



**XXIV SNPTEE
SEMINÁRIO NACIONAL DE PRODUÇÃO E
TRANSMISSÃO DE ENERGIA ELÉTRICA**

CB/GAT/15

22 a 25 de outubro de 2017
Curitiba - PR

GRUPO - IV

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

ANÁLISE *MULTI-INFEED* DO SISTEMA ELÉTRICO BRASILEIRO

Felipe Rocha Velloso de Almeida Pedroso (*)
Marcos Thiago Bassini
José Antonio Jardim
Silvio Giuseppe Di Santo
FDTE/ITAEE

John Francis Graham
Xi Zongyue
Liu Guijun
SGBH

RESUMO

O atual ritmo de crescimento de países de dimensões continentais, como é o caso do Brasil, apresenta certas particularidades no que tange a expansão de seus sistemas de transmissão e geração de energia. Uma das características presente nestes sistemas de desenvolvimento é o fato de os centros geradores se apresentarem distantes dos grandes centros consumidores, fazendo com que naturalmente a busca por fontes de energia economicamente superiores leve ao surgimento de linhas de transmissão com milhares de quilômetros de comprimento.

Linhas como esta podem apresentar alto custo de construção e altas perdas. Neste cenário surgem as linhas de transmissão HVDC (*High Voltage Direct Current*) ou CCAT (Corrente Contínua em Alta tensão). Tal tecnologia é capaz de reduzir o custo de manutenção e operação quando se tratando de linhas de grande comprimento e com alta capacidade de transmissão de energia.

Atualmente, a rede de transmissão brasileira já possui dois sistemas CCAT com operação bipolar, conhecidos como Madeira e Itaipu e que conectam respectivamente as usinas do Rio Madeira e Itaipu ao Sudeste do país, onde estão concentrados os grandes centros consumidores.

Até 2020, espera-se que outros dois bipolos operem, ligando a usina hidrelétrica de Belo Monte às subestações de Estreito e Terminal Rio. Todos estes seis bipolos CCAT têm em comum o fato de acabarem na região Sudeste e estarem eletricamente próximos, embora geograficamente não tão próximos.

Esta proximidade pode causar aquilo que é conhecido como interação *multi-infeed*, onde falhas em um dos inversores pode fazer com que outros inversores também apresentem falhas de operação.

Este artigo irá analisar a gama de falhas de comutação, um dos aspectos dos fenômenos *multi-infeed*, e quão grave elas podem ser, através da criação de mapas geográficos do sistema que indicam os pontos mais críticos para a ocorrência de curto-circuito.

PALAVRAS-CHAVE

Conversores HVDC, *multi-infeed*, falha de comutação, estabilidade, curto-circuito

1.0 - INTRODUÇÃO

O rápido crescimento da demanda de energia, especialmente em países em desenvolvimento como o Brasil, trouxe para a mesa a discussão sobre a integração nacional entre potenciais centros geradores de energia e grandes centros consumidores.

Uma forma de viabilizar a integração nacional é o uso de tecnologias CCAT, conhecidas por fornecerem resultados viáveis na implantação de grandes linhas de transmissão a grandes volumes de energia. [1] [2] [3]

No Brasil, essa tecnologia foi difundida com o uso de sistemas CCAT a conversores LCC (*Line Commutated Converter*), e ainda hoje é a tecnologia mais empregada em linhas de transmissão CCAT, possibilitando a

interconexão de usinas hidrelétricas na região Norte à região Sudeste, além dos dois bipolos de Itaipu, com linhas de transmissão que podem ultrapassar os 2000 km.

À medida que o número de linhas DC aumenta, são esperadas interações *multi-infeed* que podem gerar múltiplas falhas de comutação e, portanto, uma avaliação detalhada deve ser conduzida para determinar a magnitude dessas interações [4], de forma a evitar a perda de grandes blocos de energia simultaneamente [5].

Esta avaliação é amplamente difundida pela utilização da relação de curto-circuito (do inglês SCR), *multi-infeed interaction factor* (MIIF), *effective short circuit ratio* (ESCR) e *multi-infeed effective short circuit ratio* (MIESCR) [6].

Valores elevados de SCR, ESCR e MIESCR indicam sistemas fortes e, portanto, os efeitos *multi-infeed* devem ser reduzidos [6]. Tal fato pode ser constatado por valores baixos de MIIF.

Este artigo propõe uma nova metodologia, que consiste em determinar os limites de afundamento de tensão nos barramentos de CA dos inversores, para ocorrência de falha de comutação. Esta parte da análise é conduzida em programas EMT, onde o comportamento transitório do sistema, dinâmica dos equipamentos de eletrônica de potência e cargas dinâmicas podem ser modelados.

Esses valores são mais tarde comparados com a queda de tensão obtida a partir de programas de curto-circuito, onde vários barramentos ao redor do sistema serão curto-circuitados e as quedas de tensão nos barramentos CA dos inversores são medidas.

A comparação indica se um determinado barramento do sistema é ou não considerado importante, no que diz respeito aos efeitos *multi-infeed*.

O último passo da metodologia é utilizado por motivos gráficos, a fim de criar uma melhor visualização da informação gerada pela comparação. Tal passo na formulação de mapas geográficos criados em MATLAB, aos quais serão sobrepostas curvas de níveis, contendo as informações de comparação [7].

2.0 - DESCRIÇÃO DO SISTEMA

A avaliação dos efeitos *multi-infeed* já foi previamente estudada pela EPE (Empresa de Pesquisa Energética) a partir da construção de um modelo EMT para a conexão das regiões Norte e Sudeste, no qual se representam as principais linhas de transmissão, fontes ideais conectadas ao sistema através de reatâncias síncronas e os seis bipolos esperados até o ano 2020. Mais detalhes sobre o sistema estão representados na Tabela 1.

Tabela 1 – Descrição do sistema representado

Subestações	100
Fontes equivalentes	35
Linhas de transmissão	150
Transformadores	50
Bipolos	6

No sistema representado, o subsistema Norte é composto basicamente de linhas de 500 kV e usinas hidrelétricas, enquanto o subsistema Sudeste é altamente malhado e composto por linhas de 345 kV, 440 kV, uma linha de 765 kV e principalmente linhas de 500 kV, além de outras linhas secundárias de menor tensão, cenário ideal para as falhas de comutação simultâneas devido a efeitos *multi-infeed* [8] [9] [10]. O subsistema Sudeste também contém todas as estações inversoras. Uma descrição mais detalhada dos elos CCAT pode ser vista na Tabela 2.

Tabela 2 – Sistemas CCAT estudados

Sistema CCAT	Retificador	Inversor	MW	kVdc	km
Itaipu	Foz do Iguacu	Ibiuna (IB)	2x3150	±600	800
Madeira	Porto Velho	Araraquara 2 (AR)	2x3150	±600	2500
Belo Monte 1	Xingu	Estreito (ES)	4000	±800	2200
Belo Monte 2	Xingu	Terminal Rio (TR)	4000	±800	2500

Os bipolos presentes no Brasil e os bipolos de Belo Monte projetados para operarem em 2020, estão geograficamente representados na Figura 1.

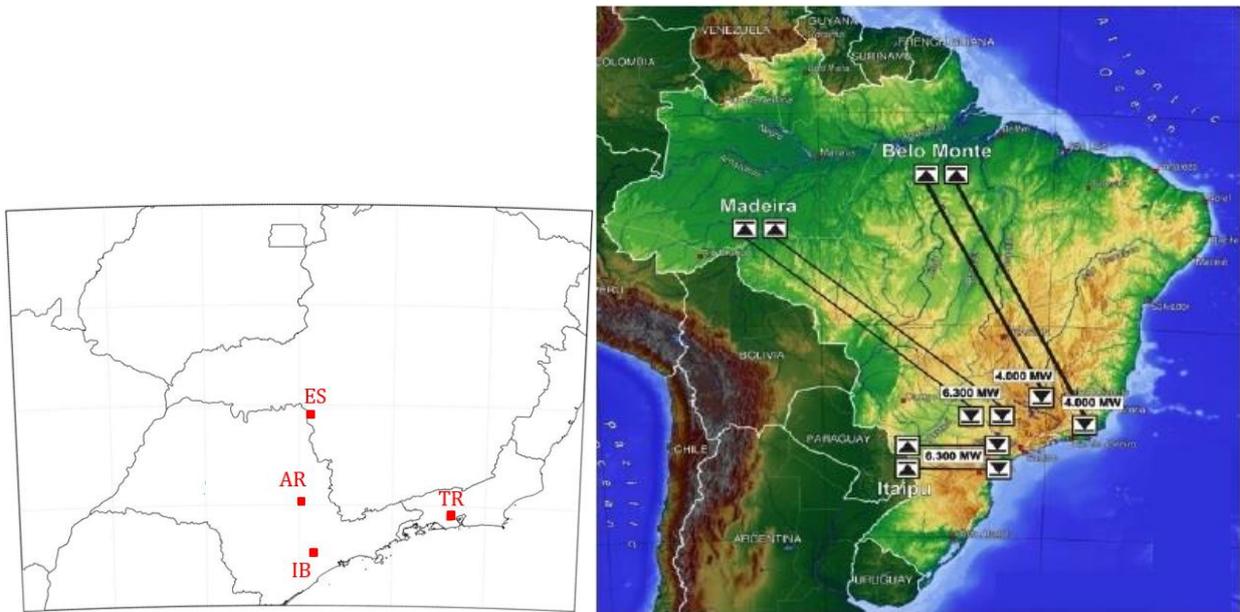


Figura 1 – À esquerda, representação geográfica dos inversores CCAT. À direita, linhas CCAT no Brasil [11]

3.0 - METODOLOGIA

Para avaliação do efeito de falha de comutação causado por interação *multi-infeed*, utilizou-se duas metodologias. A primeira já descrita em [5], utiliza-se de programas de estabilidade eletromecânica e baseia-se na queda de tensão em barras onde estão conectados os inversores, quando da ocorrência de pequena variação de tensão em barras eletricamente próximas. Os resultados deste estudo são compilados no indicador conhecido como MIIF (*Multi Infeed Interaction Factor*) e podem ser vistos como a proximidade elétrica entre barras.

A outra metodologia foi desenvolvida para este estudo e baseia-se no uso de programas de transitórios eletromagnéticos, onde se obtém melhores modelagens de componentes transitórios, dinâmicos e de eletrônica de potência, para determinar um limite de queda de tensão nas barras inversoras, no qual não ocorre falha de comutação. Para tal aplica-se um curto monofásico através de uma impedância de falta que é gradativamente reduzida até que se obtenha falha de comutação, o limite é então determinado pela impedância aplicada imediatamente antes de ocorrer a falha e mede-se a queda de tensão em regime de falta, vide Figura 2.

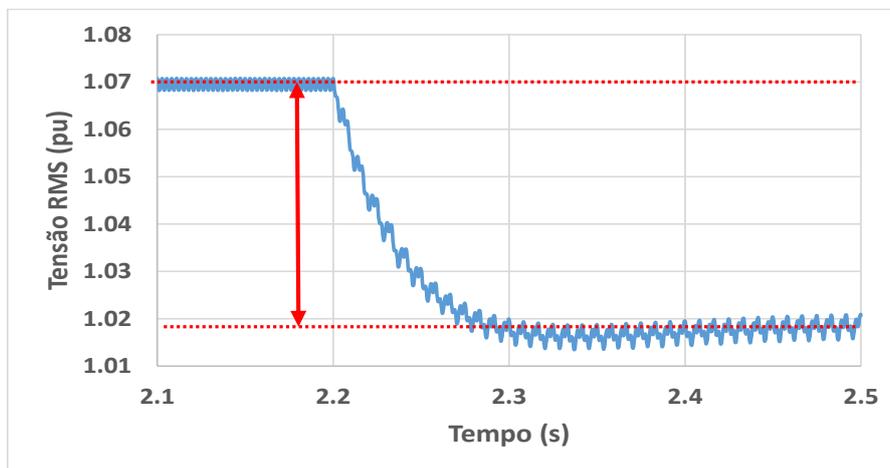


Figura 2 – Queda de tensão limite

Após determinados os limites para cada uma das 4 barras onde estão conectados os inversores dos sistemas CCAT, vide Tabela 2, utiliza-se de um programa de curto-circuito, no qual aplicam-se curtos francos monofásicos por todas as barras do subsistema Sudeste e analisa-se quais delas geram queda de tensão maior do que os limites estabelecidos nas barras inversoras, por programa EMT.

A primeira metodologia foi utilizada apenas no caso base, onde o ângulo de extinção dos inversores foi ajustado para 18°. A segunda metodologia foi utilizada no caso base, além de outros casos onde se utilizou ângulo de extinção 24°, conversores CCC (*capacitor commutated converter*) ou compensadores síncronos para análise de efeitos mitigatórios. O produto final do segundo método avaliado é obtido em ambiente MATLAB, no qual as comparações entre EMT e curto-circuito são resumidas em forma de curvas de níveis sobrepostas a mapas geográficos, de forma a facilitar a visualização dos pontos críticos de ocorrência de faltas no sistema. [7]

Após todos estes estudos ainda se avaliou os efeitos de falha de comutação múltipla no sistema operando com substituição de grande parte das fontes equivalentes por máquinas síncronas que representam as maiores unidades geradoras da região Sudeste do país, sem nenhum tipo de método mitigatório envolvido.

4.0 - RESULTADOS

Os resultados serão divididos entre as duas metodologias citadas, onde se comentarão algumas de suas diferenças.

4.1 MIIF

Para uma primeira análise de possíveis interações dos bipolos, começa-se pelos MIIF's avaliados e medidos. A Tabela 3 mostra os resultados do MIIF (fator de interação *multi-infeed*), que pode ser classificado como:

- MIIF > 0,3 probabilidade de alguma interação entre as barras inversoras.
- MIIF > 0,5 probabilidade de forte interação entre as barras inversoras.
-

Tabela 3 – MIIF nas barras inversoras

Barra	IB	TR	ES	AR
IB	100%	24.60%	24.50%	39.80%
TR	38.80%	100%	35.40%	38.80%
ES	46.10%	40.90%	100%	50.50%
AR	55.40%	35.00%	39.20%	100%

A Tabela 3 indica a proximidade elétrica das barras inversoras, onde a primeira coluna indica em qual barra ocorreu redução de tensão e a primeira linha indica em qual barra se mediu a variação de tensão decorrente.

Os resultados constataam que curtos ocorridos nas barras inversoras podem causar falhas de comutação múltipla no sistema, podendo comprometer a operação da rede e até implicar em seu colapso.

O problema deste método é a dificuldade de obtenção dos valores de MIIF medidos para todas as barras do sistema, uma vez que simulações em estabilidade eletromecânica não são tão simples de se conduzir e, portanto, avaliou-se apenas a possibilidade de ocorrência de falhas de comutação múltipla para as barras inversoras.

4.2 Análise de curtos ($\gamma = 18^\circ$)

Os curtos aplicados nas barras do sistema Sudeste e comparados aos limites de queda de tensão, estão descritos nesta seção e resumidos em mapas geográficos.

A área geográfica mapeada contém a região Sudeste, dentro das latitudes 15°S a 25°S e longitudes 40°W a 55°W. Esta área engloba os estados de São Paulo, Minas Gerais, Rio de Janeiro e Espírito Santo, outros estados fronteiriços também aparecem parcialmente na área.

Do sistema original com todos os seis bipolos operando com ângulos de extinção de 18°, desenvolveu-se a primeira análise, representada na Tabela 4, onde valores maiores do que os exibidos causam falha em todos os inversores.

Tabela 4 – Limites de queda de tensão para falha de comutação

γ	AR	IB	ES	TR
18°	7.10%	5.90%	8.10%	12.90%

As figuras 3 e 4 mostram os cenários de curto-circuito máximo e mínimo, respectivamente. A principal diferença entre os cenários é a maior potência de curto-circuito no primeiro caso, fornecida por uma maior presença de geração.

As manchas amarelas indicam as áreas geográficas onde os curtos-circuitos teriam maiores consequências, levando à interação *multi-infeed* e consequente falha de comutação simultânea em todos os inversores. Os pontos pretos representam as subestações do sistema modelado.

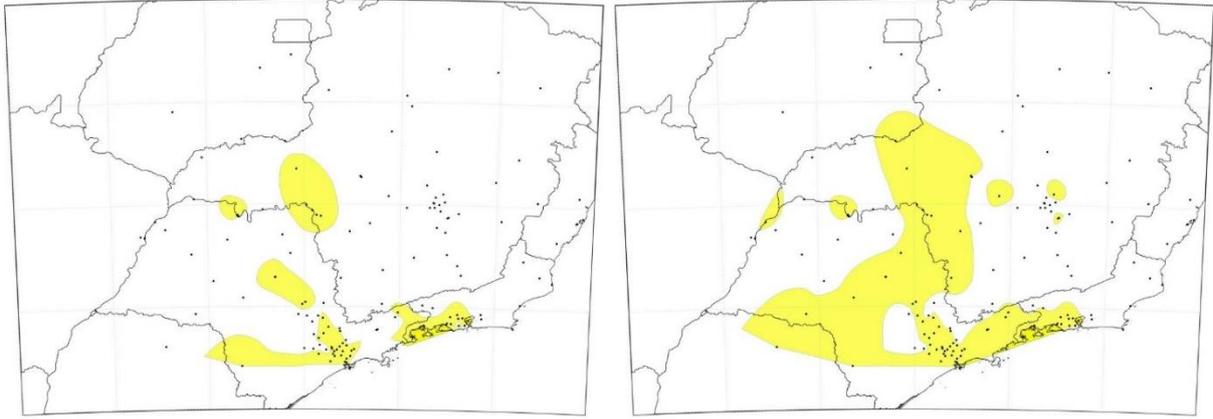


Figura 3 – Áreas de curto críticas. Cenário de curto máximo à esquerda e curto mínimo à direita ($\gamma=18^\circ$)

Analisando-se as figuras, pode-se concluir que os piores pontos do subsistema Sudeste para ocorrência de curtos são os grandes centros consumidores, áreas próximas às cidades de São Paulo e Rio de Janeiro e pontos estratégicos do sistema, onde estão presentes grandes quantidades de linhas de transmissão, usinas hidrelétricas ou os inversores CCAT.

4.3 Análise de curtos ($\gamma = 24^\circ$)

Esta seção discute os efeitos mitigatórios do aumento do ângulo de extinção dos inversores, tendo em vista que um maior ângulo de extinção fornece mais tempo para os tiristores nos conversores restabelecerem sua capacidade de bloqueio, reduzindo as probabilidades de falha de comutação e, portanto, tornando o sistema mais confiável.

Dois resultados importantes foram identificados nestas simulações:

- Os inversores não falham todos juntos nos novos limites estabelecidos em simulações EMT. Ao invés disso, uma falha de comutação em um deles não irá necessariamente causar falha de comutação nos outros, podendo ou não haver efeitos *multi-infeed*, conforme a severidade do curto.
- Diferentes limites de falha de comutação existem para um mesmo conversor, possibilitando a ocorrência de falha de comutação simultânea em um ou mais inversores.

A Tabela 5 descreve os novos limites para falha de comutação, onde a primeira linha representa o primeiro caso em que ocorre falha de comutação em apenas um dos inversores. A última linha pode ser comparada à Tabela 4, onde se percebe o incremento na robustez do sistema.

Tabela 5 – Novos limites para falha de comutação ($\gamma = 24^\circ$)

#FALHAS	AR	IB	ES	TR
1	12.40%	16.30%	12.90%	18.40%
2	29.80%	-	-	-
3	-	-	34.90%	38.90%
4	31.50%	20.10%	-	91.00%

Os resultados descritos na Tabela 5 também foram comparados aos valores de queda de tensão obtidos de curtos nas barras do subsistema Sudeste e dispostos na Figura 4, onde as manchas azuis representam pontos no sistema onde um curto leva à falha em apenas um dos inversores, para casos onde há falha em mais de um inversor, a barra de cores à direita da figura indica quantos inversores são afetados pela falta.

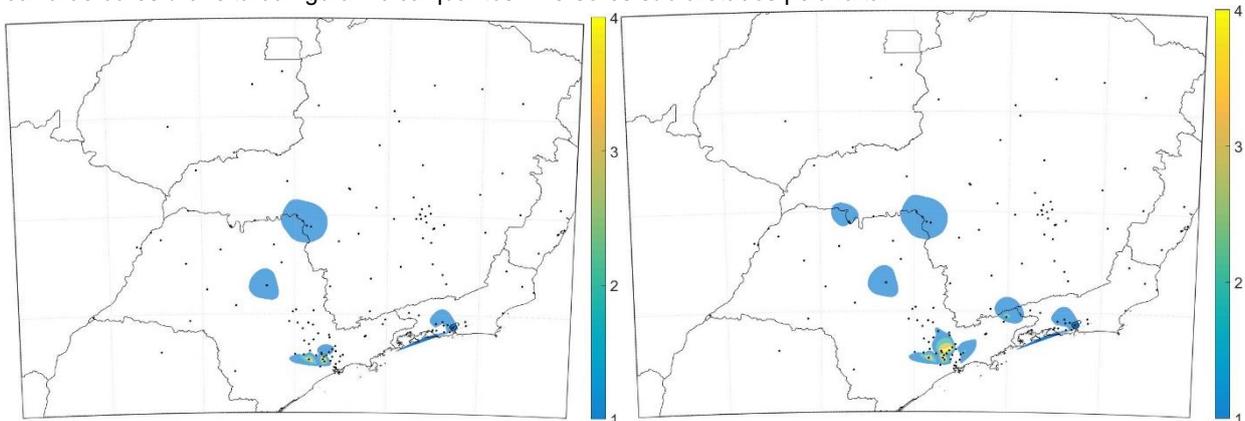


Figura 4 - Áreas de curto críticas. Cenário de curto máximo à esquerda e curto mínimo à direita ($\gamma=24^\circ$)

Apesar de não ficarem bem destacados nas figuras, os locais onde curtos francos levam a falhas em três ou mais inversores, são aqueles próximos às barras inversoras, conforme visto na Figura 1. Observa-se redução da extensão das manchas quando se comparando as figuras 3 e 4, além de o já mencionado efeito de níveis intermediários de curto onde apenas alguns inversores falham. Além disso, mais uma vez, nota-se que os pontos críticos do sistema são aqueles que contêm grandes centros consumidores, barras onde estão conectados inversores CCAT e de grande concentração de linhas de transmissão ou geração.

4.4 Análise de curtos ($\gamma = 18^\circ$ com CCC)

Para análise dos efeitos de melhoria implementados pelo uso de conversores CCC, substituiu-se os inversores LCC do sistema CCAT de Belo Monte por inversores CCC, o que teve de ser acompanhado de algumas mudanças nos controles implementados, de forma a garantir a mesma operação do sistema.

O uso de conversores CCC, assim como o aumento do ângulo de extinção aumenta a robustez do sistema, de forma que os inversores não falham mais todos juntos.

Os novos limites de queda de tensão que levam à falha de comutação estão descritos Tabela 6. Não existem casos onde ocorre falha de comutação em apenas um dos inversores.

Tabela 6 - Novos limites para falha de comutação ($\gamma = 18^\circ + CCC$)

#FALHAS	AR	IB	ES	TR
1	-	-	-	-
2	7.30%	-	-	-
3	-	6.40%	-	24.50%
4	39.70%	86.90%	18.50%	31.70%

A última linha da Tabela 6 pode ser facilmente comparada à Tabela 4, evidenciando as vantagens do uso de conversores CCC.

Para confecção dos mapas de pontos críticos, mais uma vez utilizou-se os valores de queda de tensão que geram falha de comutação, descritos na Tabela 6, para comparação com as quedas de tensão observadas em programa de curto-circuito.

Assim como ocorreu na seção 4.3, os pontos onde curtos levam a falhas em todos os inversores, são aqueles muito próximos às barras inversoras e são de difícil visualização nos mapas.

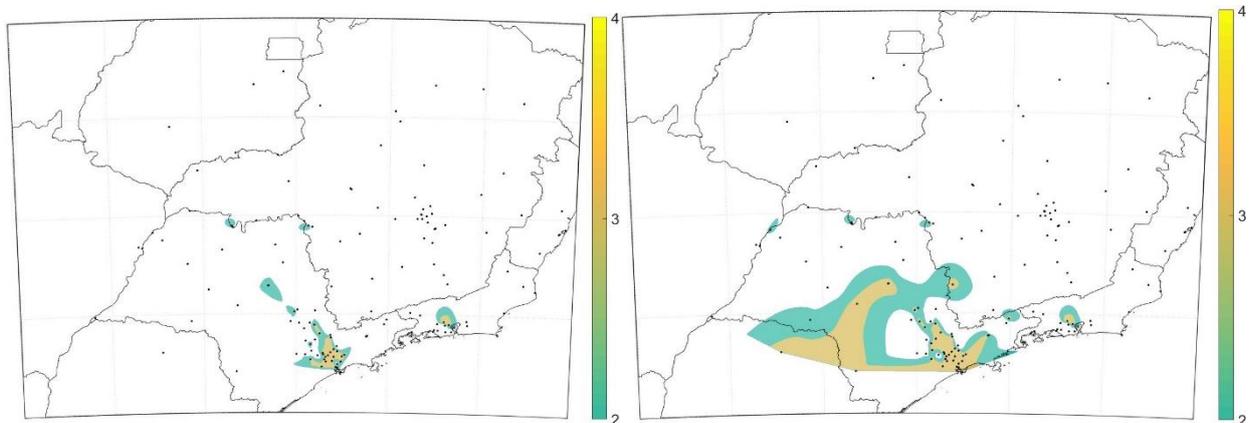


Figura 5 - Áreas de curto críticas. Cenário de curto máximo à esquerda e curto mínimo à direita ($\gamma=18^\circ + CCC$)

Os pontos amarelos da Figura 5 são bem reduzidos, quando comparados aos da Figura 3. Ainda se notam os mesmos pontos críticos do sistema.

4.5 Análise de curtos ($\gamma = 18^\circ$ com compensador síncrono)

Para esta análise, adicionou-se três compensadores síncronos, de 300 MVar cada, a cada uma das barras AR, ES e TR, de forma a adicionar potência de curto às mesmas. À barra IB não se adicionou nada pois esta já possuía o compensador síncrono.

A atuação dos compensadores síncronos se dá na redução do efeito de curtos em barras próximas às barras inversoras e não nas válvulas do inversor, logo os valores de queda de tensão necessários para causar falha de comutação nos inversores serão os mesmos expostos na Tabela 4. Apesar disso, as impedâncias de falta necessárias para causar falha de comutação são, nesse caso, menores do que no caso base (seção 4.2), o que pode ser visto como faltas mais distantes dos inversores.

Ainda segundo o fato de que não há alteração nos conversores, os parâmetros observados nesta seção devem ter características semelhantes às apresentadas na seção 4.2 e, portanto, todos os inversores devem falhar concomitantemente, não havendo estágios intermediários onde apenas alguns dos inversores falhem. As figuras a seguir mostram os mapas criados para os pontos críticos de curto no sistema.

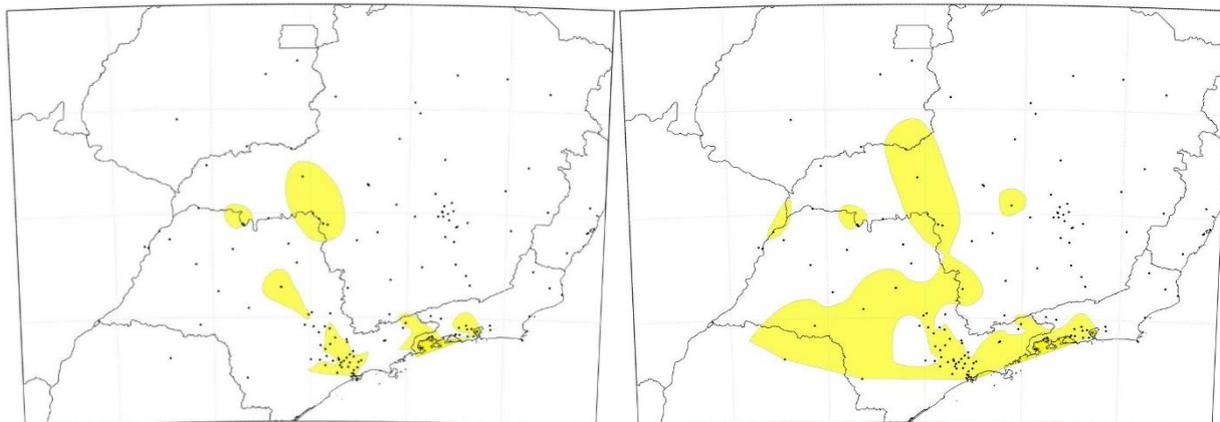


Figura 6 - Áreas de curto críticas. Cenário de curto máximo à esquerda e curto mínimo à direita ($\gamma=18^\circ +$ síncrono)

Comparando-se as figuras 6 e 3, percebe-se uma melhoria, no uso de compensadores síncronos, mais modesta do que as observadas nos outros métodos mitigatórios.

4.6 Análise de estabilidade transitória do sistema

Ainda que hajam grandes preocupações com relação aos fenômenos relacionados à interação *multi-infeed*, é necessário avaliar a resiliência do sistema quanto à ocorrência das falhas de comutação citadas neste artigo. Para tal, modelou-se grande parte da geração dos subsistemas Sudeste e Norte na forma de máquinas síncronas, a partir dos dados de estabilidade eletromecânica divulgados pela EPE, relativos ao Plano Decenal de Expansão. As máquinas modeladas estão descritas na Tabela 7.

Tabela 7 – Máquinas modeladas

Usina	S (MVA)	P despachada (MW)
Angra I	760	600
Angra II	1458	1309
Belo Monte	12834	10780
Emborcação	1254.4	953.6
Furnas	1280	1049
Ilha Solteira	3572	2677
Itaipu 60	7370	6300
Porto Primavera	1568	1232
Tucuruí I	4200	3989.4
Tucuruí II	4290	3866
Luis Carlos Barreto	1104	883.2
Marimbondo	1520	1190
Água Vermelha	1500	1117
Itumbiara	2190	1824

O controle usado nas máquinas não tem regulador de velocidade ou PSS representado. O regulador de tensão é um modelo genérico de excitação IEEE tipo AC1A e foi replicado para todas as máquinas. O torque mecânico das máquinas é previamente definido pelo sistema durante a inicialização e posteriormente mantido fixo. Espera-se que a substituição de fontes equivalentes por modelos de máquinas crie maiores oscilações e tenha algum impacto na comutação dos inversores durante recuperação de faltas que induzem falhas de comutação. Com os inversores operando com ângulos de extinção de 18° , aplicou-se falta franca na barra inversora de Araraquara, que levou à falha de comutação em todos os inversores. Mediu-se então a potência despachada por algumas das máquinas mais importantes modeladas. O resultado está ilustrado na Figura 7.

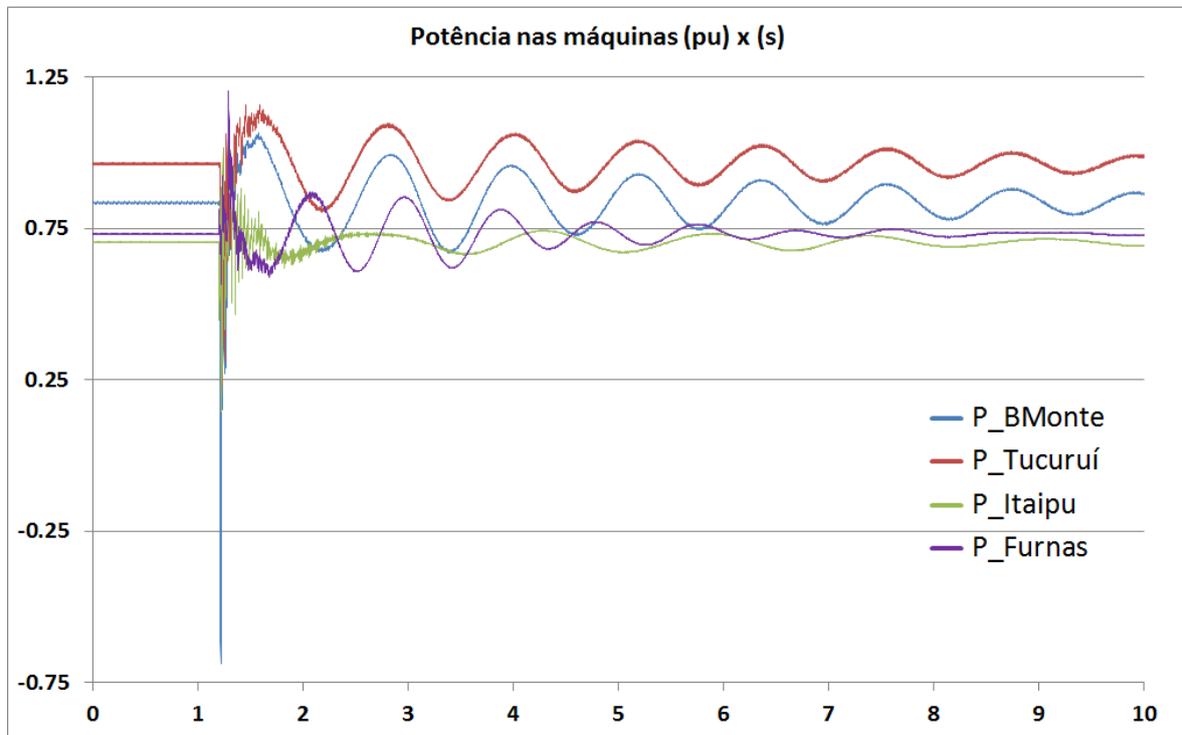


Figura 7 – Potência nas máquinas síncronas após curto franco na barra de Araraquara

Dos resultados expostos acima, nota-se que apesar de as consequências dos efeitos *multi-infeed* serem drásticas, com interrupção súbita de dezenas de giga watts, as máquinas retornam à estabilidade após algumas oscilações amortecidas [12] e, portanto, não perdem estabilidade. Este é um importante resultado que demonstra que o sistema é robusto e apresenta boa recuperação mesmo diante de situações drásticas como esta.

5.0 - CONCLUSÃO

Resultados preliminares baseados em [5], indicaram forte interação entre as barras inversoras operando com $\gamma=18^\circ$ e, portanto, decidiu-se estender os estudos sobre os efeitos que poderão ser vistos quando da presença dos 6 bipolos CCAT.

Neste artigo propõe-se uma metodologia distinta à apresentada em [5] para condução dos estudos. Apesar da existência destas diferenças, os resultados podem ser analisados comparativamente da seguinte forma:

Na seção 4.1, percebe-se que uma falha em alguma das barras inversoras apresenta grande probabilidade de induzir falhas de comutação nos outros inversores. Na seção 4.2, a Tabela 4 e Figura 3 mostram que uma falta em qualquer das barras inversoras leva à falhas em todas as barras inversoras, evidenciando semelhanças entre os resultados.

Espera-se que a representação eletro-geográfica forneça uma grande quantidade de informações reunidas em imagens e tabelas e, portanto, simplifique a avaliação das informações

A capacidade mitigatória da utilização de maiores ângulos de extinção, conversores CCC e compensadores síncronos para reduzir falhas de comutação nas estações inversoras também foi avaliada e a ferramenta visual oferecida pelos mapas oferece uma boa e fácil constatação da eficácia tanto da metodologia desenvolvida no artigo como da eficácia dos métodos mitigatórios.

6.0 - REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- [1] E. W. Kimbark, Direct current transmission, Portland, Oregon: John Wiley & Sons, Inc., 1971.
- [2] M. Eremia e C. Bulac, Advanced Solutions in Power Systems - Chapter 3, Danvers, MA: John Wiley & Sons, Inc., 2016.
- [3] A.Kalair, N.Abas e N.Khan, "Comparative study of HVAC and HVDC transmission systems," *RenewableandSustainableEnergyReviews*, vol. 59, pp. 1653-1675, 2016.
- [4] M. A. B. Horita, F. R. V. de A. Pedroso, J. A. Jardini, J. F. Graham e L. Guijun, "HVDC multi-infeed analysis of the brazilian system," *2016 International High Voltage Direct Current Conference (HVDC 2016)*, p. 6, 2016.
- [5] Cigre Working Group B4.41, "Systems with multiple DC infeed," December, 2008.
- [6] H. Yang, Z. Cai, L. Zhu, B. Zhou e D. Zhang, "A novel assessment index of LCC-HVDC system impact on short-termvoltage stability of the receiving-end AC system," *Electric Power Systems Research*, vol. 142, pp. 125-133, 2017.

- [7] M. D. Simone, S. Gentili, G. Giannuzzi, F. Palone, M. Rebolini, R. Zaottini e S. Terna, "Commutation failures mitigation in multi-infeed network with high renewable penetration: Terna's experience," *B4-125, Cigré, Paris Session*, p. 9, 2016.
- [8] E. Rahimi, "Voltage Interactions and Commutation Failure Phenomena in Multi-Infeed HVDC Systems," Winnipeg Manitoba, 2011.
- [9] C. XIA, M. SUO e L. XI, "Analysis on Commutation Failure Caused by AC Faults in Multi-infeed HVDC Systems," *IEEE*, p. 4, 2012.
- [10] E. Rahimi, A. M. Gole, J. B. Davies, I. T. Fernando e K. L. Kent, "Commutation Failure Analysis in Multi-Infeed HVDC Systems," *IEEE Transactions on Power Delivery*, VOL. 26, NO. 1, p. 7, January 2011.
- [11] EPE, "Expansion of the interconnection between the North/Northeast and Southeast/Center-West regions of Brazil," Rio de Janeiro, 2014.
- [12] M. Szechtman, M. J. Ximenes e A. R. Saavedra, "A comparative analysis of stability and electromagnetic transient studies for HVDC multi-infeed systems," *2016 International High Voltage Direct Current Conference (HVDC 2016)*, 2016.

7.0 - DADOS BIOGRÁFICOS



Felipe R. V. de A. Pedroso nasceu em Piracicaba, Brasil. É bacharel em engenharia elétrica pela Escola Politécnica da Universidade de São Paulo, Brasil, em 2015. Atualmente, está cursando mestrado na mesma instituição, em transmissão HVDC.

É engenheiro pesquisador associado ao ITAEE (Instituto Técnico de Automação e Estudos Elétricos), com experiência em linhas HVDC, modelagem e operação de sistemas de potência, tendo participado de projetos de UHVAC e HVDC da rede elétrica brasileira.

Marcos T. Bassini nasceu em São Paulo, Brasil. É bacharel e mestre em engenharia elétrica pela Escola Politécnica da Universidade de São Paulo, Brasil, conclusões em 2011 e 2014, respectivamente. Atualmente se dedica a um doutorado na mesma instituição, em energia eólica.

Possui experiência em modelagem, simulação, planejamento e operação de sistemas de potência, tendo participado de projetos de pesquisa na rede brasileira de transmissão de energia HVDC e UHVAC e energia eólica. É engenheiro pesquisador no ITAEE.

É membro do PES / IEEE, PELS / IEEE e do CIGRE, com contribuições para brochuras sobre HVDC.

José A. Jardini nasceu em 1941. Recebeu seus graus de bacharel, mestre e doutor pela Universidade de São Paulo, em 1963, 1970 e 1973, respectivamente.

De 1964 a 1991 trabalhou na Themag Eng. em sistemas de potência, automação e linhas de transmissão. É diretor de P&D no ITAEE e professor titular da Escola Politécnica da Universidade de São Paulo, Brasil. Seus interesses são geração, automação, transmissão e distribuição de energia.

É membro do CIGRE e foi representante brasileiro no SC38, membro do vitalício do IEEE (life member) e palestrante distinto do IAS / IEEE.

John Graham nasceu em Northampton, Inglaterra. Graduiu-se em Engenharia Elétrica em 1965, pela Universidade de Warwick, Inglaterra.

Sua experiência profissional inclui trabalhos para Teshmont Consultants no Canadá (HVDC Nelson River), e Brown Boveri na Suíça (Cabora Bassa).

Trabalha no Brasil desde 1972, inicialmente em estudos para integrar a Usina de Itaipu ao sistema brasileiro. Ele ingressou na ASEA, agora ABB, em 1982 e esteve envolvido no sistema Furnas ± 600 kV HVDC (Itaipu). Ele trabalhou para a ABB Índia no projeto RiVD-Delhi HVDC. Em retorno à ABB Brasil, trabalhou com a interconexão Argentina - Brasil de 2200 MW (Garabi) e com o sistema HVDC Rio Madeira ± 600 kV. Desde que se aposentou, trabalhou como consultor para a SGBH nos dois bipolos HVDC de Belo Monte, cada um de ± 800 kV, 4000 MW.

Xi Zongyue, graduou-se na China, Three Gorges University em 1996. Recebeu seu mestrado na área de teoria de controle e sistemas de controle em 2003 e possui mais de 10 anos de experiência em design elétrico de projetos. Atualmente representa a empresa chinesa State Grid no grupo de estudos de viabilidade do projeto HVDC de Belo Monte.

Liu Guijun, possui graduação em Automação Elétrica Industrial pela chinesa Three Gorges University (1987). Tem experiência na área de Engenharia Elétrica, com ênfase em Sistemas Elétricos de Potência.

Silvio Giuseppe Di Santo é formado em engenharia elétrica pela UNESP, Brasil, 2007. Mestre e doutor em Engenharia Elétrica pela Escola Politécnica da Universidade de São Paulo. Atualmente, é professor assistente na mesma instituição. Seus interesses de pesquisa são modelagem de sistemas de energia, sistemas HVDC, recursos de energia renovável e redes inteligentes.