



Monitoring Effects of Disturbances on HVDC Links of the Power System Using Systemic Severity Indicators and Synchrophasor Data

Daniel Silva, Guido Moraes, Ildemar Decker, Leandro Penna,
Antonio Aquino and Diego Issicaba

EasyChair preprints are intended for rapid
dissemination of research results and are
integrated with the rest of EasyChair.

October 30, 2023

Monitoramento dos Efeitos de Perturbações na Transmissão de Potência dos Elos HVDC do SIN a partir de Indicadores de Severidade Sistêmicos e Dados de Sincrofasores

Daniel S. da Silva^{*a}, Guido R. Moraes^{*a}, Ildemar C. Decker^{*a},
Leandro Dehon Penna^b, Antonio F. C. Aquino^{*a}, Diego Issicaba^{*a}

^{*} Departamento de Engenharia Elétrica, Universidade Federal de Santa Catarina, Florianópolis, SC/ (e-mail: danielsousasilva96@gmail.com, guido.moraes@posgrad.ufsc.br, ildemar.decker@ufsc.br, antonio.felipe@ufsc.br, diego.issicaba@ufsc.br).

^a INESC P&D Brasil, Santos, SP.

^b Operador Nacional do Sistema Elétrico, Rio de Janeiro, RJ (e-mail: penna@ons.org.br)

Abstract: In this work, the monitoring of perturbation effects on power transmission through High Voltage Direct Current (HVDC) links in the Brazilian Interconnected Power System (BIPS) is proposed. The continuous monitoring will be implemented through an infrastructure of measuring, acquiring, processing and storing of synchrophasor data to be installed in converter stations of the BIPS, designed for the automatic record of data related to events such as interruptions, temporary or not, of the power transmitted through one or more HVDC links. Results that attest to the effectiveness of the indicators proposed in the characterization of the severity of the events in the dynamics of the SIN were obtained through simulations of electromagnetic transients. The simulated events included commutation failures and direct current line faults.

Resumo: Neste trabalho é proposto o monitoramento do comportamento dinâmico do Sistema Interligado Nacional (SIN) durante perturbações na transmissão de potência dos elos de corrente contínua em alta tensão (HVDC), a partir de Indicadores de Severidade Sistêmicos (ISSs) estimados com base em dados de sincrofasores. O monitoramento contínuo será viabilizado por uma infraestrutura de medição, aquisição, processamento e armazenamento de dados de sincrofasores a ser instalada nas estações conversoras do SIN, concebida para o registro automático de dados relativos a eventos com interrupção, temporária ou não, da potência transmitida por um ou mais elos HVDC. Resultados que atestam a efetividade dos indicadores propostos na caracterização da severidade dos eventos para a dinâmica do SIN foram obtidos por meio de simulações de transitórios eletromagnéticos (EMT). Foram examinados resultados de falhas de comutação e de curtos-circuitos nas linhas de corrente contínua.

Keywords: WAMS; HVDC; Brazilian Interconnected Power System; Multi-infeed operation.

Palavras-chaves: Sistemas de Monitoramento de Área Larga; Transmissão em corrente contínua; Sistema Interligado Nacional; Operação *Multi-infeed*.

1. INTRODUÇÃO

Nos sistemas HVDC baseados em conversores do tipo LCC que operam em configuração *multi-infeed*, onde múltiplos elos HVDC conectados a uma rede de corrente alternada e em pontos eletricamente próximos, os impactos sistêmicos de eventos como faltas nos sistemas de energia elétrica (SEE) e consequentes falhas de comutação no conversores HVDC podem ser graves (Wei et al., 2016). Entre as possíveis consequências aos SEEs pode-se mencionar o agravamento de contingências em função da interrupção transitória na transmissão de potência nos elos HVDC, com degradação do desempenho dinâmico do sistema elétrico, especialmente em sistemas com elos HVDC do

tipo embutido na rede de corrente alternada (*embedded* HVDC). O SIN está inserido nesse contexto, pois dispõe atualmente de seis bipolos HVDC em configuração *multi-infeed*, dois deles do tipo embutido. Adicionalmente, está previsto para outubro de 2023 o leilão de um novo bipolo do tipo embutido.

Neste trabalho, propõe-se monitorar o desempenho dinâmico de sistemas *multi-infeed* a partir de dados de sistemas de medição sincronizada de fasores (SMSF), os quais vêm sendo amplamente utilizados para a constituição de soluções visando, por exemplo, a detecção de eventos em tempo real (Vaz et al., 2021; Kim et al., 2017) e a realização de estudos sobre o monitoramento dos efeitos decorrentes de falhas de comutação dos elos (Silva, 2023; Xiao et al.,

2021; Mirsaeidi et al., 2018). A partir de uma infraestrutura específica para a medição, aquisição, processamento e armazenamento de dados de sincrofases, propõe-se instrumentar o operador de sistemas com ferramentas que ampliem a capacidade de monitorar os eventos associados à operação dos elos, com potenciais benefícios para os processos de análise de perturbações e de validação de modelos de simulação.

Para mensurar os impactos dos eventos nos elos HVDC-LCC no comportamento dinâmico do SIN, foram desenvolvidos ISSs, os quais podem ser calculados em tempo real a partir de dados sincrofásicos. Os dados de sincrofases revelam informações importantes sobre o comportamento dinâmico dos SEE, ensejando a constituição de indicadores de severidade com grande potencial de aplicação. Desta forma, no âmbito deste trabalho são propostos e avaliados três ISSs: Tempo de Recuperação (TR), Energia Total Não Transmitida (ETNT) e Variação da Defasagem Angular ($\Delta\theta$) entre as tensões das estações conversoras. Os dois primeiros indicadores são definidos a partir dos sinais de potência, visto que uma das consequências mais importantes de um evento no elo de corrente contínua é a interrupção do intercâmbio de potência entre os sistemas CA e CC. Já o indicador $\Delta\theta$ foi escolhido com vistas a monitorar a severidade do evento sob o ponto de vista das máximas excursões angulares, grandeza indicativa do comportamento dinâmico do sistema de corrente alternada. Resultados para o ISSs propostos foram obtidos a partir de registros de simulações realizadas no software PSCAD/EMTDC, fornecidos pelo Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS), para um sistema equivalente do SIN.

2. ASPECTOS ESTRUTURAIS E OPERACIONAIS RELEVANTES DOS SISTEMAS HVDC-LCC DO SIN

Os sistemas de transmissão HVDC do SIN são responsáveis por 20,6 GW (12,6 GW - 600 kVcc e 8,0 GW - 800 kVcc) de potência instalada, cerca de 13% da geração síncrona total, sendo compostos por 6 bipolos HVDC do tipo LCC. O SIN opera em configuração *multi-infeed*, caracterizada pela conexão de duas ou mais estações conversoras em subestações eletricamente próximas entre si, em um mesmo sistema de corrente alternada (ONS, 2019). Os elos HVDC são o bipolo Xingu - Estreito (BXE), bipolo Xingu - Terminal Rio (BXT), bipolo Complexo Madeira 1 (BCM1), bipolo Complexo Madeira 2 (BCM2), bipolo Itaipu 1 (BI1) e bipolo Itaipu 1 (BI2). Na Tabela 1, são dispostas as informações principais dos elos HVDC em operação no SIN.

Tabela 1. Características dos bipolos do SIN.

Bipolo (Terminais)	Tensão (kVcc)	Potência (MW)	Comprimento do elo HVDC (km)
SE Foz do Iguaçu 500 kV SE Ibiúna 500 kV	600	6.300	2 x 820
SE Coletora Porto Velho 500 kV SE Araraquara 2 500 kV	600	6.300	2 x 2.375
SE Xingu 500 kV SE Estreito 500 kV	800	4.000	2.140
SE Xingu 500 kV SE Terminal Rio 500 kV	800	4.000	2.438

Os sistemas de transmissão HVDC do SIN são responsáveis pela transmissão de montante significativo de potência

para o subsistema Sudeste, maior centro de carga do sistema, principalmente no período úmido da região Norte. Destaca-se que os elos HVDC BXE e BXT estão embutidos no mesmo sistema de corrente alternada e em paralelo com a interligação Norte-Sudeste. Assim, a ocorrência de contingências nesses bipolos afeta de forma particular a estabilidade eletromecânica do SIN, podendo conduzir as unidades geradoras da região Norte à perda de sincronismo, a depender das condições operacionais. Ressalta-se que há sistemas especiais de proteção específicos para a estabilização do SIN após a ocorrência de contingências nos bipolos BXE e BXT.

Os demais elos HVDC (BMC1, BMC2, BI1 e BI2) conectam subsistemas que operam de forma assíncrona entre si e constituem injeções de potência na região Sudeste. A ocorrência de falhas de comutação nesses elos conduz ao agravamento do desempenho dinâmico do SIN, pois reduções abruptas na potência injetada na região Sudeste têm como consequência a desaceleração dos rotores das máquinas síncronas da região eletricamente mais próxima às estações conversoras, com aumento da defasagem angular entre os diversos subsistemas do SIN.

3. INDICADORES DE SEVERIDADE E INFRAESTRUTURA DE MEDIÇÃO E AQUISIÇÃO DE DADOS

Neste trabalho é proposto o monitoramento de sistemas HVDC-LCC em configuração *multi-infeed* a partir de indicadores de severidade sistêmicos (ISSs), apresentados na subseção 3.1, e de infraestrutura de aquisição de dados dedicada, apresentada na subseção 3.2.

3.1 Indicadores de Severidade Sistêmicos Propostos

Os ISSs desenvolvidos estão associados ao montante de potência interrompida nos elos HVDC e à dinâmica de recuperação da potência transmitida. Os eventos de impacto na potência, acarretados por curto-circuitos no SEE, são detectados utilizando metodologia proposta em Silva (2023). Na metodologia proposta, captura-se sinais de tensão e corrente provenientes de unidades de medição dedicadas, e através de análise da energia Wavelet do sinal de potência correspondente, procede-se com a identificação de eventos de interesse, selecionados a partir da violação de um limiar de energia pré-definido. O limiar foi estabelecido a partir dos casos de simulação, assim observou-se os mínimos valores obtidos da energia wavelet. Após uma detecção de evento de interesse, são calculados os ISSs para a avaliação do impacto sistêmico do evento capturado. Os ISSs desenvolvidos são o tempo de recuperação (TR), a energia total não transmitida (ETNT) e a variação da defasagem angular ($\Delta\theta$).

O TR é o tempo para a recuperação global de 90% da potência instantânea total transmitida nos elos HVDC pré-evento, calculado conforme as equações (1) a (3).

$$T_{ini} = t[i - 1], \text{ se } P[i] < 0,9P_o \quad (1)$$

$$T_{fim} = t[i], \text{ se } P[i] \geq 0,9P_o \quad (2)$$

$$TR = T_{fim} - T_{ini} \quad (3)$$

onde $t[i]$ é o instante de tempo da amostra i ; P é a soma do módulo dos sinais de potência dos bipolos monitorados; P_o é o valor da soma do módulo dos sinais de potência nos bipolos monitorados em regime permanente pré-falta; e T_{ini} e T_{fim} são os instantes iniciais e finais para a contabilização do TR , respectivamente. Uma vez que haja interrupção na transmissão de potência e a expressão (1) seja atendida, registra-se T_{ini} . Assim que a equação (2) é satisfeita, registra-se T_{fim} e calcula-se TR .

Calcula-se $ETNT$, como segue.

$$ETNT = \frac{1}{f} \sum_{j=i(T_{ini}-1)}^{i(T_{fim}-1)} (P_o - P[j]) \quad (4)$$

onde f é a frequência de reporte da PMU. Na equação (4), realiza-se o somatório dos valores de potência a cada amostra do intervalo entre T_{ini} e T_{fim} , e multiplica-se por $\frac{1}{f}$ para o cálculo da energia. Assim, no contexto do SIN, propõe-se calcular $ETNT-N$ e $ETNT-SE$ para análise das energias de aceleração/desaceleração dos geradores nos subsistemas Norte e Sudeste, respectivamente.

A variação da defasagem angular entre os subsistemas Norte e Sudeste $\Delta\theta$ é a máxima variação da diferença dos ângulos das tensões nos terminais retificador e inversor do elo HVDC, calculado conforme a expressão

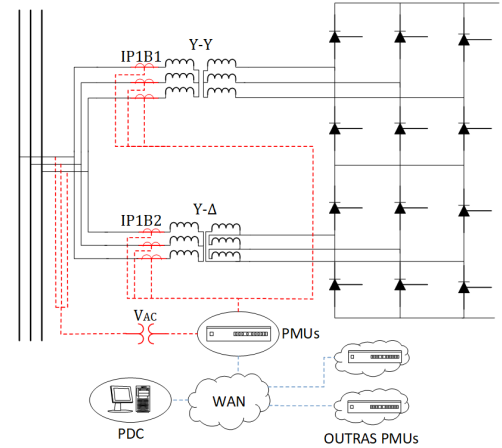
$$\Delta\theta = \max(\theta_{pós-spike}) - \theta_{pré-falta} \quad (5)$$

onde θ é sinal de defasagem angular entre o terminal retificador e inversor, $\theta_{pós-spike}$ é o valor máximo de θ após a perturbação, desconsiderando as variações abruptas (*spikes*) causadas pelo curto-circuito, e $\theta_{pré-falta}$ é o valor de θ em regime permanente, pré-falta. No contexto do SIN, utiliza-se $\Delta\theta_{BXE}$ e $\Delta\theta_{BXT}$, definidos para os elos BXE e BXT, ambos do tipo embutidos na rede de corrente alternada. Apesar de serem calculados a partir de sincrofasores, tratam-se de métricas de associação direta com os ângulos dos rotores das máquinas geradoras do SIN, portanto constituindo uma indicação relevante da severidade de eventos.

3.2 Infraestrutura Proposta para a Medição e Aquisição de Dados

A infraestrutura proposta para sistemas HVDC-LCC é ilustrada na Figura 1 para um dos polos de uma estação conversora típica, considerando a utilização de 2 transformadores conversores de 2 enrolamentos (YY/YD) para a formação da ponte de 12 pulsos. As correntes medidas $IP1B1-AT$ e $IP1B2-AT$ (linha tracejada em vermelho) são adquiridas com transformadores de corrente pelo lado de alta tensão (AT) dos transformadores conversores Y-Y e Y- Δ , respectivamente. As tensões medidas V_{AC} são adquiridas com os transformadores de potencial associados aos vãos dos transformadores conversores, no lado de AT. Os sinais são processados pelas unidades de medição fasorial (PMUs), que calculam e enviam os sincrofasores para concentradores de dados (PDCs) através de uma rede de monitoramento de área ampla (WAMS), utilizando o protocolo IEEE C37.118.

Figura 1. Infraestrutura proposta de medição e aquisição de dados.



As funções de PDC são executadas por um servidor, que também executa os aplicativos para cálculo do ISSs, considerando dados de entrada de múltiplas PMUs instaladas nas estações conversoras HVDC-LCC. A latência máxima esperada para aquisição, transmissão e recepção dos dados de sincrofasores no PDC é de cerca de 200 ms.

4. ESTUDOS DE CASO

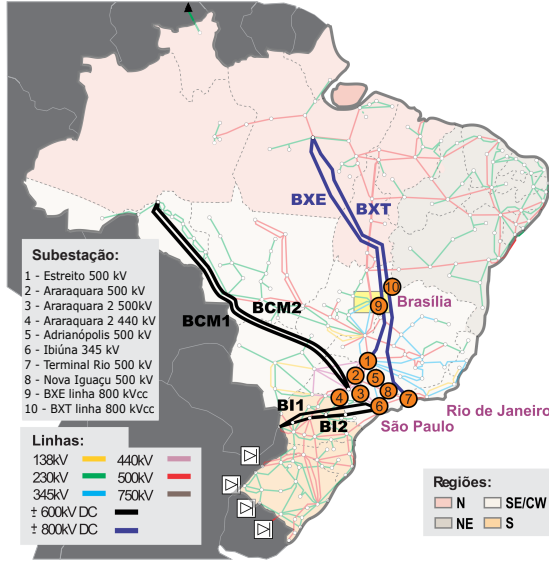
A metodologia proposta foi aplicada a dados de simulações com um sistema equivalente do SIN, cujos detalhes são apresentados na subseção 4.1 juntamente como uma descrição dos casos simulados. Na subseção 4.2, o resultado de um dos casos simulados é apresentado para ilustrar o cálculo dos ISSs. Na subseção 4.3, analisa-se os resultados dos demais casos de simulação de maneira conjunta.

4.1 Descrição dos casos de simulação

Diversos casos de simulação foram selecionados, considerando diferentes tipos de eventos nos elos HVDC e no sistema de corrente alternada, visando avaliar a efetividade dos ISSs correspondentes aos eventos simulados na caracterização da severidade dinâmica para o SIN. Os registros de simulação, fornecidos pelo ONS, foram obtidos com o programa PSCAD/EMTDC, a partir de sistema-teste equivalente do SIN (2017; Jardim and da Silva), considerando: (i) ajuste dos bipolos BXE e BXT com potência máxima (2 x 4.000 MW); (ii) ajuste dos bipolos BMC1 e BMC2 com potência total de 6.000 MW; (iii) ajuste dos bipolos associados à UHE Itaipu 50 Hz com potência total de 4.200 MW; (iv) utilização dos modelos dos bipolos fornecidos pelos correspondentes agentes de transmissão; (v) modelo de simulação composto por equivalente estáticos e dinâmicos, com representação detalhada das usinas mais relevantes para os fenômenos envolvidos (por exemplo, UHEs Belo Monte, Tucuruí, Estreito, Furnas, Angra 2, etc); e (vi) representação equivalente da interligação Norte-Sudeste, por meio de dois equivalentes de transferência em 500 kV, entre as barras de fronteira entre os subsistemas modelados.

Os registros possuem duração de 5 s e foram fornecidos no formato de oscilografias (COMTRADE), para simulações

Figura 2. Representação dos bipolos do SIN.



de curtos-circuitos monofásicos francos, de duração igual a 100 ms, nas SEs apresentadas em destaque na Figura 2. A natureza e a duração dos curtos-circuitos simulados está de acordo com os critérios preconizados pelos Procedimentos de Rede. Devido aos curtos-circuitos simulados nessas SEs, ocorreram falhas de comutação em um ou mais conversores dos elos HVDC do SIN, as quais resultaram em impactos na dinâmica em face da variação na potência transmitida. Além dos casos de curto-circuito na rede de corrente alternada, foram simulados casos de curto-circuito em um dos polos dos bipolos BXE e BXT. Para esses casos, considerou-se a atuação com sucesso do esquema de que promove a recuperação rápida (150 ms) da potência do elo HVDC-LCC em caso de curtos-circuitos temporários nas linhas de transmissão CC.

Como referência inicial para caracterização dos casos simulados, avaliou-se um indicador já utilizado pelo ONS, denominado Tempo de Interrupção de Potência (TIP). O indicador contabiliza o intervalo de tempo no qual a transmissão de potência ativa é interrompida (2019; ONS) e constitui um insumo importante para a representação dos eventos em ferramentas de simulação de transientes eletromecânicos. Na Tabela 2 são apresentados os TIPs (em ms) referentes aos casos simulados; os casos de 1 a 8 correspondem a simulações de curto-circuito nas subestações da rede de corrente alternada e os casos 9 e 10 correspondem a simulações de curto-circuito nas linhas de corrente contínua dos bipolos BXE e BXT. Na coluna 7 é contabilizado o TIP de ambos os Bipolos de Itaipu. Na coluna 8, o valor do TIP total é obtido pela soma dos TIPs individuais de cada bipolo. A partir da Tabela 2 também é possível observar o número de bipolos cujas pontes conversoras sofreram FC em cada caso. Com exceção do TIP de BXE no Caso 9 e do TIP de BXT no Caso 10, todos os demais TIPs não nulos indicam a ocorrência de FC no bipolo.

Os dados de sincrofases utilizados para o cálculo dos ISSs foram obtidos por meio de um simulador de PMU tipo M (60 fps), implementado no âmbito do projeto de

Tabela 2. TIP (ms) para casos de simulação

Caso	Local da Falta	BCM1	BCM2	BXE	BXT	BI	Total
1	Estreito 500 kV	5	59	105	-	30	199
2	Araraquara 500 kV	111	103	77	14	45	350
3	Araraquara 2 500 kV	121	125	100	8	44	398
4	Araraquara 2 440 kV	107	99	85	14	99	349
5	Adrianópolis 500 kV	6	68	75	148	38	335
6	Ibiúna 345 kV	6	76	86	6	130	304
7	Terminal Rio 500 kV	149	5	9	75	44	282
8	Nova Iguaçu 500 kV	147	1	1	66	45	360
9	BXE linha 800 kVcc	-	-	150	-	-	150
10	BXT linha 800 kVcc	-	-	12	150	-	162

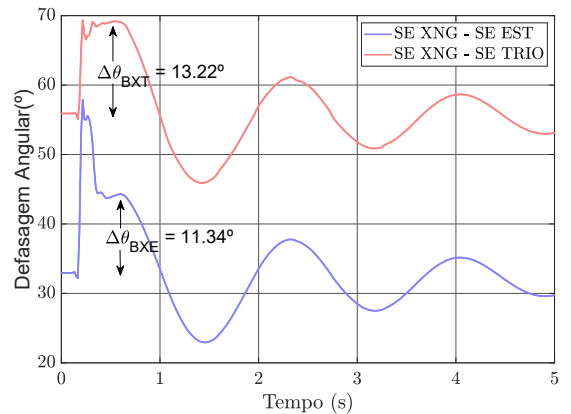
cooperação técnica associado a esta pesquisa (2022; INESC P&D Brasil).

4.2 Caso 1 - Curto-circuito na SE Estreito 500 kV

No caso 1, o curto-circuito foi simulado no barramento de 500 kV da SE Estreito e acarretou falhas de comutação nos inversores dos bipolos BXE, BCM1, BCM2 e BI. Nos inversores do bipolo BXT não houve falha de comutação.

Sob o ponto de vista do comportamento dinâmico, a severidade do Caso 1 pode ser investigada por meio dos valores dos ISSs $\Delta\theta_{BXE}$ e $\Delta\theta_{BXT}$, conforme apresentado na Figura 3. Em azul, é apresentada a defasagem angular de BXE (calculada a partir dos sincrofases de tensão das SE Xingu e SE Estreito), em vermelho, a defasagem angular de BXT (calculada a partir dos sincrofases de tensão das SE Xingu e SE Estreito), enquanto $\Delta\theta_{BXE}$ e $\Delta\theta_{BXT}$ são destacados em preto. Os valores calculados de $\Delta\theta_{BXE}$ e $\Delta\theta_{BXT}$ foram 11.34° e 13.22° , respectivamente. O valor utilizado para o cálculo do $\Delta\theta$ é o máximo valor após transcorrido o transitório inicial (*spike*), estratégia que permite capturar o fenômeno de maior interesse, associado às oscilações dos rotores das unidades geradoras verificadas após o evento. De fato, o *spike* inicial está associado a efeitos de natureza elétrica nos sincrofases registrados, neste caso relacionados aos efeitos iniciais do curto-circuito e das falhas de comutação decorrentes.

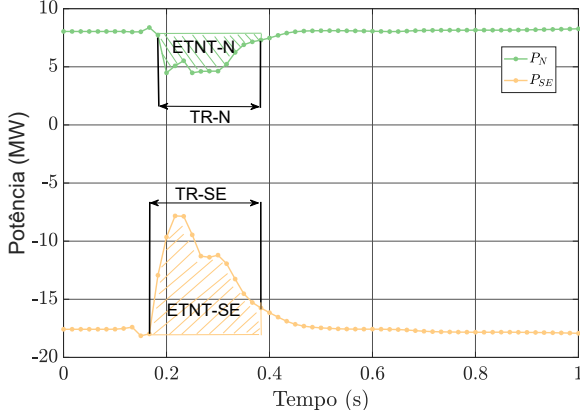
Figura 3. ISSs do caso 1 - $\Delta\theta_{BXE}$ e $\Delta\theta_{BXT}$.



A soma das potências instantâneas nos elos HVDC associados à UHE Belo Monte (BXE e BXT) para o Caso 1 pode ser observada em linha verde na Figura 4; a soma das potências instantâneas medidas nos terminais inversores do subsistema Sudeste (BXE, BXT, BCM1, BCM2 e BI) pode ser vista em amarelo. As áreas utilizadas para o

cálculo dos ISSs ETNT-N e ETNT-SE são apresentadas em destaque na figura (hachuras). Os intervalos de tempo correspondentes aos indicadores TR-N e TR-SE são indicados pela marcação com flechas duplas, nas quais são indicados os respectivos valores de T_{ini} e T_{fim} para cada subsistema.

Figura 4. ISSs do caso 1.



Os valores obtidos de TR-N e TR-SE foram 183 ms e 216 ms, respectivamente, enquanto os valores obtidos de ETNT-N e ETNT-SE foram +509 MW.s e -1293 MW.s, respectivamente.

4.3 Resultados dos demais casos

Calculou-se os ISSs relacionados aos demais casos de simulação para uma avaliação conjunta. Na Tabela 3, apresentam-se os resultados do ISS TR-SE (em ms, na coluna 5), seguindo ordem decrescente do número de bipolos cujas pontes conversoras sofreram FC (coluna 3), e ordem decrescente de TIP Total (coluna 4). Observa-se que, embora o TIP e o TR estejam associados a intervalos de tempo correspondentes a períodos nos quais os sinais de potência estão sujeitos a variações, os valores de TR-SE não são similares aos valores de TIP, havendo ainda alguma discrepância na ordenação dos valores de cada indicador. Dadas as diferenças nas definições destes indicadores, não é direta a relação entre a soma dos tempos em cada bipolo leva para iniciar a retomada da transmissão de potência (anteriormente nula) e o tempo TR-SE, que é uma medida do tempo de recuperação equivalente de todos os bipolos do SIN. No entanto, ao observar conjuntamente o TIP e o TR-SE em cada caso, nota-se a necessidade de avaliar outros indicadores que possuam relação direta com a potência para se obter um diagnóstico mais completo do impacto sistêmico. Observa-se nos Casos 3, 4 e 8, por exemplo, TIPs muito próximos entre si e números de FC iguais, enquanto o TR-SE variou cerca de 50ms.

Em seguida, calculou-se os demais ISSs de acordo com a metodologia proposta. Na Tabela 4 são apresentados os resultados obtidos. Para escolha da variável de ordenação, calculou-se primeiramente a média e o desvio padrão de $\Delta\theta_{BXT}$ e $\Delta\theta_{BXE}$. Considera-se que uma maior dispersão entre os valores pode contribuir na ordenação, pois tais amostras estariam menos aglutinadas em relação à média central, permitindo discernir melhor sobre os resultados. As médias de $\Delta\theta_{BXT}$ e $\Delta\theta_{BXE}$ calculadas são 17,06° e

Tabela 3. Resultados de TR-SE em ordem decrescente de número de bipolos com FC

Caso	Local da Falta	Núm. de bipolos com FC	TIP Total	TR-SE
2	SE Ara.2 500kV	6	398	233
8	SE N. Iguaçu 500 kV	6	360	200
3	SE Ara. 500 kV	6	350	250
4	SE Ara. 2 440 kV	6	349	233
5	SE Adri. 500 kV	6	335	200
6	SE Ibiúna 500	6	304	283
7	SE T. Rio 500 kV	6	282	200
1	SE Estreito 500 kV	5	199	216
10	Falta CC em BXT 800kV	1	162	250
9	Falta CC em BXE 800kV	0	150	250

14,28°, respectivamente, e os desvios padrão de $\Delta\theta_{BXT}$ e $\Delta\theta_{BXE}$ são 3,39° e 2,56°, respectivamente. Dessa forma, optou-se por utilizar $\Delta\theta_{BXT}$ como critério de ordenação dos resultados apresentados na Tabela 4.

Observa-se que os maiores valores de $\Delta\theta_{BXE}$ e $\Delta\theta_{BXT}$ foram obtidos nos Casos 5 e 7, em que ocorreram curtos-circuitos próximos à estação conversora Terminal Rio. No entanto, a distância elétrica do curto-circuito a uma das estações conversoras não resulta, necessariamente, nos casos de maior severidade. De fato, todos os bipolos concorrem para a severidade dinâmica quando perturbados, especialmente aqueles do tipo embutidos (BXE e BXT), que produzem acelerações nos geradores da região Norte e desaceleração dos geradores da região Sudeste. No Caso 1, por exemplo, no qual o curto-circuito está geograficamente próximo ao terminal inversor do bipolo BXE, foi obtido um dos menores valores de $\Delta\theta_{BXE}$ e $\Delta\theta_{BXT}$. A diferença entre resultados do Caso 1 e dos Casos 5 e 7 está relacionada ao número e a localização das pontes conversoras sujeitas à falha de comutação durante a perturbação. No Caso 1 não houve falha de comutação nas pontes do BXT; nos Casos 5 e 7 foram verificadas falhas de comutação nas pontes deste bipolo com TIPs de 148 e 75 ms, respectivamente.

Tabela 4. Ordenação decrescente de $\Delta\theta_{BXT}$ e comparação com indicadores de severidades sistêmicos ETNT-N e ETNT-SE.

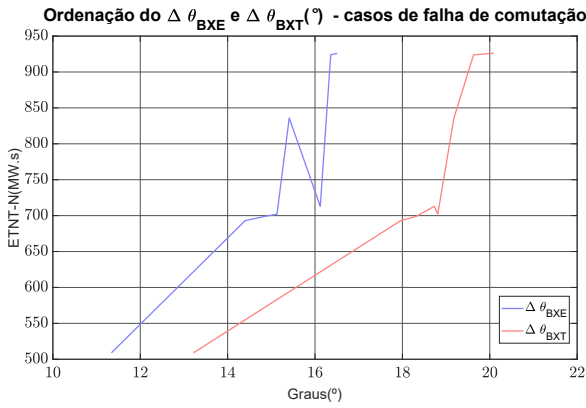
Caso	Local da falta	$\Delta\theta_{BXT}$ (°)	$\Delta\theta_{BXE}$ (°)	ETNT-N (MW.s)	ETNT-SE (MW.s)	ETNT (MW.s)
5	SE Adrian. 500 kV	20.09	16.51	+926	-1643	2569
7	SE Term. Rio 500 kV	19.63	16.36	+924	-1643	2567
3	SE Ara. 2 500 kV	19.18	15.41	+836	-1594	2430
2	SE Ara. 500 kV	18.81	15.13	+702	-1956	2658
8	SE Nov. Igua. 500 kV	18.73	16.12	+713	-1885	2598
4	SE Ara. 2 440 kV	18.32	14.86	+699	-2017	2716
6	SE Ibiúna 500 kV	17.96	14.40	+693	-1829	2522
10	Falta CC em BXT	15.13	14.35	+1037	-1072	2109
1	SE Estreito 500 kV	13.22	11.34	+509	-1293	1802
9	Falta CC em BXE	9.53	8.33	+905	-913	1818

Observando-se $\Delta\theta_{BXT}$, θ_{BXE} e ETNT, nota-se que os casos menos severos foram os casos 1, 9 e 10, casos nos quais há menor número de terminais sujeitos a falhas de comutação. Nota-se também nas colunas 4 e 5 que os resultados obtidos para ETNT-N apresentaram ordenação semelhante à ordenação decrescente de $\Delta\theta_{BXT}$ e $\Delta\theta_{BXE}$, com exceção dos casos 9 e 10, de falta na linha CC para ambos. Contudo, observou-se que a ordenação de ETNT-SE e ETNT não foi diretamente aderente com a ordenação por $\Delta\theta_{BXT}$ de maneira geral. Tal resultado aponta que o indicador ETNT-N, entre os três indicadores de energia propostos, é aquele que melhor caracteriza a severidade das contingências sob o ponto de vista da dinâmica do SIN, pois constitui uma medida das acelerações dos rotores

das unidades geradoras da região Norte. Os demais indicadores quantificam a energia associada à desaceleração dos geradores da região Sudeste, que em função da maior inércia equivalente dessa região, afetam em menor grau as defasagens angulares entre os rotores dos geradores das regiões Norte e Sudeste. Como consequência, os ISSs ETNT-SE e ETNT têm menor influência na dinâmica do sistema, quando comparados ao ETNT-N.

Para evidenciar as relações entre ETNT-N e os indicadores $\Delta\theta_{BXT}$ e $\Delta\theta_{BXE}$, os resultados obtidos nos casos 1 a 8, referentes aos casos de simulação de curto-circuitos seguidos de falhas de comutação, foram representados na forma gráfica na Figura 5. Constata-se nos gráficos que maiores valores absolutos de ETNT-N estão associados a maiores valores de $\Delta\theta_{BXT}$ e $\Delta\theta_{BXE}$, o que indica que a ETNT-N constitui de fato um indicador da severidade das contingências para o desempenho dinâmico do SIN.

Figura 5. ETNT-N x $\Delta\theta_{BXT}$ e ETNT-N x $\Delta\theta_{BXE}$ para os casos 1 a 8.



Destaca-se também a complementaridade dos ISSs propostos, pois enquanto $\Delta\theta_{BXT}$ e $\Delta\theta_{BXE}$ são medidas locais, obtidas em um ponto de medição que não necessariamente representa o centro de inércia de tal área do sistema, e portanto não permitiria uma estimativa perfeita de margem de estabilidade, os indicadores ETNT-N e ETNT-SE possuem um caráter amplo e permitem complementar a análise. Comparando-se os casos 2 e 7, por exemplo, nota-se que no caso 7 a falta ocorre mais próxima aos pontos de medição e leva a uma excursão maior de $\Delta\theta_{BXE}$ e $\Delta\theta_{BXT}$. Porém, a ETNT calculada é maior no caso 2, pois a perturbação mais distante afetou os demais bipolos (BCM1, BCM2, BI1 e BI2) de maneira significativa, o que não refletiu diretamente em excursões nos indicadores $\Delta\theta_{BXE}$ e $\Delta\theta_{BXT}$. O mesmo tipo de observação pode ser feita em relação aos Casos 3 e 8.

5. CONSIDERAÇÕES FINAIS

Neste trabalho, foram propostos três ISSs que podem ser calculados a partir de dados de sincrofasores para o monitoramento de sistemas HVDC-LCC através de estrutura de medição e aquisição de dados dedicada: tempo de recuperação, energia total não transmitida e variação da defasagem angular. Os indicadores foram calculados utilizando-se dados de simulação PSCAD/EMTDC obtidos a partir de um equivalente do SIN, com representação

de todos os elos HVDC existentes e de equivalente do sistema AC conectado. Foram considerados eventos de falha de comutação e falta na linha DC.

Observou-se que os ISSs propostos permitem realizar diagnósticos abrangentes da severidade das perturbações estudadas, pois a complementaridade dos indicadores permite fazer inferências a nível de subsistema envolvido. No contexto do SIN, verificou-se que entre os casos de simulação estudados, os que levaram a maior impacto no comportamento dinâmico do SIN foram casos em que ocorreram falhas de comutação em diversas estações do sistema.

AGRADECIMENTOS

Ao Conselho Nacional de Desenvolvimento Científico e Tecnológico (CNPQ) e Instituto de Engenharia de Sistemas e Computadores, Pesquisa e Desenvolvimento do Brasil (INESC P&D Brasil) pelo apoio financeiro despendido durante a realização desta pesquisa.

REFERÊNCIAS

- INESC P&D Brasil (2022). Projeto Multi-infeed: Identificação de Falhas de Comutação em Configuração Multi-Infeed. Projeto OC 0001786.
- Jardim, J. and da Silva, A.L. (2017). A methodology for computing robust dynamic equivalents of large power systems. *Electric Power Systems Research*, 143, 513–521. doi:10.1016/j.epsr.2016.11.003.
- Kim, D.I., Chun, T.Y., Yoon, S.H., Lee, G., and Shin, Y.J. (2017). Wavelet-based event detection method using pmu data. In *2017 IEEE Power Energy Society General Meeting*, 1–1. IEEE, Estados Unidos.
- Mirsaeidi, S., Dong, X., Tzelepis, D., Said, D.M., Dysko, A., and Booth, C. (2018). A predictive control strategy for mitigation of commutation failure in LCC-based HVDC systems. *IEEE Transactions on Power Electronics*, 34, 160–172. doi:10.1109/TPEL.2018.2820152.
- ONS (2019). Operador Nacional do Sistema. Avaliação de configuração MULTI-INFEED: Identificação do fenômeno da falha de comutação na operação dos bipolos dos SIN - Ano 2020. Rio de Janeiro.
- Silva, D.S. (2023). Detecção de Falhas de Comutação em Sistemas HVDC Multi-infeed utilizando Sincrofasores. Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica) - Universidade Federal de Santa Catarina, Florianópolis.
- Vaz, R. et al. (2021). Event detection and classification through wavelet-based method in low voltage wide-area monitoring systems. *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*, 130, 106919.
- Wei, Z., Liu, J., Fang, W., Hou, J., and Xiang, Z. (2016). Commutation failure analysis in single- and multi-infeed hvdc systems. In *2016 IEEE PES Asia-Pacific Power and Energy Engineering Conference (APPEEC)*, 2244–2249. IEEE, Estados Unidos.
- Xiao, H., Li, Y., and Duan, X. (2021). Enhanced commutation failure predictive detection method and control strategy in multi-infeed lcc-hvdc systems considering voltage harmonics. *IEEE Transactions on Power Systems*, 36(1), 81–96. doi:10.1109/TPWRS.2020.3008726.