

ANÁLISE DE UM SISTEMA VSC-HVDC FRENTE DESCARGAS ATMOSFÉRICAS

THIAGO M. LIMA, ANDREI O. MOTA PORFIRO, RONALDO F. RIBEIRO PEREIRA, FELIPE P. ALBUQUERQUE,

EDUARDO C. MARQUES COSTA, RENATO M. MONARO

*Departamento de Engenharia de Energia e Automação Elétricas - PEA, Escola Politécnica, Universidade de São Paulo - USP
Av. Prof. Luciano Gualberto, Travessa 3, nº 158, Caixa Postal 05508-010, São Paulo, SP, Brasil*

*E-mails: thiagoxml@usp.br, andreiporfiro@usp.br, ronaldoffc93@usp.br,
felipe.proenca.albuquerque@usp.br, educosta@usp.br, monaro@usp.br*

Abstract — In this work, a High Voltage Direct Current (HVDC) transmission system model based on the Voltage Source Converter (VSC) technology is presented, and the transient response due lightning discharging on the Direct Current (DC) link in two cases, with and without the presence of metal oxide arresters, also known as zinc oxide (ZnO) arresters, using the PSCAD/EMTC program. The simulation results show the importance of these equipments, commonly used in Alternating Current (AC) systems, in suppressing overvoltages caused by lightning stroke HVCC systems.

Keywords — HVDC, VSC two-level, Lightning Discharging, Arrester, PSCAD/EMTDC.

Resumo — Neste trabalho, um modelo de sistema de transmissão High Voltage Direct Current (HVDC), com base na tecnologia de conversores do tipo Voltage Source Converter (VSC), é apresentado, sendo estudada a resposta transitória devido à incidência de descargas atmosféricas no link CC (Corrente Contínua) em dois casos, com e sem a presença de para-raios de óxido metálico, também conhecidos como para-raios de óxido de zinco (ZnO), utilizando o programa PSCAD/EMTDC. Os resultados das simulações mostram a importância destes equipamentos, comumente usados em sistemas em Corrente Alternada (CA), na supressão de sobretensões provocadas pelas descargas atmosféricas em sistemas HVDC.

Palavras-chave — HVDC, VSC-2 níveis, Descarga Atmosférica, Para-raios, PSCAD/EMTDC.

1 Introdução

Nos últimos anos, o crescente aumento da demanda energética mundial trouxe preocupações ambientais, devido à escassez de recursos tradicionais e às alterações dos ecossistemas ocasionadas pela exploração destes. Assim, as pesquisas e tecnologias acerca de fontes renováveis de energia avançam cada vez mais em todo o mundo, sendo a energia eólica um dos modelos mais maduros. Neste contexto, atualmente, a tendência é que se tenha a instalação de parques eólicos *offshore* cada vez mais distantes da costa (Sousa, 2012; Hamatwi *et al*, 2016; Kalitjuka, 2011; Davari *et al*, 2009). Com isso, torna-se necessário um estudo detalhado da infraestrutura de conexão com a rede elétrica.

Vale ressaltar ainda que, geralmente, essa demanda de energia elétrica se encontra em regiões distantes de locais com grande potencial de geração, como áreas com bons recursos hidrelétricos, tais como o Complexo Madeira, por exemplo, localizado em Porto Velho, Brasil (Paucar, 2014).

Outra alternativa para atender à crescente demanda são as interligações entre países vizinhos, objetivando a exportação de energia excedente. Neste caso, é necessário que haja compatibilidade eletromagnética entre os dois sistemas

elétricos, visto que os mesmos ficam susceptíveis às perturbações diante de contingências (Paucar, 2014).

Com o avanço da tecnologia dos semicondutores e dos sistemas de controle, surgiu um novo leque de aplicações destes dispositivos em sistemas de potências. Dentre essas aplicações, uma vem se tornando cada vez mais importante no setor elétrico mundial, a tecnologia de transmissão HVDC (*High Voltage Direct Current*), devido à capacidade de transmitir grandes montantes de energia a longas distâncias, com baixas perdas, interconexão de sistemas assíncronos e com diferentes modos de operação, menores impactos ambientais devido à necessidade de menor faixa de servidão, entre outros. Portanto, a transmissão em Corrente Contínua (CC) torna-se tecnicamente e economicamente viável para as necessidades supracitadas.

Os primeiros sistemas HVDC usavam válvulas de mercúrio, mas, com o advento da tecnologia dos semicondutores de potência, foram substituídos pelos Conversores Comutados pela Rede (*Line Commutated Converter* – LCC), baseados em tiristores. Os sistemas LCC-HVDC, também conhecidos como HVDC clássicos, são muito utilizados até hoje, mas algumas desvantagens, tais como a incapacidade de controlar totalmente o sistema, alto conteúdo harmônico, incapacidade de inverter o fluxo de corrente, entre outros, fizeram com que a tecnologia emergente dos Conversores Fonte de Tensão (*Voltage Source Converter* –

VSC) se tornasse competitiva. Os sistemas VSC-HVDC baseiam-se em dispositivos auto-comutados, tais como os GTOs (*Gate Turn-Off Thyristors*) e os IGBTs (*Insulated Gate Bipolar Transistors*), os quais operam sob altas frequências de chaveamento utilizando a técnica de modulação por Largura de Pulso (*Pulse Width Modulation – PWM*) para sintetizar sua tensão de saída (Sousa, 2012; Hamatwi *et al*, 2016).

O sistema VSC-HVDC supera todas as desvantagens do HVDC clássico, permitindo total do controle do fluxo de potência sem alterar a polaridade da tensão CC, controle independente de potência ativa e reativa, não necessitando de equipamentos adicionais para o suporte de potência reativa, rápida resposta frente a distúrbios, entre outros. Por essas características, tornou-se possível o desenvolvimento dos sistemas HVDC multi-terminal, que consiste em um link CC onde estão acopladas três ou mais estações conversoras, sendo possível interconectar várias fontes de energia e redes CA (Corrente Alternada). Desta forma, consegue-se maior confiabilidade, redundância, disponibilidade e flexibilidade na transmissão a longas distâncias, se comparado aos sistemas CA e HVDC ponto-a-ponto (Sousa, 2012; Candelaria e Park, 2011).

Devido à elevada extensão das linhas de transmissão, os sistemas HVDC são expostos às mais diversas condições geográficas e meteorológicas, em regiões isoladas, o que os tornam vulneráveis às descargas atmosféricas, afetando a segurança do sistema. Segundo (Xing *et al*, 2015), a experiência operacional mostra que as descargas atmosféricas são a maior causa dos desligamentos das linhas. Neste caso, técnicas de proteção contra surtos atmosféricos podem ser utilizadas, tais como os cabos-guarda. No entanto, em caso de falha da proteção, onde os raios atingem diretamente os condutores fase, as sobretensões resultantes podem se propagar ao longo da linha até às entradas das estações conversoras, o que pode danificar equipamentos caso não sejam suprimidas.

Outro problema apontado por alguns estudos, tais como (Zhang *et al*, 2016), mostram que os transitórios provenientes das descargas atmosféricas ao longo da linha CC podem ser acoplados ao sistema secundário da estação conversora. Isto pode causar interferência eletromagnética de dispositivos sensíveis e falha de operação dos equipamentos, resultando em bloqueios não intencionais de ambos os polos.

Neste contexto, a utilização de para-raios torna-se essencial nos sistemas de transmissão HVDC. Existem diversas aplicações de sistemas CC que utilizam para-raios de ZnO, os quais são comumente empregados em sistemas CA. Como exemplo, podemos citar o sistema LCC-HVDC da Usina Hidrelétrica de Itaipu, localizada no Rio Paraná, na fronteira entre Brasil e Paraguai. Segundo (Candelaria e Park, 2011), enquanto os dispositivos CA são economicamente viáveis para proteger sistemas CC, estes dispositivos são a melhor opção, visto que podem atuar mais rápido que os seus equivalentes CC. No entanto, não foi encontrada nenhuma literatura técnica que constate o desempenho e a eficácia do para-raios CA na supressão de surtos em links CC, muito menos na nova tecnologia de transmissão VSC-HVDC. Desta forma, torna-se necessário o estudo dos transitórios provocados pelas descargas

atmosféricas, o qual será conduzido no *software* PSCAD/EMTC.

O trabalho está organizado da seguinte maneira: Na Seção 2 são apresentados os modelos em estudo, onde há a descrição dos mesmos (descargas atmosféricas, para-raios, linhas de transmissão, conversores), bem como o sistema equivalente em análise. Na Seção 3, são apresentados os resultados provenientes do sistema simulado computacionalmente utilizando o programa PSCAD/EMTDC. E, por fim, na Seção 4, são apresentadas as considerações finais sobre o estudo desenvolvido.

2 Modelagem do Sistema

Os modelos dos componentes utilizados para a simulação dos transitórios eletromagnéticos provocados pelas descargas atmosféricas incidindo diretamente nos condutores do polo positivo de um link CC são apresentados nesta seção, tomando como base a plataforma computacional PSCAD/EMTDC.

2.1 Descargas atmosféricas

As descargas atmosféricas ocorrem devido a um rápido descarregamento das nuvens eletricamente carregadas. Para tanto, é preciso um alto potencial elétrico entre as nuvens e a terra para romper o dielétrico atmosférico, o que dá origem a um caminho para as cargas fluírem livremente. O potencial do objeto atingido é igual ao produto da corrente do raio pela sua impedância (impedância entre o ponto atingido e o potencial nulo). Portanto, podemos aproximar o fenômeno através de uma fonte controlada de corrente i_0 e uma impedância de surto Z_0 , como pode ser visto na Figura 1 (Wagner e McCann, 1942). Em (Xing *et al*, 2015; Zhang *et al*, 2010; Xing *et al*, 2013; Han *et al*, 2012), constata-se que o valor comumente utilizado para impedância de surto corresponde a 300Ω .

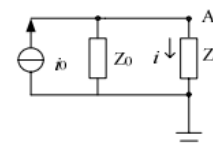


Figura 1. Modelo para uma descarga atmosférica [8].

Com relação à representação das formas de onda para os surtos atmosféricos, as funções dupla rampa e dupla exponencial são largamente usadas no mundo devido a sua simplicidade, mas a função Heidler proporciona resultados mais realistas. A função Heidler é dada pela seguinte expressão:

$$i_0(t) = \frac{I_m \cdot (t/\tau_1)^n}{\eta \cdot (t/\tau_1)^{n+1}} e^{-\frac{t}{\tau_2}} \quad (1)$$

onde I_m representa o pico da corrente, $i_0(t)$ a corrente instantânea do raio, τ_1 e τ_2 a constante de tempo de crescimento e decrescimento, respectivamente; n é o expoente de ajuste (varia de 2 a 10) e η o fator de correção de amplitude (Han *et al*, 2012; Heidler *et al* 1999).

Os parâmetros das formas de onda utilizadas nos estudos dos transitórios provocadas pelas descargas atmosféricas são padronizados pelos guias IEEE e CIGRE. As mais comumente usadas são 1.2/50 μ s (IEEE) (You *et al.*, 2010; Sun *et al.*, 2010) e 2.6/50 μ s (CIGRE) (Xing *et al.*, 2015; Zhang *et al.*, 2014; Xing *et al.*, 2013; Han *et al.*, 2012; Shu *et al.*, 2009). Neste artigo, optou-se por utilizar a forma de onda CIGRE aplicada à função Heidler, pois tratam-se de modelos menos conservativos para descrever a fonte de corrente controlada, enquanto que a impedância de surto foi desconsiderada por ter valor desprezível quando comparada com o valor da impedância do sistema simulado, sendo interpretada como um curto-circuito indesejado pelo ambiente de simulação. Os parâmetros para a forma de onda são apresentados na tabela a seguir:

Tabela 1. Parâmetros da corrente $i_0(t)$ (Han *et al.*, 2012).

Forma de onda	Constante de tempo de Crescimento (τ_1)	Constante de tempo de Decrescimento (τ_2)	Expoente de ajuste (n)	Fator de Correção (η)
2,6/50 μ s	2,6 μ s	50 μ s	5	0,878

Vale ressaltar que as descargas atmosféricas em linhas de transmissão podem ser divididas, de acordo com a formação das sobretensões, em duas categorias: indiretas e diretas (Hamatwi *et al.*, 2016). As indiretas originam menores níveis de sobretensão, o que provoca menos danos, diferentemente das descargas diretas. Quanto aos efeitos no sistema de transmissão, podem ocorrer distúrbios de tensão (sem *flashover*) ou a indução de faltas (com *flashover*). Existem diversos estudos relativos à identificação e supressão de faltas. Neste caso, a proteção deve operar para faltas e não para distúrbios, os quais desaparecem rapidamente. No entanto, tais distúrbios podem atingir altos níveis de tensão e corrente, o que pode acarretar em efeitos indesejáveis nos conversores. Como o foco da literatura técnica está direcionado às faltas, neste artigo o foco está sobre os distúrbios provocados por descargas atmosféricas diretas, incidindo diretamente sobre os condutores do polo positivo, sem a ocorrência de uma falta provocada por *flashover*, e, para tanto, os parâmetros dos equipamentos das subestações, torres, suportabilidade da cadeia de isoladores e modelo de aterramento não são analisados.

2.2 Para-raios

Os para-raios são dispositivos responsáveis por suprimir sobretensões provocadas por descargas atmosféricas e manobras. Nas linhas de transmissão HVDC, esses dispositivos são geralmente instalados no lado CC, próximo à saída dos conversores, objetivando evitar a propagação da sobretensão para os conversores, o que poderia danificar equipamentos valiosos (You *et al.*, 2010).

Na análise de transitórios eletromagnéticos, o modelo mais simples de um para-raios consiste de uma resistência não-linear em série com uma fonte de tensão variável. Para tanto, é necessário conhecer a curva V-I característica do para-raios, visto que a resistência é alterada linearmente durante toda a região de operação. Modelos mais sofisticados são propostos pelo IEEE e CIGRE.

No *software* PSCAD/EMTC, existe um modelo para o para-raios de óxido metálico, também conhecido como para-raios de ZnO, comumente empregado na proteção de sistemas CA. Este componente corresponde ao modelo mais simples e permite a entrada de dados da curva característica V-I. Neste trabalho, optou-se por adotar os parâmetros padrão do *software*, o qual baseia-se no para-raios ASEA XAP-A, apresentado na Tabela 2 com valores em p.u., cuja tensão de base corresponde à tensão nominal do para-raios.

Tabela 2. Parâmetros padrões do para-raios de óxido metálico ASEA XAP-A no PSCAD/EMTDC.

I (kA)	V (p.u.)
0,001	1,100
0,01	1,600
0,1	1,700
0,2	1,739
0,38	1,777
0,65	1,815
1,11	1,853
1,50	1,881
2,00	1,910
2,80	1,948
200,0	3,200

Neste caso, a característica não-linear do para-raios, apesar de ter uma natureza contínua, é particionada em vários intervalos de valores, método este conhecido como aproximação linear por partes. Nos pontos de passagem entre os intervalos lineares, o *software* utiliza um algoritmo de interpolação (baseado em interpolação linear) para melhorar a precisão da aproximação e reduzir o tempo de simulação.

2.3 Linhas de Transmissão

No PSCAD/EMTDC, três modelos para simulação das linhas de transmissão CC estão disponíveis (You *et al.*, 2010):

- Modelo PI: os parâmetros são concentrados, e não são relacionados com a frequência. Desta forma, é adequado para aplicações em linhas curtas;
- Modelo de Bergeron: os parâmetros são discretos, sendo similar a uma combinação de vários circuitos PI em cascata. É adequado para pesquisas em uma certa frequência;
- Modelo da Linha Dependente da Frequência: parâmetros variam com a frequência, podendo descrever precisamente o processo de propagação das ondas viajantes transitórias em uma larga faixa de frequências.

Com o efeito da variação da frequência, o modelo da Linha Dependente da Frequência é o mais preciso entre os três citados acima, e que também exige o maior esforço computacional. Levando em consideração que o objetivo deste trabalho é analisar o comportamento de uma linha de transmissão HVDC longa frente descargas atmosféricas, os quais produzem transitórios em uma ampla faixa de frequências, este modelo torna-se mais conveniente (Pauca, 2014; You *et al.*, 2010; Xing *et al.*, 2013; Shu *et al.*, 2009; Imece *et al.*, 1996).

2.4 Modelo do Conversor Fonte de Tensão (VSC)

Os VSCs utilizam chaves auto-comutadas, tais como os GTOs ou IGBTs, os quais podem ser ligados ou desligados de forma controlada. Esses dispositivos operam com chaveamentos em alta frequência utilizando a técnica PWM. A principal característica dessas chaves é a condução bidirecional de corrente e suportabilidade unidirecional de tensão (Paucar, 2014; Kalitjuka, 2011).

O conversor VSC pode ser classificado quanto à disposição das chaves semicondutoras em dois níveis e multi-nível. Os conversores multi-nível apresentam perdas reduzidas devido à baixa frequência de chaveamento e possibilita uma gama maior de aplicações devido ao nível de potência, que varia de centenas de MW à alguns GW. No entanto, o conversor dois níveis apresenta uma configuração simples e desempenho confiável, embora tenha maiores perdas de chaveamento, sendo muito utilizado em aplicações de algumas centenas de MW, tais como conexão ponto-a-ponto de parques eólicas *offshore* e na topologia *back-to-back* (Paucar, 2014; Hamatwi *et al*, 2016). Neste estudo, será considerada a topologia 2 níveis, que consiste em três pernas, uma por fase, constituídas de dois IGBTs cada, com um diodo anti-paralelo, conforme mostrado na Figura 3.

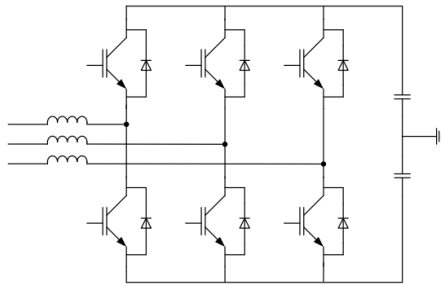


Figura 2. Conversor VSC 2 níveis (Kalitjuka, 2011).

Dentre as estratégias de controle comumente utilizadas nos conversores VSC em aplicações de sistema de potência, temos: *power-angle control* e *vector-current control*. No primeiro, a potência ativa é controlada a partir da defasagem angular entre a tensão de saída do conversor e a do sistema CA ao qual está conectado, enquanto a potência reativa é controlada pela variação da magnitude da tensão do VSC. Já na segunda técnica, a potência ativa e reativa são controladas independentemente através de um *fast inner current control loop* no eixo de referência *dq*. Apesar de ser simples e fácil de implementar, o *power-angle control* é incapaz de limitar o fluxo de corrente para dentro do conversor durante distúrbios, o que não ocorre no *vector-current control* (Hamatwi *et al*, 2016). Por este motivo, esta é a técnica implementada neste estudo.

O conversor VSC pode ser modelado utilizando os modelos detalhado ou médio. No primeiro, todos os semicondutores são incluídos, enquanto no segundo os mesmos são substituídos por fontes de tensão CC. No que diz respeito à simulação, usando um modelo detalhado em comparação ao médio, o tempo de execução é bem maior

(Rogersten, 2014). Nesta pesquisa, foi utilizado o modelo desenvolvido pelos engenheiros da *Manitoba HVDC Research Centre*, desenvolvedores do PSCAD/EMTDC, o qual é baseado na representação detalhada e adequado à análise do fenômeno transitório.

Os parâmetros dos conversores são apresentados na Tabela 3:

Tabela 3. Parâmetros dos conversores 2 níveis.

Parâmetros	Valores
Tensão CC nominal (kV)	640
Tensão CA nominal (kV)	230
Potência nominal (MVA)	1200
Capacitor (uF)	5000
Indutor (mH)	50
Frequência de chaveamento (Hz)	1650

Os parâmetros para os transistores e diodos inerentes a cada conversor são apresentados na Tabela 4.

Tabela 4. Parâmetros dos transistores e diodos.

	Transistor	Diodo
Resistência (on)	0,001 Ω	0,001 Ω
Resistência (off)	1,0x10 ⁸	1,0x10 ⁸
Queda de tensão	0,0 kV	0,0 kV
Tensão de ruptura	1,05x10 ⁵ kV	1,05x10 ⁵ kV
Tensão reversa	1,05x10 ⁵ kV	1,05x10 ⁵ kV
Tempo de extinção (min)	0,0 μ s	0,0 μ s

2.5 Sistema Equivalente

O sistema VSC-HVDC é composto, basicamente, por dois conversores VSC com configurações similares, um operando como retificador e outro como um inversor. A conexão entre as duas estações conversoras pode ser feita através de uma linha CC, cabos subterrâneos/submarinos (ambos empregados em transmissão ponto-a-ponto), ou através de uma conexão direta, conhecida como topologia *back-to-back* (Paucar, 2014).

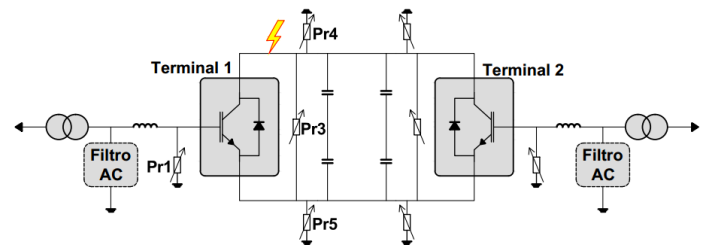


Figura 3. Sistema VSC-HVDC monopolar simétrico típico. Adaptado de (Paucar, 2014).

Na simulação será considerada um sistema VSC-HVDC monopolar simétrico de 640 kV com capacidade de transmissão de 1200 MVA, no qual o condutor de retorno não é aterrado (Figura 3). Portanto, opera-se com metade da tensão nominal $+V_{CC}/2$ em um polo e metade da tensão nominal com

tensão oposta $-V_{CC}/2$ no outro polo. Os conversores VSC-2 níveis são conectados através de uma linha de transmissão de 200km. A estação retificadora opera controlando a potência ativa, enquanto a estação inversora controla a tensão CC. O sistema AC em ambas as extremidades apresenta tensão nominal de 230 kV. A descarga atmosférica é modelada pela forma de onda 2.6/50 μ s e apresenta amplitude igual a 30 kA, conforme recomendado em (Heidler *et al.*, 1999). Serão abordadas duas condições distintas do sistema frente descargas atmosféricas aplicadas diretamente no polo positivo do lado CC da estação retificadora: com e sem a presença de para-raios de ZnO. O ponto de aplicação da descarga atmosférica e a localização dos para-raios pode ser vista na Figura 3.

3 Simulações e discussões

Como resultado das simulações, as Figuras 4 e 5 representam o comportamento do sistema frente descargas atmosféricas sem a presença dos para-raios, enquanto nas Figuras 7 e 8 temos as mesmas grandezas medidas com a influência do para-raios.

A descarga atmosférica ocorre em 10s, quando o sistema está em operação normal no regime permanente. Observa-se nas Figura 5 e 6, gráficos v_{abc} e i_{abc} , que mesmo sendo aplicada no lado CC do terminal 1, o distúrbio é propagado para os sistemas CA acoplados ao link CC. Na Figura 5, há uma sobretensão que leva aproximadamente 0,2 s para se extinguir, e uma consequente redução da corrente durante igual período de tempo. Enquanto na Figura 6, nota-se também uma sobretensão, mas que se extingue rapidamente em aproximadamente 0,1 s. Os tempos de estabilização dependem da atuação do controle do sistema, e normalmente são maiores que o tempo de atuação da descarga, que por sua vez é da ordem de alguns microssegundos. Este comportamento provoca a redução inicial e depois um aumento abrupto da corrente.

Com relação ao lado CC, a tensão polo-polo inicialmente é igual a 640 kV, mas na ocorrência do surto atmosférico, o distúrbio atinge um pico negativo de aproximadamente -3500 kV no terminal 1, enquanto o maior pico no terminal 2 apresenta polaridade positiva e magnitude aproximadamente igual a $+2500$ kV. A corrente, por sua vez, oscila em torno do valor nominal, aproximadamente 1,8 kA, atingindo picos com módulo igual a 4 kA no terminal 1 e 6 kA no terminal 2. Um fato interessante ocorre no gráfico da tensão CC polo-terra, onde a diferença de potencial entre as mesmas sempre será igual a 640 kV, atingindo picos de aproximadamente $+2500$ kV no polo positivo e -900 kV no polo negativo do terminal 1. Enquanto no terminal 2 observa-se magnitudes de aproximadamente $+4000$ kV em ambos os polos.

Os valores elevados das tensões podem ser explicados através do conceito das onda viajantes, onde ao ser atingido o lado CC do terminal 1, as mesmas enxergam o terminal 2 como uma impedância de valor elevado, refletindo e amplificando os sinais de tensão.

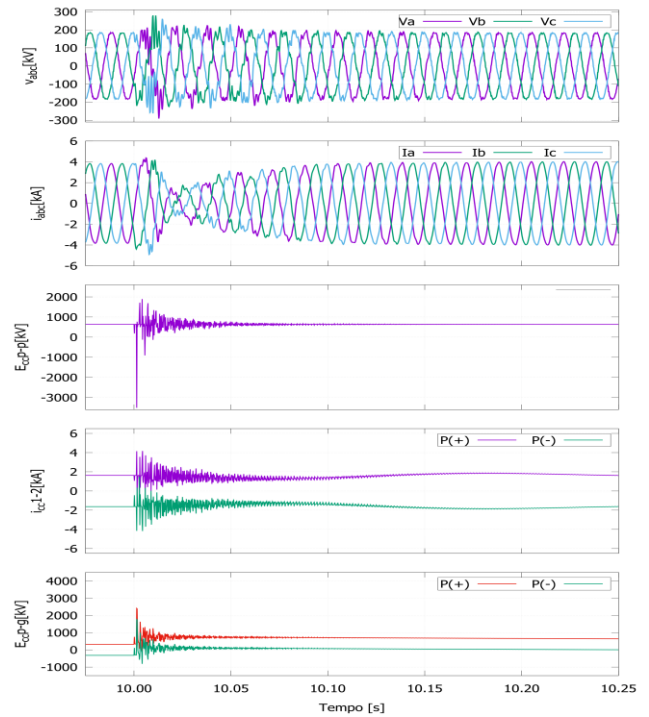


Figura 4. Grandezas medidas no terminal 1, sem para-raios.

Com a presença dos para-raios, as mesmas considerações realizadas anteriormente podem ser notadas, porém observa-se nas Figuras 6 e 7 uma redução da magnitude de todas as formas de onda apresentadas, visto que a sobretensão proveniente das descargas atmosféricas foi suprimida. É importante notar que praticamente não há impacto na rede CA em ambos os terminais. Portanto, os para-raios acoplados na saída do link CC limitaram a sobretensão suficientemente, evitando que a mesma danifique os equipamentos das estações conversoras e, consequentemente, propague para o lado CA.

Com relação ao link CC, na ocorrência do surto atmosférico, o distúrbio verificado na tensão polo-polo excursiona entre no máximo $+750$ kV e -450 kV no terminal 1, enquanto no terminal 2 varia entre no $+725$ kV e 525 kV no máximo. A corrente continua a oscilar em torno do valor nominal, mas atingindo picos bem menores, em torno de 2 kA em módulo em ambos os polos. Da mesma forma como no caso anterior, a tensão CC polo-terra apresenta diferença de potencial sempre igual a 640 kV, oscilando entre $+320$ kV e $+450$ kV no polo positivo e -320 kV e -220 kV no polo negativo do terminal 1. Enquanto no terminal 2 as oscilações são um pouco maiores, de $+320$ kV a $+620$ kV no polo positivo e de -320 kV a 20 kV no polo negativo.

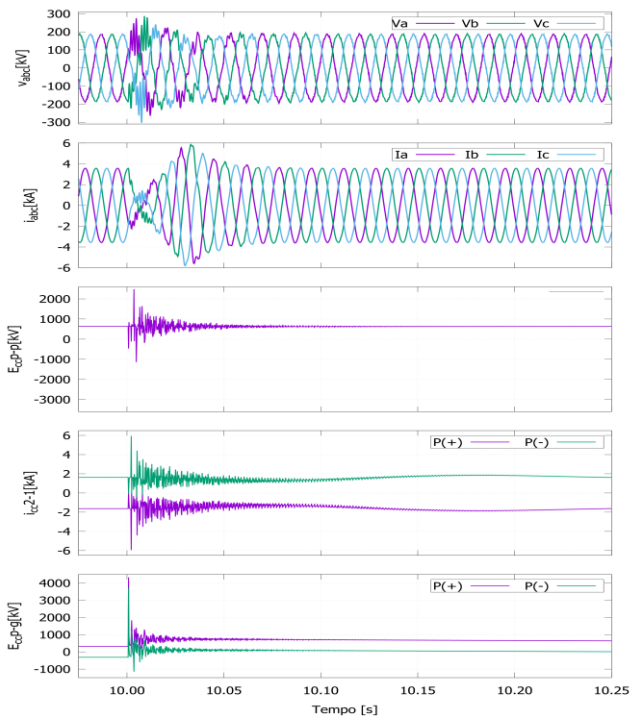


Figura 5. Grandezas medidas no terminal 2, sem para-raios.

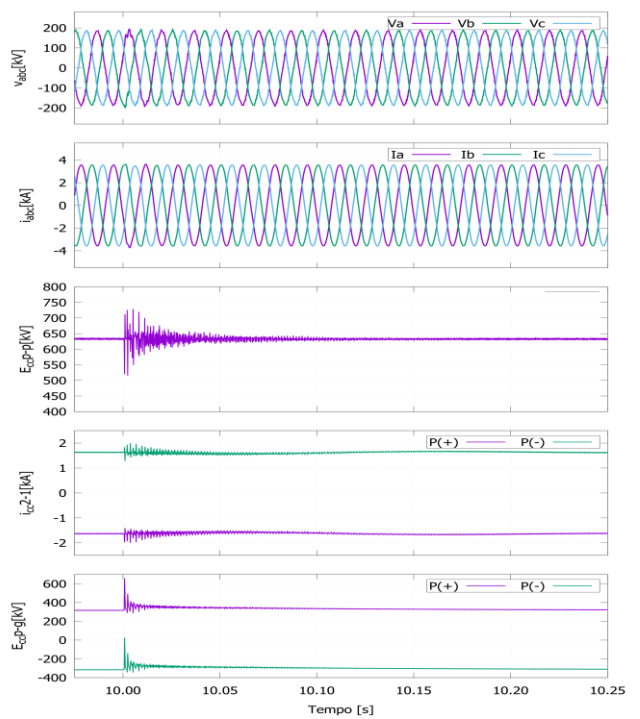


Figura 7. Grandezas medidas no terminal 2, com para-raios.

As Figuras 8, 9 e 10 ilustram as grandezas mais afetadas pelo simples acoplamento dos para-raios, onde é possível verificar a drástica redução do transitório provocado pelos distúrbios atmosféricos. Desta forma, o correto dimensionamento e locação dos para-raios pode evitar que distúrbios, por mais que sejam suprimidos em alguns décimos de segundos, danifiquem equipamentos caros do sistema elétrico, tanto no link CC quanto nos sistemas CA a ele acoplados.

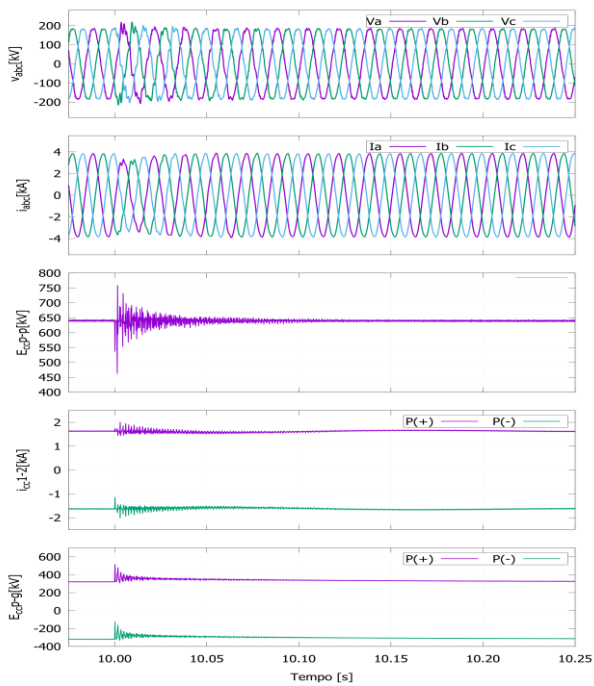


Figura 6. Grandezas medidas no terminal 1, com para-raios.

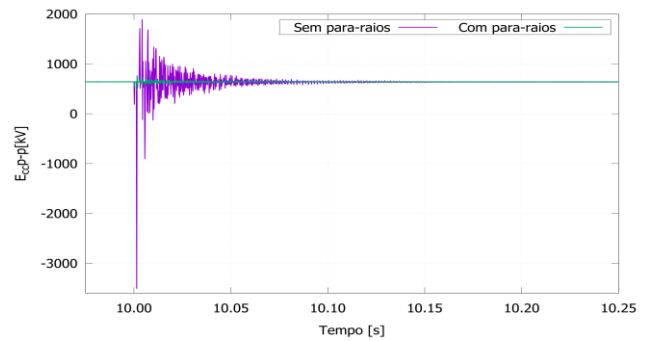


Figura 8. Comparativo tensão CC polo-polo no terminal 1.

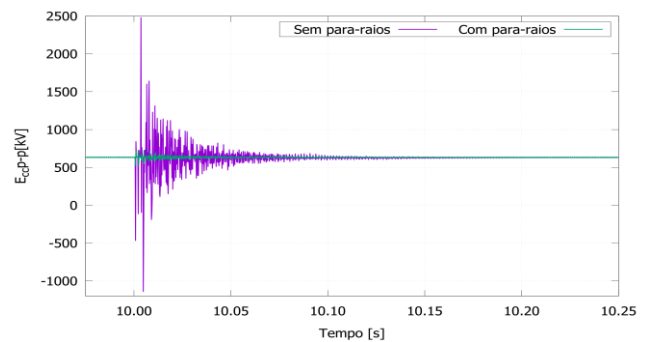


Figura 9. Comparativo tensão CC polo-polo no terminal 2.

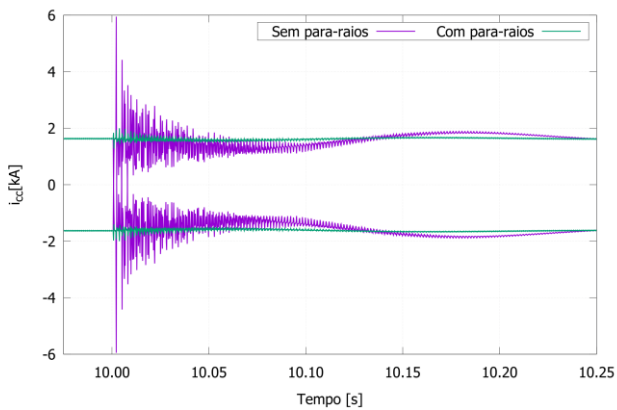


Figura 10. Comparativo corrente CC medida do terminal 2 para o 1.

4 Conclusão

A necessidade de integrar fontes de energia renováveis à rede e transmitir energia a longas distâncias tornam o sistema HVDC uma solução tecnológica bastante viável. Diferentemente do HVDC clássico, que já é uma tecnologia bem consolidada, os sistemas VSC-HVDC surgiram recentemente com a evolução da eletrônica de potência, trazendo diversas vantagens como, por exemplo, a possibilidade de controle independente de potência ativa e reativa. No que diz respeito às pesquisas, o foco dos estudos nos sistemas VSC-HVDC encontra-se na detecção e supressão de faltas, sejam elas induzidas por descargas atmosféricas ou outros fatores. Pouco tem se falado a respeito do efeito dos distúrbios (sem a ocorrência de *flashover*) provocados por descargas diretas nos condutores fase, visto que os transitórios podem atingir níveis altos o suficiente para danificar equipamentos caros do sistema elétrico, tais como as chaves semicondutoras, transformadores, entre outros. Notou-se que o dimensionamento e a locação correta dos para-raios de óxido metálico, também conhecidos como para-raios de óxido de zinco (ZnO), comumente utilizados em sistemas CA, operam adequadamente em sistemas CC. Desta forma, o objetivo de pesquisa apresentado neste artigo é de grande valia, visto que na literatura técnica nada se fala a respeito da eficácia destes importantes equipamentos CA conectados em redes CC.

Nas simulações, um sistema HVDC baseado em VSCs 2 níveis na topologia monopolar simétrica, tensão nominal de 640 kV, capacidade de transmissão de 1200 MVA, conectadas através de uma linha de transmissão com 200 km de comprimento, foi simulado em dois casos distintos: sem e com a presença de para-raios de óxido metálico. Desta forma, foi possível validar os resultados supracitados.

Agradecimento

À Fundação de Amparo à Pesquisa do Estado de São Paulo – FAPESP (Procs. 2015/10204-8 e 2016/16078-7)

Referências Bibliográficas

- Candelaria, J. e J.-D. Park. 2011. “VSC-HVDC System Protection: A Review of Current Methods.” 2011 IEEE/PES Power Systems Conference and Exposition, PSCE 2011, 1–7.
- Davari, M., O. Alizadeh Mousavi e I. Salabeigi. 2009. “Analysis and Comparison of the Lightning Overvoltage in the AC Connected and VSC Based HVDC Connected Wind Farms.” IEEE Region 10 Annual International Conference, Proceedings/TENCON, 1–6.
- Hamatwi, E., I E Davidson, M N Gitau e G P Adam. 2016. “Modeling and Control of Voltage Source Converters for Grid Integration of a Wind Turbine System” 2016 IEEE PES PowerAfrica, 98–106.
- Han, Yongxia, Licheng Li, Huixiang Chen e Yuxin Lu. 2012. “Influence of Modeling Methods on the Calculated Lightning Surge Overvoltages at a UHVDC Converter Station due to Backflashover.” IEEE Transactions on Power Delivery 27 (3): 1090–95.
- Heidler, F., J. M. Cvetcic e B. V. Stanic. 1999. “Calculation of Lightning Current Parameters.” IEEE Transactions on Power Delivery 14 (2): 399–404.
- Imece, Ali F., Daniel W. Durbak, Hamid Elahi, Sharma Kolluri, Andre Lux, Doug Mader, Thomas E. McDermott, *et al.* 1996. “Modeling Guidelines for Fast Front Transients.” IEEE Transactions on Power Delivery 11 (1): 493–501. doi:10.1109/61.484134.
- Kalitjuka, Tatjana. 2011. “Control of Voltage Source Converters for Power System Applications,” no. July: 1–69.
- Paucar, B. C. 2014. “Sistema HVDC Baseado Em Conversores Multinível Modulares” Universidade Federal do Rio de Janeiro.
- Rogersten, R. 2014. “VSC-HVDC System Modeling and Validation.” KTH Electrical Engineering.
- L. Xing, D. Yang, D. Zhang, W. Li e Q. Chen, “Fault Transient Simulation Analysis for HVDC Transmission Lines,” Prepr. 5th Int. Conf., pp. 3–8, 2015.
- Shu, Hong Chun, Guang Bin Zhang, Zi Zhao Zhu e Sheng Qiang Zhu. 2009. “Modeling and Simulation of Lightning Electromagnetic Transient and Identification of Shielding Failure and Back Striking in ±800kV UHVDC Transmission Lines: Part I: Modeling and Simulation of Lightning Electromagnetic Transient.” Asia-Pacific Power and Energy Engineering Conference, APPEEC, 9–12.
- Sousa, J. E. G. M. 2012. “Análise Em Regime Estacionário E Transitório de Ligações Multi-Terminais HVDC.” Universidade Técnica de Lisboa.
- Sun, Haifeng, Xiang Cui, Lei Qi e Qi Wang. 2010. “Calculation of Overvoltage Distribution in HVDC Thyristor Valves.” 2010 Asia-Pacific Symposium on Electromagnetic Compatibility, APEMC 2010, 540–43.
- Wagner, C. F. e G. D. McCann. 1942. “Induced Voltages on Transmission Lines.” Transactions of the American Institute of Electrical Engineers 61 (12): 916–30.

- Xing, L., Q. Chen, and Z. Gao. 2013. "A New Protection Principle for HVDC Transmission Lines Based on Directions of Fault Components of Voltage and Current." *Dianli Xitong Zidonghua/Automation of Electric Power Systems* 37 (6): 1–6.
- You, M., B.H. Zhang, L.Y. Cheng, Z.Q. Bo, and A. Klimek. 2010. "Lightning Model for HVDC Transmission Lines." 10th IET International Conference on Developments in Power System Protection (DPSP 2010). *Managing the Change* 0 (1): P62–P62.
- Zhang, Xiao, Zhanqing Yu, Jinliang He, Bo Zhang, Rong Zeng, Yukuan Jiang, Bin Luo, Hansheng Cai, and Wei Luo. 2014. "Mechanism of ± 800 kV HVDC Converter Abnormal Block Fault Caused by Lightning Transient." *Electric Power Systems Research* 113. Elsevier B.V.: 157–64.