



GRUPO DE ESTUDO DE ANÁLISE E TÉCNICAS DE SISTEMAS DE POTÊNCIA - GAT

SIMULAÇÃO E ANÁLISE DE UM GRID HVDC INTEGRADO (EMBEDDED) EM UMA REDE CA INSPIRADA NO SISTEMA BRASILEIRO.

**TREVOR MATHEUS CARLOS VILELLA DO CARMO DOBBIN(1);SÉRGIO DO ESPÍRITO SANTO(2);GLAUCO NERY TARANTO(3)
FURNAS-CENTRAIS ELETRICAS S.A.(1);ESP CONSULTORIA(2);COPPE/UFRJ(3)**

RESUMO

Este informe técnico apresenta os resultados de simulações para um grid CC composto por 6 elos HVDC (*High Voltage Direct Current*) LCC (*Line Commutated Converter*) e três conversores DC/DC. Este trabalho teve como base estudos desenvolvidos por grupos de trabalho do CIGRE referentes a benchmarks para grids CC, porém aplicados em uma rede CA com características inspiradas no Sistema Elétrico Brasileiro. São apresentados os aspectos básicos e algumas premissas do sistema de transmissão simulado. Posteriormente, são mostrados os resultados de desempenho perante um conjunto de falhas aplicadas no sistema elétrico através de simulações realizadas utilizando um programa de transitórios eletromagnéticos.

PALAVRAS-CHAVE

CCAT, HVDC, GRID DC, Sistemas de Controle.

1.0 INTRODUÇÃO

As redes compostas por múltiplos conversores interligados por linhas de transmissão em corrente contínua em alta tensão (CCAT ou HVDC em inglês), aqui chamadas de redes CC, vêm progressivamente atraindo a atenção da comunidade mundial de especialistas do setor elétrico. Parte do interesse advém da maturidade que a tecnologia atinge na presente data, vide o sucesso da transmissão de grandes blocos de energia à longa distância, nos quais alternativas HVDC ponto-a-ponto mostraram-se atraentes economicamente e confiáveis. Hoje, o Brasil conta com 6 bipolos CCAT em operação, com a perspectiva próxima de inclusão de mais um, em planejamento, com previsão de entrada dentre os próximos 10 anos. Na esfera mundial, países com forte presença de elos HVDC com elevadas potências nominais fomentam o surgimento de redes colossais, como por exemplo: o sistema chinês, com mais de 30 elos CCAT e; mais recentemente, projetos de integração energética na Europa, e.g., grid CC do mar do Norte, Medtech, Desertec e *European overlay supergrid* [1] [2] [3].

Dentre as vantagens de um grid CC estão: maior flexibilidade e confiabilidade, essas em função de seus múltiplos caminhos e a ausência de fluxo de potência reativa nas linhas de transmissão [4]. Quando comparadas às redes CA convencionais, os sistemas CC destacam-se pelo menor custo em longas distâncias e fluxo de potência ativa controlado, além do moderado isolamento elétrico entre redes CA conectadas pelos elos [4].

Sistemas com topologias baseadas em HVDC LCC com múltiplas estações ainda são raros, há pouco tempo restritas à sistemas multiterminais com três estações [4]. Entretanto, em função da dramática inserção de elos VSC-MMC (*Voltage Source Converter – Multilevel Modular Converters*) nos sistemas elétricos, tais estruturas receberam interesse crescente, em especial na última década, evidenciado pelo comissionamento recente de grids CC, como: Zhoushan 5-terminal [5], Zhangbei DC-grid [6]; além de estruturas híbridas promissoras, como por exemplo, Wudongde VSC-UHVDC Project [7]. Diferentemente de sistemas multiterminais, formados por múltiplos conversores em circuitos radiais com linhas compartilhadas, um grid CC consiste em múltiplos terminais HVDC interligados por múltiplas linhas de transmissão CC, formando uma malha de transmissão.

Como contraponto de suas vantagens, tais redes necessitam de uma quantidade elevada de sistemas de controle, revelando-se a coordenação destes desafiadora [4]. Visando contribuir com o desenvolvimento do tema, o Comitê de Estudos B4 do CIGRE estabeleceu diversos grupos de trabalho sobre o tema. Em 2013, o B4 promoveu um estudo de viabilidade de grids CC [8], e posteriormente uma gama de sistemas de teste de grids CC, elaborados pelos WGs: B4.57 [9], B4.58 [10], B4-72 [11] e mais recentemente B4.76 [12], com cobertura extensa sobre conversores CC/CC. Tais publicações estabeleceram uma base comum para os demais WGs do CIGRE empenhados no avanço do conhecimento de redes CC.

No *benchmark* mais recente, apresentado pelo WGB4.72, múltiplas redes CC com peculiaridades eletroenergéticas foram propostas, com presença forte da tecnologia VSC. Embora esta apresente características operacionais desejáveis, estações retificadoras LCC, no momento presente, maioria numérica e possuem como vantagem maiores potências nominais, além de controle inerente das correntes CC. Tais fatos, motivaram a avaliação da integração das subredes CC por meio de redes LCC.

Redes CC compostas apenas por conversoras LCC já foram alvo de publicações anteriores [13], onde foram apresentadas e discutidas suas dificuldades técnicas. Visando dar seguimento ao trabalho de investigação de redes CC, este informe técnico estuda uma rede fictícia, com um número maior de conversores, inspirada no Sistema Brasileiro, porém com a inclusão de conversores DC/DC. A busca de soluções considerou os aspectos apresentados pelo WGB4.72 [11] [13]. Além disto, o informe apresenta os aspectos básicos da rede, sistemas de controle e proteção das estações conversoras e as premissas do estudo, além das interações dinâmicas observadas. São mostrados os resultados de desempenho perante um conjunto de falhas no sistema elétrico através de simulações realizadas utilizando um programa de transitórios eletromagnéticos, isto é, respostas a faltas monofásica e trifásica nas estações inversoras.

2.0 OBJETIVOS E DESCRIÇÃO DO SISTEMA

A decisão acerca da topologia do sistema teste, que contempla tanto a escolha tanto do modelo para a rede do sistema CA quanto para a rede CC e de suas conversoras foi inspirada em equipamentos, arranjos e parâmetros do Sistema Interligado Brasileiro. O tamanho da rede e a complexidade da interação de múltiplos conversores foi um fator decisivo para a adoção de modelos dos sistemas de controle e redes simplificadas, inclusive com a escolha de não utilizar equivalentes detalhados, e novas estações planejadas. Os objetivos deste trabalho, com caráter acadêmico, consistem em: rastrear dificuldades críticas e soluções conceituais para um sistema de transmissão com esse perfil, assim como a definição de um *benchmark* relativamente simples, para estudos iniciais de interação elétrica entre conversores em uma rede CC e desenvolvimento de sistemas de controle. Por conta disto, optou-se por, sempre que razoável, promover condições sistêmicas não críticas e parâmetros de performance relaxados.

2.1 Topologia da Rede

A Figura 1 apresenta o diagrama unifilar da CA base utilizada neste trabalho. Face a complexidade do sistema em estudo, o modelo da rede foi simplificado, sendo composto basicamente por equivalentes de duas grandes subredes, acopladas por uma impedância moderadamente elevada. No modelo adotado, há seis elos interligando essas duas subredes, uma com perfil de uma região com diversos complexos de geração de energia elétrica e outra com características de uma região com diversos centros de carga. Há ainda duas regiões geradoras, modeladas como sistemas isolados.

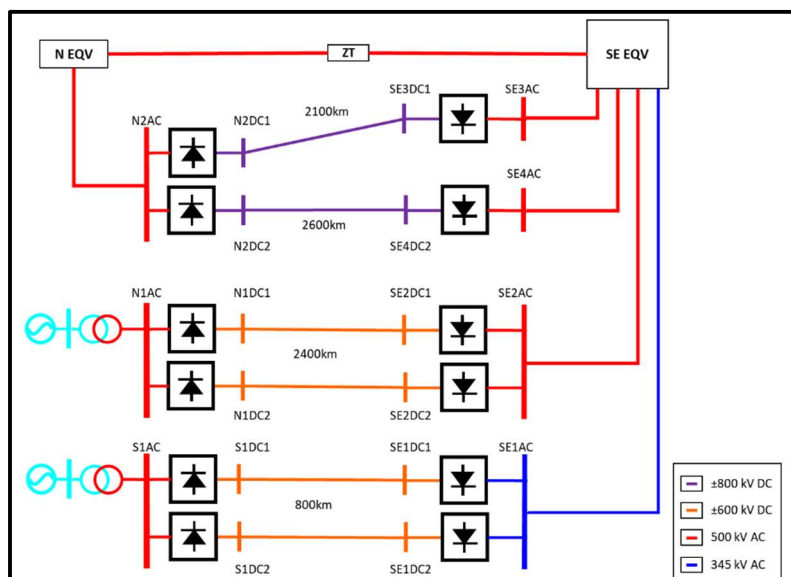


FIGURA 1 – Rede base com conversores LCC.

Tal arranjo mostra que para a criação de uma rede CC são necessárias alterações em sistemas de controle, a adição de linhas e a inclusão de disjuntores CC. Porém, para interligar os elos de $\pm 800\text{kV}$ com uma possível rede de $\pm 600\text{kV}$, fez-se necessário o uso de conversores DC/DC de alta potência, alvo de um dos trabalhos mais recentes do SC B4 [1]. Tais equipamentos ainda residem na faixa de 1 a 5 MW entre algumas dezenas de quilovolts, no entretanto, à medida que a quantidade de grids aumenta, estes se mostram peças cada vez mais importantes, indicando a

necessidade de conversores (DC/DC) com maior capacidade. Em especial, na brochura do WG-B4.76 foi projetado um conversor 800kV/400kV com 600MW nominais. Em razão da ausência de uma topologia consolidada, portanto, foi utilizado um modelo de conversor DC/DC de ordem reduzida, considerando comutações ideais (*averaged*), composto por fontes de tensão e corrente controladas[4], com pequenas modificações para evitar contribuições de corrente irreais durante faltas.

Considerando um cenário hipotético no qual tais equipamentos estão disponíveis, o sistema teste contou com mais de uma tensão nominal conforme ilustrado na Figura 2. Nessa rede, cada par de bipolos de ± 600 kV foi interconectado nas barras CC de suas estações inversoras, enquanto os bipolos de ± 800 kV são interconectados por conversores DC/DC.

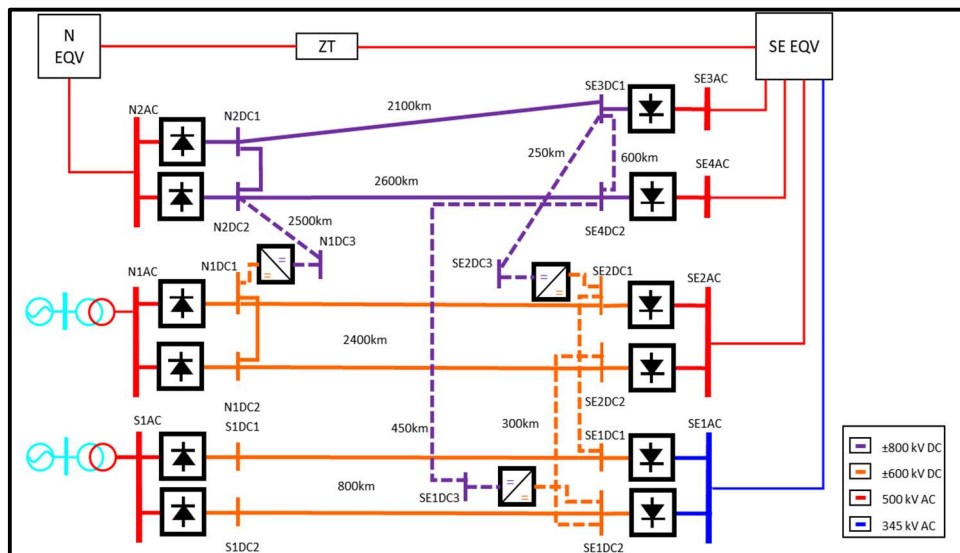


FIGURA 2 – Rede CC teste com conversores LCC.

2.2 Interação CC entre estações conversoras

Em um sistema ponto a ponto convencional de transmissão HVDC LCC, o controle das grandezas CC ocorre por meio dos ângulos de disparo, sendo usual no inversor a monitoração por meio do controle de ângulo de extinção (γ) de referência [4] [14].

Para a coordenação das duas estações conversoras, se faz necessária a escolha de uma característica de equilíbrio estático, na qual uma estratégia de coordenação é escolhida. A estratégia clássica, utiliza o fato de que a corrente em regime é a mesma em ambos os terminais, adotando um ponto elétrico como referência e então definindo a estação retificadora como controladora da corrente CC e a estação inversora normalmente operando em controle de ângulo de extinção mínimo, porém passando para controle de corrente com margem em situações de queda de tensão. Mais detalhes desta estratégia de controle podem ser encontrados nas referências [4] [3] [14] [15] [16] [17].

No caso de sistemas multiterminais há uma série de configurações distintas, destes arranjos. Uma das configurações clássicas estabelece que dentre N estações, N-1 estarão em controle de corrente/potência e a estação remanescente, inversora, em controle de gama ou tensão (CC ou CA). Cabe ressaltar que em teoria é possível que todas as estações estejam em controle de potência/corrente desde que haja estatismo de tensão em um número adequado de estações conversoras para comportar os *mismatches* de ordens de corrente, ou seja, mecanismos para garantir que ordens que violem a lei de Kirchhoff das correntes em quaisquer ramos sejam compensados. Há outras estratégias de arranjo, com vantagens e desvantagens, porém somente são viáveis aquelas que de alguma forma resolvem a questão da estabilidade das inversoras de polos em paralelismo [4] [11] [13] [18].

3.0 SISTEMAS DE CONTROLE

As discussões acerca dos diversos aspectos pertencentes às redes CC de grande porte, ganharam considerável espaço recentemente, tanto em fóruns de discussão técnica quanto na literatura especializada de sistemas de transmissão. Entretanto, até a presente data ainda existem poucos sistemas implantados, boa parte com menos de 5 anos de operação [2] [5] [6] [7]. Assim, o estudo presente neste IT visa obter resultados qualitativos de desempenho e viabilidade conceitual, portanto não sendo recomendável comparar seus resultados e critérios em grau de detalhe aos requeridos por estudos mais elaborados, tais quais: comerciais, de viabilidade e/ou de desempenho, planejamento e/ou operação. Assim, optou-se por adotar sistemas de controle bastante simplificados, todavia

representando adequadamente as funções e comportamento esperados dos sistemas de conversão. Os sistemas de controle adotados são baseados naqueles desenvolvidos para sistemas testes de redes CC [17] [11] [13].

O controle do grid ocorre de maneira análoga à de sistemas ponto-a-ponto com estações LCC, no quais a corrente CC é controlada basicamente pela estação retificadora, porém no caso do grid CC, cabe às estações inversoras coordenar o “*current sharing*” [19] [18] para evitar ângulos de comutação excessivos (μ) e por consequência falhas de comutação advindas de descoordenação das correntes entre estações inversoras paralelas ou em situação semelhante ou análoga.

Embora reconhecido pelos autores que são desejadas: a capacidade de alteração do modo de operação entre retificador e inversor por meio de sistemas automatizados e um sistema automático de monitoramento de ordens de potência para permitir o funcionamento contínuo do grid nas diversas condições de operação, como exemplificado na Figura 4, estas características não foram incluídas no escopo deste trabalho, sendo alvo para uma etapa futura.

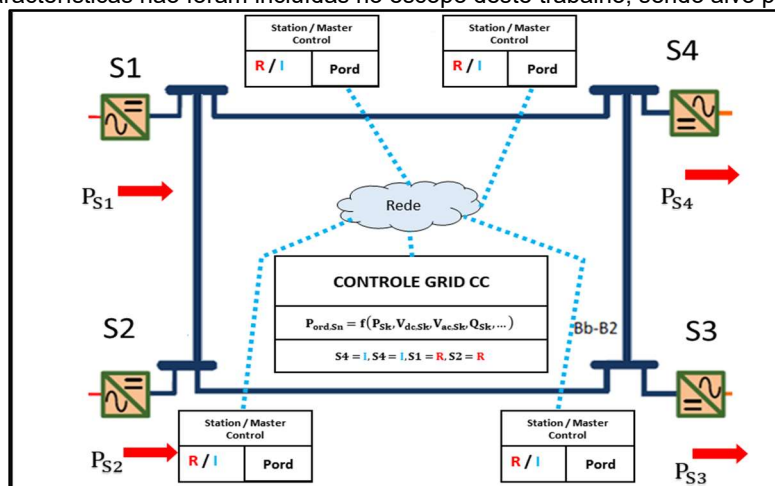


FIGURA 4 – Exemplo de uma Rede CC coordenada por um controle centralizado.

4.0 SIMULAÇÕES

4.1 Fluxo de Carga

O caso usado como referência é meramente ilustrativo, com o objetivo de mostrar como o fluxo de potência ativa em cada estação conversora pode ser controlado com pouca influência das redes CA, de tal forma que o fluxo de potência do sistema CC se adeque às necessidades de transmissão de acordo com cada cenário energético das subredes CA. No cenário escolhido, os fluxos entre as subestações inversoras (SE1, SE2, SE3 e SE4) foram reduzidos, porém toda potência necessária para suprimento das cargas CA foi balanceada por fluxos no grid CC. Foi utilizado apenas um ponto de operação (cenário) e o fluxo de potência (tensão nas barras e potência nas linhas) correspondente está apresentado na Figura 5.

A fim de avaliar o desempenho dinâmico da rede CC com conversores LCC foram realizadas simulações com contingências utilizando um programa de transitórios eletromagnéticos. Para cada contingência serão discutidos os resultados e o desempenho dos sistemas de controle e proteção.

Falta monofásica próxima à estação SE1

A Figura 6 ilustra o comportamento do sistema após uma falta monofásica na fase A com 83ms de duração, implementada por meio de uma resistência de 5 ohms, na barra CA SE1AC (estação inversora SE1).

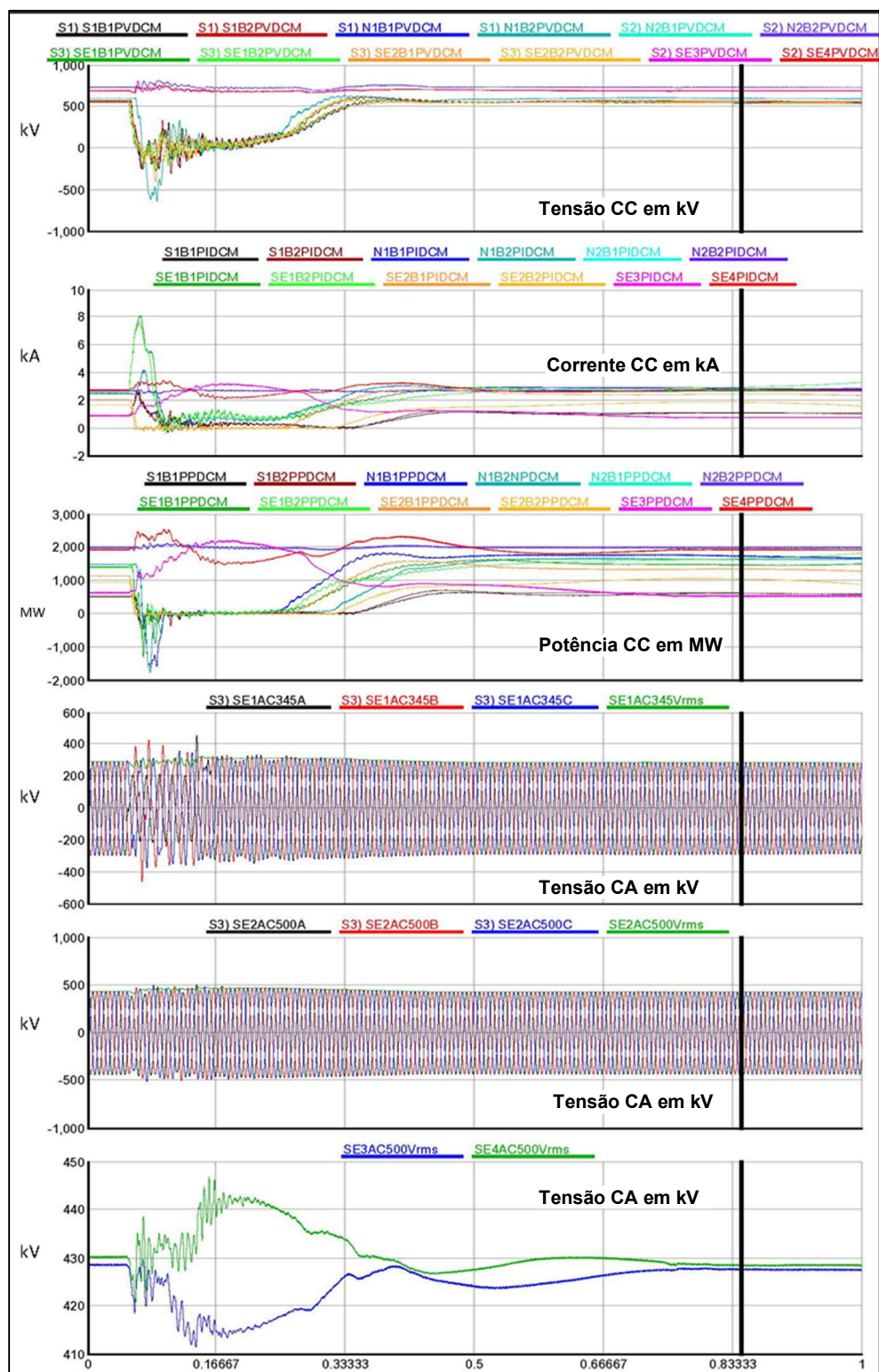


FIGURA 6 – Falta monofásica nas adjacências da estação SE1 (Inversora).

Os resultados mostram a recuperação da rede CC (tensões, correntes e das potências dos polos positivos de todas os conversores são mostrados) e da rede CA (tensões CA das estações SE1 e SE2 e valores rms das estações SE3 e SE4). A recuperação pós-falta ocorreu sem falhas de comutação nas inversoras ou colapsos de tensão. No entanto, observou-se um compromisso entre os tempos de recuperação ajustados, SCR da rede inversora e a probabilidade de ocorrência de falhas de comutação. Além disso, a coordenação dos ajustes das diversas malhas de controle, assim como os limites e critérios de ângulos de disparo para cada situação operativa podem alterar dramaticamente

os valores e comportamento dinâmico das tensões e correntes CC na recuperação-pós falta. A fim de ilustrar uma recuperação bem sucedida, optou-se por uma recuperação intencionalmente mais lenta, por meio da coordenação do tempo de subida dos limitadores de corrente dependente de tensão [4] [14] [17] de forma aproximadamente inversamente proporcional à potência nominal de cada estação retificadora.

Falta monofásica próxima à estação SE2

A Figura 7 ilustra o comportamento do sistema após uma falta monofásica na fase A com 83ms de duração e com resistência de 5 ohms, na barra CA SE2AC.

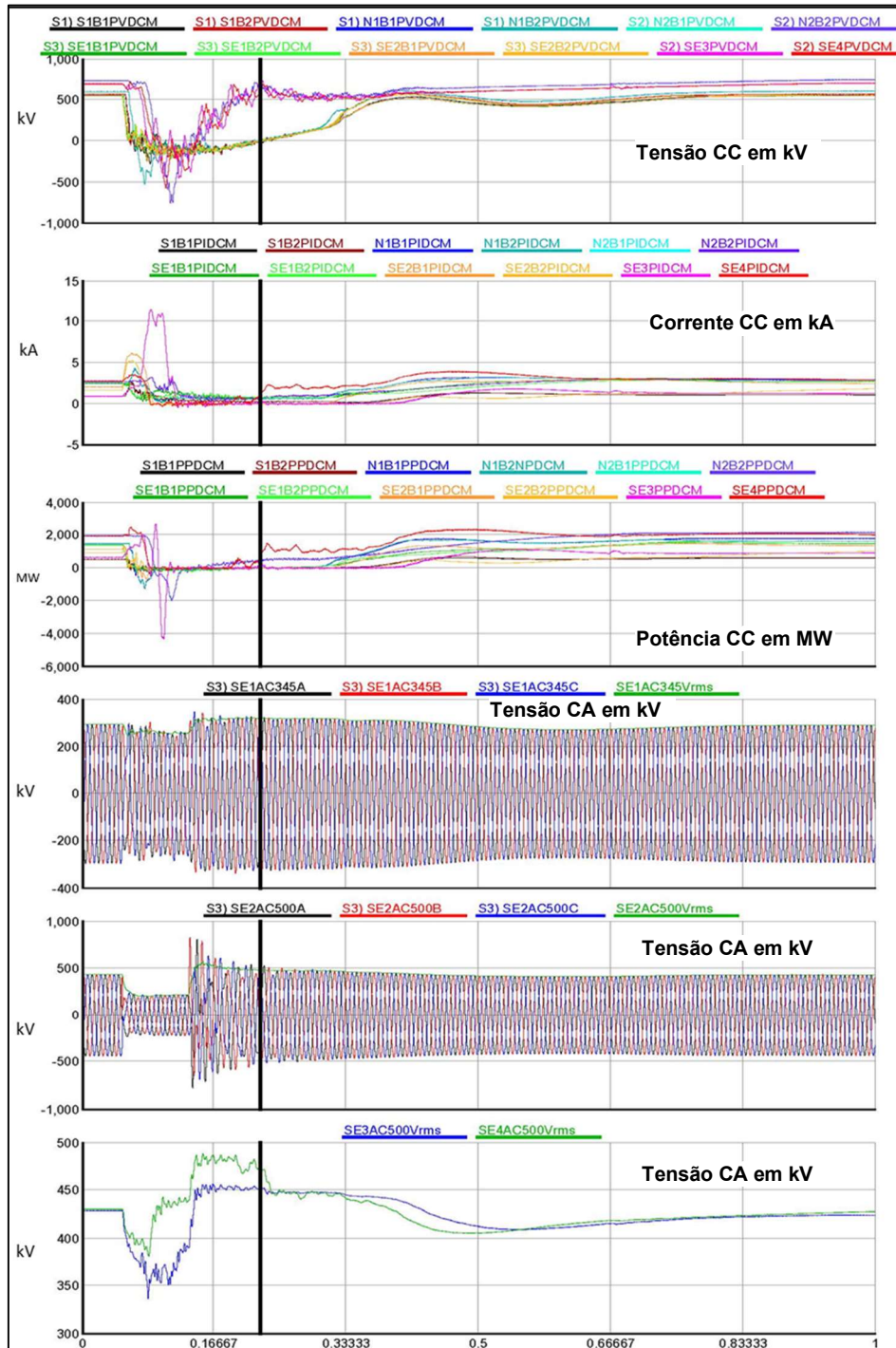


FIGURA 7 – Falta na fase A da barra SE2AC (Inversora da SE2)

Neste caso, nota-se que o sistema de 800kV foi afetado, parte em função da maior proximidade elétrica da estação SE2 com as demais estações, SE3 e SE4, como pode ser observado no último quadro da Figura 7, as tensões rms das estações SE3 e SE4 apresentaram queda considerável durante a falta, reduzindo consequentemente as tensões CC das conversoras associadas e provocando um aumento súbito nas correntes das mesmas, em especial na SE3. Mesmo assim, a recuperação da potência e da tensão de cada conversora foi bem-sucedida, cabendo as relações de compromisso de desempenho citadas no item anterior.

Faltas trifásicas próximas às estações SE1 e SE2

Faltas trifásicas com a mesma duração de 83ms e representadas por meio de uma impedância de 5 ohms foram aplicadas nas barras CA SE1AC e SE2AC e os resultados estão apresentados na Figura 8, a seguir. Como não se observou mudanças qualitativas que mereçam destaque, optou-se por apresentar as figuras em tamanho reduzido e lado-a-lado, respectivamente nas Figuras 8a e 8b, estações SE1 e SE2. Os sinais são, na sequência, tensões CC, correntes CC e potências CC dos polos positivos de todas as conversoras, seguidos pelas tensões CA das estações SE1 e SE2 e valores rms das tensões CA das estações SE3 e SE4.

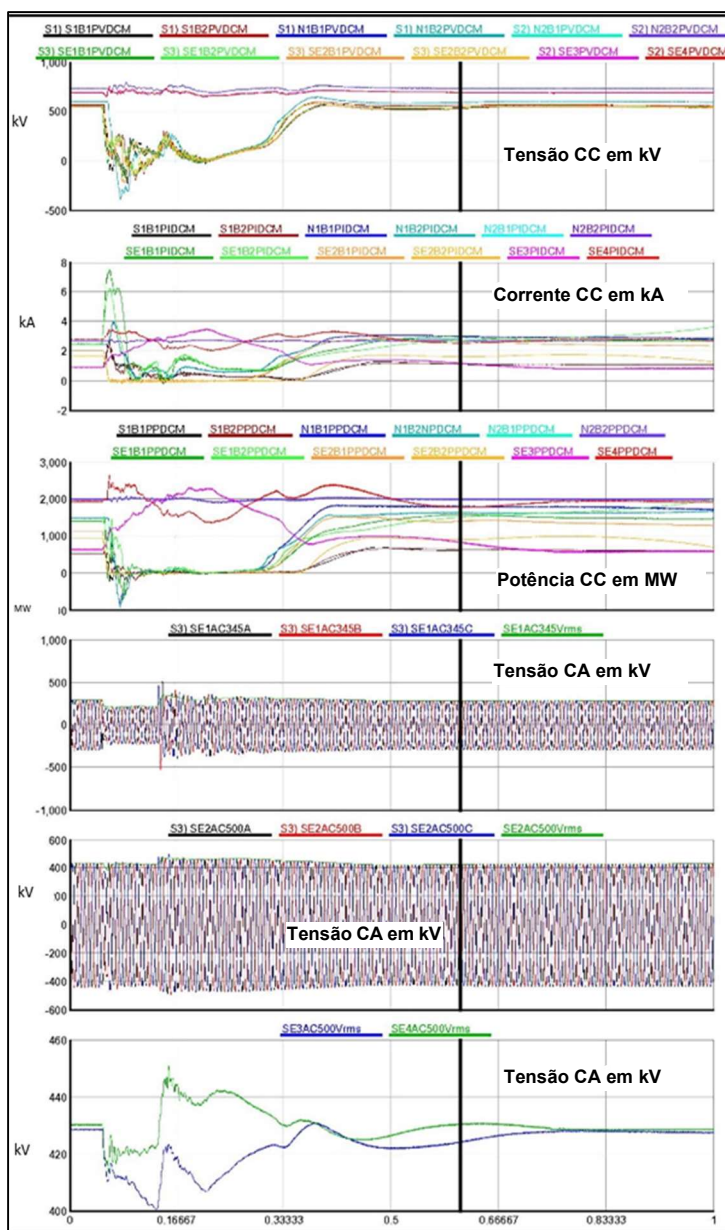


FIGURA 8a – Falta trifásica nas adjacências da estação SE1. (Inversora)

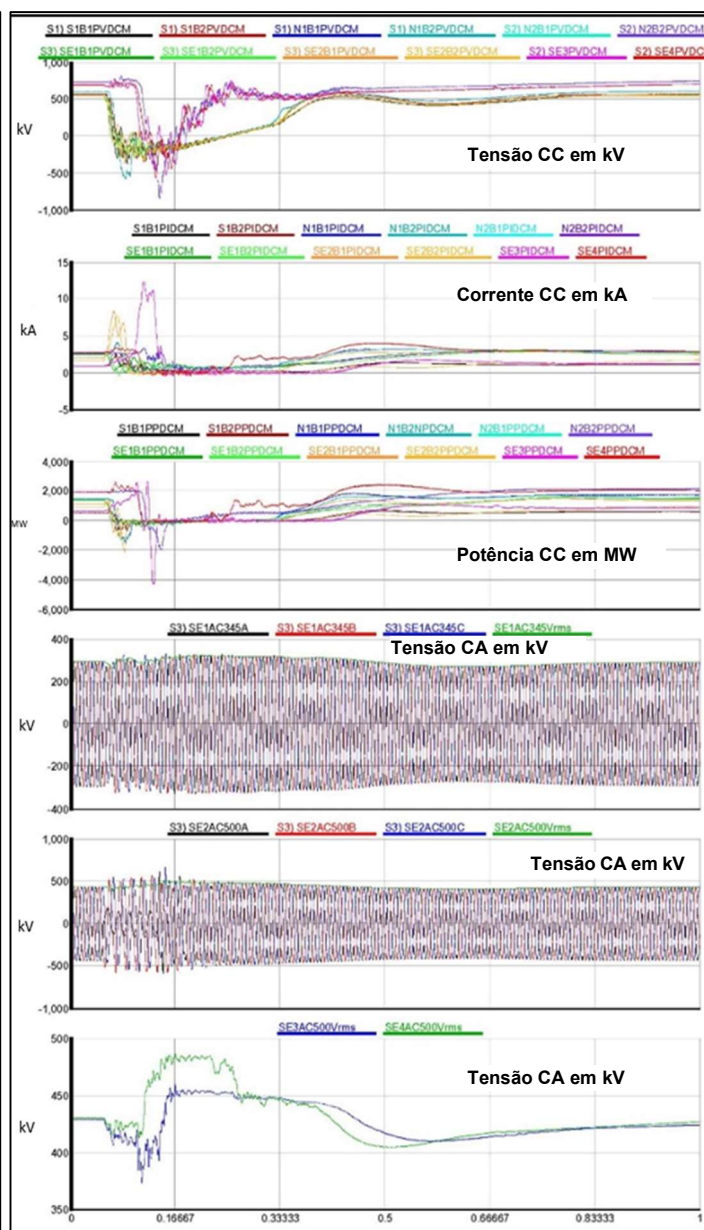


FIGURA 8b – Falta trifásica nas adjacências da estação SE2. (Inversora)

FIGURA 8 – Faltas trifásicas nas adjacências das estações SE1 e SE2. (Inversoras)

Certamente o ponto de maior preocupação reside no elevado valor atingido pelas correntes CC das estações inversoras próximas aos pontos de falta antes da eliminação das mesmas. Tal característica ocorre principalmente em função de ajustes relaxados dos amplificadores de corrente do controle, que por estratégia clássica recebem ordem de redução de seu valor assim que sensibilizados pela queda da tensão. Outro fator que colabora para a presença das altas correntes foi a escolha de não representar estruturas de controle de repartição de corrente entre inversoras interligadas, sendo evidente a necessidade de uma representação detalhada em estudos futuros. Adicionalmente, em um grid CC existe a possibilidade de mais de uma conversora retificadora alimentando uma única estação inversora, de tal forma que se torna possível que correntes elevadas ocorram durante momentos iniciais de faltas, tal situação indica a avaliação do uso de disjuntores CC para interrupção das correntes antes que atinjam valores excessivos.

5.0 CONCLUSÕES

Os resultados deste estudo demonstram que uma rede CC com a presença de múltiplas conversoras, mesmo sendo estas LCC, requer: a presença de disjuntores CC em certos trechos, sistemas de controle que sejam capazes de contornar possíveis sobrecargas em inversoras ou sistemas automáticos de controle centralizados que evitem condições operativas sujeitas a correntes inadmissíveis durante possíveis faltas.

Enfatiza-se que tais conclusões são iniciais e que estudos com redes CA e sistemas de controle mais detalhados são necessários, a fim de quantificar os requisitos de segurança das estações inversoras durante contingências.

Como agravante, o sistema sofre também da maldição da dimensionalidade, ou seja, a complexidade dos modelos, análise e simulações aumenta rapidamente conforme mais detalhes são necessários, em função da quantidade de elementos. Tal problema inclusive influenciou na escolha de ferramentas computacionais. Na elaboração deste IT, fez-se necessária a alteração de ferramenta computacional para simulação dos casos, favorecendo sistemas mais potentes de computação. Ainda há a dificuldade da coordenação dos parâmetros de controle e proteção entre um número considerável de equipamentos.

De maneira geral, o grid CC LCC apresentou comportamento semelhante ao sistema ponto-a-ponto para faltas na rede CA, porém faltas na rede CC são críticas por sensibilizar todas as estações conversoras simultaneamente, como já observado em publicações anteriores [13] [19] [11]. Um estudo mais aprofundado com uma ferramenta computacional com maior capacidade de processamento faz parte de trabalhos futuros, incluindo a análise de faltas CC, possíveis conversores VSC e topologias híbridas, assim como modelos mais detalhados de conversores DC/DC com a representação de suas chaves [12].

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- [1] B. Kroposki, B. Johnson, Y. Zhang, V. Gevorgian, P. Denholm, B. - M. Hodge e B. Hannegan, "Archiving a 100% Renewable Grid," *IEEE Power & Energy Magazine*, pp. 61-73, 01 Março 2017.
- [2] D. V. Hertem, O. Gomis-Bellmunt e J. Liang, *HVDC Grids For Offshore and Supergrid of the Future*, Hoboken, New Jersey, USA: John Wiley and Sons Inc., 2016.
- [3] C.-K. Kim, V. K. Sood e G.-S. & L. S.-J. Jang, *Hvdc Transmission: Power Conversion Applications in Power Systems*, 2009.
- [4] D. Jovcic, *High Voltage Direct Current Transmission: Converters, Systems and DC Grids*, WILEY, 2019.
- [5] N. E. C. Ltd, "VSC-HVDC Transmission," NARI Electric Co., Ltd, [Online]. Available: <https://www.nrec.com/en/index.php/plan/planInfo/13.html>. [Acesso em 12 Março 2021].
- [6] H. -. ABB, "Zhangbei - The world's first DC-grid with HVDC Light technology," Hitachi ABB, 12 03 2021. [Online]. Available: <https://www.hitachiabb-powergrids.com/references/hvdc/zhangbei>. [Acesso em 12 03 2021].
- [7] RXHK, "WuDongDe UHVDC Scheme Commercial Operation," RXHK, [Online]. Available: <https://www.rxhk.co.uk/corporate/news/wudongde-uhvdc-scheme-commercial-operation>. [Acesso em 12 03 2021].
- [8] WGB4.52, G. Asplund, K. Lindén, C. Barker, A. Marzin, U. Baur, N. Pahawathtta, J. Beerten, M. Rashwan, P. Chirsstensen, J. Rittinger, S. Cole, K. Sogaard, D. Van Hertem, D. Westermann, W. Jialiang, E.-D. Wilkenin, D. Jovcic, C. Yue e P. Labra, "HVDC Grid Feasibility Study," Cigre, Paris, 2013.
- [9] WGB4.57, R. Wachal, A. Jindal, S. Dennetière, H. Saad, O. Rui, S. Cole, M. Barnes, L. Zhang, Z. Song, J. Jardini, J. C. Garcia, F. Mosallat, H. Suriyaarachich, P. Le-Huy, A. Totterdell, L. Zeni, S. Kods, T. Deepak, P. Thepparat, T. Beddard, J. Velasquez e S. D'Arc, "Guide for the Development of Models for HVDC Converters in a HVDC Grid," Cigre, Paris, 2014.
- [10] WGB4.58, K. Linden, A. E. Alvarez, J. Hanson, A. Isaacs, J. P. KjÆrgaard, L. Livermore, M. Mohaddes, T. K. Vrana, K. Wuerflinger, J. Beerten, R. Iravani, D. Jovcic, J. Liang, A. K. Marten, P. Rault, D. Westermann e Y. Yang, "Control Methodologies for Direct Voltage and Power Flow in a Meshed HVDC Grid," Cigre, Paris, 2017.
- [11] WGB4.72, T. AN, R. A. M. El-Chehaly, M. Barnes, S. Azad, J. Jardini, S. Elimban, H. Ye, C. D. Han, J. Serrano, A. Morales, S. Dennetiere, W. X. Li, S. Santo, T. Dobbin, W. Lin, H. Saad, J. Liang, R. T. Pinto, M. Ohrstrom,, I. Belanger, H. Ding e P. Yang, "DC grid benchmark models for system studies," Cigre, Paris, 2020.
- [12] WGB4.76, D. Jovcic, . G. Kish, . A. Darbandi, . D. Woodford, . J. Robinson, . O. Gomis, R. Ferrer, P. Dworakowski, . X. Guillaud, . A. Jamshidifar, . A. Junyent-Ferre, . M. Bondiorno, . A. Nam, . M. Saeedifard, . T. Meridji, . R. Azar, . W. Lin, . J. Paez, . S. Elimban e C. Zhan, "DC-DC converters in HVDC grids and for connections to HVDC systems," CIGRE, Paris, FR, 2021.
- [13] T. V. d. C. Dobbin e S. d. Espírito Santo, "Simulação e Análise de uma rede CCAT baseada em conversores comutados pela rede CA (LCC)," em *XXIV SNTPEE SEMINÁRIO NACIONAL DE PRODUÇÃO E TRANSMISSÃO DE ENERGIA ELÉTRICA*, Belo Horizonte - MG, 2019.
- [14] E. Uhlmann, *Power Transmission by Direct Current*, Springer Berlin Heidelberg, 1975.
- [15] E. W. Kimbark, *Direct Current Transmission*, Volume 1, Wiley, 1971.
- [16] P. Kundur, *Power System Stability and Control*, McGraw-Hill Education, 1994.
- [17] M. Szechtman, T. Wess e . C. Thio, "First benchmark model for HVDC control studies," *ELECTRA*, nº 135, pp. 55-73, 01 01 1991.
- [18] C. D. Barker, R. S. Whitehouse, R. Gupta e . M. Li, *Static characteristics of LCC converters in a multi-terminal configuration*, 2017.
- [19] P. Fischer de Toledo e A. Kumar, "Principles for paralleling HVDC-LCC converters: point-to-point transmission, multi- terminal and HVDC grids," em *CIGRE 2020 Session*, Paris, 2020.
- [20] Hitachi ABB, "Zhangbei - The world's first DC-grid with HVDC Light technology," Hitachi ABB, [Online]. Available: <https://www.hitachiabb-powergrids.com/references/hvdc/zhangbei>. [Acesso em 12 03 2021].

DADOS BIOGRÁFICOS



Trevor Dobbin, recebeu os títulos de M. Sc. e B. Sc em Engenharia Elétrica (2014) e em Engenharia Eletrônica e de Computação (2011), respectivamente, pela UFRJ. Desde 2012 trabalha no Departamento de Estudos e Planejamento Elétrico da Operação de Furnas Centrais Elétricas S.A. Atualmente é encarregado do Simulador de Sistemas Elétricos de Furnas, local da réplica do Elo CC de Furnas. É membro do CE-B4 CIGRE e IEEE. Áreas de interesse: transmissão HVDC, FACTS, DC Grids, simulações em tempo real de sistemas de potência, geração renovável, teoria de controle, estabilidade de sistemas não-lineares e controle aplicado em sistemas de potência.

(2) SÉRGIO DO ESPÍRITO SANTO

Sérgio do Espírito Santo se formou em Engenharia Elétrica pela Universidade Federal do Rio de Janeiro (UFRJ, Brasil) em 1982 e pós-graduação em 1984.

Trabalhou em Furnas entre 1984 e 2018 na área de controle (elos de corrente contínua, reguladores de tensão, etc.) e de simulações em tempo real. Está na ESP Consultoria desde janeiro de 2019 prestando consultoria na área de sistemas de Corrente Contínua. É autor e coautor de mais de 15 artigos, brasileiros e internacionais.

Membro do Cigré desde 2000.

Sua área de interesse inclui elos e redes CCAT e modelagem de equipamentos de sistemas de potência.

(3) GLAUCO NERY TARANTO

Glauco N. Taranto obteve a graduação na UERJ em 1988, o mestrado na PUC/RJ em 1991, e o doutorado no Rensselaer Polytechnic Institute, EUA em 1994, todos em Engenharia Elétrica. Em 2006, foi visitante em estágio pós-doutoral no Centro Elettrotecnico Sperimentale Italiano, Milão, Itália. É Professor Titular do Programa de Engenharia Elétrica da COPPE/UFRJ. Presidente do Subcomitê de Estabilidade de Sistemas de Potência do IEEE PES, e coordenador da Força-Tarefa "Integração de modelos de relé com simulação dinâmica RMS". Foi editor do IEEE Transactions on Power Systems (2016-2020).