

APLICAÇÃO DA PROTEÇÃO DIFERENCIAL BASEADA NO PLANO ALFA DE POTÊNCIAS COMPLEXAS EM UMA LINHA DE TRANSMISSÃO COMPENSADA

MARIA LEONOR SILVA DE ALMEIDA*, INA TAYANE BARBOSA†, VALENTINA DE PAULA MARÇAL*,
KLEBER MELO E SILVA†

**Escola de Engenharia Elétrica, Mecânica e de Computação
Universidade Federal de Goiás
Goiânia, Goiás, Brasil*

*†Departamento de Engenharia Elétrica
Universidade de Brasília
Brasília, Distrito Federal, Brasil*

Emails: marialeonor.unb@gmail.com, tayane61@hotmail.com, valentinavpm@gmail.com,
klebermelos@gmail.com

Abstract— In this paper is evaluated, for compensated transmission line protection, the application of the differential protection based on incremental complex power alpha plane. The algorithm employed, where the restraint characteristic is simply defined as its left-half-plane, is evaluated per phase, not requiring additional faulted phase selection logics. The protection performance of the capacitor bank is also analyzed in order to verify if it impairs the correct operation of the differential protection for the transmission line. In this sense, a wide variety of fault scenarios (varying the location, resistance and type of fault) are simulated for a 500 kV transmission line 400 km long with 70% compensation, through using the Alternative Transients Program (ATP). The obtained results reveal that, despite of capacitor bank protection, the analyzed algorithm operates correctly, providing a secure and fast alternative protection for compensated transmission line.

Keywords— Compensated transmission lines differential protection, power differential protection, incremental complex power alpha plane.

Resumo— Neste artigo avalia-se, para proteção de uma linha de transmissão compensada (LTC), a aplicação da proteção diferencial baseada no plano alfa de potências complexas incrementais. O algoritmo empregado, cuja característica de restrição é simplesmente definida como seu semiplano esquerdo, tem formulação segregada por fase, dispensando, assim, a necessidade de lógicas adicionais para identificação da fase defeituosa. Ademais, analisa-se a atuação da proteção do banco de capacitores, a fim de verificar se ela compromete o correto funcionamento da proteção aplicada à linha de transmissão. Nesse sentido, utilizou-se o *software Alternative Transients Program* (ATP) para simular uma LTC de 500 kV e 400 km, com compensação de 70%, quando submetida a diferentes condições de curto-circuito, determinados variando-se a localização, a resistência e o tipo de falta. Os resultados obtidos revelam que, independentemente da atuação proteção do banco de capacitores, o algoritmo avaliado atua corretamente, correspondendo a uma alternativa segura e rápida para proteção de LTCs.

Palavras-chave— Proteção de linhas de transmissão compensadas, proteção diferencial de potência, plano alfa de potências complexas incrementais.

1 Introdução

Nos atuais sistemas elétricos de potência, compostos por grandes centros com operação interligada, as linhas de transmissão desempenham um importante papel, uma vez que permitem o intercâmbio de blocos de potência entre diferentes regiões. Segundo Farmer (1996), no que diz respeito às linhas de transmissão longas e com elevado nível de tensão, é comum o emprego da compensação série, pois a conexão de capacitores em série com essas linhas melhora a regulação da tensão, além de que aumenta a estabilidade eletromecânica do sistema e a capacidade de transferência de potência.

Devido a sua função de interconectar sistemas transmitindo energia elétrica, as linhas (compensadas ou não), quando submetidas a curtos-circuitos, podem levar o sistema à instabilidade e, conseqüentemente, à interrupção do fornecimento de energia elétrica a um grande número de consumidores. Nesse contexto, torna-se iminente a ne-

cessidade de utilização de modernos esquemas de proteção para linhas de transmissão que garantam a rápida e seletiva eliminação de curtos-circuitos, preservando, desse modo, a integridade dos equipamentos elétricos e evitando o desencadeamento de outros distúrbios nos sistemas conectados.

Em decorrência da crescente aplicação da proteção diferencial de corrente (PDC) em linhas de transmissão, diferentes melhorias nessa função têm sido propostas na literatura. Tziouvaras (2004) propõe uma característica de restrição melhorada, baseada em um plano complexo de correntes, chamado de plano alfa. Mooney (2006) descreve o plano alfa de correntes de seqüências negativa e zero, o qual apresenta grande sensibilidade para curtos-circuitos assimétricos com elevada impedância de falta. Xu (2007) propõe um algoritmo de PDC fundamentado nos parâmetros ABCD da LT, o qual elimina a necessidade de compensar diretamente a corrente capacitiva presente em linhas longas e de alta tensão.

Sobre o emprego da proteção diferencial para linhas de transmissão compensadas, alguns autores relatam que a operação dessa função pode ser comprometida em razão da presença do banco de capacitores conectados à linha durante o curto-circuito. Segundo Tziouvaras (2001), Benmouyal (2005) e Altuve (2009), as PDCs podem atuar incorretamente por efeito de: inversões de tensão, inversões de corrente, erros de alcance de atuação sub ou sobre-estimados e transitórios provenientes das oscilações de baixa frequência. Dentre as soluções utilizadas para contornar tais problemáticas, esses autores sugerem o uso da memória de tensão, o emprego de uma lógica de detecção para faltas à jusante do banco de capacitores e o uso das unidades de fase e de sequência do plano alfa modificado. Os autores propõem ainda diferentes ajustes para cada uma das três topologias possíveis de instalação dos capacitores em série: na metade da linha, em apenas um terminal ou em ambas as extremidades.

Como alternativa à PDC, alguns autores têm investigado o emprego da função de proteção diferencial de potência (PDP) para linhas de transmissão. A ideia fundamental da PDP consiste em usar como entrada da função diferencial as potências medidas nos terminais da linha, em vez das correntes. Segundo Namdari (2008), cujo algoritmo proposto baseia-se apenas na potência ativa, a PDP é mais confiável e rápida que a PDC, além de ser menos sensível ao desalinhamento de amostras, à saturação de TCs e ao efeito da corrente capacitiva da LT. Por outro lado, Darwish (2005) afirma que é necessário empregar conjuntamente as potências ativa e reativa para garantir a sensibilidade da proteção para faltas internas, bem como estabilidade para curtos-circuitos externos e condições de oscilação de potência.

Fundamentado nos trabalhos anteriores sobre a aplicação de PDCs e PDPs para linhas, Silva (2017) propõe uma função diferencial de potências complexas, intitulada função *87PL*, baseada em um plano alfa de potências complexas incrementais. Como essa característica de restrição é simplesmente definida pelo semiplano esquerdo do plano alfa de potência complexas, ela dispensa a necessidade de determinação de ajustes complexos, tal como ocorre em outras PDCs e PDPs. Além disso, segundo os autores, o algoritmo proposto atuou corretamente para todos os casos de curtos-circuitos e manobras testados, inclusive em casos mais críticos, para os quais as proteções tradicionalmente empregadas não atuariam. Ademais, a função *87PL* apresentou desempenho satisfatório, independentemente do tipo de falta, das forças das fontes (conectadas aos terminais da linha), do valor da resistência de falta, da localização de falta e do carregamento do sistema.

Diante dos benefícios associados à utilização do algoritmo proposto por Silva (2017), e con-

siderando que seu desempenho foi analisado somente para linhas sem compensação, este artigo objetiva pesquisar sobre a aplicação desse algoritmo na proteção de linhas de transmissão com compensação série. Em se tratando de uma linha compensada, é importante investigar ainda o comportamento da proteção específica dos bancos de capacitores, o que também será contemplado neste artigo. Finalmente, visa-se avaliar se a proteção do banco de capacitores influencia no desempenho da função *87PL* aplicada à LTC. Para o desenvolvimento dessas análises, modela-se, por meio do *software* ATP, uma linha de transmissão de 500 kV, 400 km, com compensação série de 70%, sendo os capacitores instalados em cada um dos terminais dessa linha. Nas simulações realizadas neste artigo, a LTC modelada foi submetida a diferentes condições de curtos-circuitos, obtidos variando-se localização, resistência e tipo de falta.

2 Proteções Empregadas

2.1 Proteção da Linha de Transmissão

De acordo com o algoritmo proposto por Silva (2017), tendo como entrada as tensões e as correntes por fase medidas em cada um dos terminais, a função *87PL* determina as potências complexas incrementais por fase, denominadas $\Delta S_{L\phi}$ e $\Delta S_{R\phi}$ para os terminais local e remoto, respectivamente (em que ϕ representa as fases A, B ou C). Baseado em $\Delta S_{L\phi}$ e $\Delta S_{R\phi}$, calcula-se a razão complexa Γ_ϕ , equivalente ao coeficiente do algoritmo e determinado conforme Equação (1), na qual k refere-se ao k -ésimo instante de amostragem.

$$\Gamma_\phi(k) = \frac{\Delta S_{L\phi}(k)}{\Delta S_{R\phi}(k)} \quad (1)$$

A depender do valor de Γ_ϕ , define-se o estado de *87PL* ϕ , a qual é a variável de *trip* que indica ou não o envio do comando de abertura para os disjuntores da fase ϕ . Em condições nominais de operação, *87PL* ϕ é igual a zero (0).

O coeficiente Γ_ϕ é interpretado com base na representação gráfica do plano alfa de potências complexas incrementais, exposto na Figura 1, no qual os eixos das abscissas e ordenadas correspondem, respectivamente, às partes real e imaginária de Γ_ϕ . Caso os módulos de $\Delta S_{L\phi}$ e $\Delta S_{R\phi}$ sejam ambos menores que o ajuste de *pick-up* ΔS_{min} , Γ_ϕ é forçadamente fixado no ponto (-1,0), a fim de evitar atuações incorretas da função *87PL* em decorrência de potências complexas incrementais espúrias. Nota-se que o ponto (-1,0) equivale ao ponto de estabilidade e encontra-se na região de restrição, que é definida pelo semiplano esquerdo.

A fim de prevenir eventuais operações indevidas durante o regime transitório de falta, o sinal de *trip* é enviado somente após a identificação de

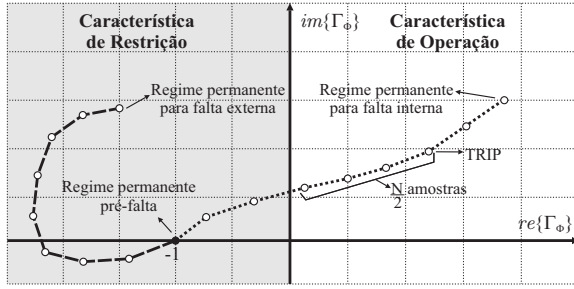


Figura 1: Plano alfa das potências complexas.

meio ciclo de amostras $\left(\frac{N}{2} amostras\right)$ consecutivas no semiplano direito. Por exemplo, para uma taxa de amostragem de 8 amostras/ciclo ($N = 8$), observa-se na Figura 1 que dado um curto-circuito interno, Γ_ϕ se desloca do ponto de estabilidade para a região de operação e somente após a identificação de 4 amostras consecutivas nessa região, a variável $87PL\phi$ passa a ser um (1) e o *trip* é enviado. Todavia, para uma falta externa à LT, o coeficiente se desloca de $(-1,0)$, mas permanece na região de restrição e, tal que, $87PL\phi$ permanece igual a zero (0), tal que o *trip* não é enviado.

As trajetórias de Γ_ϕ dependem das características do defeito, pois elas influenciam na magnitudes e no ângulo das potências complexas incrementais. Desse modo, constata-se que para qualquer falta interna, $\Delta S_{L\phi}$ e $\Delta S_{R\phi}$ das fases defeituosas possuem ângulos com sinais iguais, uma vez que ambos os terminais verificam o curto-circuito como direto. Assim, o ângulo de Γ_ϕ assume valores próximos a 0° e, portanto, o coeficiente se situa no primeiro ou no quarto quadrante do plano alfa de potências (região de operação).

Contrariamente, observa-se que para qualquer falta externa, $\Delta S_{L\phi}$ e $\Delta S_{R\phi}$ das fases defeituosas possuem ângulos com sinais opostos, porque um dos terminais da linha verifica o curto-circuito como direto, enquanto para o outro ele é reverso. Dessa forma, o ângulo de Γ_ϕ assume valores próximos a 180° e, portanto, o coeficiente se situa no segundo ou no terceiro quadrante do plano alfa de potências (região de restrição).

No caso das fases sãs, verifica-se que tanto para faltas internas quanto externas, elas possuem $\Delta S_{L\phi}$ e $\Delta S_{R\phi}$ com valores menores que ΔS_{min} , de forma que o coeficiente Γ_ϕ é forçado a permanecer no ponto de estabilidade $(-1,0)$. Nesse sentido, como somente Γ_ϕ das fases defeituosas se deslocam do semiplano esquerdo para o direito, a seleção das fases defeituosas é inerente o algoritmo proposto, facilitando assim a adoção da estratégia de religamento monopolar.

2.2 Proteção do Banco de Capacitor

Segundo Farmer (1996), como os bancos de capacitores são conectados em série às linhas, durante curtos-circuitos, eles podem ser submetidos a transitórios severos de tensão e de corrente, os

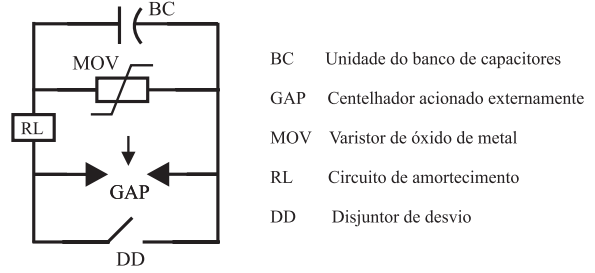


Figura 2: Proteção MOV associada a *Spark Gap*.

quais podem resultar no rompimento de seu dielétrico, danificando o equipamento. Consequentemente, é necessário o emprego de um sistema de proteção para o banco de capacitor que seja rápido e eficiente, a fim de limitar a tensão em seus terminais, garantindo também a integridade física desses equipamentos.

Ainda de acordo com Farmer (1996), deve-se especificar um valor máximo de tensão sobre o banco de capacitor, intitulado V_{Lim} , o qual restringe o tamanho do banco, tornando-o economicamente viável. Dessa forma, para tensões inferiores ao limite de tensão determinado, os bancos de capacitores devem continuar operando normalmente. Por outro lado, quando V_{Lim} é alcançado, o banco deve ser retirado do sistema, e a corrente da LTC deve ser desviada para os circuitos de proteção do capacitor. Logo, para usufruir da máxima capacidade térmica das unidades capacitivas, é necessário que o limite da tensão ajustada na proteção do banco seja igual ao limite de sobretensão suportada fisicamente pelo capacitor.

O esquema de proteção dos bancos de capacitores empregados neste trabalho é aquele descrito por Conceição (2015), o qual associa um Varistor de Óxido Metálico (MOV) protegido por um *Spark Gap*, ambos em paralelo com o capacitor. Essa configuração é ilustrada na Figura 2.

Nesse esquema, o MOV passa a conduzir somente quando a tensão em seus terminais ultrapassa V_{Lim} . Enquanto conduz, o MOV grampeia a tensão nos terminais do banco, deixando-a fixa em V_{Lim} , e desvia parte da corrente de curto-circuito dos bancos de capacitores. Como durante a operação do MOV, há acúmulo de energia sobre esse equipamento, ele poderia ser danificado, a depender da intensidade do curto-circuito. A fim de limitar a corrente através do MOV ou a energia armazenada nele, o *Spark Gap* é empregado como proteção do MOV. Dessa forma, o GAP é acionado caso os limites, previamente ajustados, de corrente ou energia no MOV sejam excedidos.

Caso a corrente pelo MOV exceda o valor limite ajustado, o GAP é acionado rapidamente (seu disparo ocorre devido à corrente através do MOV). Caso a corrente pelo MOV seja menor do que o limite ajustado, mas a energia acumulada no MOV alcance o valor limite depois de um tempo, o GAP é disparado mais tardiamente (ele é acionado pela energia no MOV). Sendo acionado, o GAP se

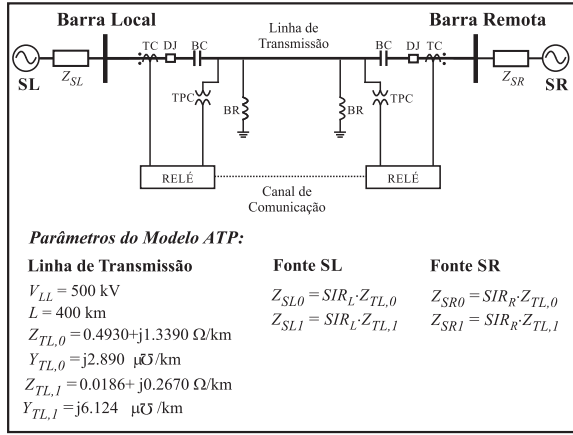


Figura 3: Modelo do sistema elétrico utilizado.

fecha, tornando-se um caminho alternativo para a corrente, que deixa de passar pelo banco de capacitor e pelo MOV (eles são bypassados).

Além disso, o acionamento do GAP é seguido pelo envio de um comando de fechamento para o disjuntor de desvio, o qual está em paralelo ao GAP e permite a desionização do GAP. A proteção do banco de capacitor utiliza ainda um circuito de amortecimento RL – usualmente implementado por um reator em paralelo a um resistor – com o intuito de restringir os valores das correntes de descarga geradas pela queda súbita de tensão sobre os capacitores, decorrentes da atuação do GAP.

Destaca-se que, como a ausência da compensação série para faltas externas à LTC pode comprometer a operação da proteção, o MOV deve atuar somente para faltas internas. Logo, o MOV deve ser dimensionado para suportar a situação mais crítica de curto-circuito externo.

Vale ressaltar também que, apesar da atuação do GAP ser necessária para proteger tanto o MOV quanto o banco de capacitor, ela resulta na mudança da impedância da LTC – em decorrência da retirada do banco de capacitor de operação – o que pode comprometer a correta atuação da proteção da linha de transmissão. Sendo assim, a proteção da LTC deve ser capaz de continuar atuando corretamente, ainda que o banco de capacitor seja bypassado pelo GAP.

3 Sistema Analisado

A avaliação do desempenho da função 87PL para proteção da LTC foi realizada empregando-se o ATP para simular a operação do sistema elétrico ilustrado na Figura 3, quando submetido a diferentes curtos-circuitos.

Na Figura 3, as fontes dos terminais local e remoto, representadas por SL e SR, respectivamente, possuem seus parâmetros definidos com base na razão entre as impedâncias da fonte e da LTC (do inglês, *source-to-line impedance ra-*

Tabela 1: Dados da característica não linear do MOV, tipo 92, utilizado no sistema simplificado

Corrente (kA)	Tensão (V)
0,00011920928955	$0,625V_{Lim}$
5,9029581036	V_{Lim}
1000,0	$1,25V_{Lim}$

tio - SIR), chamada de SIR_L para o terminal local e SIR_R para o terminal remoto. Assim, adota-se $SIR_L = SIR_R = 0,06$ (ambas fontes fortes). O ângulo de carregamento considerado foi de -8° , correspondente a um carregamento moderado. Ressalta-se que os subíndices 0 (zero) e 1 (um) correspondem às componentes de sequência zero e positiva, nessa ordem.

A LTC avaliada é de 500 kV, 400 km e foi modelada como perfeitamente transposta, a parâmetros distribuídos e constantes com a frequência, conforme descrito por Leu (1987). Os transformadores para instrumentos empregados são os mesmos em ambos os terminais, sendo que os TCs são do tipo C800 2000-5 A, com modelagem e parâmetros descritos em IEE (2004), e os modelos dos TPCs são apresentados por Sachdev (2008).

Nesse sistema, os bancos de capacitores, e suas proteções, são representados por BC e foram ajustados para compensação de 70%, sendo metade da compensação em cada terminal da LTC. Reatores em derivação também foram inseridos nas extremidades da LT (representados por BR), de forma a realizar o controle da tensão para reter o excedente de potência reativa capacitiva do sistema e reduzir sobretensões no decorrer dos surtos de manobra, conforme descrito por Frontin (2013).

Supõe-se ainda que a frequência fundamental considerada é de 60 Hz e os sinais do terminal remoto possuem um atraso decorrente do canal de comunicação – constituído de fibra ótica –, computado adicionando-se 1 ms no tempo de operação do relé, conforme definido por Schweitzer (2010). Além disso, determinou-se o ajuste da função 87PL, ΔS_{min} igual a 0,3 pu, valor esse definido empiricamente considerando diversos cenários de curtos-circuitos.

A Figura 4 apresenta a proteção do banco de capacitores modelada no ATPDraw e a lógica de disparo do GAP implementada na linguagem MODELS. Esses esquemas se referem a apenas uma fase. Para as demais fases de ambos os terminais da LTC os diagramas são similares.

Nesse esquema, o MOV utilizado é do tipo 92, e os pontos correspondentes à característica não linear desse elemento são exibidos na Tabela 1, sendo V_{Lim} igual a 87499,5 V e 92056,5 V para os terminais local e remoto, respectivamente – valores determinados como descrito por Diniz (2016).

A implementação para atuação do GAP se baseia no valor instantâneo da corrente que passa

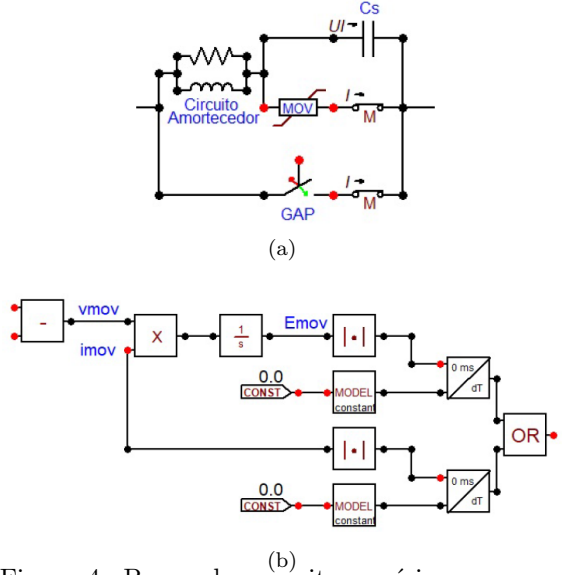


Figura 4: Banco de capacitores série, e sua proteção, da fase A: (a) arranjo implementado, (b) blocos na MODELS que implementam a lógica de controle do GAP.

Tabela 2: Dados de energia e corrente absorvidas pelos MOVs para disparo dos GAPs do sistema simplificado.

Energia (MJ)	Corrente (kA)
$E_{MOV_L} = 40,0631$	$I_{MOV_L} = 7,52356$
$E_{MOV_R} = 41,3897$	$I_{MOV_R} = 8,14605$

pelo MOV e no cálculo da energia absorvida por ele. Para definir estes parâmetros limites que resultam no disparo do GAP, foram simulados curtos-circuitos externos trifásicos francos, tanto na barra local quanto na remota. Esses casos foram simulados, a fim de se obter os valores mais críticos dessas grandezas, aos quais foram acrescentados 10% de margem de segurança. Os valores de energia e corrente utilizados como limiar para disparo dos GAPs nos terminais local e remoto do sistema avaliado são apresentados na Tabela 2.

4 Apresentação e Análise dos Resultados

Para verificar as atuações das proteções de linha e do banco de capacitor, foram aplicados diferentes curtos-circuitos, variando-se tipo de falta (trifásico, bifásico com ou sem terra e monofásico), localização da falta (p) e resistência de falta (R_f). As características dos curtos-circuitos simulados são descritas na Tabela 3. Apresentam-se a seguir os resultados das simulações realizadas, as quais foram simuladas no domínio do tempo, sendo os curtos-circuitos sempre aplicados em 100 ms.

Os Casos 1 e 2 correspondem a curtos-circuitos trifásicos francos e diferem apenas pela localização da falta: o primeiro diz respeito a um

Tabela 3: Curtos-circuitos simulados.

Caso	Tipo de Falta	p (%)	R_f (Ω)
1	ABC	1*	0,0
2	ABC	5	0,0
3	AT	10	0,0
4	BT	10	150,0
5	AC	50	100,0
6	ABT	50	0
7	BC	50	10,0
8	CT	95	30,0
9	CT	100*	30,0

Legenda:

1* é a posição antes do TC local; e
100* é a posição após o TC remoto.

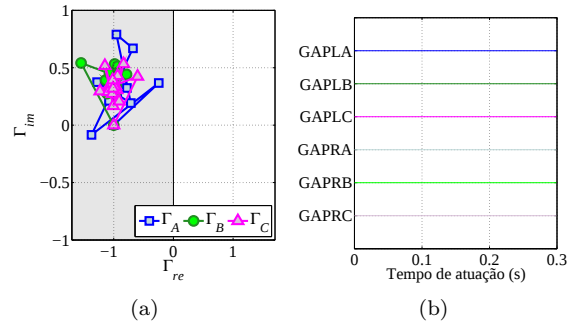


Figura 5: Atuação Caso 1: (a) 87PL; (b) GAP.

curto-circuito externo imediatamente antes do TC local, e o segundo refere-se a uma falta interna imediatamente após o TC local. Os resultados obtidos para os Casos 1 e 2 são apresentados nas Figuras 5 e 6, respectivamente.

Observa-se da Figura 5(a) que Γ_ϕ das três fases permanecem no semiplano esquerdo e próximo do ponto de estabilidade $(-1,0)$, de maneira que o algoritmo não gera *trip* de atuação. Nesse caso, nenhum dos GAPs atua, conforme exposto na Figura 5(b), garantindo que a impedância da linha permaneça constante.

Por outro lado, para o curto-circuito interno do Caso 2, os GAPS das três fases do terminal local atuam (em aproximadamente 3 ms), conforme verificado na Figura 6(b). Nota-se, da Figura 6(a) que a atuação dos GAPs não compromete a correta atuação da proteção, pois Γ_ϕ das três fases se deslocam para o semiplano direito, o que resulta no *trip* tripolar com tempo de atuação de 13.3 ms (0.8 ciclos). Dessa forma, a proteção operou quando os GAPs do terminal local já haviam atuado, estando, dessa forma, apenas os capacitores do terminal local conectados à linha.

Os resultados da simulação para o Caso 3 são apresentados na Figura 7. Para essa falta interna, verifica-se que, apesar de apenas o GAP da fase A do terminal local ter atuado (em aproximadamente 10 ms), Γ_A se desloca para o semiplano direito, o que resulta no *trip* monopolar com tempo

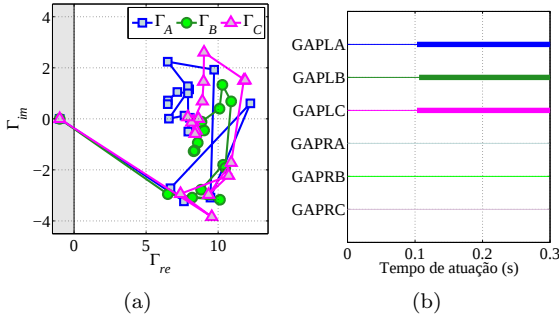


Figura 6: Atuação Caso 2: (a) 87PL; (b) GAP.

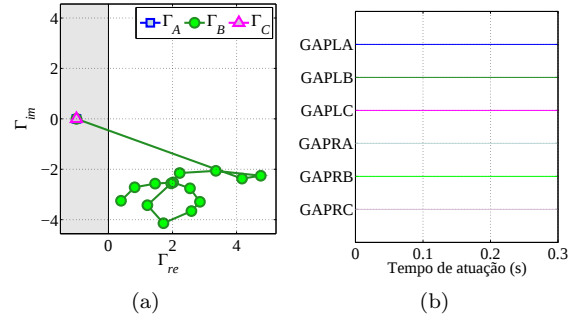


Figura 8: Atuação Caso 4: (a) 87PL; (b) GAP.

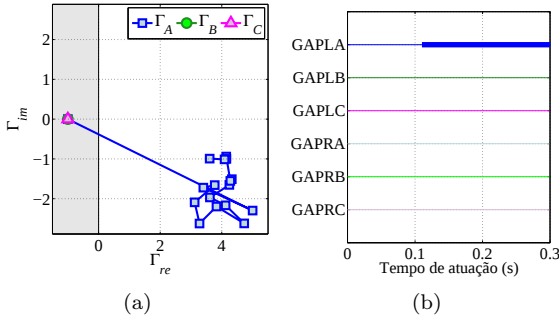


Figura 7: Atuação Caso 3: (a) 87PL; (b) GAP.

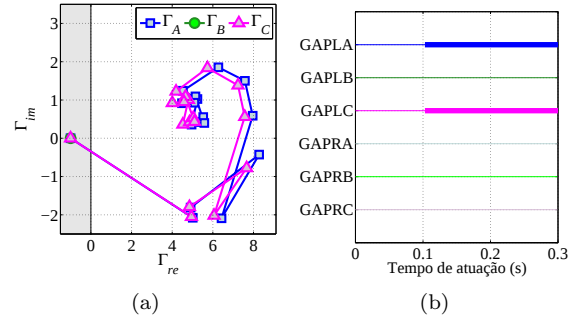


Figura 9: Atuação Caso 5: (a) 87PL; (b) GAP.

de atuação de 13.3 ms (0.8 ciclos). Nesse caso, a função 87PL atuou corretamente, a despeito de o banco de apenas uma fase em somente um dos terminais já ter sido bypassado.

Fundamentado na Figura 8, que apresenta os resultados para o Caso 4, verifica-se que, apesar de nenhum terminal ter seus GAPS acionados, Γ_B se desloca para a região de operação, resultando em um *trip* monopolar com tempo de atuação de 14.3 ms (0.9 ciclos). A não atuação dos GAPS é justificada porque se trata de um curto-circuito monofásico com elevada resistência de falta – $R_f = 150 \Omega$. Dessa forma, a corrente pelo MOV e a energia acumulada nele não foram suficientes para exceder os limites de corrente e energia. Logo, nesse caso, a função 87PL operou corretamente, ainda que todos bancos de capacitores estivessem conectados à linha.

Baseado na Figura 9, que apresenta os resultados para o Caso 5, verifica-se que apenas os GAPS das fases defeituosas (A e C) do terminal local atuam (em aproximadamente 3 ms). A despeito dos capacitores continuarem conectados em série com a linha no terminal remoto, os índices Γ_A e Γ_C se deslocam para o semiplano direito, o que resulta no *trip* tripolar com tempo de atuação de 13.3 ms (0.8 ciclos).

Com base na Figura 10, que apresenta os resultados para o Caso 6, nota-se que os GAPS das fases defeituosas (A e B) de ambos os terminais atuam (em aproximadamente 11 ms). Os índices Γ_A e Γ_B se deslocam para a região de operação, resultando no *trip* tripolar com tempo de atuação de 12.3 ms (0.7 ciclos). Nesse caso, a proteção atuou quando estava conectado à linha apenas os

capacitores (de ambos os terminais) da fase sã.

Fundamentado na Figura 11, que apresenta os resultados para o Caso 7, nota-se que os GAPS das fases defeituosas (B e C) de ambos os terminais atuam, todavia, com tempos de atuação diferentes. No terminal local, os GAPS das fases B e C atuam em 26 ms e 46 ms, respectivamente. No terminal remoto, os GAPS das fases B e C atuam em 68 ms e 16 ms, respectivamente. Nesse caso, afirma-se que apenas o GAP da fase C do terminal local foi disparado pela corrente através do MOV, devido a sua rápida atuação. Todos os outros GAPS atuam pela energia acumulada nos MOVs, e portanto, os acionamentos são mais demorados. Apesar disso, os índices Γ_B e Γ_C atuam, resultando no *trip* tripolar com tempo de atuação de 14.3 ms (0.85 ciclos). Dessa forma, a função 87PL já teria atuado antes da atuação dos GAPS.

Os Casos 8 e 9 correspondem a curtos-circuitos monofásicos na fase C com $R_f = 30 \Omega$ e diferem apenas pela localização da falta: o primeiro diz respeito a um curto-circuito interno imediatamente antes do TC remoto, e o segundo refere-se a uma falta externa imediatamente após o TC remoto. Os resultados obtidos para os Casos 8 e 9 são apresentados na Figuras 12 e 13, respectivamente.

Observa-se, da Figura 12, que o GAP da fase C do terminal remoto atua (em aproximadamente 49 ms), enquanto Γ_C se desloca para o semiplano direito, resultando no *trip* monopolar com tempo de atuação de 13.3 ms (0.8 ciclos). Nesse caso, dor causa da atuação tardia do GAP da fase C do terminal remoto (atuação por acúmulo de energia), a função 87PL opera ainda com a presença se todos

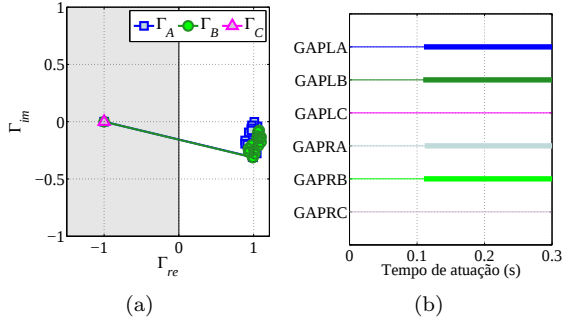


Figura 10: Atuação Caso 6: (a) 87PL; (b) GAP.

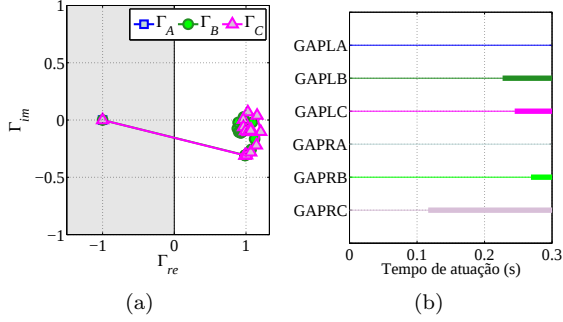


Figura 11: Atuação Caso 7: (a) 87PL; (b) GAP.

os capacitores conectados à linha.

Observa-se, da Figura 13, que Γ_C permanece na região de restrição, de modo que o algoritmo não atua. Nesse caso, nenhum dos GAPs é disparado por se tratar de um curto-circuito externo.

5 Conclusões

Este artigo avalia o emprego da função 87PL para proteção de uma linha de transmissão com 70% de compensação série. Os resultados obtidos revelam que o algoritmo analisado atuou corretamente para todos os curtos-circuitos avaliados, sendo que os quatro tipos de curtos-circuitos foram simulados, variando-se os valores de resistência e da localização de falta.

Para os curtos-circuitos internos simulados, verificou-se que somente os indicadores das fases defeituosas se deslocaram para a região de operação, mostrando, assim, que a seleção das fases defeituosas é inerente ao algoritmo empregado. Dessa forma, o emprego da função 87PL dispensa a necessidade de lógicas adicionais para identificação da fase defeituosa e, consequentemente, facilita a adoção da estratégia de religamento monopolar.

A respeito da proteção do banco de capacitores, a princípio, esta é projetada para atuar em todos os curtos-circuitos internos à LTC, para evitar sobretensões no capacitor. Além de proteger o capacitor, a retirada de operação do banco logo após a identificação da falta também garante que a presença do banco de capacitores conectados à LTC não irá prejudicar a correta atuação da proteção da linha. Todavia, isso não foi observado em

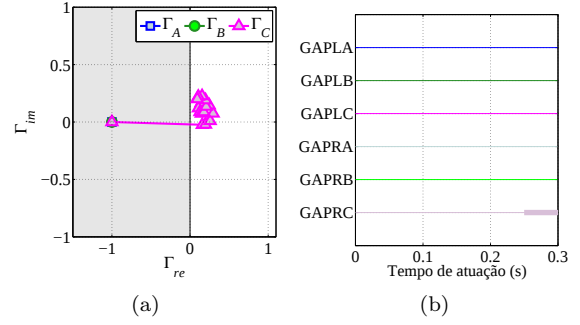


Figura 12: Atuação Caso 8: (a) 87PL; (b) GAP.

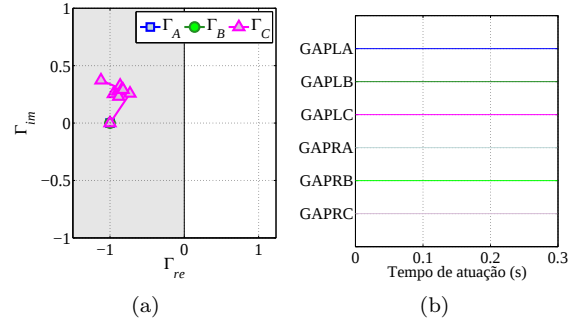


Figura 13: Atuação Caso 9: (a) 87PL; (b) GAP.

algumas das simulações realizadas.

Verificou-se que nos Casos 2, 3, 5 e 6, o disparo do GAP foi mais rápido (em até 11 ms após a ocorrência da falta), o que é justificado pela elevada corrente através do MOV. Nesses casos, a função analisada atuou corretamente, independentemente se o GAP da fase defeituosa havia atuado somente em um dos terminais da LTC.

Em outras simulações, Casos 7 e 8, os GAPs demoraram mais para atuar, pois sua atuação ocorreu em função da energia acumulada nos MOVs. Nesses casos, bem como no Caso 4 (em que não houve atuação de nenhum GAP), os coeficientes Γ_ϕ atuaram corretamente, ainda que os bancos de capacitores estivessem conectados à LTC no momento da operação da função 87PL.

Para as simulações de curtos-circuitos externos, Casos 1 e 9, não houve disparos dos GAPs – mantendo constante a impedância da LTC –, e a função 87PL não atuou.

Dos resultados obtidos, verificou-se que a função 87PL atuou corretamente para todos os casos analisados, independentemente do acionamento rápido ou tardio dos GAPs, ou se esse disparo dos GAPs aconteceu somente em um dos terminais. Conclui-se, portanto, que o algoritmo analisado corresponde a uma alternativa segura, eficiente e rápida (com tempos de atuação menores que um ciclo) para a proteção da linha de transmissão compensada analisada. Diante do desempenho verificado da função 87PL, propõe-se para trabalhos futuros que ela seja avaliada considerando o sistema operando com diferentes carregamento e a LTC com outras topologias de compensação série e distintos graus de compensação.

Referências

- Altuve, H. J. & Mooney, J. B. . A. G. E. (2009). Advances in series-compensated line protection.
- Benmouyal, G. (2005). The trajectories of line current differential faults in the alpha plane., *Technical report*, Schweitzer Engineering Laboratories Inc., Pullman, WA.
- Conceição, J. B. R. (2015). Análise de transitórios em linhas de transmissão com compensação série.
- Darwish, H.A. & Taalab, A.-M. . A. E. (2005). Investigation of power differential concept for line protection, *Power Delivery, IEEE Transactions on* **20**(2): 617–624.
- Diniz, O. P. (2016). *Análise no plano alfa da proteção diferencial de linhas de transmissão com compensação série*, Master's thesis, Universidade de Brasília.
- Farmer, P. M. A. . R. G. (1996). *Series compensation of power systems*, PBLSH Inc., California, EUA.
- Frontin, S. O. (2013). *Equipamentos de Alta Tensão - Prospeção e Hierarquização de Inovações Tecnológicas.*, Goya Editora LTDA., Brasília, Brasil.
- IEE (2004). *EMTP Reference Models for Transmission Line Relay Testing*.
- Leu (1987). *ATP - Alternative Transient Program*.
- Mooney, G. B. . J. B. (2006). Advanced sequence elements for line current differential protection, *Technical report*, Schweitzer Engineering Laboratories Inc., Pullman, WA.
- Namdari, F. & Jamali, S. . C. P. (2008). Power differential protection as primary, pp. 80–85.
- Sachdev, E. P. . G. R. . M. S. (2008). Phasor estimation technique to reduce the impact of coupling capacitor voltage transformer transients, *IET Generation, Transmission & Distribution* **2**.
- Schweitzer, H. J. A. . E. O. (2010). Modern solutions for protection, control and monitoring of electronic power system, *Technical report*, Schweitzer Engineering Laboratories Inc., Pullman, WA.
- Silva, M. L. S. A. . K. M. (2017). Transmission lines differential protection based on an alternative incremental complex power alpha plane, *IET Generation, Transmission & Distribution* **11**: 10 – 17.
- Tziouvaras, D. & Altuve, H. . B. G. . R. J. (2001). The effect of multiprinciple line protection on dependability and security, *Technical report*, Schweitzer Engineering Laboratories Inc., Pullman, WA.
- Tziouvaras, H. A. . G. B. . J. R. . D. A. (2004). Transmission line differential protection with an enhanced characteristic, **2**: 414–419 Vol.2.
- Xu, Z.Y. & Du, Z. . R. L. . W. Y. (2007). A current differential relay for a 1000-kv uhv transmission line, *Power Delivery, IEEE Transactions on* **22**(3): 1392–1399.