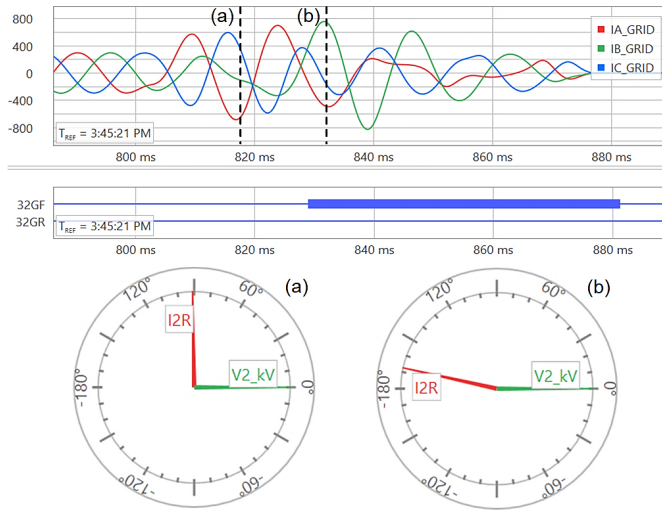


Fig. 10. Corrente de falta (amperes) e relação entre I_{2R} e V_2 para o IED_GRID em diferentes instantes durante a falta.

Uma análise similar pode ser efetuada para avaliar como seria o comportamento de um elemento direcional baseado na corrente de sequência-zero (I_0) e na tensão de sequência-zero (V_0). O mesmo diagrama pode ser usado para esta avaliação (mostrado na Fig. 7) se V_2 for substituído por V_0 e I_{2R} for substituído por I_{0R} . O IED em questão possui um elemento direcional baseado na medição da impedância de sequência-zero (32V); seu princípio de operação é similar ao do elemento 32Q (mostrado na Fig. 8).

Na Fig. 11, pode-se observar que no terminal PV a relação angular entre I_{0R} e V_0 é compatível com uma falta na direção à frente, e a relação permanece desta forma durante toda a falta.

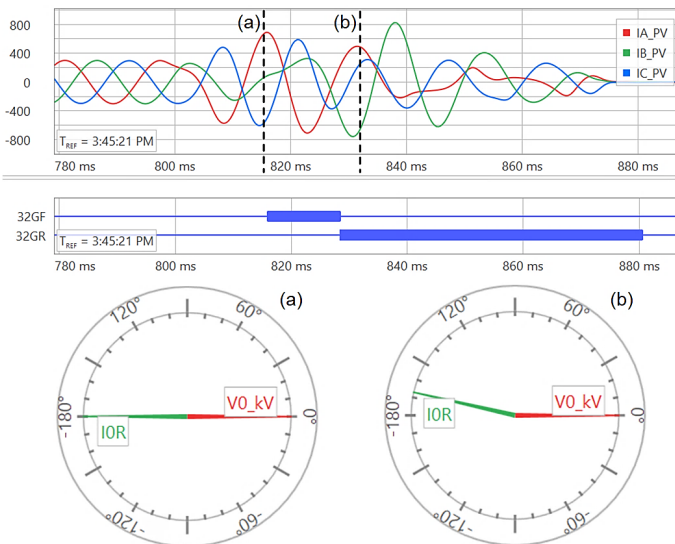


Fig. 11. Corrente de falta (amperes) e relação entre V_0 e I_{0R} para o IED_PV em diferentes instantes durante a falta.

A Fig. 12 mostra que a relação angular entre I_{0R} e V_0 no terminal GRID é compatível com uma falta na direção reversa,

e a relação permanece desta forma durante toda a falta. Este comportamento estável e previsível das grandezas de sequência-zero mostra que estas grandezas são mais apropriadas do que as grandezas de sequência-negativa neste tipo de sistema. Isto é devido principalmente à conexão dos transformadores de PV, que permitem que o sistema contribua com sequência-zero através do terminal PV. Em outras palavras, a sequência-zero que passa principalmente através do terminal PV durante uma falta externa é, na verdade, uma contribuição do sistema e não dos inversores.

Para este caso particular, os elementos direcionais baseados em I_{0R} e V_0 são mostrados como sendo confiáveis; no entanto, em algumas aplicações, tais como em linhas paralelas, o acoplamento mútuo de sequência-zero pode ser um desafio se for aplicado o elemento direcional de sequência-zero. O elemento direcional de sequência-negativa tem sido sempre a escolha natural dos engenheiros de proteção para estes casos [3] [17].

Adicionalmente, o elemento direcional de sequência-negativa é o principal método para determinação da direcionalidade de faltas desequilibradas entre fases, sendo utilizado para supervisionar elementos de sobrecorrente de fase e elementos de distância de fase nas implementações baseadas em fasores tradicionais [18].

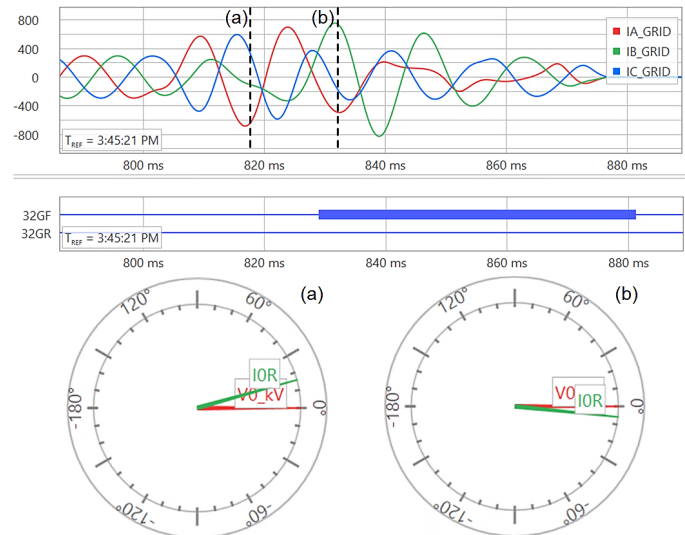


Fig. 12. Corrente de falta (amperes) e relação entre V_0 e I_{0R} para o IED_GRID em diferentes instantes durante a falta.

A proteção de linhas de transmissão nas proximidades de fontes não convencionais resulta em uma complicação adicional e pode deixar os engenheiros de proteção sem uma alternativa confiável para determinação da direcionalidade das faltas.

C. Elemento de Proteção Diferencial de Linha (87L)

O IED aplicado possui um elemento diferencial de linha (87L) com princípio de operação baseado no plano alpha [19] e fornece os elementos diferenciais de fase (87LA, 87LB e 87LC), elemento de sequência-negativa (87LQ) e elemento de sequência-zero (87LG).

A Fig. 13 exhibe as correntes filtradas de fase, sequência-negativa e sequência-zero medidas em cada terminal da linha,

bem como a respectiva corrente diferencial. As correntes registradas em cada terminal têm a mesma magnitude e uma diferença de 180 graus, resultando em uma corrente diferencial igual a zero.

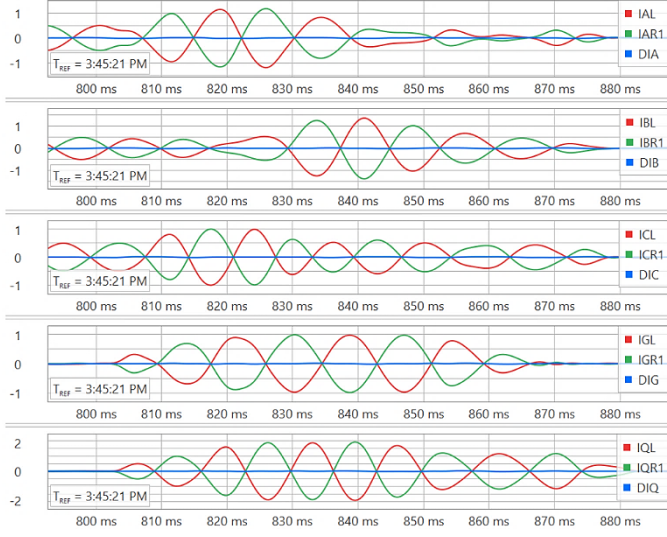


Fig. 13. Correntes filtradas de fase, sequência-negativa e sequência-zero (em por unidade) medidas em cada terminal da linha.

Na condição de falta externa, apesar do comportamento instável da fonte não convencional, sua contribuição é uma corrente passando através da linha; portanto, isto não causa uma corrente diferencial nos elementos de fase, sequência-negativa e sequência-zero.

Para uma falta interna na linha protegida, o IED do terminal GRID mede a corrente de contribuição do sistema, enquanto o IED do terminal PV mede a corrente de contribuição da usina PV. Isto não representa um problema para os elementos diferenciais de fase e sequência-zero, levando em conta as características do sistema. Para o elemento diferencial de sequência-negativa, inicialmente isto não é um problema, uma vez que a contribuição do GRID é significativamente maior do que a contribuição de PV. Até a data em que este artigo foi escrito, não havia disponível para análise nenhum evento com falta interna na linha. Considerando que a contribuição para uma falta interna no terminal GRID é muito maior do que no terminal PV, o elemento 87LQ também pode operar de forma confiável sob condições de faltas internas desequilibradas.

D. Elemento de Distância (21)

Não houve atuação (pickup) do elemento de distância para este evento porque a falta ocorreu longe da linha protegida. A Fig. 14 exibe a característica do elemento Mho da Zona 2 e a impedância aparente do loop AG. Durante a falta, a impedância aparente varia muito.

No caso de uma falta dentro da zona de sobrealcance, esta variação na impedância aparente durante a falta pode fazer com que a impedância aparente se mova, entrando e saindo da zona, o que impede o elemento de operar e atuar como um backup para faltas externas no sistema. As referências [1] e [20] mostram como o comportamento das fontes não convencionais afeta os relés de distância.

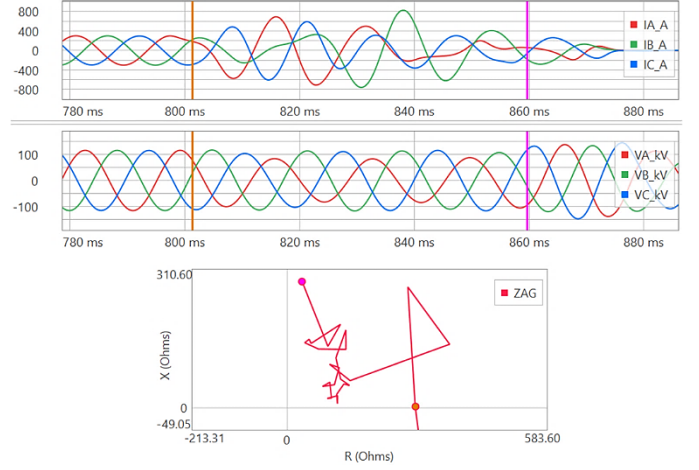


Fig. 14. Corrente de falta (amperes), tensão (quilovolts) e comportamento do elemento Mho da Zona 2 e impedância aparente do loop AG para a falta AG externa.

IV. AVALIAÇÃO DOS NOVOS RECURSOS DE PROTEÇÃO

Nesta seção, o desempenho das novas funções de proteção é avaliado para eventos no sistema. Funções de proteção baseadas em fasores foram modificadas para melhor se adaptarem à contribuição das IBRs para as faltas e novas funções baseadas no domínio do tempo são avaliadas.

A. Elemento Direcional Baseado nas Grandezas Incrementais (TD32)

A referência [21] demonstra o princípio de operação do elemento TD32, que opera baseado na tensão incremental (Δv) e na corrente incremental réplica (Δi_z).

Para uma falta à frente, a relação entre Δv e Δi_z é o negativo do valor absoluto da impedância da fonte atrás do relé (Z_s), de acordo com (1).

$$\Delta v = -|Z_s| \cdot \Delta i_z \quad (1)$$

Para uma falta reversa, a relação entre Δv e Δi_z é o valor absoluto da soma da impedância da linha protegida (Z_L) com a impedância da fonte do terminal remoto (Z_R), de acordo com (2).

$$\Delta v = |Z_L + Z_R| \cdot \Delta i_z \quad (2)$$

A representação gráfica de Δv e Δi_z durante faltas no sistema ajuda a entender como a relação entre estas grandezas indica a direção da falta (mostrado na Fig. 15) [21].

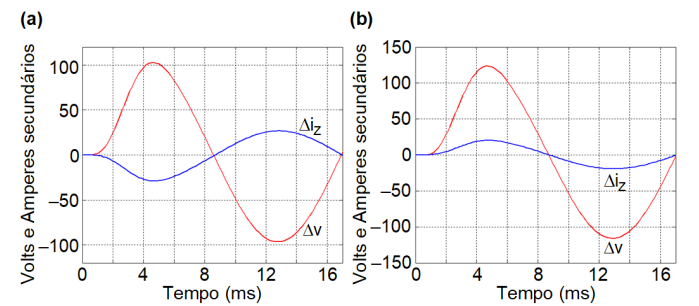


Fig. 15. Tensão incremental e corrente incremental réplica para uma falta à frente (a) e para uma falta reversa (b).

Após observar a Fig. 15, podemos concluir que a tensão incremental e a corrente incremental réplica possuem formas de onda similares e que a relação entre suas polaridades indica claramente a direção da falta: as grandezas têm uma polaridade oposta para faltas à frente, e as grandezas estão em fase para faltas reversas. Adicionalmente, a relação entre as respectivas magnitudes está relacionada às impedâncias do sistema. A referência [21] detalha a implementação do elemento TD32 de alta velocidade, com base na relação entre Δv e Δi_z .

A seção seguinte avalia o desempenho do elemento TD32 durante os eventos no sistema em estudo. Para isso, vamos reproduzir os eventos de campo reais em um IED com a função TD32 implementada [22].

1) Caso 1: Falta AG Externa

Esta é a mesma falta avaliada na Seção III. A Fig. 16 exibe o comportamento da tensão incremental e da corrente incremental réplica no terminal PV para a falta AG externa. Conforme esperado, no início da falta, estas grandezas têm polaridades opostas, e o relé classifica a falta como sendo uma falta à frente (TD32F = 1).

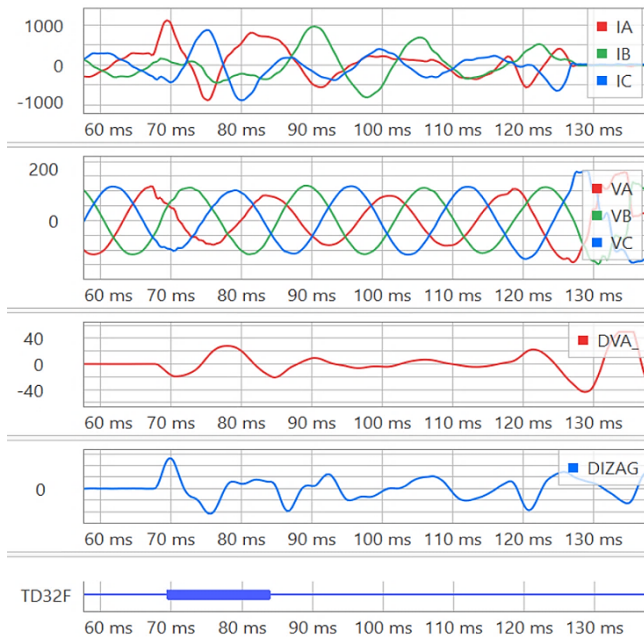


Fig. 16. Corrente de falta (amperes), tensão (quilovolts), tensão incremental (quilovolts) e corrente incremental réplica (amperes) no terminal PV para uma falta AG externa.

A Fig. 17 exibe o comportamento da tensão incremental e da corrente incremental réplica no terminal GRID para a falta AG externa. Conforme esperado, no início da falta, estas grandezas possuem a mesma polaridade, e o relé classifica a falta como sendo uma falta reversa (TD32R = 1).

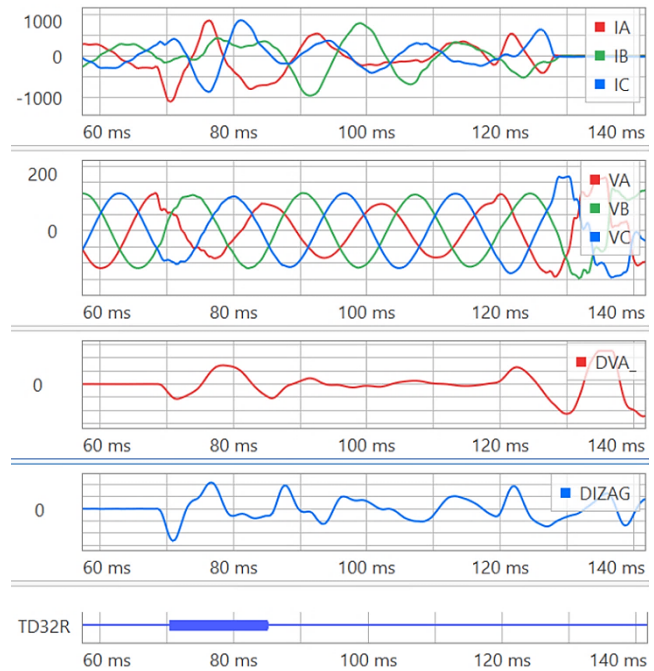


Fig. 17. Corrente de falta (amperes), tensão (quilovolts), tensão incremental (quilovolts) e corrente incremental réplica (amperes) no terminal GRID para uma falta AG externa.

2) Caso 2: Falta BG Externa Sem Geração de Energia em PV

Esta falta BG externa representa uma condição diferente da falta AG externa descrita anteriormente, pois ocorreu no instante em que PV tinha geração zero. Dessa forma, a única contribuição de corrente para a falta foi a corrente de sequência-zero do sistema através dos transformadores no terminal PV. Além disso, esta falta está mais próxima da linha protegida do que a falta anterior.

A Fig. 18 exibe o comportamento da tensão incremental e da corrente incremental réplica no terminal PV para esta falta. Como esperado, no início da falta, estas grandezas têm polaridades opostas, e o relé classifica a falta de forma confiável como sendo uma falta à frente (TD32F = 1).

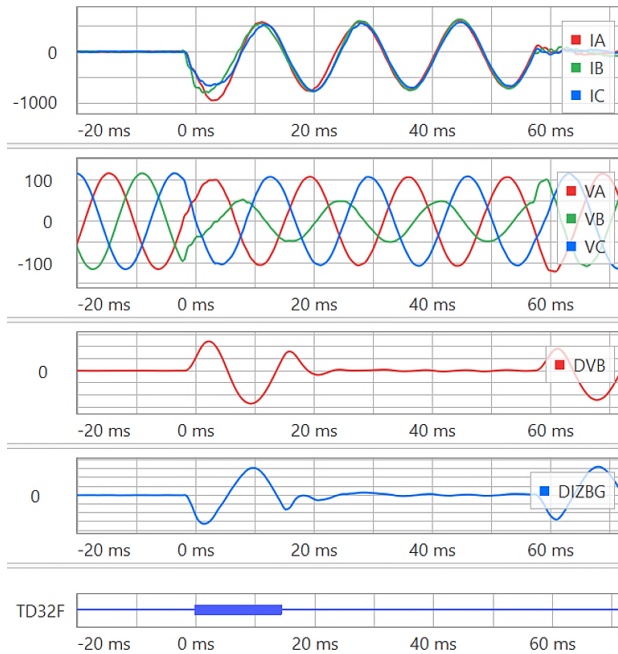


Fig. 18. Corrente de falta (amperes), tensão (quilovolts), tensão incremental (quilovolts) e corrente incremental réplica (amperes) no terminal PV para uma falta BG externa.

A Fig. 19 exibe o comportamento da tensão incremental e da corrente incremental réplica no terminal GRID para esta falta. Como esperado, no início da falta, estas grandezas estão em fase, e o relé classifica a falta de forma confiável como sendo uma falta reversa (TD32R = 1).

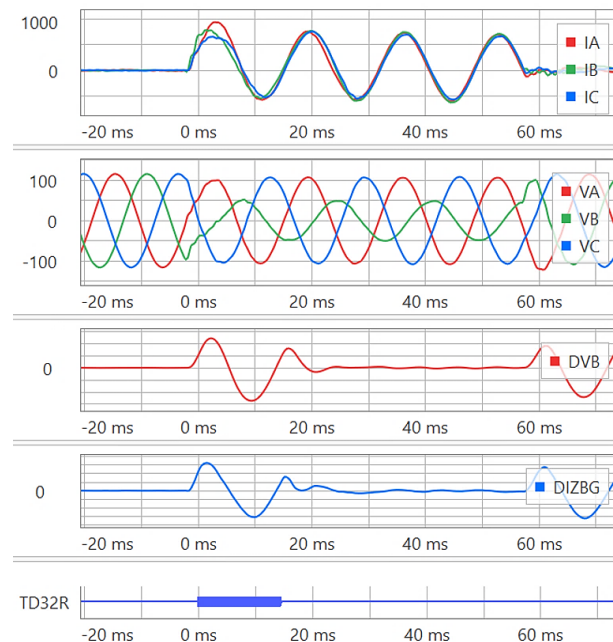


Fig. 19. Corrente de falta (amperes), tensão (quilovolts), tensão incremental (quilovolts) e corrente incremental réplica (amperes) no terminal GRID para uma falta BG externa.

A situação operacional descrita neste caso é bastante comum, pois se trata de uma usina solar e não há geração de energia no período noturno.

A referência [17] mostra como este tipo de falta com apenas corrente de sequência-zero pode causar operação incorreta dos elementos direcionais com uma conexão em quadratura tradicional; isto é mais crítico, especificamente em linhas curtas, pois a elevada corrente de sequência-zero pode atingir o nível de pickup do elemento de sobrecorrente direcional de fase. Tanto o elemento TD32 quanto o elemento 32V mostrados anteriormente são seguros para este tipo de falta.

Quando este artigo foi escrito, havia apenas faltas envolvendo a terra para avaliação do desempenho do elemento TD32; contudo, [20] considera o uso de TD32 confiável para todos os tipos de falta neste tipo de aplicação.

B. Elemento Diferencial (TW87) e Elemento Direcional (TW32) Baseados em Ondas Viajantes (TW)

A referência [21] descreve os princípios e fundamentos das funções de proteção baseadas nas ondas viajantes (TWs: “traveling waves”) de corrente e tensão, são eles os elementos TW32 e TW87.

Estes elementos operam com base nos sinais transitórios de alta frequência gerados pela falta e são, a princípio, independentes da contribuição da fonte para a falta. Portanto, estes elementos são alternativas para proteção de linhas onde um ou mais terminais possuem IBR conectada.

Este artigo não pretende avaliar o desempenho desses elementos, uma vez que não existem registros amostrados de alta frequência da ordem de MHz disponíveis no sistema aqui avaliado.

C. Lógicas de Identificação do Tipo da Falta Baseadas nas Grandezas Incrementais e Baseadas em Fasores Aprimoradas

O IED de [22] implementa uma lógica de seleção da fase sob falta baseada nas grandezas incrementais. Esta lógica é importante para supervisionar elementos de proteção baseados nas grandezas incrementais, tais como o elemento TD32 e o elemento de distância de subalcance com base nas grandezas incrementais (TD21) [23].

Para proteção piloto com esquemas de trip monopolar, a identificação correta da fase sob falta é também necessária para emitir o sinal de trip para a fase correta. Esta lógica baseada nas grandezas incrementais é usada em [22] nos esquemas de proteção piloto baseados em TD32, TD21 e TW32.

Conforme mostrado anteriormente, os elementos baseados nas grandezas incrementais apresentaram um comportamento adequado durante faltas reais no sistema em estudo. Estas funções podem ser aplicadas com segurança para propiciar abertura rápida para faltas internas na linha de transmissão protegida.

No entanto, as grandezas incrementais estão disponíveis por um tempo limitado após o início da falta. Este tempo é determinado pelo número de períodos usados no cálculo da grandeza incremental [21]. Portanto, estas funções não fornecem proteção de backup para faltas externas no sistema, de forma similar à função 87L. Em consequência, o sistema de proteção tem de ser complementado com funções baseadas em fasores.

Um dos desafios descritos na Seção III para proteção fasorial é a correta identificação da fase sob falta devido ao comportamento inesperado das componentes simétricas na contribuição da IBR.

O IED de [22] também implementa a lógica de identificação do tipo da falta (FID: “fault-type identification logic”) baseada em fasores, a qual utiliza as tensões de sequência-negativa e sequência-zero, além das correntes de sequência-negativa e sequência-zero. O objetivo do uso das tensões de sequência consiste em permitir que a lógica FID opere de forma confiável sob condições de “weak infeed” ou quando as correntes de sequência forem pequenas e não confiáveis, como no caso das IBRs [22]. A lógica calcula duas grandezas, conforme mostrado em (3) e (4).

$$S_2 = 3I_2 \cdot 1\angle ZIANG - H_2 \cdot 3V_2 \quad (3)$$

$$S_0 = 3I_0 \cdot 1\angle ZIANG - H_0 \cdot 3V_0 \quad (4)$$

onde:

$3I_2$ é a corrente de sequência-negativa

$3I_0$ é a corrente de sequência-zero

$ZIANG$ é o ângulo da impedância de sequência-positiva da linha

$3V_2$ é a tensão de sequência-negativa

$3V_0$ é a tensão de sequência-zero

S_2 é a grandeza de sequência-negativa

S_0 é a grandeza de sequência-zero

H_2 e H_0 são constantes

Além de S_2 e S_0 , a lógica também usa a tensão de sequência-positiva (V_1) na determinação do tipo da falta quando não há envolvimento de terra, bem como para determinar se a falta é, por exemplo, CG ou ABG. A Fig. 20 exibe a relação angular esperada entre estas grandezas para cada tipo de falta [22]. Na Fig. 20, a falta é BCG, confirmada tanto pela relação entre S_0 e S_2 quanto pela relação entre S_2 e V_1 .

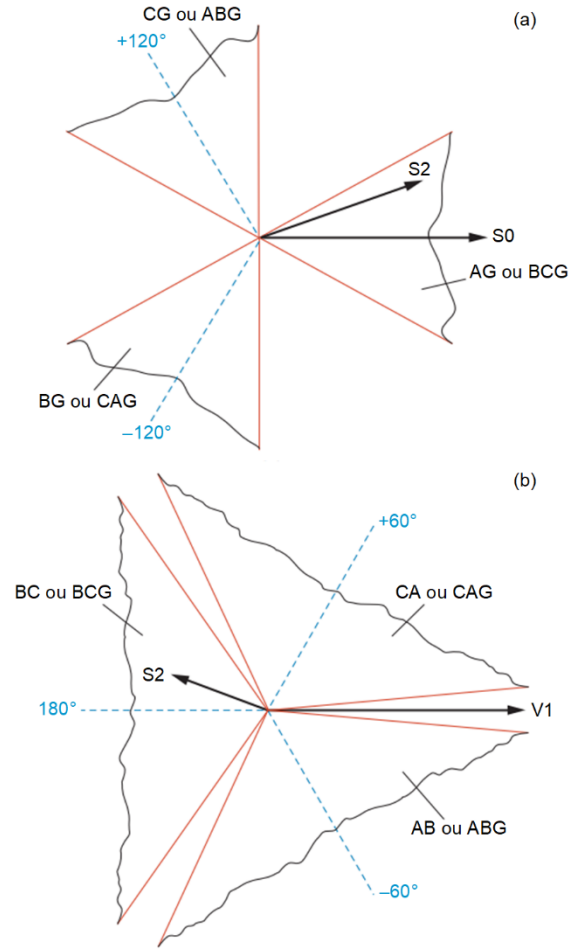


Fig. 20. A relação entre S_0 e S_2 (a) e a relação entre S_2 e V_1 (b) durante faltas desequilibradas.

Considerando as aplicações e o princípio de operação desta lógica, ela deve operar para faltas na direção à frente.

Avaliamos o desempenho da lógica de identificação do tipo da falta baseada em fasores aprimorada e da lógica de seleção da fase sob falta baseada nas grandezas incrementais para os eventos do Caso 1 e Caso 2, apresentados acima.

Em [22], esta lógica é usada para melhorar a identificação da fase sob falta, sendo utilizada nas seguintes aplicações:

- Permitir o trip monopolar nos esquemas de proteção piloto com 67G e 67Q
- Permitir o trip monopolar no esquema de proteção piloto usando a lógica “weak infeed” com 59G e 59Q
- Melhorar a sinalização do tipo da falta
- Melhorar a seleção do tipo de falta para a função de localização de faltas baseada em impedância
- Melhorar o trip monopolar nos esquemas DTT sem bits separados por fase

Na Fig. 21, os eventos marcados com “1” são do terminal GRID e aqueles marcados com “2” são do terminal PV. O IED do terminal PV identifica corretamente a falta como AG usando o elemento baseado em fasores aprimorado (2:FIDAG) e usando o elemento baseado nas grandezas incrementais (2:FSAG). O IED do terminal GRID identifica corretamente a falta usando o elemento baseado nas grandezas incrementais (1:FSAG), e não há indicação de uso do elemento baseado em fasores aprimorado (1:FIDAG), conforme esperado, pois a falta está na direção reversa.

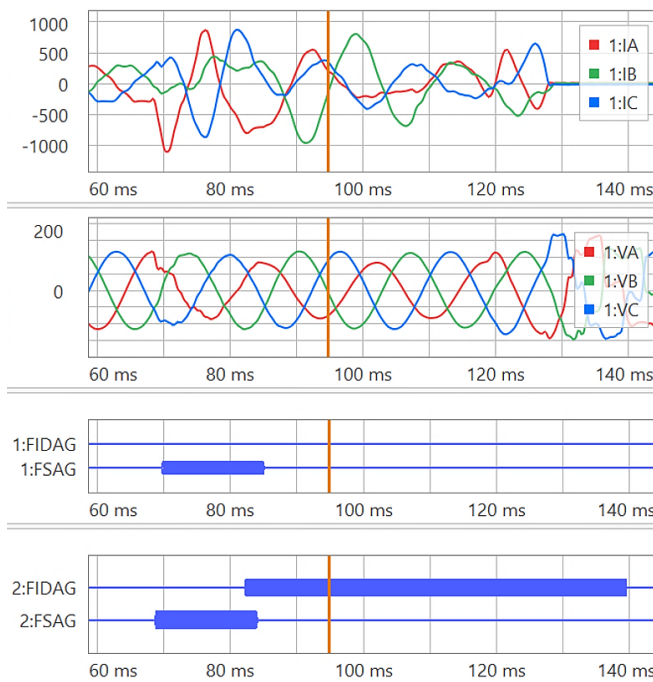


Fig. 21. Corrente de falta (amperes), tensão (quilovolts), desempenho da lógica de seleção da fase sob falta baseada em fasores aprimorada (1:FIDAG e 2:FIDAG) e da lógica de seleção da fase sob falta baseada nas grandezas incrementais (1:FSAG e 2:FSAG) para o Caso 1.

Para o Caso 2, o IED do terminal PV identifica corretamente a falta como BG usando o elemento baseado em fasores aprimorado (2:FIDBG) e usando o elemento baseado nas grandezas incrementais (2:FSBG), conforme mostrado na Fig. 22. O IED do terminal GRID identifica corretamente a falta usando o elemento baseado nas grandezas incrementais (1:FSBG), e não houve indicação de uso do elemento baseado em fasores aprimorado (1:FIDBG), conforme esperado, pois a falta está na direção reversa para esta extremidade da linha.

A Fig. 23 exibe o desempenho das lógicas de seleção da fase sob falta para uma falta CAG externa à linha protegida. Para este caso, apenas o evento de PV está disponível. Ambas as opções de lógica identificam corretamente as fases com falta. Adicionalmente, o comportamento correto do elemento TD32 pode ser observado.

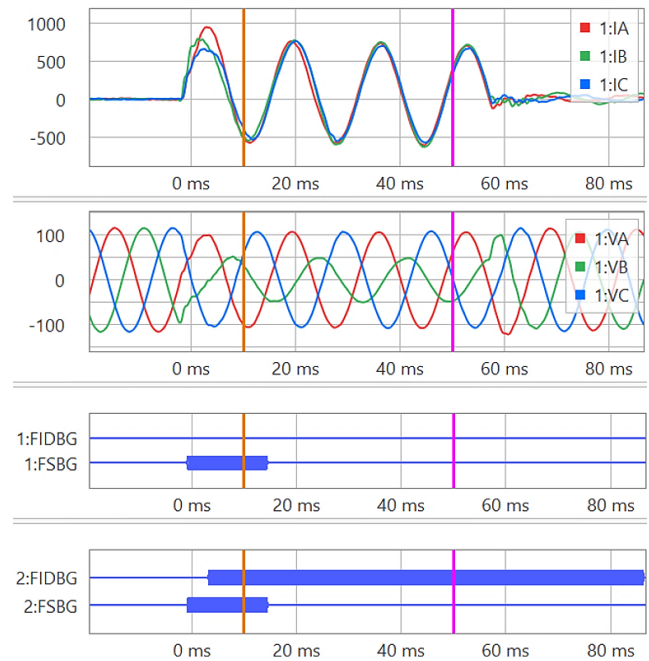


Fig. 22. Corrente de falta (amperes), tensão (quilovolts), desempenho da lógica de seleção da fase sob falta baseada em fasores aprimorada (1:FIDBG e 2:FIDBG) e da lógica de seleção da fase sob falta baseada nas grandezas incrementais (1:FSBG e 2:FSBG) para o Caso 2.

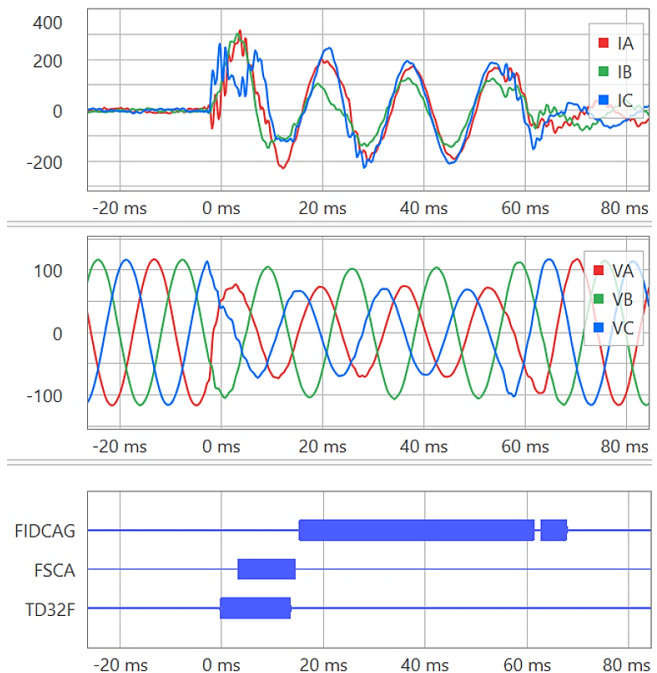


Fig. 23. Corrente de falta (amperes), tensão (quilovolts), desempenho da lógica de seleção da fase sob falta baseada em fasores aprimorada (FIDCAG), lógica de seleção da fase sob falta baseada nas grandezas incrementais (FSAG), e de TD32F para uma falta CAG externa.

O método aprimorado descrito comprovou ser mais seguro e mais robusto do que o método tradicional baseado apenas nas correntes das componentes simétricas nos eventos avaliados.

V. CONFIGURAÇÃO DO SISTEMA DE PROTEÇÃO DE LINHAS DO NOVO PARQUE EÓLICO

Um novo parque eólico está sendo construído, o qual será conectado ao sistema interligado nacional (GRID) através de uma linha de transmissão aérea de 500 kV, circuito único, com uma extensão de 27 km (16.8 milhas).

Esta seção discute como o novo sistema de proteção para esta linha de transmissão está sendo projetado. Considerando a experiência obtida com a proteção da linha de transmissão de 138 kV da PV e o desempenho disponível usando os novos elementos de proteção descritos na Seção IV, um relé que combina recursos baseados em fasores com funções no domínio do tempo foi escolhido para a proteção Principal e um relé diferencial de linha baseado em fasores foi escolhido para a proteção Alternada desta nova linha de transmissão.

A Fig. 24 exibe o diagrama unifilar simplificado do parque eólico e sua conexão com GRID.

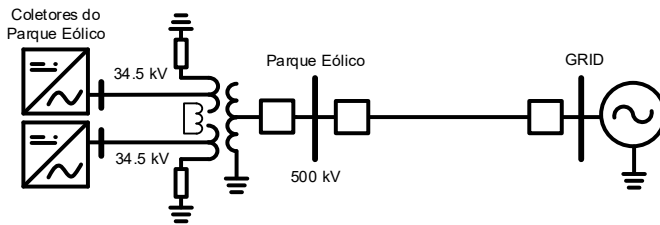


Fig. 24. Diagrama unifilar simplificado do novo parque eólico da EDF Renewables e sua conexão com GRID.

A. Esquema de Proteção Piloto

As linhas de transmissão que conectam o parque eólico ao GRID possuem um cabo OPGW. O esquema de proteção piloto adotado é o POTT.

Os seguintes elementos direcionais estão disponíveis:

- IED de proteção Principal
 - Elemento direcional baseado nas grandezas incrementais (TD32)
 - Elemento direcional baseado em TWs (TW32)
 - Elemento direcional de impedância de sequência-negativa (32Q)
 - Elemento direcional de impedância de sequência-zero (32V)
 - Elemento direcional de fase (32P-1)
- IED de proteção Alternada
 - Elemento direcional de impedância de sequência-negativa (32Q)
 - Elemento direcional de impedância de sequência-zero (32V)
 - Elemento direcional de fase (32P-2)

Os elementos direcionais de fase (32P) de cada IED são classificados com códigos diferentes, uma vez que possuem diferentes princípios de operação:

- 32P-1—elemento direcional de fase auto-polarizado com tensão de memória
- 32P-2—elemento direcional de fase baseado no ângulo da impedância de sequência-positiva, obtido da relação entre a tensão de sequência-positiva e a corrente de sequência-positiva

1) Faltas à Terra

Para faltas envolvendo a terra, os elementos TD32 e 32V garantem uma indicação confiável da direção da falta. Estes elementos têm demonstrado serem seguros para os eventos avaliados e têm alta sensibilidade para detecção de faltas à terra.

O elemento TD32 é diretamente associado ao esquema de teleproteção por comparação direcional para envio do sinal permissivo. O esquema POTT usa um elemento TD32 supervisionado por corrente (TD67) para dar trip. De forma similar, o esquema POTT usa um elemento 32V supervisionado por corrente de sequência-zero (67G) para envio do sinal permissivo e para dar trip.

Mesmo considerando a baixa contribuição do parque eólico para faltas, a conexão do transformador elevador (34.5/500 kV) do parque eólico permite que ele contribua com corrente de sequência-zero através do terminal do parque eólico para faltas na linha.

2) Faltas Bifásicas e Trifásicas

Para faltas fase-fase (2P) sem envolvimento da terra, o elemento TD32 também será utilizado para indicar a direção das faltas.

Conforme apresentado na Seção III, o uso da sequência-negativa pode resultar em problemas de segurança e confiabilidade, levando em conta a contribuição do terminal da IBR; porém, sua utilização é desejável para identificação da direção das faltas entre fases sem envolvimento de terra, uma vez que o elemento 32V está indisponível para atuar neste caso.

A referência [9] sugere uma estratégia para aplicação da função 32Q neste tipo de sistema. Esta estratégia consiste em definir um ajuste para os elementos de sobrecorrente de supervisão para faltas à frente e reversa (50FP e 50RP, respectivamente) da função 32Q com um valor limite suficientemente elevado para garantir a segurança desses elementos.

Nesta aplicação, no terminal da IBR, os elementos 50FP e 50RP são ajustados de forma que 32Q seja habilitado apenas para faltas reversas. No terminal GRID, 50FP e 50RP são ajustados de forma que 32Q seja habilitado para faltas na linha. Estes ajustes permitem que os elementos sejam habilitados apenas pela corrente de contribuição do GRID, onde a relação entre V_2 e I_2 é coerente com a direção da falta. Uma vez que a contribuição de IBR é limitada, esta estratégia permite que a função tenha sensibilidade para detectar faltas desequilibradas reversas no terminal da IBR, aumentando a segurança do esquema POTT híbrido que usa as lógicas “weak infeed” e “echo”.

Para o relé de proteção Alternada, quando 50FP não é ativado, a função de identificação do tipo da falta interrompe a comparação dos fasores de I_0 e I_2 e comuta para uma lógica de identificação das fases sob falta baseada em tensão se a lógica “weak infeed” estiver habilitada, a qual é confiável para terminais com uma fonte fraca [9]. Portanto, o ajuste apropriado de 50FP é duplamente benéfico neste IED. Além da localização da falta, sinalização do tipo de falta e trip monopolar, a lógica FID neste IED também supervisiona os elementos de distância.

Adicionalmente, o elemento 32P-1 opera de forma independente e está sempre disponível para faltas fase-fase. Assim como acontece com o elemento direcional de fase com uma conexão em quadratura, pode haver um conflito entre elementos 32P-1 de diferentes fases em faltas como a do Caso 2 da Seção III. Neste caso, adicionar a supervisão de 67G e 67Q no esquema de proteção piloto melhora a segurança.

No IED de proteção Alternada, o elemento 32Q tem prioridade sobre o elemento 32P-2. Quando 32Q não está habilitado, de acordo com a estratégia de ajuste apresentada anteriormente, 32P-2 também está disponível para faltas fase-fase desequilibradas.

Para faltas trifásicas (3P), os elementos TD32, 32P-1 e 32P-2 estão disponíveis. A referência [1] mostra que 32P-2 pode perder a segurança para faltas 3P no GRID e [9] sugere um 32P-2 aprimorado que possa ser implementado por supervisão de corrente e lógica simples. Este elemento 32P-2 aprimorado é usado para supervisionar todos os elementos de fase.

O esquema POTT utiliza o elemento 32Q supervisionado por corrente (67Q) e os elementos 32P-1 e 32P-2 supervisionados por corrente (67P) para envio do sinal permissivo e para emissão do comando de trip. No terminal PV, estes elementos não operam para uma falta na linha com o ajuste de 50FP estratégico apresentado anteriormente e o trip neste terminal é baseado na lógica “weak infeed” e “echo convertido para trip” (ECTT: “echo-converted-to-trip”). No relé de proteção Principal, a lógica “weak infeed” pode ser acionada por subtenção de fase (27P), sobretensão de sequência-negativa (59Q) ou sobretensão de sequência-zero (59G). No relé de proteção Alternada, as funções fase-fase (27PP) e 59G estão disponíveis.

Para ambas as faltas 2P e 3P, o elemento TD32 tem sensibilidade para rapidamente identificar e declarar faltas à frente, mesmo com a baixa magnitude da contribuição de IBR, conforme discutido em [20]. A forma como TD32 é implementado no esquema POTT em [22] requer supervisão de corrente para TD32 (TD67) apenas para emissão do comando de trip e não para envio do sinal permissivo. No caso de uma falta interna, ambos os terminais enviarão o sinal permissivo; entretanto, apenas o lado do GRID terá corrente suficiente para dar trip através do POTT. Para garantir uma abertura rápida no lado da IBR, é necessário usar um DTT.

B. Proteção Diferencial de Corrente de Linha

O relé de proteção Alternada tem uma função diferencial de linha baseada no plano alfa, fornecendo elementos diferenciais de fase (87LA, 87LB e 87LC), um elemento diferencial de

sequência-negativa (87LQ) e um elemento diferencial de sequência-zero (87LG).

Conforme mostrado na Seção III, todos esses elementos permanecem seguros para faltas externas. Mesmo com o comportamento inesperado da corrente I_2 proveniente do terminal da IBR, a mesma corrente passa através de ambos os terminais da linha no caso de faltas externas. Dessa forma, todos os elementos diferenciais podem ser habilitados. A referência [9] também avalia a segurança e a confiabilidade da função 87L para linhas de transmissão conectando IBR.

C. Proteção de Distância

Conforme mencionado anteriormente, a aplicação da função de distância no terminal do parque eólico implica problemas de segurança e confiabilidade. Um elemento da Zona 1 instantâneo pode sobrealcançar para faltas externas e um elemento da Zona 2 temporizado pode não ter capacidade para fornecer backup para o sistema devido à variação da impedância aparente.

O elemento 32P avançado pode supervisionar elementos de distância de fase em ambos os terminais da linha. Além disso, para evitar o sobrealcance da Zona 1, o elemento da Zona 1 de fase pode ser limitado usando a supervisão de sobrecorrente do elemento de distância ou adicionando uma temporização; estas duas condições podem também ser combinadas em uma porta OU (OR). Adicionar uma temporização de dropout no elemento da Zona 2 pode evitar o dropout do elemento, fornecendo um backup confiável. Todas estas soluções são sugeridas e detalhadas em [9].

Uma vez que a conexão entre o parque eólico e o GRID é radial neste sistema, um elemento de distância com uma Zona 1 estendida pode ser aplicado no relé do terminal GRID, com um alcance além do barramento de 500 kV do parque eólico, conforme mostrado na Fig. 25. Isto aumenta a cobertura instantânea para faltas na linha, especialmente no caso de falhas do canal de comunicação. Adicionalmente, no terminal GRID, o elemento TD21 pode ser aplicado com um alcance próximo do barramento remoto.

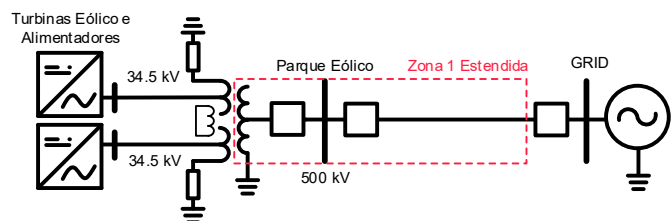


Fig. 25. Zona 1 estendida melhora a cobertura instantânea para faltas na linha.

Esta estratégia não pode ser aplicada se mais equipamentos (linhas de transmissão ou transformadores) forem conectados, no futuro, ao barramento de 500 kV do terminal do parque eólico.

Para estas faltas, a corrente que passa através dos terminais da linha é a corrente proveniente do sistema, que é composto principalmente por máquinas síncronas; portanto, as funções de distância podem operar normalmente.

D. Recursos Baseados em TW

Faltas na linha de transmissão geram transitórios de tensão e corrente que se propagam em direção aos terminais da linha. Quando uma onda incidente (i_i) atinge o terminal da linha, uma parte é transmitida (i_T) e uma parte é refletida (i_R), conforme mostrado na Fig. 26 [24].

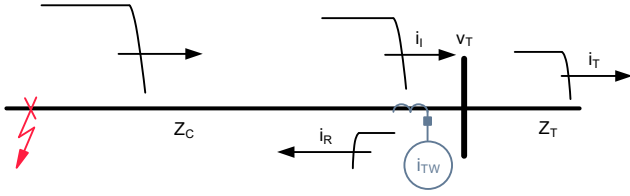


Fig. 26. Representação das ondas incidente (i_i), refletida (i_R) e transmitida (i_T) em um terminal da linha de transmissão.

A porção da onda que é refletida e transmitida depende da relação entre a impedância característica da linha (Z_C) e a impedância do terminal equivalente (Z_T), as quais podem ser determinadas usando (5) e (6).

$$i_R = \frac{Z_C - Z_T}{Z_C + Z_T} i_i \quad (5)$$

$$i_T = \frac{2 \cdot Z_C}{Z_C + Z_T} i_i \quad (6)$$

Um IED que monitora o sinal de corrente no terminal da linha vê a soma das correntes incidente e refletida, (i_{TW}), de acordo com (7).

$$i_{TW} = i_i + i_R \quad (7)$$

No terminal GRID, duas outras linhas de transmissão são conectadas, de forma que Z_T é menor do que Z_C . Isso faz com que i_R tenha a mesma polaridade que i_i , e faz com que i_{TW} tenha uma magnitude maior do que a onda incidente, o que facilita a detecção.

Contudo, a terminação da linha na IBR é efetuada através de um transformador, significando que Z_T tem um valor muito maior quando comparado a Z_C . Isso faz com que i_R e i_i tenham polaridades opostas, e faz com que i_{TW} tenha uma magnitude menor do que a onda incidente, o que dificulta a detecção.

A referência [25] apresenta registros reais das TWs de corrente de uma terminação com transformador, os quais foram efetuados por um dispositivo de localização de faltas baseado em TW em uma configuração similar ao sistema aqui estudado. A experiência deste sistema real mostra que, apesar da atenuação na magnitude, a detecção ainda é possível. Uma vez que a magnitude do sinal de TW gerado na falta depende do ângulo de incidência da tensão, a atenuação do sinal no terminal do parque eólico reduz a sensibilidade das funções baseadas em TW, especialmente para faltas que ocorrem longe do pico da tensão.

No sistema em análise, serão aplicadas as seguintes funções baseadas em TW:

- Elemento direcional baseado em TW (TW32)
- Elemento diferencial de linha baseado em TW (TW87)

- Localização de faltas baseada em TW com dados de dois terminais (DETWFL) [25]
- Monitoramento preditivo da linha baseado em TWs [26]

Nos casos em que o terminal da IBR for conectado a mais linhas de transmissão, a baixa impedância aumenta a confiabilidade das funções baseadas em TW.

E. Confiabilidade do Sistema de Proteção de Linhas

A maioria das estratégias de proteção descritas é dependente da disponibilidade do canal de comunicação entre os terminais da linha, excluindo os elementos de distância. Portanto, para garantir a disponibilidade do sistema de proteção, os meios de comunicação têm que ser altamente disponíveis e redundantes.

Isto se torna ainda mais crítico em algumas aplicações, quando outras linhas de transmissão são conectadas ao barramento da IBR ou quando existe mais de um transformador, uma vez que a estratégia de estender o alcance da Zona 1 não é totalmente aplicável.

O Operador Nacional do Sistema (ONS) elétrico brasileiro exige, no mínimo, a redundância total do canal de comunicação para teleproteção em todas as instalações com nível de tensão igual ou superior a 230 kV.

Normalmente, as linhas de transmissão, especialmente as mais novas, têm um cabo OPGW, que fornece um canal de comunicação confiável para ambos os esquemas de proteção 87L e proteção piloto, tanto via fibra óptica direta quanto através de multiplexadores.

Para fornecer redundância, uma rota alternativa através de subestações próximas é uma opção. Neste caso, para IBRs conectadas radialmente, é pouco provável que rotas alternativas estejam disponíveis. A redundância nas comunicações pode ser obtida através de um segundo cabo OPGW, Power Line Carrier (PLC) ou rádios com tecnologia de espalhamento espectral ("spread-spectrum radios") para linhas curtas. Estes dois últimos meios de comunicação não suportam ou atendem idealmente aos requisitos da função 87L [27], dificultando a adoção da função 87L com redundância total.

Portanto, a proteção piloto usando um esquema de comparação direcional é a alternativa natural para estes canais de comunicação. O uso da função TD32 no esquema de proteção piloto, conforme detalhado anteriormente, aumenta a confiabilidade para eliminação rápida de faltas internas neste tipo de sistema.

Para faltas no barramento do terminal GRID e faltas nas linhas adjacentes, é mais desafiador fornecer backup remoto através do IED do terminal do parque eólico. O uso de métodos de proteção local redundantes, incluindo proteção de barras e proteção de falha do disjuntor, deve ser considerado. O requisito mínimo do ONS consiste em ter redundância para todos esses esquemas de proteção em instalações com uma tensão maior ou igual a 230 kV.

No caso de falha total das comunicações com o terminal GRID, pode não ser possível eliminar a falta no terminal do parque eólico. Neste caso, [9] sugere o uso de um elemento de subtensão de tempo longo para backup. Habilitar o elemento 27P ou mesmo uma função de distância somente quando houver

perda dos dois canais de comunicação é uma alternativa que deve ser avaliada.

VI. CONCLUSÃO

Este artigo avaliou como as características e o comportamento atípico de uma fonte baseada em inversor desafiam as funções de proteção baseadas em fasores atuais, incluindo elementos direcionais baseados em componentes simétricas, lógica de identificação do tipo da falta e elementos de distância. Dados de campo de uma linha de transmissão de 138 kV conectando uma PV de 420 MW ao GRID foram avaliados, e as questões relacionadas ao comportamento da contribuição da corrente de falta da IBR foram discutidas.

Adicionalmente, os dados dos eventos foram usados para avaliar o desempenho dos recursos de proteção baseados em fasores aprimorados e novos recursos de proteção no domínio do tempo apresentados nos modernos relés de proteção. Estes elementos comprovaram ser mais seguros e confiáveis para estes sistemas.

O elemento TD32 demonstrou ser confiável para os casos de campo avaliados. O uso deste elemento em um esquema de proteção piloto com comparação direcional possibilitou melhorar a confiabilidade da proteção.

A função 87L demonstrou ser segura para os eventos avaliados e foi também apresentada como um excelente esquema de proteção para linhas de transmissão conectando IBR em trabalhos anteriores; entretanto, dois canais de comunicação independentes e redundantes adequados para 87L nem sempre estão disponíveis. Um esquema de proteção piloto com comparação direcional é mais flexível em termos dos requisitos dos canais de comunicação e permite a implantação de um sistema de proteção totalmente redundante para estes sistemas quando aplicado com TD32.

Uma filosofia de proteção combinando elementos baseados em fasores e grandezas incrementais no domínio do tempo foi proposta, baseando-se na validação efetuada com dados de campo na conclusão deste artigo e artigos anteriores. Esta filosofia de proteção será aplicada na linha de transmissão que conecta o novo parque eólico que está atualmente na fase de projeto.

Considerações sobre o sistema de proteção da linha de transmissão e a confiabilidade da proteção de backup do sistema foram discutidas. Os requisitos mínimos do sistema de proteção da rede de energia elétrica brasileira também foram considerados.

Finalmente, o uso dos recursos de proteção baseados em TW para proteção das linhas de transmissão que conectam a IBR é de interesse dos autores e será avaliado para a nova instalação de um parque eólico no Brasil.

VII. RECONHECIMENTO

Os autores agradecem a Ritwik Chowdhury e Ryan McDaniel da Schweitzer Engineering Laboratories, Inc (SEL) pelo tempo disposto na revisão deste artigo e nas discussões técnicas.

VIII. REFERÊNCIAS

- [1] R. Chowdhury and N. Fischer, "Transmission Line Protection for Systems With Inverter-Based Resources – Part I: Problems," *IEEE Transactions on Power Delivery*, August 2020. Available: doi.org/10.1109/TPWRD.2020.3019990.
- [2] B. Kasztenny, N. Fischer, and H. Altuve, "Negative-Sequence Differential Protection – Principles, Sensitivity, and Security," proceedings of the 41st Annual Western Protective Relay Conference, College Station, TX, October 2014.
- [3] K. Zimmerman and J. Mooney, "Comparing Ground Directional Element Performance Using Field Data," proceedings of the 8th Annual Conference for Fault and Disturbance Analysis, College Station, TX, April 1993.
- [4] R. Abboud, P. Lima, and A. Pontizelli, "Utilização de IEC 61850 Valores Amostrados (SV) e Sincrofasores para Localização de Falhas em Tempo Real," proceedings of the Symposium of Experts in Operation Planning and Electric Expansion, Foz do Iguaçu, Paraná, Brazil, May 2014.
- [5] N. Fischer, D. Finney, and D. Taylor, "How to Determine the Effectiveness of Generator Differential Protection," proceedings of the 40th Annual Western Protective Relay Conference, College Station, TX, October 2013.
- [6] D. Costello and K. Zimmerman, "Determining the Faulted Phase," proceedings of the 36th Annual Western Protective Relay Conference, College Station, TX, October 2009.
- [7] F. Calero, "Rebirth of Negative-Sequence Quantities in Protective Relaying With Microprocessor-Based Relays," proceedings of the 30th Annual Western Protective Relay Conference, College Station, TX, October 2003.
- [8] W. Elmore, *Protective Relaying Theory and Applications*, Marcel Dekker, Inc., New York, NY, 1994.
- [9] R. Chowdhury and N. Fischer, "Transmission Line Protection for Systems With Inverter-Based Resources – Part II: Solutions," proceedings of the IEEE Transactions on Power Delivery, Virtual Format, October 2020. Available: ieeexplore.ieee.org/document/9233925.
- [10] Ministry of Mines and Energy, "Resenha Energética Brasileira," March 2020. Available: antigo.mme.gov.br/web/guest/secretarias/planejamento-e-desenvolvimento-energetico/publicacoes/resenha-energetica-brasileira.
- [11] E. Senger and F. Filho, "Plantas eólicas: modelagem para estudos de curto-circuito e critérios de ajustes das proteções," proceedings of the Protection and Control Technical Seminar, Rio de Janeiro, Brazil, 2014.
- [12] M. Nunes, "Avaliação do comportamento de aerogeradores de velocidade fixa e variável integrados em redes elétricas fracas," PhD dissertation, UFSC Institutional Repository, 2003. Available: repositorio.ufsc.br/xmlui/handle/123456789/85795.
- [13] E. Pinheiro, "Análise do Comportamento Dinâmico de Usinas Eólicas a Velocidade Variável Utilizando ATPDraw," PhD dissertation, Federal University of Minas Gerais, 2004.
- [14] J. Marques, "Turbinas eólicas: modelo, análise e controle do gerador de indução com dupla alimentação," PhD dissertation, Federal University of Santa Maria, 2004.
- [15] B. Kasztenny, V. Mynam, and N. Fischer, "Sequence Component Applications in Protective Relays – Advantages, Limitations, and Solutions," proceedings of the 46th Annual Western Protective Relay Conference, Spokane, WA, October 2019.
- [16] ABB, "Technical Application Papers No. 10: Photovoltaic Plants," Available: abb.com.
- [17] J. Roberts and A. Guzmán, "Directional Element Design and Evaluation," proceedings of the 21st Annual Western Protective Relay Conference, Spokane, WA, October 1994.
- [18] B. Fleming, "Negative-Sequence Impedance Directional Element," proceedings of the 10th Annual ProTest User Group Meeting, Pasadena, CA, February 1998.

- [19] J. Roberts, D. Tziouvaras, G. Benmouyal, and H. Altuve, “The Effect of Multiprinciple Line Protection on Dependability and Security,” proceedings of the 55th Annual Georgia Tech Protective Relaying Conference, Atlanta, GA, May 2001.
- [20] B. Kasztenny, “Distance Elements for Line Protection Applications Near Unconventional Sources,” June 2021. Available: selinc.com.
- [21] E. O. Schweitzer, III, B. Kasztenny, A. Guzmán, V. Skendzic, and V. Mynam, “Speed of Line Protection – Can We Break Free of Phasor Limitations?” proceedings of the 41st Annual Western Protective Relay Conference, Spokane, WA, October 2014.
- [22] *SEL-T401L Ultra-High-Speed Line Relay Instruction Manual*. Available: selinc.com.
- [23] E. O. Schweitzer, III, and B. Kasztenny, “Distance Protection: Why Have We Started With a Circle, Does It Matter, and What Else Is Out There?” proceedings of the 71st Annual Conference for Protective Relay Engineers, College Station, TX, March 2018.
- [24] A. Guzmán, B. Kasztenny, Y. Tong, and V. Mynam, “Accurate and Economical Traveling-Wave Fault Locating Without Communications,” proceedings of the 71st Annual Conference for Protective Relay Engineers, College Station, TX, March 2018.
- [25] E. O. Schweitzer, III, A. Guzmán, V. Mynam, V. Skendzic, B. Kasztenny, and S. Marx, “Locating Faults by the Traveling Waves They Launch,” proceedings of the 67th Annual Conference for Protective Relay Engineers, College Station, TX, April 2014.
- [26] B. Kasztenny, V. Mynam, T. Joshi, and D. Holmbo, “Preventing Line Faults With Continuous Monitoring Based on Current Traveling Waves,” proceedings of the 15th International Conference on Developments in Power System Protection Liverpool, United Kingdom, March 2020.
- [27] B. Kasztenny, N. Fischer, K. Fodero, and A. Zvarych, “Communications and Data Synchronization for Line Current Differential Schemes,” proceedings of the 2nd Annual Protection, Automation, and Control World Conference, Dublin, Ireland, June 2011.

IX. BIOGRAFIAS

Marcelo Bini recebeu seu BSEE em engenharia elétrica pela Universidade do Estado de Santa Catarina (campus de Joinville), Brasil, em 2006. Em 2006, ele ingressou na Engevix Engenharia como engenheiro elétrico, atuando em projetos de usinas hidrelétricas com ênfase em sistemas de proteção, controle e medição. Em 2017, ingressou na Araxá Solar como engenheiro de projetos de subestações. Em 2019, ingressou na *EDF Renewables* como engenheiro elétrico, trabalhando com projetos de proteção e controle, e outros projetos elétricos envolvidos em subestações, linhas de transmissão e redes de média tensão.

Ricardo Abboud recebeu seu BSEE em engenharia elétrica pela Universidade Federal de Uberlândia, Brasil, em 1992. Em 1993, ele ingressou na CPFL Energia como engenheiro de proteção. Em 2000, ingressou na Schweitzer Engineering Laboratories, Inc. (SEL) como engenheiro de aplicação de campo no Brasil, auxiliando os clientes em sistemas de proteção, automação e controle de subestações. Em 2005, ele se tornou o gerente de engenharia de campo, liderando e orientando o grupo de engenharia de aplicação e, em 2014, passou a ser o gerente de serviços de engenharia. Em 2016, foi transferido para a sede da SEL em Pullman, Washington, Estados Unidos, como gerente técnico internacional, fornecendo suporte técnico avançado e consultoria sobre novas tecnologias para escritórios de campo internacionais. Em 2019, ele ingressou na SEL University como professor. Atualmente, ele é um *principal engineer* na SEL Engineering Services, Inc. (SEL ES).

Paulo Lima recebeu seu BSEE em engenharia elétrica pela Universidade Federal de Itajubá, Brasil, em 2012. Em 2013, ingressou na Schweitzer Engineering Laboratories, Inc. (SEL) como engenheiro de aplicação de proteção no Brasil. Em 2018, ele se tornou coordenador do grupo de engenharia de aplicação, e desde 2020 é o gerente técnico regional para o Brasil. Sua experiência inclui aplicação, treinamento, integração e testes de relés de proteção digitais. Ele também fornece artigos, documentos técnicos e treinamento associado aos produtos SEL e SEL University.

Fabio Lollo recebeu seu BSEE em engenharia elétrica pela Universidade do Estado de São Paulo (campus de Bauru), Brasil, em 1997. Em 1998, ele ingressou na BMG Engenharia como engenheiro elétrico, trabalhando com estudos de proteção e projetos de proteção e controle. Em 2013, ingressou na Schweitzer Engineering Laboratories, Inc. (SEL) como engenheiro de proteção sênior no Brasil. Em 2016, ele se tornou coordenador do grupo de estudos e projetos. Atualmente, ele é engenheiro de proteção sênior e supervisiona um grupo de engenheiros de projeto na SEL Engineering Services, Inc. (SEL ES). Sua experiência inclui cálculos de curto-circuito e ajustes de proteção para sistemas de indústrias e concessionárias de energia.