

Análise de Desempenho da Proteção de Sistemas VSC-HVDC com Múltiplos Terminais

Rui Bertho, Jr., Fabricio A. Mourinho, Denis V. Coury, José C. M. Vieira, Jr.

Departamento de Engenharia Elétrica e Computação

EESC, Universidade de São Paulo

São Carlos, São Paulo, Brasil

{rui.bertho, mourinhofabricio}@usp.br, {coury, jcarlos}@sc.usp.br

Resumo—A utilização de conversores do tipo fonte de tensão na transmissão de energia em alta tensão e corrente contínua (da sigla em inglês VSC-HVDC) apresenta, entre outras vantagens, a possibilidade de interligação de diversos conversores paralelamente, constituindo redes de transmissão HVDC com múltiplos terminais. Entretanto, a utilização de tais conversores implica na necessidade de um sistema de proteção refinado, capaz de identificar e isolar corretamente faltas na rede em um curto intervalo de tempo, a fim de evitar danos aos conversores e demais equipamentos. Neste trabalho são avaliadas quatro funções de proteção quanto a sua aplicabilidade em redes de transmissão em corrente contínua, em função do tempo de atuação, seletividade e confiabilidade. Os resultados obtidos atestam a eficácia das funções que utilizam canais de comunicação e as limitações de seletividade das funções baseadas em medições locais.

Palavras-chave—HVDC, VSC, MTDC, Proteção, Transmissão.

I. INTRODUÇÃO

Inicialmente a transmissão de energia elétrica em altas tensões e corrente contínua, do inglês *High Voltage Direct Current* (HVDC), era alcançada com a utilização conversores do tipo fonte de corrente, do inglês *Current Source Converter* (CSC), baseados em válvulas de mercúrio como elementos de chaveamento, que progressivamente foram substituídas por tiristores [1]. Com a evolução tecnológica dos dispositivos semicondutores, tornou-se possível a utilização de chaves autocomutáveis, como por exemplo o *Gate Turn-off Thyristor* (GTO) ou o *Insulated Gate Bipolar Transistor* (IGBT) em aplicações de potência elevada. Desta forma, foi possível a utilização de conversores do tipo fonte de tensão, do inglês *Voltage Source Converter* (VSC) na transmissão de energia.

Os sistemas HVDC baseados em conversores VSC possuem diversas vantagens em relação aos sistemas baseados em conversores CSC, das quais vale citar: a possibilidade de conexão em redes CA fracas ou sem geração, a facilidade de criação de redes com múltiplos terminais (MTDC) [2] e o controle independente das potências ativa e reativa que fluem pelo conversor [3]. Ademais, o refinado controle do fluxo de potência em redes VSC-HVDC, doravante denotadas por redes MTDC, estabelece uma conexão completamente controlável, aumentando a confiabilidade da rede a ela conectada, além de exercer um importante papel no conceito de *smart grids* [4].

Recentemente, pesquisas acerca da criação de uma rede de transmissão integrada na Europa têm despertado grande interesse na utilização de redes MTDC. A chamada “super rede” deve realizar a conexão de diversos países do continente europeu com fontes de energia renovável, principalmente fazendas eólicas em alto mar localizadas no Mar do Norte [5]. Todavia, a implementação de um projeto deste porte revela desafios a serem superados em relação à utilização de redes MTDC, como a elaboração de dispositivos e algoritmos de proteção capazes de atuar corretamente em situações de falta, isolando a menor porção possível da rede. Além disso, deve ser observada uma das principais limitações dos conversores do tipo VSC, que é sua baixa capacidade para suportar correntes acima de sua capacidade nominal, facilmente superada na ocorrência de um curto-circuito.

Neste sentido, este trabalho visa uma análise do comportamento de quatro funções de proteção: direcional de corrente, diferencial, sobrecorrente com restrição de tensão e ondas viajantes, a fim de verificar fatores de desempenho como tempo de atuação, seletividade e confiabilidade.

II. SISTEMA TESTE

O sistema de teste utilizado neste trabalho baseia-se em um sistema de testes fornecido pelo CIGRÉ [6], como ilustrado na Fig. 1. Este sistema foi especialmente desenvolvido para estudos acerca de redes MTDC, sendo constituído por onze conversores do tipo VSC, que podem ser subdivididos em redes menores caso a rede completa não seja necessária na análise.

Para a realização das simulações computacionais, foi selecionada apenas a porção destacada na Fig. 1, como representado na Fig. 2. O sistema de testes utilizado neste trabalho representa, sem perda de generalidade, a principal aplicação atual de sistemas VSC-HVDC, definida pelo aproveitamento da geração de energia em alto mar e, posteriormente, a criação de redes MTDC.

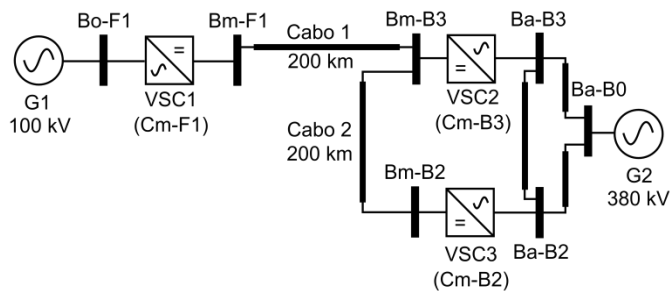
A. Rede CA

A rede CA é composta por duas fontes equivalentes, sendo G1 representando a geração de energia em uma fazenda eólica em alto mar, e G2 um o sistema de transmissão em CA. Ambas as fontes operam em 50 Hz, de acordo com o sistema proposto

Diagrama de rede elétrica de alta tensão do sistema de transmissão de 500 kV entre as subestações de Barra do Bugre e Barra do Garças. O diagrama mostra a configuração das linhas de transmissão, os transformadores de 500/138 kV e os transformadores de 138/69 kV, além das subestações de 138 kV e 69 kV. As linhas são coloridas: azul para CC, vermelho para CA e amarelo para CA em alto mar. As distâncias entre as subestações são indicadas em km.

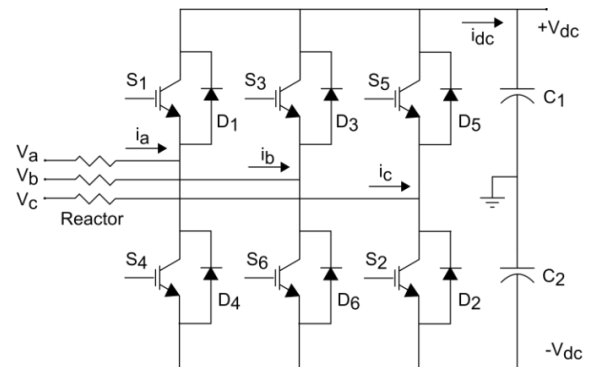
B. Rede CC

Vale ressaltar que o modelo utilizado considera apenas a existência de cabos para transmissão de energia em CC, devido a uma simplificação do sistema original, onde a barramento Bm-B5 foi eliminado, resultando na conexão direta entre os barramentos Bm-B3 e Bm-F1 por meio de cabos, suprimindo a conexão por linhas aéreas.



C. Conversores

conversores que os conferem características operativas diferenciadas. Para a realização deste trabalho foram escolhidos VSCs monopolares simétricos de dois níveis, operando em $\pm 200 \text{ kV}_{CC}$. Nesta configuração, os elementos semicondutores são dispostos em um total de seis válvulas comandadas independentemente, formadas pela conexão em antiparalelo de diodos e IGBTs, como ilustrado na Fig. 3. É importante citar que a rede de testes exposta em [6] não apresenta um modelo detalhado dos conversores, apenas modelos equivalentes. Logo, os mesmos foram modelados em detalhes de acordo com os parâmetros de tensão de operação e potência do sistema original.



Uma desvantagem deste tipo de conversor é a severidade de faltas na linha CC, onde a corrente de curto-circuito se eleva rapidamente em razão da descarga dos capacitores conectados na mesma. Ademais, independentemente do bloqueio da operação dos IGBTs, a queda de tensão na linha CC após uma falta fará com que o conversor atue como um retificador não controlado, possibilitando que a rede CA supra a corrente de falta através dos diodos. Apesar de mais robustos que os IGBTs, os diodos podem sofrer danos irreversíveis ao conduzirem por aproximadamente 10 milissegundos uma corrente equivalente ao dobro de seu valor nominal especificado [7].

D. Controles

Das metodologias utilizadas no controle de VSCs, o controle vetorial destaca-se como uma técnica largamente utilizada, pois possibilita a eliminação de erros em regime

permanente com a utilização de controladores do tipo Proporcional-Integral (PI), além de permitir o controle independente da potência ativa e reativa na linha. Desta forma, a malha de controle resultante para cada VSC foi modelada de acordo com o controle vetorial, conforme ilustrado na Fig. 4.

Os sinais de tensão e corrente CA no conversor são convertidos para o domínio $d-q$ e enviados à malha de controle. Através dos controladores PI são gerados os sinais de tensão de referência v_d^{ref} e v_q^{ref} , que correspondem à tensão de saída necessária no VSC para se obter o fluxo de potência desejado. Posteriormente é aplicada a transformada $d-q$ inversa nos sinais v_d^{ref} e v_q^{ref} , que retornam para o domínio trifásico (em coordenadas abc) e são utilizados como sinais de referência de tensão do PWM senoidal para geração dos pulsos de controle dos IGBTs.

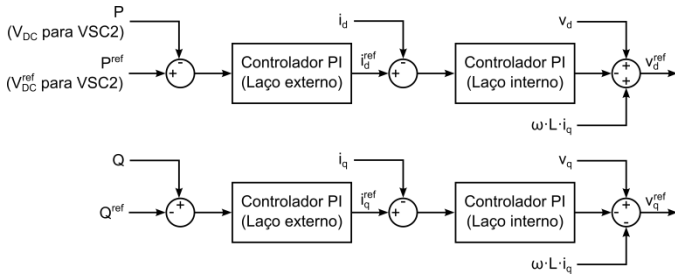


Fig. 4: Malha de controle dos VSCs

O PWM senoidal consiste no elemento de interface entre os sinais do controle vetorial e os sinais que efetivamente serão enviados para realizar o chaveamento dos IGBTs, onde os pulsos de chaveamento são definidos pela comparação de uma onda portadora triangular com uma onda senoidal de referência [8]. A frequência da onda portadora depende do tipo de dispositivo semicondutor utilizado no conversor, sendo que para IGBTs um valor típico é de até 3 kHz [3], valor adotado na simulação.

Os parâmetros de configuração dos controladores PIs utilizados no controle dos conversores foram obtidos empiricamente, a partir do equacionamento da malha de controle apresentado em [9] e de uma série de simulações sabendo-se que, neste tipo de controlador, a resposta do laço interno de controle deve ser várias vezes mais rápida do que a resposta do laço externo

É importante ressaltar que o chaveamento dos IGBTs é bloqueado tão logo uma corrente incompatível com sua capacidade de operação seja ultrapassada. Este é um mecanismo de proteção inerente do controle, a fim de evitar danos aos IGBTs. A partir do momento em que os IGBTs são bloqueados, a corrente poderá fluir pelo conversor através dos diodos, de acordo com sua polarização.

III. FUNÇÕES DE PROTEÇÃO

Esta seção ilustra a filosofia de atuação das funções de proteção das linhas CC aplicadas no sistema em estudo.

A. Função de Proteção Direcional de Corrente (PDC)

Desprezando o efeito capacitivo da linha, todo aumento de corrente de saída da estação retificadora (I_1) é equivalente à diminuição da corrente de saída da estação inversora (I_2) - considerando a convenção que o sinal da corrente é positivo para correntes que entram na linha. Ou seja, se a estação retificadora aumentar o envio de corrente para a estação inversora, esta necessariamente deve receber este incremento de corrente. Caso essa afirmação não seja verdadeira, existe um caminho alternativo para a corrente, o que caracteriza uma condição de falta [10].

Desta forma, os sinais da variação da corrente durante faltas nos dois extremos da linha podem ser utilizados para identificar faltas internas ou externas às linhas de corrente contínua de sistemas VSC-HVDC. Entretanto, é necessário extrair a informação do componente da corrente de falta durante o defeito. Isto pode ser feito tendo em vista que a corrente total é igual à soma da corrente em condições normais (condição pré-falta) e do componente de corrente de falta [10]. A Equação (1) ilustra como é realizada a extração do componente da corrente de falta.

$$\Delta i(t) = i(t) - i(t_0) \quad (1)$$

em que $i(t)$ é a corrente no tempo t , $i(t_0)$ é a corrente durante condição de operação normal (condição pré-falta) e $\Delta i(t)$ é o componente da corrente de falta. O valor de $i(t_0)$ é adotado como o valor de i para $t_0 = t - 0,12s$, ou seja, a corrente de pré falta é dada pela corrente medida na linha considerando um atraso de 120 milissegundos. Desta forma, a proteção atua se os dois critérios da Equação (2) forem satisfeitos.

$$\begin{cases} \Delta i_1(t) > Ajuste \\ \Delta i_2(t) > Ajuste \end{cases} \quad (2)$$

sendo $\Delta i_1(t)$ e $\Delta i_2(t)$ os componentes da corrente de falta em ambos os lados da linha protegida. Desta forma, a cada nova amostra é realizada a diferença entre a corrente no instante t com a corrente de regime permanente $i(t_0)$. Visto que é necessário um canal de comunicação para viabilizar a avaliação simultânea de $\Delta i(t)$ calculado em ambos os terminais, foi adotado um atraso de 0,5 milissegundos de comunicação para cada 100 km de distância, de modo a representar o efeito da distância no envio de dados entre os terminais.

B. Função de Proteção Diferencial

A proteção diferencial de linhas em corrente contínua segue a mesma filosofia da proteção diferencial de sistemas CA. Ou seja, as faltas são detectadas pela comparação do sinal de corrente de entrada com o sinal de saída da zona protegida, que neste caso é a linha em CC, como mostrado na Equação (3). Desta forma, se a corrente diferencial (diferença entre as correntes de entrada e saída da zona protegida) exceder um limite previamente ajustado por um tempo específico, o sistema de proteção emite sinal de desligamento da linha [11]. Destaca-se que para utilizar as medidas das correntes no início (I_{cc1}) e no final da linha (I_{cc2}) é necessária a utilização de canais de telecomunicação.

A desvantagem deste método é que devido ao elevado comprimento das linhas, erros são introduzidos, principalmente por variações de tensão. Assim como na função de proteção PDC, um atraso de 0,5 milissegundos é inserido na comunicação para cada 100 km de distância.

$$|\Delta I_{cc}| = \left| |I_{cc1}| - |I_{cc2}| \right| > Ajuste [kA] \quad (3)$$

C. Função de Proteção Sobrecorrente com Restrição de Tensão (SRT)

A proteção de sobrecorrente com restrição de tensão introduzida em [12] monitora a corrente na linha CC (I_{cc}) e a tensão sobre o capacitor do VSC (U_{cc}). Caso o módulo da corrente exceder um ajuste pré-definido e permanecer violando tal condição por um intervalo de tempo pré-selecionado, a função de proteção acusará um sinal de desligamento da linha CC. Para aumentar a confiabilidade dessa função de proteção, é adicionado um estágio de restrição de tensão, em que a proteção só acusa que há falta na linha CC se a primeira condição for verdadeira e se o módulo da tensão na linha CC for menor do que um ajuste previamente selecionado. A Equação (4) e Equação (5) ilustram a filosofia de atuação desta função de proteção.

$$I_{cc} > Ajuste [kA] \quad (4)$$

$$U_{cc} < Ajuste [kV] \quad (5)$$

D. Função de Proteção de Ondas Viajantes (OV)

Quando uma falta ocorre na linha CC, é gerada uma onda viajante de tensão e corrente através da linha de transmissão que contém todas as informações necessárias para identificar a falta [11]. Para a identificação da falta, a proteção de ondas viajantes detecta a variação da tensão na linha CC, du_{cc}/dt , e a variação na amplitude, ΔU_{cc} . Caso ambos critérios excedam seus limites simultaneamente, a variação da amplitude da corrente, Δi_{cc} , é avaliada. Se o critério de corrente também exceder seu limite, a proteção de ondas viajantes emite um sinal para desligamento da linha. A principal desvantagem desse método é que a variação da tensão é dependente da impedância de falta, sendo que altas impedâncias podem resultar em pequenas variações na tensão e, portanto, não sensibilizar a proteção.

A filosofia da proteção de ondas viajantes pode ser sintetizada com base nas Equações (6), (7) e (8) [11].

$$\frac{du_{cc}}{dt} > Ajuste [kV/ms] \quad (6)$$

$$\Delta U_{cc} > Ajuste [kV] \quad (7)$$

$$\Delta i_{cc} > Ajuste [kA] \quad (8)$$

IV. METODOLOGIA

As funções de proteção descritas foram modeladas no sistema de testes com o objetivo de realizar a proteção do cabo 1, que realiza a ligação entre os conversores VSC1 e VSC2.

Para as funções de proteção que dependem de comunicação, PDC e diferencial, são utilizados sinais de tensão e corrente provenientes dos barramentos Bm-F1 e Bm-B3, considerando o tempo de atraso introduzido pela comunicação. No caso das funções de proteção que dependem exclusivamente de medições locais, SRT e OV, apenas os sinais provenientes do barramento Bm-F1 são utilizados.

A realização das simulações computacionais foi conduzida com a utilização de um simulador de sistemas elétricos em tempo real, *Real-Time Digital Simulator* (RTDS), composto por um *software* de modelagem e interface e um equipamento específico para realizar o processamento dos dados.

Para a avaliação da operação das funções de proteção, foram simulados curto-circuitos em todos os barramentos do sistema, tanto no lado CC quanto CA. Especificamente no trecho entre os barramentos Bm-F1 e Bm-B3 foram aplicados curto-circuitos em toda a extensão do cabo 1, com intervalos de 20 km a partir do barramento. Além do local de aplicação, a impedância do curto foi variada em três valores distintos: 0,01, 1 e 30 ohms para curtos do tipo fase-terra, fase-fase e trifásico para o lado CA, e polo-terra e polo-polo para o lado CC, gerando um total de 198 simulações.

A Tabela I exibe os valores em regime aproximados verificados nos conversores anteriormente à aplicação das faltas. Esses valores dependem diretamente do ajuste do ponto de operação dos conversores, e foram escolhidos de modo a representar uma injeção de potência do gerador G1 para a rede. De acordo com a convenção de sinais adotada, um valor positivo para potência representa injeção na rede CC, ao passo que um valor negativo representa injeção na rede CA.

Tabela I: Valores em regime.

Parâmetro	VSC1	VSC2	VSC3	Unidade
Potência Ativa	400	-100	-256	MW
Potência Reativa	50	-85	-85	MVar
Tensão CC ^a	402	400	399	kV
Corrente CC	0.94	-0.26	-0.68	kA

a. Tensão entre os polos positivo e negativo.

V. RESULTADOS E DISCUSSÕES

A eficiência das funções de proteção depende, em grande parte, do correto ajuste de seus parâmetros de configuração. Desta forma, três ajustes distintos foram avaliados, dois em função dos valores observados para a falta mais distante e de maior impedância no trecho protegido, e um ajuste empírico, como mostrado na Tabela II.

Tabela II: Ajustes aplicados nas funções de proteção analisadas.

Ajuste	PDC		Dif.	SRT		OV		
	$\Delta i_1(t)$	$\Delta i_2(t)$	$ \Delta I_{cc} $	I_{cc}	U_{cc}	$\frac{du_{cc}}{dt}$	ΔU_{cc}	Δi_{cc}
PT	0,22	5,95	3,69	1,18	199,9	3,12	1,25	0,22
PP	0,38	11,5	4,33	1,35	198,6	5,15	1,99	0,39
Empírico	0,22	5,95	3,69	2,03	194	5,15	1,99	0,90

O primeiro ajuste, denominado PT, refere-se ao ajuste das funções de proteção de modo que uma falta do tipo polo-terra no barramento Bm-B3, com impedância de 30 ohm, possa ser

identificada por meio de medições realizadas no barramento Bm-F1. O segundo ajuste, denominado PP, é análogo ao primeiro, porém realizado em função de faltas do tipo polo-polo. Finalmente, o ajuste empírico refere-se à tentativa de ajuste das funções de proteção empiricamente, com base nos melhores ajustes anteriores e em uma série de simulações e verificações da correta atuação da proteção.

Na Tabela III são apresentados os resultados obtidos para a identificação das faltas no sistema de testes em função do ajuste PT. Analogamente, a Tabela IV exibe os resultados encontrados para o ajuste PP e a Tabela V para o ajuste empírico. Como pode ser observado, as funções de proteção dependentes de comunicação apresentam um resultado satisfatório, identificando todas as faltas localizadas em sua zona de proteção, além de satisfazer os requisitos de seletividade, não atuando para faltas externas. De fato, pesquisas conduzidas em [13] sugerem que atualmente a função de proteção mais adequada para a proteção de redes MTDC é a diferencial. Entretanto, deve-se ressaltar que tal sugestão é válida para cabos ou linhas com até 200 km de extensão, devido ao atraso inserido pela comunicação, além de depender de um *link* de comunicação rápido e confiável.

Tabela III: Atuação da proteção em função da localização do curto segundo ajuste PT.

Curto-circuito	Nº de atuações da proteção				
	PDC	Diferencial	SRT	OV	Total
Cabo 1	66	66	66	66	66
Cabo 2	0	0	11	10	12
Rede CA	0	0	8	8	120

Tabela IV: Atuação da proteção em função da localização do curto segundo ajuste PP.

Curto-circuito	Nº de atuações da proteção				
	PDC	Diferencial	SRT	OV	Total
Cabo 1	66	66	66	66	66
Cabo 2	0	0	10	10	12
Rede CA	0	0	1	3	120

Tabela V: Atuação da proteção em função da localização do curto segundo ajuste empírico.

Curto-circuito	Nº de atuações da proteção				
	PDC	Diferencial	SRT	OV	Total
Cabo 1	66	66	66	66	66
Cabo 2	0	0	5	10	12
Rede CA	0	0	0	0	120

Para as funções de proteção localizadas em apenas um dos terminais do cabo, SRT e OV, podem ser observados problemas de seletividade, principalmente referentes a curto-circuitos no cabo 2 da rede CC. Isto ocorre devido à severidade dos curtos na rede CC, elevando rapidamente a corrente e gerando transitórios de magnitude expressiva.

A Fig. 5 exibe o comportamento da tensão e da corrente medidos no polo positivo do barramento Bm-F1 em função de faltas polo-terra aplicadas em diferentes pontos da rede CC. É possível observar o aumento abrupto da corrente no cabo logo

após a ocorrência do curto-circuito, aplicado em 0,001 segundos para todos os casos. No primeiro caso, o curto-circuito é aplicado a 100 km de distância do barramento Bm-F1, ou seja, na metade da extensão do cabo 1. Os dois casos subsequentes ilustram situações em que o curto-circuito é aplicado no final do cabo1, e no início do cabo 2, respectivamente. Nestas situações as funções de proteção implementadas no cabo 1 não devem atuar para o curto-circuito aplicado no início do cabo 2. Entretanto, como pode ser observado na Fig. 5, em ambos os casos os sinais de tensão e corrente apresentam comportamento muito semelhante, dificultando a obtenção de um ajuste da proteção que favoreça a seletividade nesta situação.

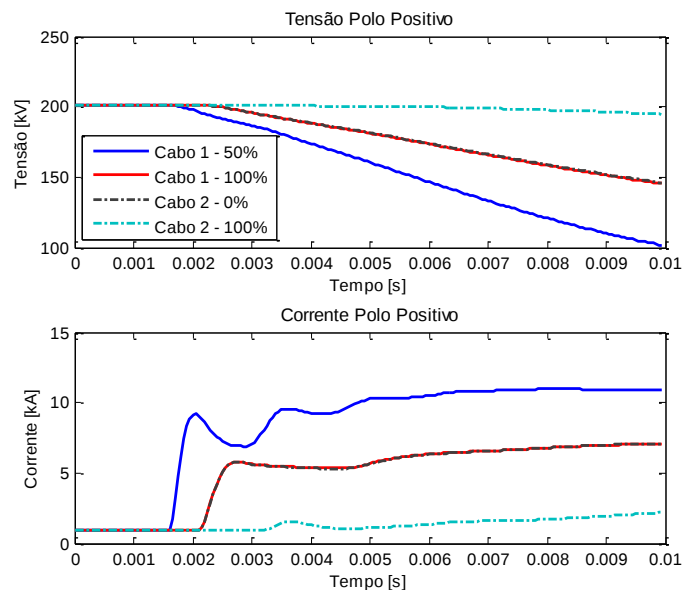


Fig. 5: Sinais de tensão e corrente medidos em Bm-F1 para faltas do tipo polo-terra de 0,01 ohm.

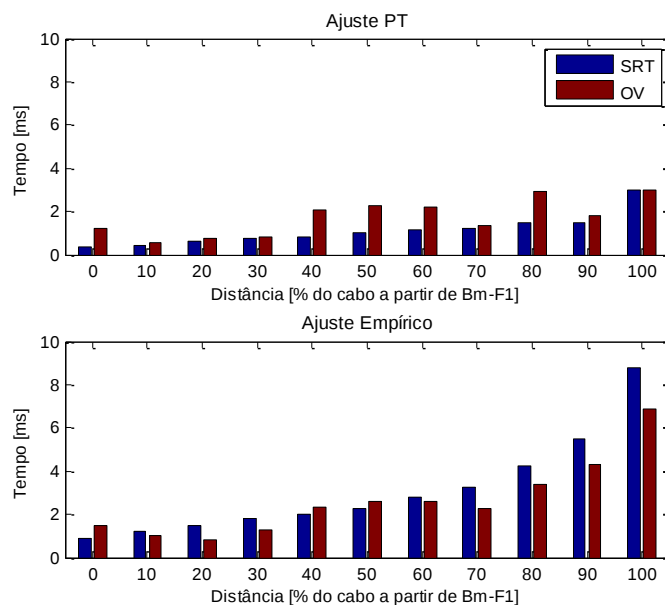


Fig. 6: Tempo decorrido para identificação do curto-circuito em função da distância no cabo 1.

Para o caso em que foi aplicado um curto-circuito no final do cabo 2, totalizando 400 km de distância para o ponto de medição, apesar do distúrbio aparentar uma menor severidade em comparação com os casos anteriores, o transitório inicial da corrente representa uma elevação de 0,6 kA em apenas 0,55 milissegundos, alcançando um valor de 2,19 kA após 0,01 segundos da aplicação do curto-circuito. De acordo com o ajuste escolhido para as funções de proteção, tais valores podem resultar na atuação indevida da proteção.

É importante ressaltar que os ajustes PT e PP das funções de proteção foram configurados visando identificar a ocorrência de um curto-circuito em um intervalo de tempo de até três milissegundos após sua ocorrência. Na Fig. 6 pode-se observar um comparativo entre o tempo de atuação das funções de proteção independentes de comunicação, SRT e OV de acordo com os ajustes PT e empírico, para faltas com impedância de 30 ohms. A principal vantagem do ajuste empírico reside em uma melhor seletividade da proteção, conforme observado na Tabela V. Todavia, a melhoria na seletividade foi alcançada com uma redução na sensibilidade das proteções, o que resulta em um tempo maior desde a ocorrência da falta até sua identificação, principalmente para os curtos mais distantes. Como pode ser constatado, o ajuste empírico apresenta tempos de atuação superiores aos apresentados funções de proteção configuradas com o ajuste PT, que são próximos ou inferiores a três milissegundos para todos os casos simulados.

VI. CONCLUSÕES

Dentre as funções de proteção analisadas, pode-se concluir que as melhores respostas foram observadas nas proteções baseadas em comunicação, PDC e diferencial. De fato, ao utilizar dados provenientes de ambos os terminais da linha, pode-se determinar com maior facilidade se o curto-circuito pertence à região protegida. Contudo, deve ser observado que a eficácia da proteção estará associada a velocidade e confiabilidade do link de comunicação empregado.

As funções de proteção SRT e OV, que utilizam dados de apenas um dos terminais da linha, foram capazes de identificar corretamente faltas no cabo protegido. Entretanto não foi possível alcançar um nível adequado de seletividade.

Em suma, as funções de proteção analisadas apresentam características promissoras para aplicação em redes MTDC, como velocidade de atuação e correta identificação das faltas na zona de proteção. No entanto, os desafios apresentados quanto a necessidade de comunicação e falta de seletividade sugerem a necessidade de aplicação de novas técnicas de proteção de modo a garantir a operação segura de redes MTDC.

AGRADECIMENTOS

Os autores agradecem o apoio do Conselho Nacional de Desenvolvimento Científico e Tecnológico (CNPq), à Coordenação de Aperfeiçoamento de Pessoal de Nível Superior (Capes) e à Fundação de Amparo à Pesquisa do Estado de São Paulo (FAPESP) pelo suporte financeiro para a realização desta pesquisa, bem como ao Laboratório de Sistemas de Energia

Elétrica (LSEE) da Escola de Engenharia Elétrica de São Carlos (EESC/USP) pela infraestrutura fornecida.

REFERÊNCIAS

- [1] V. K. Sood, *HVDC and FACTS Controllers: Applications of Static Converters in Power Systems*. Springer, 2004.
- [2] N. Flourentzou, S. S. Member, V. G. Agelidis, and G. D. Demetriades, "VSC-Based HVDC Power Transmission Systems: An Overview," in *IEEE Transactions on Power Electronics*, 2009, vol. 24, no. 3, pp. 592–602.
- [3] J. Arrillaga, Y. H. Liu, N. R. Watson, and N. J. Murray, *Self-Commutating Converters for High Power Applications*. Wiley, 2010.
- [4] O. Saksvik, "HVDC Technology and Smart Grid," *IET Int. Conf. Front. Comput. Hong Kong*, Novemb. 18 - 21, p. 6, 2012.
- [5] G. A. Olimpo Anaya-Lara, David Campos-Gaona, Edgar Moreno-Goytia Morelia, *Offshore Wind Energy Generation Control, Protection, and Integration to Electrical Systems*. Wiley, 2014.
- [6] T. K. Vrana, Y. Yang, S. Denetiere, J. Jardini, and H. Saad, "The CIGRE B4 DC Grid Test System," *ELECTRA*, pp. 10–19, 2013.
- [7] J. B. Curis, J. Descloux, S. Nguéfeu, P. Rault, C. Watier, F. Colas, X. Guillaud, and W. Grieshaber, "Description of a Protection Plan for DC Networks and Preliminary Results towards the real-time experimentation of a small-scale model of a DC network and the 120 kV DC breaker prototype tests," 2012.
- [8] J. Arrillaga, Y. H. Liu, and N. R. Watson, *Flexible Power Transmission: The HVDC Options*. 2007.
- [9] C. Bajracharya and M. Molinas, "Control of VSC-HVDC for wind power," *MsC dissertation, Dept. of Electrical Power Eng., Norwegian University of Science and Technology*, 2008.
- [10] G. Song, X. Cai, D. Li, S. Gao, and J. Suonan, "A novel pilot protection principle for VSC-HVDC cable lines based on fault component current," in *Power Engineering and Automation Conference (PEAM), 2012 IEEE*, 2012, pp. 1–4.
- [11] H. Kunlun, C. Zexiang, and L. Yang, "Study on protective performance of HVDC transmission line protection with different types of line fault," *DRPT 2011 - 2011 4th Int. Conf. Electr. Util. Deregul. Restruct. Power Technol.*, no. 51077055, pp. 358–361, 2011.
- [12] M. E. Baran and N. R. Mahajan, "Overcurrent Protection on Voltage-Source-Converter-Based Multiterminal DC Distribution Systems," *Power Deliv. IEEE Trans.*, vol. 22, no. 1, pp. 406–412, Jan. 2007.
- [13] D. Jovicic, D. Van Hertem, K. Linden, J.-P. Taisne, and W. Grieshaber, "Feasibility of DC transmission networks," in *Innovative Smart Grid Technologies (ISGT Europe), 2011 2nd IEEE PES International Conference and Exhibition on*, 2011, pp. 1–8.