



METODOLOGIA PARA ANÁLISE DE ÍNDICES MULTI-INFEED A PARTIR DE DADOS DE TEMPO REAL

Carolina Portes da Silva

Dissertação de Mestrado apresentada ao Programa de Pós-graduação em Engenharia Elétrica, COPPE, da Universidade Federal do Rio de Janeiro, como parte dos requisitos necessários à obtenção do título de Mestre em Engenharia Elétrica.

Orientadores: Tatiana Mariano Lessa de Assis
Glauco Nery Taranto

Rio de Janeiro

Julho de 2023

METODOLOGIA PARA ANÁLISE DE ÍNDICES MULTI-INFEED A PARTIR
DE DADOS DE TEMPO REAL

Carolina Portes da Silva

DISSERTAÇÃO SUBMETIDA AO CORPO DOCENTE DO INSTITUTO
ALBERTO LUIZ COIMBRA DE PÓS-GRADUAÇÃO E PESQUISA DE
ENGENHARIA DA UNIVERSIDADE FEDERAL DO RIO DE JANEIRO COMO
PARTE DOS REQUISITOS NECESSÁRIOS PARA A OBTENÇÃO DO GRAU
DE MESTRE EM CIÊNCIAS EM ENGENHARIA ELÉTRICA.

Orientadores: Tatiana Mariano Lessa de Assis
Glauco Nery Taranto

Aprovada por: Prof^ª. Tatiana Mariano Lessa de Assis, D.Sc.
Prof. Glauco Nery Taranto, Ph.D.
Prof. Robson Francisco da Silva Dias, D.Sc.
Prof. Ricardo Mota Henriques, D.Sc.

RIO DE JANEIRO, RJ – BRASIL

JULHO DE 2023

Portes da Silva, Carolina

Metodologia para análise de índices multi-infeed a partir de dados de tempo real/Carolina Portes da Silva. – Rio de Janeiro: UFRJ/COPPE, 2023.

XV, 92 p.: il.; 29, 7cm.

Orientadores: Tatiana Mariano Lessa de Assis

Glauco Nery Taranto

Dissertação (mestrado) – UFRJ/COPPE/Programa de Engenharia Elétrica, 2023.

Referências Bibliográficas: p. 87 – 90.

1. Índices Multi-Infeed. 2. Operação em Tempo Real. 3. Simulação Dinâmica. I. Mariano Lessa de Assis, Tatiana *et al.* II. Universidade Federal do Rio de Janeiro, COPPE, Programa de Engenharia Elétrica. III. Título.

*Aos meus pais, Wiviane e
Carlos, ao meu irmão, João
Marlos, e ao meu noivo,
Leonardo.*

Agradecimentos

Agradeço à minha família, especialmente aos meus pais, Wiviane e Carlos, por todo amor, carinho, apoio, e pela compreensão nos momentos de ausência que foram necessários ao longo do curso de mestrado.

Ao meu noivo, Leonardo de C. Monteiro, agradeço pela compreensão, companheirismo, parceria e apoio em todos os momentos. Com seu apoio e incentivo diário foi, certamente, mais leve percorrer o caminho de mais essa etapa em minha vida.

À minha orientadora, professora Tatiana Mariano L. Assis, agradeço pelo comprometimento, pelo apoio e pelas contribuições técnicas que foram fundamentais para elaboração desta dissertação. Agradeço também pela disponibilidade e por ser presente, mesmo estando longe fisicamente.

À amiga Lígia R. da Silva, agradeço pela amizade e pelas diversas contribuições desde o princípio deste trabalho.

Ao amigo Francisco F. Moreira, agradeço pela amizade e pela parceria na realização dos diversos trabalhos que fizemos durante o curso de mestrado.

Ao colega Paulo Eduardo M. Quintão, agradeço pelas contribuições técnicas e pela disponibilidade em compartilhar o seu conhecimento.

Ao Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS) e à Universidade Federal do Rio de Janeiro (UFRJ), agradeço pela oportunidade de realizar o mestrado e pelos recursos para a realização deste trabalho.

A todos os colegas do ONS, com quem compartilhei o dia a dia nos últimos anos, agradeço por todo apoio, compreensão e incentivo ao longo dessa jornada.

Resumo da Dissertação apresentada à COPPE/UFRJ como parte dos requisitos necessários para a obtenção do grau de Mestre em Ciências (M.Sc.)

METODOLOGIA PARA ANÁLISE DE ÍNDICES MULTI-INFEED A PARTIR DE DADOS DE TEMPO REAL

Carolina Portes da Silva

Julho/2023

Orientadores: Tatiana Mariano Lessa de Assis
Glauco Nery Taranto

Programa: Engenharia Elétrica

Apresenta-se, neste trabalho, a metodologia aplicada para o cálculo dos índices *multi-infeed* a partir de dados obtidos do ambiente de tempo real do Sistema Interligado Nacional (SIN). Esses índices são usualmente calculados em ambiente de planejamento da operação e têm como objetivo avaliar a interação entre os elos de corrente contínua de um sistema elétrico. Em ambiente de tempo real, a monitoração desses índices pode fornecer informações sobre a proximidade elétrica dos elos de corrente contínua, além de identificar regiões fracas do sistema e que estejam propensas aos riscos da interação entre os elos, como, por exemplo, a ocorrência de falhas de comutação sucessivas. O cálculo dos índices *multi-infeed* é realizado considerando sucessivos pontos de operação fornecidos pelo Estimador de Estado do Sistema de Supervisão e Controle do ONS (Operador Nacional do Sistema Elétrico) e através das funcionalidades do programa Anatem de simulação dinâmica de casos obtidos do ambiente do tempo real do SIN e de cálculo automático de índices *multi-infeed*. A avaliação dos índices calculados é realizada através da correlação entre as variações dos índices ao longo de dias específicos com os desligamentos verificados no sistema e através da análise do impacto de desligamentos de equipamentos nesses índices. Os resultados obtidos mostram que o cálculo de índices *multi-infeed* a partir de dados do ambiente de tempo real provê informações importantes acerca da robustez do sistema CA em meio aos diferentes cenários de carga e geração e ainda para diferentes configurações da rede elétrica que são verificadas em tempo real, aprimorando, assim, a consciência situacional do operador em sala de controle.

Abstract of Dissertation presented to COPPE/UFRJ as a partial fulfillment of the requirements for the degree of Master of Science (M.Sc.)

METHODOLOGY FOR ANALYSIS OF MULTI-INFEED INDICES FROM
REAL-TIME DATA

Carolina Portes da Silva

July/2023

Advisors: Tatiana Mariano Lessa de Assis
Glauco Nery Taranto

Department: Electrical Engineering

This work presents the methodology for calculating the multi-infeed indices from real operation cases of the Brazilian Power System. These indices are typically calculated during the planning stage and aim to evaluate the interaction between the DC links in an electrical system. In a real-time environment, monitoring these indices can provide information about the electrical proximity of the DC links and identify weak areas of the system that are susceptible to risks arising from multi-infeed interactions, such as successive commutation failures. The calculation of the multi-infeed indices is performed considering successive operating points provided by the State Estimator of the SCADA/EMS of Brazilian Independent System Operator, as well as the new functionalities of the Anatem program. The evaluation of the calculated indices is carried out by correlating the variations of the indices over specific days with the observed system outages, as well as analyzing the impact of equipment outages on these indices. The obtained results demonstrate that calculating the multi-infeed indices at a real-time environment provides important information about the robustness of the AC system under different load and generation scenarios, as well as different configurations of the electrical network. This enhances the situational awareness of the operator in the control room.

Sumário

Lista de Figuras	xi
Lista de Tabelas	xiv
1 Introdução	1
1.1 Motivação	2
1.2 Objetivo	3
1.3 Estrutura da Dissertação	3
1.4 Revisão Bibliográfica	4
2 Sistemas em Configuração <i>Multi-Infeed</i>	9
2.1 Índices de avaliação <i>Multi-Infeed</i>	10
2.1.1 Potência de Curto-Circuito	10
2.1.2 Relação de Curto-Circuito	11
2.1.3 Relação de Curto-Circuito Efetiva	11
2.1.4 Fator de Interação <i>Multi-Infeed</i>	12
2.1.5 Relação de Curto-Circuito Interativa <i>Multi-Infeed</i>	14
2.1.6 Relação de Curto-Circuito Efetiva Interativa <i>Multi-Infeed</i>	15
2.2 Fenômenos de Interação Entre os Elos CC	16
2.2.1 Sobretensões transitórias	16
2.2.2 Falhas de Comutação	16

2.2.2.1	O Processo de Comutação	17
2.2.2.2	Falha de comutação em um Inversor CCAT	20
2.2.3	Interações Harmônicas	21
2.2.4	Interações de Controle e Instabilidade de Tensão/Potência	22
2.3	Sistema Brasileiro e sua Configuração <i>Multi-infeed</i>	22
3	Simulações e análises para um sistema teste em configuração <i>Multi-infeed</i>	25
3.1	Cálculo de índices considerando variações no acoplamento entre os elos CC	26
3.2	Cálculo de índices considerando variações na potência transmitida pelos elos CC	29
3.3	Cálculo de índices considerando alterações na rede CA	32
4	Utilização de dados de tempo real do SIN	36
4.1	Desafios na utilização de dados de tempo real do SIN	36
4.2	Considerações sobre Estimador de Estado e exportação dos casos de fluxo de potência	37
4.3	Metodologia para simulação dinâmica com dados de tempo real do SIN utilizando o programa Anatem	38
4.4	Metodologia para cálculo dos índices <i>Multi-infeed</i>	46
4.4.1	Cálculo manual através de simulações dinâmicas	46
4.4.2	Cálculo automático através do programa Anatem	48
4.4.3	Cálculo de índices <i>Multi-infeed</i> a partir de dados de tempo real do SIN	49
5	Simulações e análises utilizando dados de tempo real do SIN	52
5.1	Introdução	52
5.2	Monitoração cronológica dos índices <i>multi-infeed</i> do SIN	53

5.2.1	Dia 2 de maio de 2021	53
5.2.1.1	Ocorrência de 07:59	53
5.2.1.2	Ocorrência de 11:22	58
5.2.2	Dia 25 de junho de 2021	63
5.2.3	Monitoração cronológica do MIIF	68
5.2.4	Dia 02 de maio de 2021	69
5.2.5	Dia 25 de junho de 2021	73
5.3	Análise dos índices considerando equipamentos desligados	77
5.4	Simulações dinâmicas com casos de tempo real	80
6	Conclusões e Trabalhos Futuros	84
6.1	Conclusões	84
6.2	Trabalhos Futuros	85
	Referências Bibliográficas	87
A	Dados de Regime Permanente do Sistema Teste	91

Lista de Figuras

2.1	Metodologia para cálculo do MIIF	13
2.2	Ponte de Graetz	18
2.3	Circuito equivalente do processo de comutação (Adaptado de [28]) . .	19
2.4	Processo de comutação e ângulos envolvidos (Adaptado de [28]) . . .	19
2.5	Corrente nas válvulas durante a comutação (Adaptado de [28])	21
2.6	Corrente nas válvulas com a ocorrência de falha de comutação (Adap- tado de [28])	21
2.7	Elos CC do Sistema Elétrico Brasileiro	24
3.1	Diagrama unifilar do sistema teste	25
3.2	Impedância de acoplamento entre os elos CC 1 e 2 do sistema teste .	26
3.3	Variação do MIIF	27
3.4	Variação dos índices calculados para a barra inversora do elo CC 1 . .	28
3.5	Variação dos índices calculados para a barra inversora do elo CC 2 . .	29
3.6	Variação dos índices calculados para a barra inversora do elo CC 1 . .	31
3.7	Variação dos índices calculados para a barra inversora do elo CC 2 . .	32
3.8	Diagrama unifilar do sistema teste com três circuitos desligados . . .	33
3.9	Variação do MIIF em função do desligamento de circuitos na rede CA	34
3.10	Variação dos índices em função do desligamentos de circuitos na rede CA	35

4.1	Etapas tradicionais para simulação de casos de estabilidade (Adaptado de [1])	40
4.2	Etapas para a simulação de casos de tempo real (Adaptado de [1]) . . .	40
4.3	Representação individualizada de unidade geradoras - UHE Simplício	41
4.4	Representação agrupada de unidade geradoras - UHE Simplício . . .	41
4.5	Opções de execução necessárias para simulação de casos obtidos a partir do estimador de estado	43
4.6	Relatório de controladores desligados por problemas de inicialização .	44
4.7	Metodologia de cálculo manual dos índices <i>Multi-infeed</i>	47
4.8	Metodologia para cálculo de índices <i>multi-infeed</i> a partir de dados do tempo real	51
5.1	Variação do MISCR para a ocorrência de 02/05/2021 às 07:59	54
5.2	Variação do MIESCR ao longo do dia 02/05/2021	55
5.3	Variação da potência no elo CC ao longo do dia 02/05/2021	56
5.4	Variação da potência de curto-circuito para a ocorrência de 02/05/2021 às 07:59	57
5.5	Tensão no 500 kV da SE Araraquara 2	58
5.6	Variação do MISCR para a ocorrência de 02/05/2021 às 11:22	59
5.7	Variação do MIESCR para a ocorrência de 02/05/2021 às 11:22	60
5.8	Tensão no 500 kV da SE Araraquara 2	60
5.9	Variação da potência de curto-circuito para a ocorrência de 02/05/2021 às 11:22	63
5.10	Variação da potência de curto-circuito ao longo do dia 25/06/2021 . . .	64
5.11	Comparação da geração da região SE entre os dias 02 de maio e 25 de junho de 2021	65
5.12	Variação da potência nos Elos CC ao longo do dia 25/06/2021	66
5.13	Variação do MISCR ao longo do dia 25/06/2021	67

5.14	Variação do MIESCR ao longo do dia 25/06/2021	68
5.15	Monitoração cronológica do MIIF no dia 02/05/2021 - Degrau de tensão aplicado na barra de Estreito	70
5.16	Monitoração cronológica do MIIF no dia 02/05/2021 - Degrau de tensão aplicado na barra de Terminal Rio	71
5.17	Monitoração cronológica do MIIF no dia 02/05/2021 - Degrau de tensão aplicado na barra de Ibiúna	72
5.18	Monitoração cronológica do MIIF no dia 02/05/2021 - Degrau de tensão aplicado na barra de Araraquara 2	73
5.19	Monitoração cronológica do MIIF no dia 02/05/2021 - Degrau de tensão aplicado na barra de Estreito	74
5.20	Monitoração cronológica do MIIF no dia 02/05/2021 - Degrau de tensão aplicado na barra de Terminal Rio	75
5.21	Monitoração cronológica do MIIF no dia 02/05/2021 - Degrau de tensão aplicado na barra de Ibiúna	76
5.22	Monitoração cronológica do MIIF no dia 02/05/2021 - Degrau de tensão aplicado na barra de Araraquara 2	77
5.23	Resultado da Potência de curto-circuito calculada para cada equipa- mento desligado	78
5.24	Resultado do MISCR calculado para cada equipamento desligado . . .	79
5.25	Tensão (pu) nas barras CA dos inversores	81
5.26	Ângulo (graus) de extinção dos inversores	82
5.27	Potência ativa (MW) nos inversores das SEs Araraquara, Estreito e Terminal Rio	82
5.28	Potência ativa (MW) nos inversores da SE Ibiúna	83

Lista de Tabelas

2.1	Classificação de Sistemas CA em função do ESCR [21]	12
2.2	Classificação de Sistemas CA em função do ESCR	12
2.3	Exemplo de matriz de MIIF para um sistema <i>multi-infeed</i> com 4 estações inversoras	14
2.4	Características técnicas dos Elos CC presentes no sistema elétrico brasileiro	23
3.1	Índices <i>multi-infeed</i> considerando a variação da impedância de aco- plamento entre os elos CC	27
3.2	Índices <i>multi-infeed</i> calculados para a barra CA inversora do elo CC 1 e considerando a variação da potência transmitida pelos elos CC . .	30
3.3	Índices <i>multi-infeed</i> calculados para a barra CA inversora do elo CC 2 e considerando a variação da potência transmitida pelos elos CC . .	31
3.4	Índices <i>multi-infeed</i> considerando alterações na rede CA	33
5.1	Valores de MIIF calculados minutos antes da ocorrência	55
5.2	Índices calculados minutos antes da ocorrência	56
5.3	Potência transmitida nos elos de corrente contínua	56
5.4	Índices calculados após a ocorrência	57
5.5	Valores de MIIF calculados para o ponto de operação obtido às 11h17	61
5.6	Diferença percentual do MIIF para a rede alterada, sem a presença de uma linha de transmissão em 500 kV e do compensador síncrono .	61

5.7	Diferença percentual do MIIF para a rede alterada, sem a presença do compensador síncrono	62
5.8	Data e horário de equipamentos desligados responsáveis pelas variações na Figura5.10	65
5.9	Dados do caso base	78
5.10	Valores de MIIF calculados para o ponto de operação obtido no dia 11 de maio às 11h05	80

Capítulo 1

Introdução

A crescente expansão dos Sistemas Elétricos de Potência (SEP) para atender ao aumento da demanda por energia elétrica resulta na necessidade de operar esses sistemas cada vez mais próximos dos seus limites físicos e operacionais. Para aumentar a confiabilidade e assegurar o atendimento à essa demanda, a interligação entre diferentes sistemas elétricos tem se tornado cada vez mais comum. Essa interconexão, além dos benefícios relacionados à segurança elétrica, proporciona uma operação do sistema mais econômica, permitindo a utilização de fontes de energia de menor custo.

O Sistema Interligado Nacional (SIN) tem como característica principal a transferência de grandes blocos de potência entre as fontes geradoras, situadas em regiões distantes, e os centros consumidores. Essa característica faz com que a operação em tempo real seja uma tarefa complexa e que requer a utilização de sistemas e ferramentas que forneçam informações suficientes para apoiar a tomada de decisão, além de aprimorar a consciência situacional dos operadores em sala de controle.

A utilização de dados obtidos de um sistema de gerenciamento de energia (EMS - *Energy Management System*) em tempo real permite realizar estudos mais realísticos do que aqueles realizados em ambiente de planejamento da operação, já que esses são realizados a partir de premissas conservativas, levando em consideração os cenários mais críticos. Esses estudos podem ser realizados em ambiente de sala de controle e também *off-line*, através, por exemplo, da reprodução de ocorrências.

Em um contexto em que o crescimento dos sistemas de energia elétrica em países com dimensões continentais, como o Brasil, tem levado à utilização de sistemas de transmissão em corrente contínua de alta tensão (CCAT) com suas estações

inversoras localizadas em uma região eletricamente próxima, caracterizando um cenário *multi-infeed*, torna-se interessante calcular os índices *multi-infeed* a partir de dados do ambiente de tempo real. Esses índices de desempenho são propostos na literatura com o objetivo de avaliar a interação entre os elos de corrente contínua, levando em consideração as impedâncias entre as barras inversoras, a robustez do sistema CA (nível de curto-circuito) e o despacho dos elos CC. Usualmente, tais índices são calculados em ambiente de planejamento da operação, de forma manual e por meio de simulações dinâmicas.

O cálculo de índices *multi-infeed* a partir de dados tempo real apresenta informações importantes acerca da robustez do sistema CA em meio aos diferentes cenários de carga e geração, e ainda para diferentes configurações da rede elétrica. Mostra também que a monitoração dos índices em tempo real pode agregar com informações sobre a proximidade elétrica dos elos de corrente contínua e que através dessas informações, é possível identificar regiões fracas e que estejam propensas aos riscos da interação entre os elos CC, como, por exemplo, a ocorrência de falhas de comutação sucessivas.

1.1 Motivação

A utilização de casos de fluxo de potência obtidos do ambiente tempo real permite realizar análises e reproduzir ocorrências com pontos de operação mais realísticos do que aqueles analisados em ambiente de planejamento. É possível realizar análises tanto em regime permanente quanto dinâmicas, para vários pontos de operação com diferentes configurações da rede e cenários de carga/geração.

Um dos grandes desafios na utilização desses casos diz respeito às diferenças entre as bases de dados de planejamento e tempo real do SIN. Ao longo dos anos, várias ações vêm sendo realizadas no sentido de compatibilizar essas bases, permitindo que seja viável a simulação de casos de tempo real com uma base de dados dinâmicos única para os dois ambientes. Com isso, é possível reduzir o tempo de preparação dos arquivos necessários para os estudos de estabilidade, que tradicionalmente possuem várias etapas de ajustes até que seja possível realizar a simulação. Em [1] são apresentadas as ações realizadas nos programas SAGE (Sistema Aberto para Gerenciamento de Energia) [2] e Anatem (Análise de Transitórios Eletromecânicos) [3], ambos desenvolvidos pelo CEPEL, para tornar possível a realização de análises no domínio do tempo a partir dos casos obtidos do tempo real, utilizando a base de dados dinâmica adotada em ambiente de planejamento do Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS).

Além disso, foi implementada mais recentemente, uma metodologia computacional no programa Anatem que permite que os índices *multi-infeed* sejam calculados, em segundos, de maneira automática.

Como não há ainda na literatura avaliação desses índices, que são usualmente calculados em ambiente de planejamento, com dados obtidos a partir do ambiente de tempo real, torna-se interessante conhecer o seu comportamento em diversos pontos de operação do sistema e não somente naqueles mais críticos estudados em ambiente de planejamento.

1.2 Objetivo

Os principais objetivos dessa dissertação são:

- Descrever a metodologia utilizada para realização de análises no domínio do tempo a partir dos dados de tempo real do SIN e para cálculo dos índices *multi-infeed*. Além disso, apresentar as ações realizadas ao longo dos últimos anos para a compatibilização das bases de dados de planejamento e tempo real do SIN, e mostrar algumas das inovações que viabilizaram a simulação dinâmica desses casos no programa Anatem.
- Aplicar a metodologia descrita e calcular os índices *multi-infeed* do SIN, considerando sucessivos pontos de operação, em dias com comportamento diferentes da carga do sistema.
- Monitorar os índices *multi-infeed* do SIN em períodos de tempo pré-selecionados, correlacionando suas variações com a ocorrência de desligamentos do sistema, a fim de avaliar o seu comportamento frente à mudanças na configuração da rede e na potência transmitida através dos elos CC do sistema.
- Avaliar o comportamento dinâmico do sistema em conjunto com os índices *multi-infeed* calculados, a partir da simulação dos casos obtidos do ambiente de tempo real.

1.3 Estrutura da Dissertação

O Capítulo 2 é destinado aos sistemas em configuração *multi-infeed*. Inicialmente, são apresentados os diversos índices de avaliação *multi-infeed*, que são mencionados com frequência ao longo da dissertação. Posteriormente, discorre-se brevemente sobre as interações que podem ocorrer entre os elos CC e é apresentada a configuração *multi-infeed* do sistema elétrico brasileiro. E por fim, é abordado,

de forma sucinta, o fenômeno de falha de comutação. O processo de comutação em operação normal de um conversor atuando como inversor em um elo CC é apresentado. Em seguida, mostra-se como ocorre a falha de comutação durante a operação desse inversor.

O Capítulo 3 apresenta simulações e análises realizadas para um sistema teste em configuração *multi-infeed*. Os índices de desempenho *multi-infeed* são calculados frente a variações no nível de acoplamento entre os elos CC, na potência transmitida pelos elos CC e frente a alterações na rede CA.

No Capítulo 4 são apresentados os desafios na utilização de dados do ambiente de tempo real do SIN, assim como considerações sobre estimação de estado e exportação desses dados a partir do sistema de supervisão e controle do (ONS). A metodologia para simulações dinâmicas dos casos de tempo real e para o cálculo dos índices *multi-infeed* no programa Anatem também é apresentada. No fim do capítulo é apresentada a metodologia empregada para o cálculo dos índices *multi-infeed* a partir de dados de tempo real do SIN.

O Capítulo 5 apresenta os resultados obtidos na aplicação da metodologia descrita no Capítulo 4. A monitoração cronológica dos índices, através da simulação de pontos de operação sucessivos, é apresentada e são realizadas análises diante das variações verificadas nessa monitoração.

Por fim, o Capítulo 6 apresenta as conclusões da dissertação e sugestões de trabalhos futuros.

1.4 Revisão Bibliográfica

Nesta seção será realizada a revisão da literatura utilizada como base para a dissertação, assim como a descrição do estado da arte quanto aos principais temas que são abordados ao longo deste trabalho.

Historicamente, a avaliação da segurança de um sistema é realizada em um contexto *off-line*, no ambiente de planejamento da operação. Para essa avaliação, submete-se o sistema planejado a diferentes condições previsíveis, utilizando ferramentas de análises de regime permanente (como o fluxo de potência) e de análises dinâmicas (como a simulação no domínio do tempo de transitórios eletromecânicos). No entanto, essas análises são realizadas para alguns pontos de operação específicos, prevendo situações críticas do sistema, mas que não contemplam todas as incertezas provenientes em relação à carga, à geração e à própria configuração da rede na operação em tempo real. Dessa forma, surge a necessidade de uma ferramenta que

avaliar a segurança do sistema em um contexto *on-line* e que apresente o resultado das simulações considerando o sistema em tempo real em tempo hábil [4].

Em [5] e [6] são abordados os desafios no que diz respeito a utilização de dados de tempo real do SIN em estudos de segurança dinâmica em tempo real. Entre as dificuldades citadas estão a necessidade de adequação da base de dados de tempo real de maneira a incluir a modelagem dinâmica dos componentes do sistema e o esforço computacional que é necessário para a realização de análises no domínio do tempo. A fim de propor soluções para a questão da adequação da base de dados de tempo real, [5] sugere alternativas para viabilizar o uso da base de dados dinâmicos, já existente e utilizada em ambiente de planejamento, para os estudos em ambiente de tempo real.

A referência [7] descreve a experiência na utilização de uma ferramenta para monitoração *on-line* da segurança em tempo real do Sistema Interligado Nacional. Para isso, é utilizado o programa Organon [8] que possui uma base de dados dinâmicos específica e compatível com a base de dados dinâmicos utilizada pelo programa Anatem. A necessidade de mapear a numeração das barras adotada no ambiente de tempo real conforme a existente no ambiente de planejamento é abordada, assim como, a necessidade de representação de geradores de forma equivalente, já que esses são, originalmente, representados de maneira individualizada no caso obtido através do estimador de estado. Tal ferramenta é utilizada nos centros de operação do ONS e tem por finalidade mostrar ao operador se o ponto de operação atual do sistema está em uma região segura ou não, com base em critérios de segurança estática e dinâmica.

Em [9] são apresentados requisitos críticos para avaliação *on-line* da segurança em sistemas elétricos. Entre os requisitos apontados, a questão da utilização dos dados provenientes do ambiente de tempo real é comentada. Nesse aspecto, é levantada a necessidade de utilização de modelos de rede que representem a rede de forma adequada e ainda, a necessidade de associação de modelos dinâmicos em complemento aos dados de fluxo de potência fornecidos por um estimador de estado, a fim de viabilizar a realização de análises dinâmicas. Além disso, a implementação da ferramenta de avaliação *on-line* da segurança dinâmica na *The Guangxi Electric Power Company (GXEP)*, empresa que monitora e opera o sistema de transmissão na província de Guangxi, no sul da China, é apresentada.

Outro exemplo de uso da avaliação *on-line* da segurança é citado em [10], em que é apresentada a ferramenta de análise da estabilidade transitória (*Transient Security Assessment - TSA*) utilizada no centro de controle da *Southern Company Services*, nos Estados Unidos. Os detalhes da implementação da ferramenta são

apresentados em [11].

Especificamente sobre a etapa de modelagem e preparação dos dados, podem ser citados alguns detalhes sobre os procedimentos adotados em [11], para viabilizar as análises dinâmicas utilizando dados do ambiente de tempo real:

- Preparação de equivalentes de rede para representar todo o sistema elétrico que não será detalhado no estudo. A parcela do sistema modelada pelos equivalentes é chamada de “sistema externo” e a parcela restante, “sistema interno”;
- Associação dos modelos dinâmicos dos geradores, tanto para o sistema interno quanto para o externo. No sistema externo é utilizado um processo empírico, baseado em análise modal, para verificar quais geradores precisam, realmente, ser modelados, preservando, dessa forma, o comportamento dinâmico do sistema original. Obtém-se, assim, um sistema de ordem reduzida e consequentemente, o esforço computacional necessário para realização das simulações no domínio do tempo é reduzido;
- Numeração das barras do caso de fluxo de potência obtido do estimador de estado deve seguir um padrão que identifica cada barra de forma única. Assim, uma determinada barra possuirá sempre o mesmo número no caso de tempo real. Dessa forma, é possível estabelecer uma conversão entre os números de barra do caso de tempo real e do caso de planejamento, estabelecendo, então, a associação correta dos modelos dinâmicos.

A referência [12] apresenta a experiência do *ISO New England Inc.*, também nos Estados Unidos, na implementação de uma ferramenta para avaliação *on-line* da segurança através da análise da estabilidade transitória do sistema (*Transient Security Assessment - TSA*). A questão da compatibilidade entre modelos de rede do ambiente de tempo real, fornecidos por um estimador de estado, e os modelos de rede utilizados em ambiente de planejamento é abordada. As principais diferenças citadas dizem respeito à representação da rede, nó/disjuntor, em ambiente de tempo real e barra/circuito em ambiente de planejamento; à representação através de geradores ou cargas equivalentes, suprimindo os detalhes de transformadores elevadores, de subestações em níveis mais baixos de tensão e que não possuem um conjunto completo de medidas fornecidas pelo sistema SCADA (Supervisory Control and Data Acquisition System); à simplificação da representação de equipamentos FACTS (Flexible AC Transmission Systems) e CCAT; e à quantidade limitada de medições para os sistemas vizinhos, enquanto que nos modelos de rede de planejamento são utilizados modelos detalhados das redes vizinhas.

A fim de solucionar essas diferenças, são propostas modificações nos modelos

de rede obtidos do ambiente de tempo real, buscando compatibilizar os modelos de rede utilizados nesse ambiente e do planejamento. Em resumo, a estratégia proposta de compatibilização consiste em substituir os geradores equivalentes da rede de tempo real por modelos detalhados de geradores utilizados em estudos de planejamento. Para isso, utiliza-se uma ferramenta de preparação de dados que faz interface entre os dados utilizados em ambiente de planejamento (modelo de rede, dados dinâmicos de máquinas), algoritmo para substituição de geradores e os dados da rede fornecidos pelo sistema EMS, que são atualizados em tempo real. E então, obtém-se um caso adequado para ser utilizado nas análises dinâmicas em tempo real. Além disso, as modificações são validadas através de simulações utilizando medições fasoriais (PMU - Phasor Measurement Unit).

As adequações que viabilizaram a simulação dos casos do ambiente de tempo real do SIN no programa Anatem são descritas em [1]. Um dos pontos principais diz respeito à representação das unidades geradoras que usualmente são representadas de forma individualizada no ambiente de tempo real. Tal representação traz uma incompatibilidade com o banco de dados que, na maioria dos casos, utiliza um gerador equivalente. Para contornar o problema, são realizados ajustes de forma a compatibilizar a representação individualizada a um modelo equivalente. Dessa forma, é possível realizar simulação no ambiente de tempo real, utilizando a mesma base de dados dinâmicos adotada em ambiente de planejamento.

A referência [13] propõe ainda outro uso para os casos obtidos do tempo real do SIN, sendo esse a monitoração de oscilações naturais na análise pós-operativa do sistema. Através dessa utilização é possível identificar problemas de mal amortecimento de oscilações ao longo da operação em tempo real do SIN, para a melhoria do planejamento da operação e validar os resultados de simulação com os dados de campo, buscando, assim, possíveis melhorias na base de dados dinâmicos de estudos e também nos modelos de regime permanente. São também apresentados resultados que ilustram a importância e os benefícios que a análise pós-operativa do sistema, considerando pontos de operação históricos de tempo real, tem nos estudos de oscilações do sistema no planejamento da operação e que seu uso pode complementar as análises tradicionais com pontos de operação críticos para o sistema, aumentando a confiabilidade e segurança do SIN. Para as análises realizadas, é utilizado o programa PacDyn[14] e a base de dados dinâmicos no mesmo formato adotado pelo programa Anatem.

Através da funcionalidade de simulação dinâmica de casos obtidos do ambiente do tempo real do SIN e da metodologia apresentada em [15], é possível monitorar os índices *multi-infeed* de forma cronológica, considerando sucessivos pontos

de operação.

Esses índices são propostos em [16] e levam em conta as impedâncias entre as barras inversoras, a robustez do sistema CA (nível de curto-circuito) e o despacho dos elos CC em seu cálculo. O cálculo dos índices tem o objetivo de avaliar a interação entre os elos de corrente contínua em um sistema em configuração *multi-infeed*. Tal configuração ocorre quando há dois ou mais elos de CC convergindo em regiões eletricamente próximas [17]. O cálculo desses índices é tipicamente realizado em ambiente de planejamento, de forma manual e por meio de simulações dinâmicas.

A metodologia apresentada em [15] mostra o cálculo de índices *multi-infeed* de forma automática para todos os elos de corrente contínua do SIN, sem que haja necessidade da realização de diversas simulações dinâmicas usualmente necessárias para o cálculo manual dos índices. As referências [18] e [19] apontam que o cálculo manual é custoso e tende a se tornar cada vez mais, à medida que novos elos CC sejam conectados à rede elétrica.

A pesquisa bibliográfica realizada mostrou que os dados obtidos do sistema em tempo real são amplamente utilizados na avaliação da segurança dos sistemas elétricos de potência. Contudo, essa utilização apresenta desafios, principalmente relacionados à compatibilização entre os modelos de rede adotados no ambiente de tempo real e planejamento da operação.

Sobre a monitoração dos índices *multi-infeed* em tempo real, as referências encontradas não indicam que essa seja uma prática comum nos sistemas elétricos de potência, sendo uma análise restrita ao ambiente de planejamento da operação.

Capítulo 2

Sistemas em Configuração

Multi-Infeed

A opção pela transmissão de energia elétrica através de sistemas CCAT tem sido historicamente adotada em situações em que essa tecnologia apresenta vantagens do ponto de vista técnico e econômico quando comparado com sistemas em corrente alternada. Ou, ainda, quando os sistemas em CA não são uma solução técnica viável. Sendo assim, os sistemas CCAT são uma opção quando há, por exemplo, necessidade de transmissão de grandes blocos de energia em longas distâncias e para conexão de sistemas em diferentes frequências ou sistemas assíncronos [16].

A crescente expansão dos países em desenvolvimento e que, em sua grande maioria, possuem distâncias significativas entre os centros consumidores e a geração de energia elétrica, tem levado à maior utilização de sistemas CCAT. Dessa forma, os sistemas CCAT, que tradicionalmente eram operados de forma isolada, passaram a ter a sua implantação em regiões próximas considerada pelos órgãos de planejamento e operação de sistemas elétricos. A configuração onde há implantação de dois ou mais elos CC convergindo para regiões eletricamente próximas é denominada como *multi-infeed* [17].

Nessa condição, podem ocorrer interações adversas entre os elos CC, incluindo a ocorrência de falhas de comutação sucessivas que podem causar uma interrupção significativa na transmissão de potência para a rede CA. As principais interações serão apresentadas e detalhadas na Seção 2.2 deste capítulo.

A interação entre os elos CC está diretamente relacionada com a impedância entre as barras de conexão, com a robustez do sistema CA (nível de curto-circuito) vista a partir dessas barras e do despacho de potência que é transmitida através dos

elos CC. No entanto, também poderá depender da atuação do sistema de controle dos conversores [18].

A configuração *multi-infeed* já vem sendo observada e tendo seus impactos estudados no Canadá, China, Noruega e Dinamarca [16]. No Brasil, o tema tem ganhado cada vez mais importância, à medida que novos elos CC são integrados ao SIN. Atualmente, o sistema brasileiro é composto por seis elos CC, que são responsáveis por conectar as usinas do Rio Madeira, Itaipu e Belo Monte ao sudeste do país. Ainda está prevista a entrada em operação de um novo elo CC, Graça Aranha – Silvânia, que será responsável por escoar energia proveniente das usinas do Aproveitamento Hidrelétrico Tapajós para a região sudeste. A configuração do sistema elétrico brasileiro será detalhada na Seção 2.3.

2.1 Índices de avaliação *Multi-Infeed*

Com o objetivo de avaliar e analisar o impacto que a configuração *multi-infeed* pode vir a ter nos sistemas elétricos, são propostos na literatura índices de desempenho baseados na análise *single-infeed* e que são ampliados para o caso *multi-infeed*. Esses índices são propostos em [16] e são apresentados nas seções a seguir.

2.1.1 Potência de Curto-Circuito

A potência de curto-circuito (S_{cc} - *Short Circuit Capacity*) de uma barra do sistema CA indica o nível de robustez desse sistema visto a partir dessa barra. Esse índice pode ser obtido através da relação entre o quadrado da tensão na barra e a impedância equivalente do sistema, vista daquele ponto.

$$S_{cc_i} = \frac{V_i^2}{Z_{eq_i}} \quad (2.1)$$

Em que:

S_{cc_i} : Potência de curto-circuito na barra i (MVA)

V_i : Tensão pré-falta na barra i (kV)

Z_{eq_i} : Impedância de Thévenin vista da barra i , sem considerar as compensações *shunts* necessárias para a operação das conversoras (Ω)

Para o cálculo da potência de curto-circuito em p.u., é comum considerar a tensão pré-falta igual a 1 p.u., conforme apresentado em (2.2):

$$S_{cc_i}(p.u.) = \frac{1}{Z_{eq_i}(p.u.)} \quad (2.2)$$

2.1.2 Relação de Curto-Circuito

A relação de curto-circuito (SCR - *Short Circuit Ratio*) provê informações importantes quanto à robustez do sistema CA, frente ao montante de potência injetada por um equipamento do sistema como, por exemplo, um elo CC. Apesar de sua simplicidade, é um indicador básico da força de um sistema CA mediante à conexão de um elo CC.

$$SCR_i = \frac{S_{cc_i}}{P_{dc_i}} \quad (2.3)$$

Em que:

S_{cc_i} : Relação de curto-circuito na barra i

P_{dc_i} : Potência injetada pelo elo CC na barra i

Quanto maior a relação de curto-circuito, maior a garantia que o sistema terá regulação suficiente durante um defeito na rede CA e conseguirá fornecer a tensão necessária para uma recuperação segura e confiável do sistema CC [20].

2.1.3 Relação de Curto-Circuito Efetiva

A relação de curto-circuito efetiva (ESCR - *Short Circuit Ratio*) é uma grandeza mais realista, quando comparada à SCR, para avaliar a robustez de um sistema CA, pois em seu cálculo, são levados em consideração os efeitos de filtros de harmônicos (capacitivos na frequência fundamental) e capacitores *shunts* conectados ao sistema CA [21]. Dessa forma, para se obter a potência de curto-circuito do sistema devem ser incluídas no cálculo da impedância equivalente do sistema, as impedâncias desses equipamentos, necessários para a operação do sistema CCAT, ou pode-se subtrair a sua potência reativa do valor da potência de curto-circuito. O cálculo do índice ESCR é dado por (2.4).

$$ESCR_i = \frac{S_{cc_i} - Q_{filtros_i}}{P_{dc_i}} \quad (2.4)$$

Em que:

$Q_{filtros_i}$: Potência reativa dos filtros conectados à barra i

A fim de indicar a capacidade de um sistema CA em receber um montante de potência através de um elo CC, pode-se classificá-lo, de acordo com [21], da seguinte forma:

Tabela 2.1: Classificação de Sistemas CA em função do ESCR [21]

Sistema CA	ESCR
Forte	acima de 5
Moderado	entre 3 e 5
Fraco	abaixo de 3

Com a evolução dos controles nos sistemas CA e CC, essa classificação mudou. Isto é, o aprimoramento dos controles das redes CA e CC possibilita a operação dos elos CC com valores de ESCR menores do que os praticados no passado e descritos na Tabela 2.1. A referência [22], citada em [23], recomenda então a seguinte classificação:

Tabela 2.2: Classificação de Sistemas CA em função do ESCR

Sistema CA	ESCR
Forte	acima de 3
Fraco	entre 2 e 3
Muito Fraco	abaixo de 2

2.1.4 Fator de Interação *Multi-Infeed*

O fator de interação *multi-infeed* (MIIF - *Multi-Infeed Interactive Factor*) quantifica o nível de interação entre duas barras CA associadas aos inversores de um sistema em configuração *multi-infeed*. É calculado através da relação entre a variação de tensão em uma barra CA causada por uma pequena variação de tensão aplicada em outra barra CA desse sistema, conforme mostra (2.5).

$$MIIF_{j,i} = \frac{\Delta V_j}{\Delta V_i} \quad (2.5)$$

Em que:

ΔV_i : Pequena variação de tensão na barra i (tipicamente de 1%)

ΔV_j : Variação de tensão observada na barra j

O índice $MIIF_{j,i}$ fornece, portanto, o nível de interação entre as tensões nas barras CA dos inversores i e j . Dessa forma, valores de MIIF próximos a zero indicam que as barras CA dos inversores i e j estão eletricamente distantes e valores próximos a um indicam proximidade elétrica [16].

Para a obtenção do MIIF através de simulações dinâmicas, aplica-se uma pequena perturbação na barra i e mede-se a variação imediata da tensão na barra j . Usualmente, essa perturbação na barra i é feita chaveando-se um reator cujo valor seja equivalente à redução de 1% na tensão da barra. A Figura 2.1 exemplifica a metodologia para do cálculo do MIIF.

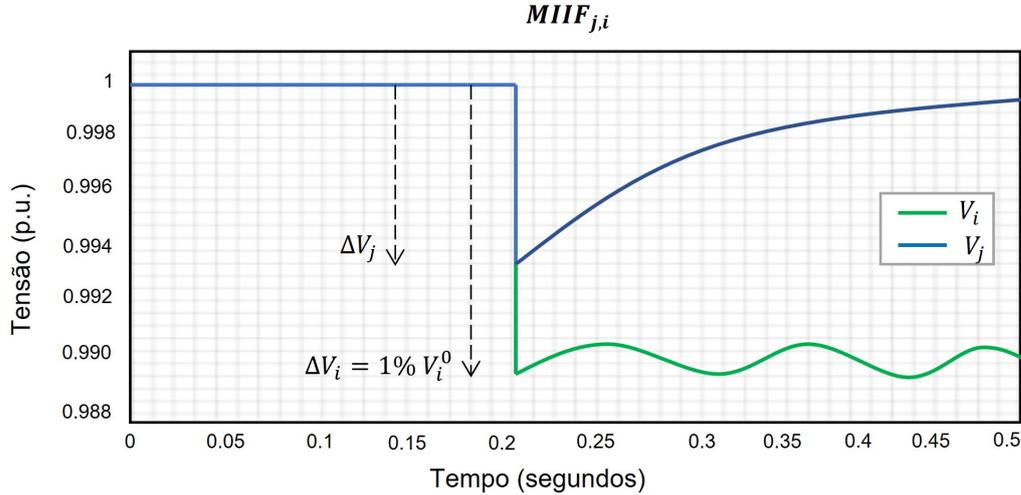


Figura 2.1: Metodologia para cálculo do MIIF
(Adaptado de [15])

Com os valores dos afundamentos de tensão “ ΔV_j ” determinados, é possível calcular os índices $MIIF_{j,i}$ por (2.5). Após a obtenção dos índices para todas as barras CA inversoras do sistema, pode-se estabelecer a matriz de índices MIIF entre todas as barras “ i ” e “ j ”, conforme apresentado na Tabela 2.3.

Em um sistema *multi-infeed*, a análise do MIIF é comumente realizada através dessa matriz e é possível observar de forma direta o quanto um elo CC interage com outro. A Tabela 2.3 apresenta um exemplo desta matriz para um sistema com quatro inversores conectados em barras CA eletricamente próximas.

A matriz de fatores MIIF possui os elementos da diagonal principal iguais a um. As linhas da matriz representam as barras onde a redução de tensão é aplicada, enquanto nas colunas têm-se as barras nas quais é observada a variação de tensão.

Os fatores MIIF também podem ser obtidos através de outros métodos de cálculo. Um deles consiste na utilização da matriz de impedância de barra (Z_{barra}) [24]. Nesse método de cálculo, não é necessária a realização de simulações dinâmicas e os fatores MIIF podem ser obtidos diretamente a partir da matriz Z_{barra} . Para isso, o impacto do chaveamento do reator utilizado para aplicar a perturbação na barra i é representado através de uma pequena fonte de corrente conectada nessa

Tabela 2.3: Exemplo de matriz de MIIF para um sistema *multi-infeed* com 4 estações inversoras

Matriz MIIF	Inversor 1	Inversor 2	Inversor 3	Inversor 4
Inversor 1	$MIIF_{1,1} = \frac{\Delta V_1}{\Delta V_1} = 1$	$MIIF_{2,1} = \frac{\Delta V_2}{\Delta V_1}$	$MIIF_{3,1} = \frac{\Delta V_3}{\Delta V_1}$	$MIIF_{4,1} = \frac{\Delta V_4}{\Delta V_1}$
Inversor 2	$MIIF_{1,2} = \frac{\Delta V_1}{\Delta V_2}$	$MIIF_{2,2} = \frac{\Delta V_2}{\Delta V_2} = 1$	$MIIF_{3,2} = \frac{\Delta V_3}{\Delta V_2}$	$MIIF_{4,2} = \frac{\Delta V_4}{\Delta V_2}$
Inversor 3	$MIIF_{1,3} = \frac{\Delta V_1}{\Delta V_3}$	$MIIF_{2,3} = \frac{\Delta V_2}{\Delta V_3}$	$MIIF_{3,3} = \frac{\Delta V_3}{\Delta V_3} = 1$	$MIIF_{4,3} = \frac{\Delta V_4}{\Delta V_3}$
Inversor 4	$MIIF_{1,4} = \frac{\Delta V_1}{\Delta V_4}$	$MIIF_{2,4} = \frac{\Delta V_2}{\Delta V_4}$	$MIIF_{3,4} = \frac{\Delta V_3}{\Delta V_4}$	$MIIF_{4,4} = \frac{\Delta V_4}{\Delta V_4} = 1$

mesma barra. Assumindo-se que o teorema da superposição é aplicável, são curto-circuitadas as demais fontes do sistema e assim, o sistema é reduzido a uma rede passiva de admitâncias, representada por uma matriz de admitância de barra Y_{barra} . Em seguida é realizada a inversão da matriz Y_{barra} , obtendo-se a matriz Z_{barra} . E dessa forma, através da relação entre dois elementos da matriz Z_{barra} pode-se obter os valores de MIIF. Por exemplo, o $MIIF_{j,i}$ é obtido através da relação entre as impedâncias $Z_{i,j}$ e $Z_{i,i}$.

A obtenção dos valores de MIIF através da matriz Z_{barra} , por ser um método onde não há simulação dinâmica, não considera a resposta dinâmica dos componentes do sistema e, sendo assim, os valores calculados são aproximações dos valores de MIIF obtidos através de simulações dinâmicas.

2.1.5 Relação de Curto-Circuito Interativa *Multi-Infeed*

A relação de curto-circuito interativa *multi-infeed* (MISCR - *Multi-Infeed Interactive Short Circuit Ratio*) representa a redefinição da relação de curto-circuito de uma barra CA para sistemas com elos de corrente contínua com suas barras inversoras eletricamente próximas.

Para o cálculo do MISCR de uma determinada barra CA inversora, é utilizada a (2.3) adicionando-se ao denominador as potências injetadas por todos os demais inversores do sistema, ponderadas pelo MIIF, conforme mostra (2.6). A partir de (2.6), é possível afirmar que o valor do índice MISCR será sempre menor que o índice SCR.

$$MISCR_i = \frac{S_{cc_i}}{Pdc_i + \sum_j (MIIF_{j,i} \cdot Pdc_j)} \quad (2.6)$$

Em que:

j : Barras inversoras do sistema em configuração *multi-infeed*, exceto a barra

para qual o índice está sendo calculado (barra i)

Pdc_j : Potência ativa injetada pelos demais elos CC do sistema nas barras j (MW)

$MIIF_{j,i}$: Fator de interação *multi-infeed* entre a barra i e as demais barras inversoras (barras j)

Outro índice também utilizado para avaliar o impacto da interação entres as estações inversoras eletricamente próximas é descrito em [25]. Esse índice é denominado relação de curto-circuito *multi-infeed* (MSCR - *Multi-Infeed Short Circuit Ratio*). Para obtê-lo não é necessário realizar simulações, sendo calculado a partir dos dados da matriz Z_{barra} . Ou seja, não é necessário conhecer os valores de MIIF e nem utilizá-los para obter esse índice, bastando apenas os elementos da matriz Z_{barra} do sistema e a potência injetada pelos elos CC no sistema.

O MSCR é um índice equivalente ao MISCR e em [26] são realizadas análises que comprovam essa equivalência, desde que a dinâmica dos sistemas de controle e as não linearidades da rede CA não sejam consideradas.

2.1.6 Relação de Curto-Circuito Efetiva Interativa *Multi-Infeed*

A relação de curto-circuito efetiva interativa *multi-infeed* (MIESCR - *Multi-Infeed Interactive Short Circuit Ratio*) representa a redefinição da relação de curto-circuito efetiva de uma barra CA para sistemas com elos de corrente contínua com suas barras inversoras eletricamente próximas.

O cálculo do MIESCR de uma determinada barra CA inversora é análogo ao cálculo do MISCR e difere apenas pelo desconto da potência reativa dos filtros CA da potência de curto-circuito, conforme é apresentado em (2.7).

$$MIESCR_i = \frac{S_{cc_i} - Q_{filtros}}{Pdc_i + \sum_j (MIIF_{j,i} \cdot Pdc_j)} \quad (2.7)$$

Em que:

j : Barras inversoras do sistema em configuração *multi-infeed*, exceto a barra para qual o índice está sendo calculado (barra i)

Pdc_j : Potência ativa injetada pelos demais elos CC do sistema nas barras j (MW)

$MIIF_{j,i}$: Fator de interação *multi-infeed* entre a barra i e as demais barras inversoras (barras j)

$Q_{filtros_i}$: Potência reativa dos filtros na barra i

Assim como foi visto na Seção 2.1.5, a referência [25] também propõe um índice análogo ao MIESCR. Esse índice, denominado relação de curto-circuito efetiva *multi-infeed* (MESCR - *Multi-Infeed Effective Short Circuit Ratio*, é calculado utilizando a matriz Z_{barra} desde que as compensações *shunts* necessárias à operação dos elos CC sejam consideradas na mesma.

Assim como os índices MISCR e MSCR possuem equivalência, o mesmo pode ser dito para os índices MIESCR e MESCR. Em [20] essa equivalência é provada, sendo razoável considerá-los similares.

2.2 Fenômenos de Interação Entre os Elos CC

Os principais fenômenos de interação entre os elos CC em um sistema em configuração *multi-infeed* são apresentados de forma resumida a seguir:

2.2.1 Sobretensões transitórias

Um critério importante a ser considerado no projeto de um elo CC é a suportabilidade a sobretensões transitórias nos terminais CA das estações conversoras. Tais sobretensões podem ocorrer devido a distúrbios tanto no sistema CA quanto no sistema CC. A situação mais crítica é quando há interrupção na transmissão de potência pelo elo CC. Ou seja, quando ocorre o seu bloqueio. Nesse caso, toda a compensação reativa necessária para operação do elo CC (aproximadamente metade da potência ativa nominal do elo CC) é injetada no sistema CA, causando sobretensões [16].

Em sistemas *multi-infeed*, a situação pode ser ainda mais crítica, caso haja a ocorrência de bloqueio simultâneo de todos os elos CC. Nesse cenário, todas as barras CA das estações inversoras sofrerão o aumento da tensão CA, causado pela compensação reativa do elo CC, ao qual essa barra está conectada, e também pela compensação reativa dos elos eletricamente próximos.

2.2.2 Falhas de Comutação

A falha de comutação é um evento dinâmico adverso que ocorre quando uma válvula da ponte conversora que deve ser bloqueada volta a conduzir. Conseqüente-

mente, a corrente não é transferida para a próxima válvula na sequência de disparo [27]. Durante uma falha de comutação a tensão CC será zero, assim como a potência que está sendo injetada no sistema CA.

Dependendo do nível de robustez do sistema CA, a ocorrência de falha de comutação pode causar flutuações de tensão inaceitáveis. Em sistemas mais fracos, a ocorrência de falhas de comutação sucessivas poderá resultar em interrupção prolongada na transmissão de potência [24].

Sendo assim, a segurança e a confiabilidade na recuperação até a plena potência do elo CC dependem fortemente da robustez do sistema CA da estação inversora (ESCR) [18].

As causas da falha de comutação são bastante complexas e podem depender de diversos fatores no sistema. Uma redução transitória na tensão de comutação e/ou um aumento na corrente contínua, que pode ocorrer devido a vários distúrbios nos sistemas CA ou CC, podem, geralmente, causar falha de comutação no inversor. O deslocamento de fase da tensão de comutação também pode contribuir para falha de comutação [27].

Em um sistema em configuração *multi-infeed*, o processo de comutação torna-se mais complexo, devido à possibilidade de que, ao responder a um distúrbio na rede, haja interação entre os elos eletricamente próximos. Ou seja, a falha no processo de comutação de um dos inversores poderá resultar em falha de comutação nos demais, causando o bloqueio temporário dos mesmos. Nessa situação, poderá haver interrupção significativa na transmissão de potência para a rede CA. O processo de comutação em um conversor operando como inversor será apresentado na seção a seguir.

2.2.2.1 O Processo de Comutação

O conversor mais utilizado em sistemas CCAT é o Conversor Comutado pela Linha, conhecido como LCC (*Line Commutated Converter*). Esse tipo de conversor utiliza tiristores, sendo dependente da rede CA na qual se conecta, já que necessita da presença de tensão nos terminais CA para viabilizar a comutação entre as válvulas, tanto do terminal retificador quanto do terminal inversor. A ponte de Graetz, apresentada na Figura 2.2, é a configuração de associação de válvulas tiristoras mais comum em conversores do tipo LCC.

Na Figura 2.2 as válvulas são numeradas de 1 a 6, L é indutância de comutação total por fase vistas pelas válvulas e as fontes de tensão da rede CA são representadas por U_a, U_b e U_c . A tensão e corrente CC são U_d e I_d , respectivamente.

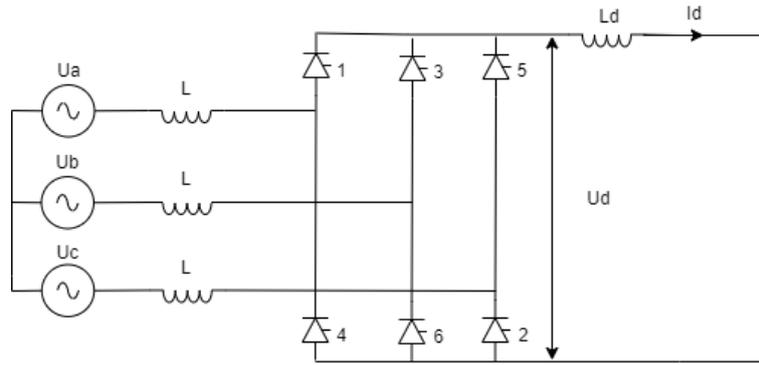


Figura 2.2: Ponte de Graetz

A indutância L_d representa um reator de alisamento de valor elevado o suficiente para garantir que o efeito *ripple* seja reduzido.

A transferência de condução de corrente de uma válvula para outra conectada no mesmo ramo da ponte conversora é denominada comutação.

Devido à indutância L , as correntes de fase não variam de forma instantânea, fazendo com que o processo de comutação leve um certo tempo. A duração da comutação é denominada tempo de comutação ou ângulo de comutação, sendo medida em graus ou radianos e denotada por μ . Em operação normal, o ângulo de comutação é menor que 60° e valores típicos a plena carga estão entre 15° a 25° [23].

A Figura 2.3 apresenta um circuito equivalente da ponte conversora durante o processo de comutação. Nesse circuito as válvulas 1 e 2 estão conduzindo e a válvula 3 é a próxima a ser acionada na sequência de disparo. Após o seu acionamento, ou seja, quando a diferença $U_b - U_a$ for positiva, sua corrente (i_3) começa a aumentar, enquanto a corrente na válvula 1 (i_1) começa a diminuir. O processo de comutação é concluído quando a corrente i_3 atinge o valor de I_d e a corrente i_1 atinge zero. A Figura 2.4 mostra a relação da tensão de comutação U_{ba} , correntes i_1 e i_3 e também os ângulos de disparo (α), comutação (μ) e extinção (γ).

Na Figura 2.4 é possível observar o ângulo de disparo α que corresponde ao tempo que a válvula 3 leva para iniciar a condução após a tensão de comutação tornar-se positiva. O ângulo de comutação μ corresponde ao período em que as válvulas 1 e 3 estão conduzindo e o ângulo de extinção γ , ou margem de comutação, representa o período entre a extinção na válvula 1 e o momento em que a tensão de comutação tem sua polaridade invertida. Em regime permanente, a relação entre esses ângulos é dada por (2.8).

$$\alpha + \mu + \gamma = 180^\circ \quad (2.8)$$

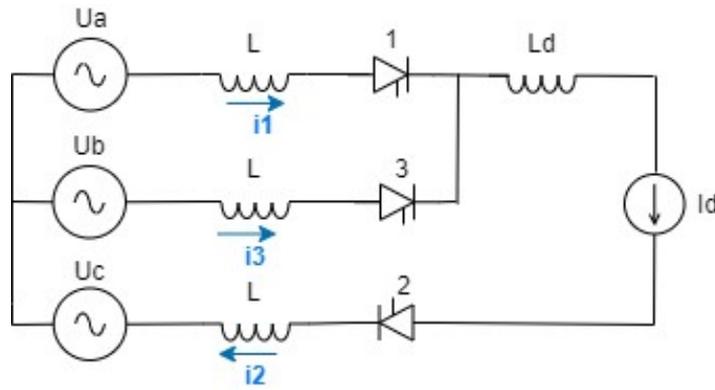


Figura 2.3: Circuito equivalente do processo de comutação (Adaptado de [28])

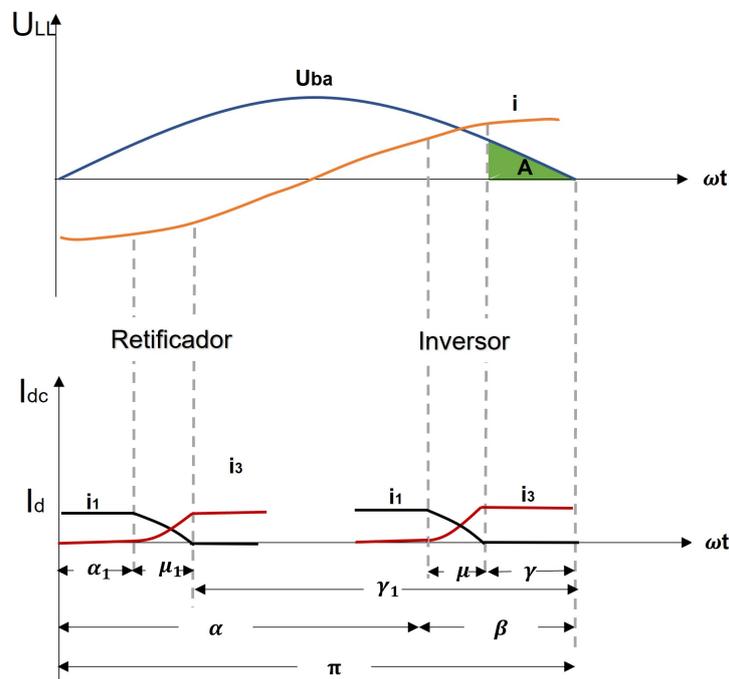


Figura 2.4: Processo de comutação e ângulos envolvidos (Adaptado de [28])

Em um conversor operando como retificador, a válvula 3 tem seu disparo em α_1 e a comutação entre a válvula 1 e 3 tem duração de μ_1 . A ocorrência de falhas de comutação no retificador são raras, já que, conforme pode se observar na Figura 2.4, a área, correspondente ao ângulo γ_1 , é suficiente para que se tenha sucesso na comutação. No inversor, a válvula 3 tem seu disparo em α e a comutação da corrente da válvula 1 para válvula 3 leva μ . A área de comutação restante pode ser bastante reduzida, quando ocorrem distúrbios na rede CA.

É necessário que uma tensão reversa seja aplicada na válvula tiristora durante um certo tempo para remoção das cargas armazenadas durante o processo de condução, de forma que a válvula possa em seguida ser polarizada diretamente. Essa tensão negativa é aplicada durante um tempo correspondente a γ . Além disso,

o ângulo de extinção também provê margem adicional para assegurar que a comutação seja realizada com sucesso, mesmo na ocorrência de pequenos distúrbios em operação normal.

2.2.2.2 Falha de comutação em um Inversor CCAT

Para que a comutação entre as válvulas tiristoras seja bem-sucedida, é necessário que as cargas internas armazenadas durante o processo de condução sejam removidas antes que a válvula possa estabelecer a sua capacidade de bloqueio. Caso contrário, a válvula começará a conduzir novamente, mesmo sem ter sido disparada, resultando em um curto-circuito e ocasionando uma falha de comutação.

Quando um conversor está operando como retificador, o ângulo de extinção γ é grande o suficiente para que ocorra a comutação. O que não ocorre para um inversor, onde a área restante após a comutação é reduzida. Sendo assim, a ocorrência de distúrbios na rede CA podem afetar de forma significativa o processo de comutação resultando, em uma, ou múltiplas falhas de comutação. De acordo com [20], quedas de 10% a 14% na tensão CA da barra inversora podem ser suficientes para causar falhas de comutação.

Além disso, manter área maior para que se tenha sucesso na comutação no inversor, mesmo frente a distúrbios na rede CA, significa ter uma tensão mais baixa do lado CC, combinada com uma corrente mais alta. Essa condição resulta em um aumento no consumo de potência reativa do conversor. O equilíbrio entre manter uma área de comutação adequada e o consumo de potência reativa impõe restrições consideráveis ao sistema de controle [28].

Considerando a comutação de corrente da válvula 1 para a 3 na Figura 2.3 e supondo que, após o disparo da válvula 3, ocorra uma perturbação no sistema, com conseqüente redução da área de comutação restante para a válvula 1, tem-se, então, que o processo de comutação normal é afetado e, como resultado, ocorre a falha de comutação. A corrente através da válvula 1 aumenta à medida que a corrente na válvula 3 diminui novamente para zero. A próxima comutação a ocorrer é a da válvula 2 para a 4, porém quando a válvula 4 é disparada, a válvula 1 ainda está conduzindo e nesse momento as válvulas 1 e 4 passam a conduzir simultaneamente. Com isso, há um curto-circuito em um dos ramos da ponte conversora. A ocorrência de falha de comutação leva a tensão a zero na ponte defeituosa. E, portanto, a transmissão de potência ativa pela ponte conversora é interrompida.

As Figuras 2.5 e 2.6 mostram o comportamento da corrente nas seis válvulas da Figura 2.2 durante a operação normal e após a ocorrência de falha de comutação,

respectivamente.

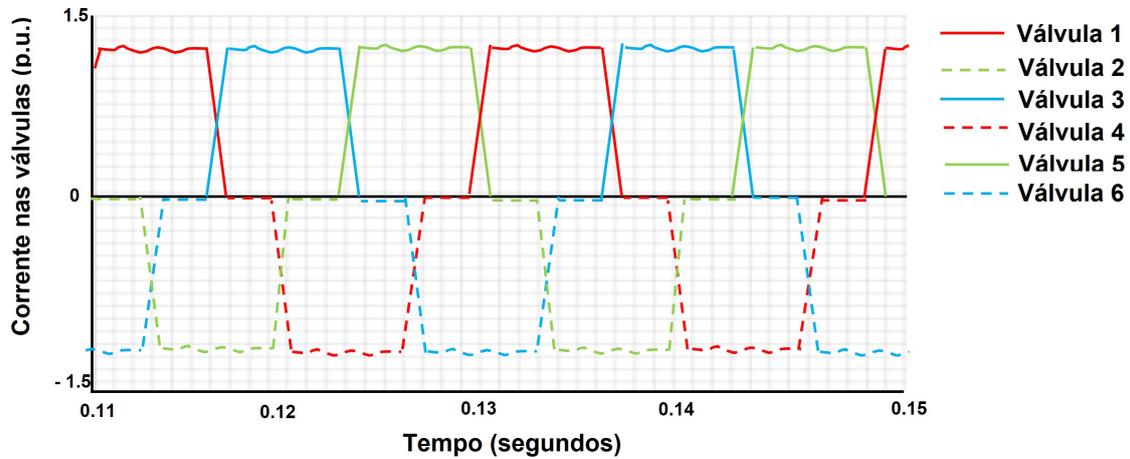


Figura 2.5: Corrente nas válvulas durante a comutação (Adaptado de [28])

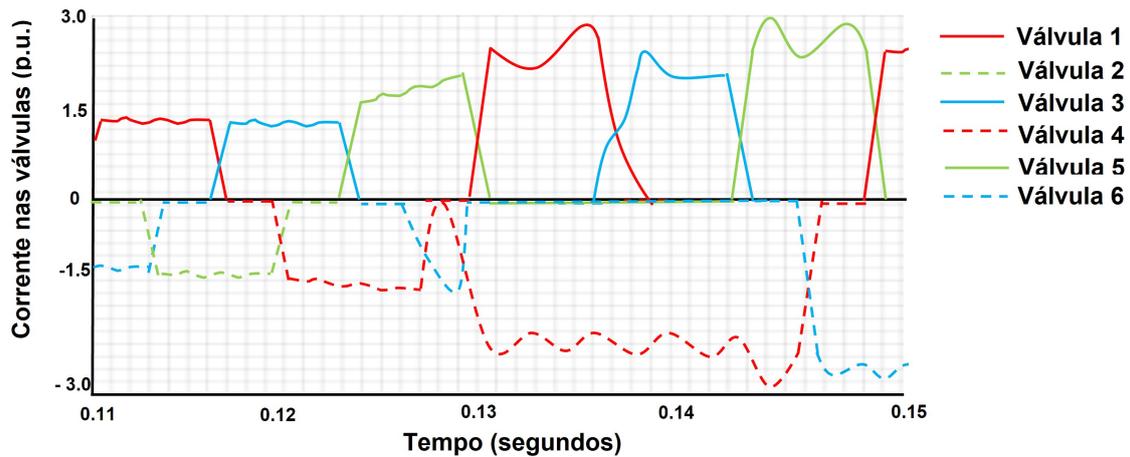


Figura 2.6: Corrente nas válvulas com a ocorrência de falha de comutação (Adaptado de [28])

2.2.3 Interações Harmônicas

Os conversores comutados pela linha (LCC) são fontes de harmônicos em um sistema CCAT, gerando harmônicos tanto do lado CA quanto do lado CC. Os efeitos causados pelos harmônicos não se restringem apenas à estação conversora, podendo se propagar por longas distâncias e são indesejados, pois reduzem a eficiência na geração e transmissão de potência. Além disso, os harmônicos injetados na rede CA e na linha CC podem resultar em superaquecimento de capacitores e geradores, instabilidade dos sistemas de controle e interferências nos circuitos de comunicação.

Para reduzir o nível de harmônicos, é necessário a instalação de filtros associados aos conversores de um sistema CCAT.

Com a presença de dois ou mais elos CC, em um cenário *multi-infeed*, há a possibilidade de haver interações harmônicas entre esses elos. Quanto maior os valores de MIIF, maior a possibilidade desse tipo interação ocorrer [16].

2.2.4 Interações de Controle e Instabilidade de Tensão/Potência

A expansão dos sistemas CCAT existentes e a construção de novos elos CC reforça o cenário *multi-infeed* presente atualmente nos sistemas elétricos. Tal configuração pode melhorar a estabilidade de sistemas interligados, quando há ocorrência de grandes distúrbios e aumentar a controlabilidade do sistema como um todo. Contudo, também tendem a aumentar o potencial de interações desfavoráveis entre os sistemas CC e CA. Isso surge principalmente devido às ações de controle rápidas disponíveis através dos controles do sistema CCAT e das interações harmônicas presentes na rede. A presença de equipamentos rápidos e altamente controláveis em barras eletricamente próximas do sistema é uma das principais causas de interações de controle adversas em sistemas *multi-infeed* [16].

A existência de interações de controle é em parte afetada pela configuração e características da rede na qual os conversores estão presentes. A referência [16] relata que, nos sistemas que possuem alto SCR, as interações de controle são praticamente ausentes.

Da mesma forma que em sistemas exclusivamente em CA, a instabilidade de tensão e/ou potência na barra da estação inversora é uma preocupação. As ações de controle associadas aos sistemas CCAT muitas vezes podem piorar a situação. Em geral, ao garantir um nível de curto-circuito adequado ao montante de potência a ser transmitido no sistema CC e modificando-se características de controle, é possível mitigar a situação de instabilidade.

2.3 Sistema Brasileiro e sua Configuração *Multi-infeed*

O sistema elétrico brasileiro é composto, atualmente, por seis bipolos em corrente contínua, que são responsáveis por conectar as usinas do Rio Madeira, Itaipu e Belo Monte ao sudeste do país e ainda está prevista a entrada em operação de um novo elo CC, Graça Aranha - Silvânia, que será responsável por escoar ener-

gia proveniente das usinas do Aproveitamento Hidrelétrico Tapajós para a região sudeste.

A Tabela 2.4 apresenta algumas características técnicas dos elos CC que compõe o sistema brasileiro. Além dos elos listados nessa tabela, há ainda instalados no Brasil outros elos em configuração *back-to-back*, com o objetivo de interligar o país com os sistemas elétricos de países vizinhos, estabelecendo, dessa forma, interligações internacionais. Essa configuração é caracterizada pela instalação de retificador e inversor na mesma subestação, ou seja, sem um sistema ou linha de transmissão de comprimento significativo. Há também um elo CC em configuração *back-to-back* localizado na SE Coletora Porto Velho e que tem como o objetivo de escoar parte da energia gerada pelas usinas do rio Madeira (UHE Santo Antônio e UHE Jirau) para atendimento às cargas dos estados do Acre e Rondônia.

Tabela 2.4: Características técnicas dos Elos CC presentes no sistema elétrico brasileiro

Elo CC	Subestação Retificadora	Subestação Inversora	Potência Nominal	Tensão CC	Comprimento
Itaipu	Foz do Iguaçu (PR)	Ibiúna (SP)	2x3150 MW	± 600 kV	810 km
Madeira	Coletora Porto Velho (RO)	Araraquara 2 (SP)	2x3150 MW	± 600 kV	2375 km
Belo Monte	Xingu (PA)	Estreito (MG)	4000 MW	± 800 kV	2140 km
	Xingu (PA)	Terminal Rio (RJ)	4000 MW	± 800 kV	2440 km

Por muitos anos, o único sistema em CCAT utilizado para a transmissão de grandes blocos de potência em longas distâncias no Brasil foi o elo CC de Itaipu. Esse sistema composto por dois bipolos é responsável por transmitir a energia gerada pela usina de Itaipu para o sudeste do país. O segundo elo CC a entrar em operação no sistema brasileiro foi o elo CC do rio Madeira. Assim como no caso do elo CC de Itaipu, o sistema de transmissão responsável por transmitir a energia gerada pelas usinas do rio Madeira é composto por dois bipolos que possuem suas subestações inversoras também localizadas na região sudeste. Já o elo CC de Belo Monte, último a entrar em operação no sistema brasileiro, também é composto por dois bipolos, sendo que cada um deles possui subestações inversoras distintas, conforme apresentando na Tabela 2.4.

Os seis bipolos possuem em comum o fato de que suas estações inversoras estão localizadas na região sudeste e são separadas por uma impedância relativamente baixa, caracterizando, assim, a configuração *multi-infeed*. A proximidade elétrica entre essas estações inversoras pode ocasionar interações adversas entre os elos CC e até mesmo causar a interrupção na transmissão de potência para a rede CA. A Figura 2.7 mostra a localização das estações inversoras e quão próximas elas estão umas das outras.

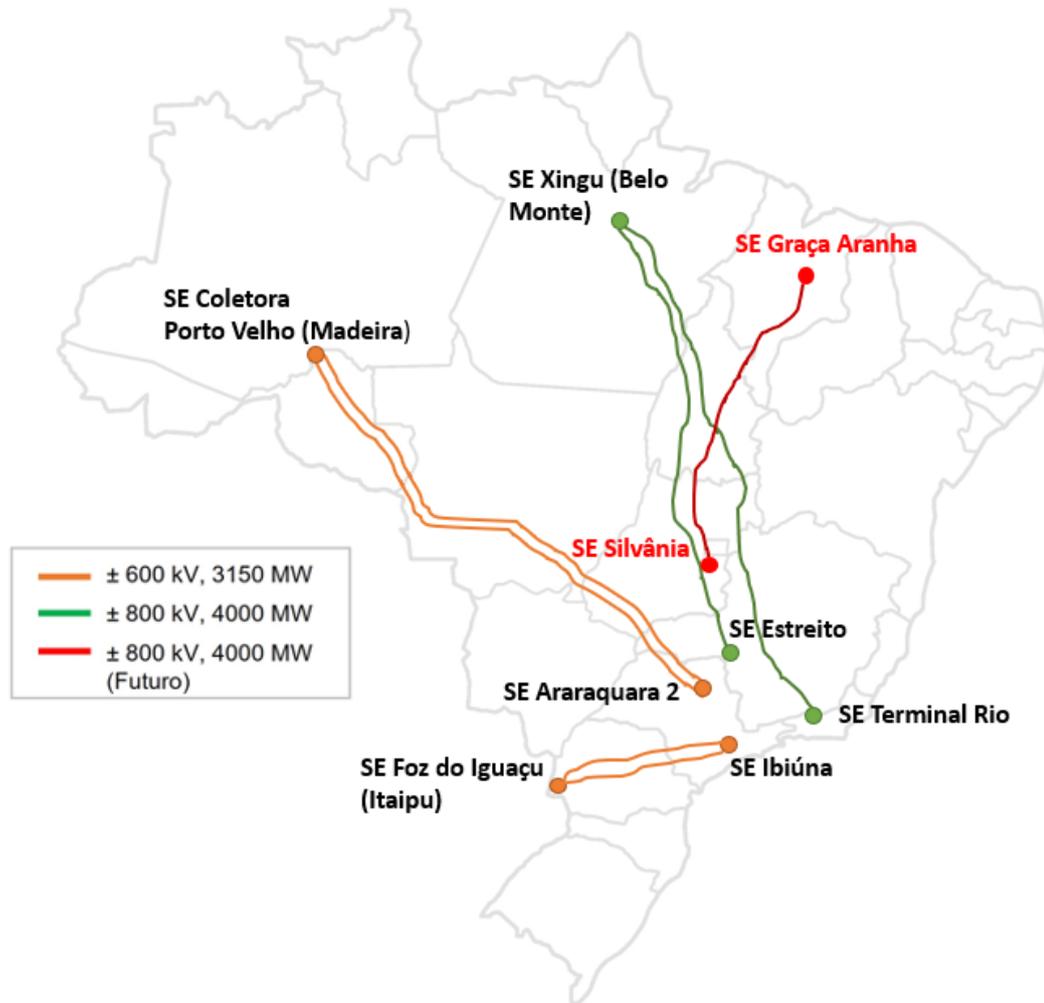


Figura 2.7: Elos CC do Sistema Elétrico Brasileiro

Dessa forma, torna-se importante avaliar através dos índices de desempenho propostos na literatura, e que foram abordados nas seções anteriores, a interação entre os múltiplos elos de corrente contínua existentes no cenário atual. O cálculo desses índices a partir de dados tempo real apresenta informações importantes a respeito da robustez do sistema CA em meio aos diferentes cenários de carga e geração, e ainda para diferentes configurações da rede elétrica. Mostra também que a monitoração dos índices em tempo real pode agregar com informações sobre a proximidade elétrica dos elos de corrente contínua e que, através dessas informações, é possível identificar regiões fracas e que estejam propensas aos riscos da interação entre os elos, como, por exemplo, a ocorrência de falhas de comutação sucessivas. O cálculo dos índices a partir de dados de tempo real é objetivo deste trabalho e será apresentado com mais detalhes no Capítulo 5.

Capítulo 3

Simulações e análises para um sistema teste em configuração *Multi-infeed*

Neste capítulo será apresentado o cálculo dos índices *multi-infeed* para um sistema teste. Esse sistema é composto por dois elos de corrente contínua em ± 600 kV, operando em configuração monopolar, que são interligados através de uma impedância de acoplamento. Além de uma rede de transmissão CA com algumas linhas, que tem como objetivo demonstrar o comportamento dos índices frente a variações na configuração da rede. A Figura 3.1 apresenta o diagrama unifilar do sistema teste e os dados de regime permanente desse sistema são apresentados no Apêndice A.

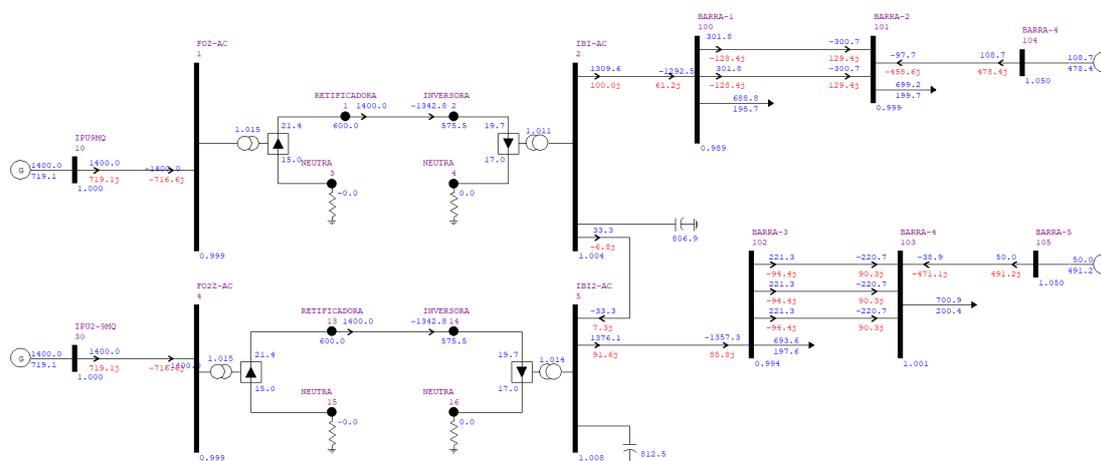


Figura 3.1: Diagrama unifilar do sistema teste

Os elos CC utilizados nas simulações para cálculo dos índices possuem ca-

racterísticas semelhantes as do elo CC que transmite a potência gerada pela usina hidrelétrica de Itaipu (50Hz), que conecta as subestações de Foz do Iguaçu (PR) e Ibiúna (SP), e inicialmente seus despachos foram fixados em 1400 MW. As quatro barras PQ do sistema foram definidas com cargas de 700 MW e as linhas de transmissão do sistema possuem valores de impedância típicos.

Inicialmente, os índices *multi-infeed* são calculados considerando variações na impedância de acoplamento entre os elos. Nesse caso, o objetivo é exemplificar o comportamento dos índices em situações em que os elos estão eletricamente próximos e também afastados. Na Seção 3.2 é apresentada a variação dos índices para diferentes valores de potência transmitida nos elos CC e por último, na Seção 3.3, são avaliados os seus valores frente a alterações na rede CA receptora.

Sendo assim, é investigado a seguir o comportamento dos índices diante de alterações no nível de acoplamento entre os elos, na potência transmitida pelos elos CC e potência de curto-circuito do sistema CA receptor.

3.1 Cálculo de índices considerando variações no acoplamento entre os elos CC

Nessa seção é realizado o cálculo dos índices *multi-infeed* variando-se o valor da impedância de acoplamento localizada entre os elos 1 e 2 do sistema teste, conforme é apresentado na Figura 3.2. Para isso, utilizou-se o programa Anatem.

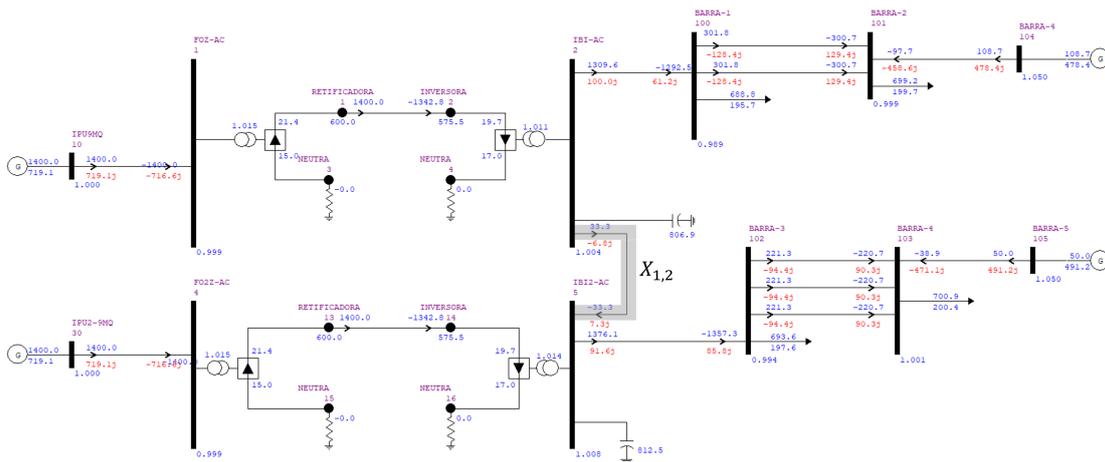


Figura 3.2: Impedância de acoplamento entre os elos CC 1 e 2 do sistema teste

Os resultados obtidos para os índices MIIF, MISCR e MIESCR calculados para as barras inversoras do sistema são apresentados na Tabela 3.1.

A partir dos resultados apresentados na Tabela 3.1 nota-se que à medida

Tabela 3.1: Índices *multi-infeed* considerando a variação da impedância de acoplamento entre os elos CC

	MIIF _{1,2}	MIIF _{2,1}	MISCR 1	MISCR 2	MIESCR 1	MIESCR 2
$X_{1,2} = 0.1\%$	0.967	0.969	2.991	2.994	2.649	2.653
$X_{1,2} = 0.5\%$	0.854	0.862	2.959	2.971	2.639	2.656
$X_{1,2} = 1.0\%$	0.746	0.758	2.930	2.953	2.625	2.657
$X_{1,2} = 2.5\%$	0.540	0.556	2.885	2.931	2.590	2.658
$X_{1,2} = 5.0\%$	0.370	0.384	2.863	2.936	2.557	2.665
$X_{1,2} = 7.5\%$	0.282	0.293	2.861	2.950	2.540	2.675
$X_{1,2} = 10\%$	0.227	0.237	2.863	2.964	2.531	2.684
$X_{1,2} = 25\%$	0.106	0.109	2.881	3.017	2.516	2.723
$X_{1,2} = 50\%$	0.057	0.055	2.897	3.050	2.516	2.748

que a impedância de acoplamento aumenta, menores são os valores de MIIF obtidos. Isso quer dizer que quanto mais afastado eletricamente um elo CC estiver do outro, menor será a interação entre eles e que quando estiverem mais próximos, com uma impedância de acoplamento pequena, maior será essa interação.

Conforme descrito na literatura, para valores de MIIF próximos de zero pode-se interpretar que os elos estão totalmente separados eletricamente, enquanto que para valores próximos de um, pode-se dizer que estão conectadas na mesma barra.

A Figura 3.3 apresenta de forma gráfica a variação do MIIF de acordo com a variação na impedância de acoplamento.

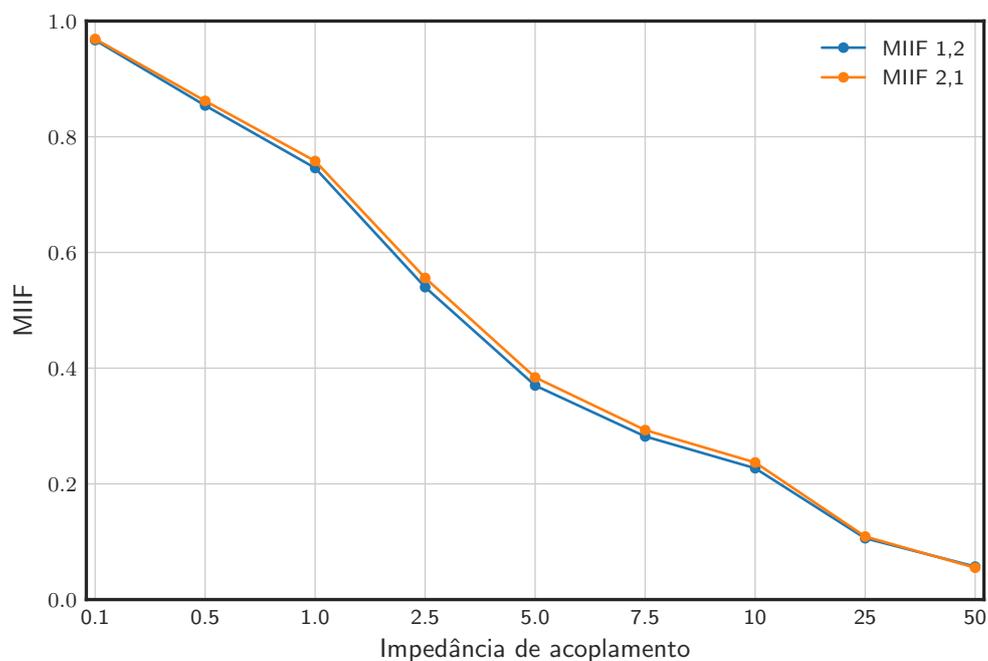


Figura 3.3: Variação do MIIF

Os índices SCR e ESCR também foram calculados para as barras de comutação do elo CC 1 do sistema teste e são apresentados na Figura 3.4 em conjunto com os índices MISCR e MIESCR. Pode-se notar que, para valores pequenos de impedância de acoplamento, os índices SCR e ESCR apresentam valores elevados quando comparados aos índices MISCR e MIESCR. Isso porque quanto mais próximos eletricamente estão os elos, maior é o valor do MIIF e esse fator de interação não é considerado nos cálculos de SCR e ESCR. Dessa forma, pode-se dizer que em sistemas onde há forte interação entre os elos, o uso dos índices SCR e ESCR não representa de fato o nível de robustez do sistema, já que não consideram o efeito *multi-infeed*.

Observa-se também que os índices efetivos, ESCR e MIESCR, são sempre menores que os índices SCR e MISCR, já que em seu cálculo são considerados os filtros conectados às barras CA.

Outro ponto a ser comentado é que para valores mais elevados de impedância de acoplamento os índices tendem a se aproximar, já que a influência de um elo CC sobre outro diminui significativamente.

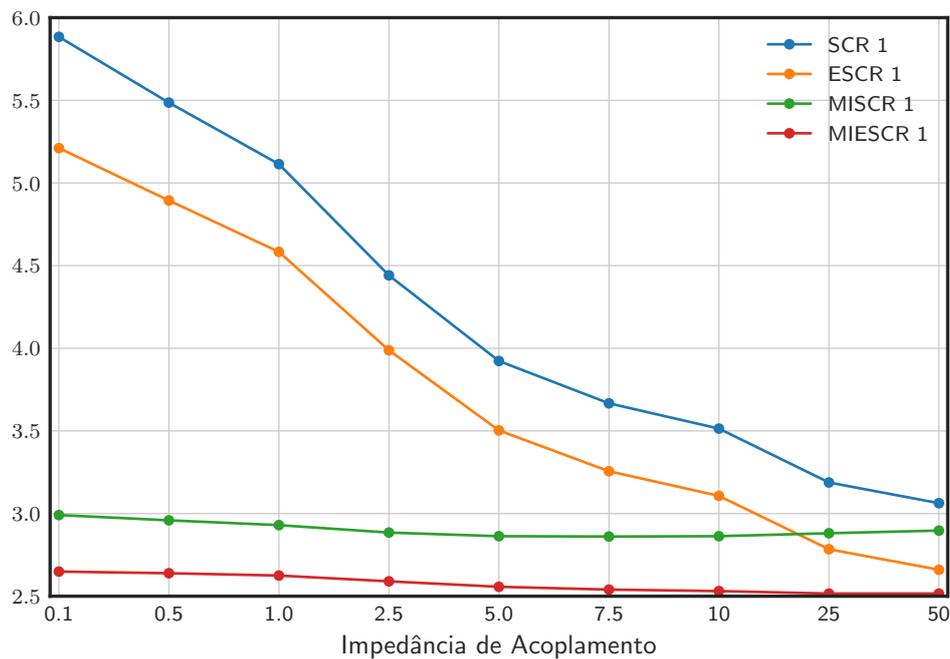


Figura 3.4: Variação dos índices calculados para a barra inversora do elo CC 1

O mesmo comportamento apresentado para o conversor 1 também é verificado para o conversor 2. A Figura 3.5 mostra o comportamento dos índices calculados para a barra inversora do conversor 2.

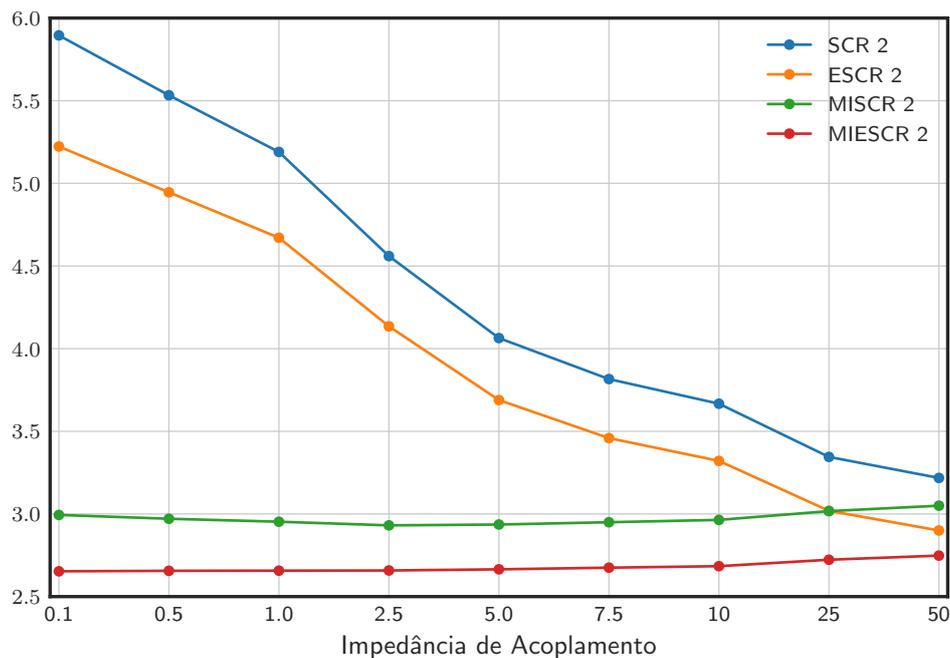


Figura 3.5: Variação dos índices calculados para a barra inversora do elo CC 2

3.2 Cálculo de índices considerando variações na potência transmitida pelos elos CC

A seguir são apresentados os resultados obtidos para o cálculo dos índices considerando a elevação gradativa da potência transmitida pelos elos CC. Assim como na Seção 3.1 anterior foram calculados os valores de SCR, MISCR, ESCR e MIESCR para cada uma das barras CA dos elos do sistema teste.

A Tabela 3.2 mostra os resultados dos índices obtidos para a barra CA inversora do elo CC 1 do sistema teste. A partir da análise dos dados, pode-se notar que à medida que a potência transmitida aumenta, menor são os valores dos índices. O que é esperado, já que as equações que descrevem esses índices consideram a potência transmitida como parcela no denominador, pois têm como objetivo avaliar a robustez do sistema CA frente ao montante de potência injetada pelos elos CC.

Tabela 3.2: Índices *multi-infeed* calculados para a barra CA inversora do elo CC 1 e considerando a variação da potência transmitida pelos elos CC

Caso	SCR 1	ESCR 1	MISCR 1	MIESCR 1
Pdc1 = 1300 MW e Pdc2 = 1300 MW	4.204	3.843	3.066	2.803
Pdc1 = 1350 MW e Pdc2 = 1300 MW	4.055	3.676	2.986	2.707
Pdc1 = 1350 MW e Pdc2 = 1350 MW	4.056	3.668	2.959	2.676
Pdc1 = 1400 MW e Pdc2 = 1350 MW	3.918	3.509	2.884	2.583
Pdc1 = 1400 MW e Pdc2 = 1400 MW	3.918	3.496	2.859	2.551
Pdc1 = 1450 MW e Pdc2 = 1400 MW	3.756	3.373	2.768	2.486
Pdc1 = 1450 MW e Pdc2 = 1450 MW	3.756	3.357	2.745	2.454
Pdc1 = 1500 MW e Pdc2 = 1450 MW	3.636	3.214	2.680	2.369
Pdc1 = 1500 MW e Pdc2 = 1500 MW	3.636	3.193	2.658	2.334
Pdc1 = 1550 MW e Pdc2 = 1500 MW	3.527	3.052	2.598	2.249
Pdc1 = 1550 MW e Pdc2 = 1550 MW	3.532	3.016	2.581	2.204
Pdc1 = 1600 MW e Pdc2 = 1550 MW	3.439	2.859	2.531	2.104
Pdc1 = 1600 MW e Pdc2 = 1600 MW	3.454	2.777	2.520	2.026

Os dados da Tabela 3.2 são apresentados de forma gráfica na Figura 3.6 e pode-se notar que os índices SCR e ESCR são sempre maiores que os valores MISCR e MIESCR. Dessa forma, a utilização dos índices SCR e ESCR pode não apresentar a informação completa a respeito da robustez do sistema CA. Por exemplo, no caso em que é transmitido 1500 MW através dos elos 1 e 2, o índice ESCR apresenta valor de 3.193, que de acordo com a literatura é um valor em que o sistema CA é classificado como forte, porém o valor de MIESCR é de 2.334 e já é considerado como um sistema CA o fraco.

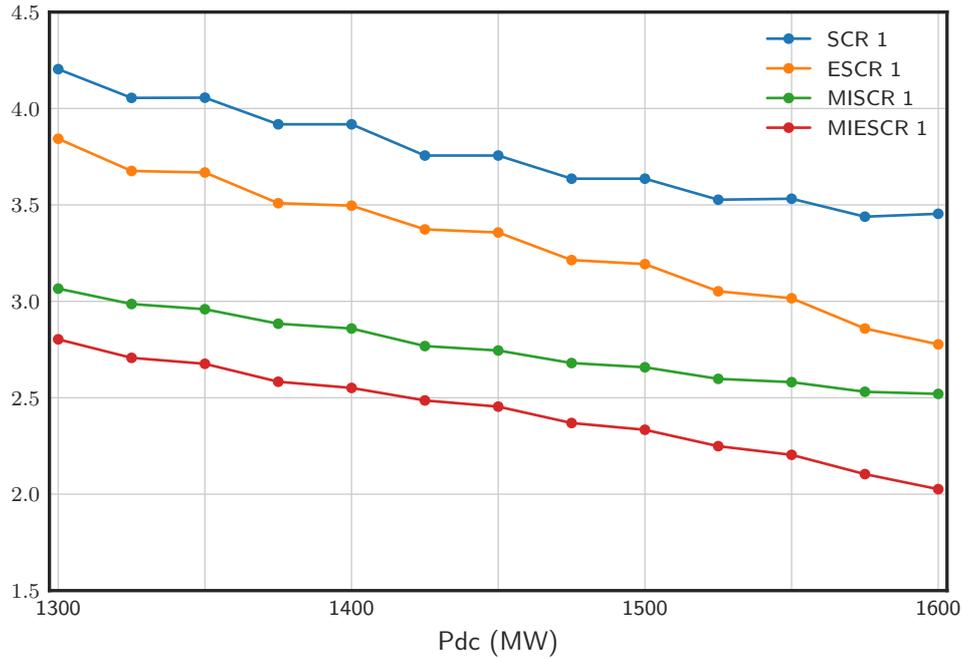


Figura 3.6: Variação dos índices calculados para a barra inversora do elo CC 1

A mesma análise pode ser realizada para os índices calculados para a barra CA do elo 2 do sistema teste. A Tabela 3.3 apresenta os valores obtidos e a Figura 3.7 mostra a variação dos índices de forma gráfica.

Tabela 3.3: Índices *multi-infeed* calculados para a barra CA inversora do elo CC 2 e considerando a variação da potência transmitida pelos elos CC

Caso	SCR 2	ESCR 2	MISCR 2	MIESCR 2
Pdc1 = 1300 MW e Pdc2 = 1300 MW	4.380	4.050	3.187	2.947
Pdc1 = 1350 MW e Pdc2 = 1300 MW	4.380	4.035	3.149	2.902
Pdc1 = 1350 MW e Pdc2 = 1350 MW	4.225	3.864	3.060	2.799
Pdc1 = 1400 MW e Pdc2 = 1350 MW	4.225	3.848	3.024	2.755
Pdc1 = 1400 MW e Pdc2 = 1400 MW	4.081	3.685	2.943	2.657
Pdc1 = 1450 MW e Pdc2 = 1400 MW	4.057	3.697	2.892	2.635
Pdc1 = 1450 MW e Pdc2 = 1450 MW	3.923	3.542	2.817	2.543
Pdc1 = 1500 MW e Pdc2 = 1450 MW	3.923	3.525	2.785	2.502
Pdc1 = 1500 MW e Pdc2 = 1500 MW	3.798	3.376	2.716	2.414
Pdc1 = 1550 MW e Pdc2 = 1500 MW	3.799	3.355	2.686	2.372
Pdc1 = 1550 MW e Pdc2 = 1550 MW	3.685	3.202	2.624	2.280
Pdc1 = 1600 MW e Pdc2 = 1550 MW	3.690	3.162	2.599	2.226
Pdc1 = 1600 MW e Pdc2 = 1600 MW	3.596	2.982	2.548	2.113

Pode-se notar que para índices calculados para a barra CA do elo CC 2, os valores de ESCR variam de 4.050, para o menor valor de potência transmitida nos elos, até valores próximos a 3, para o maior valor de potência. Isso quer dizer que, pela classificação tradicional, o sistema CA é classificado como um sistema forte. Contudo, os valores de MIESCR observados variam entre 2.947 e 2.113, sendo esses

valores que classificam o sistema CA como um sistema fraco.

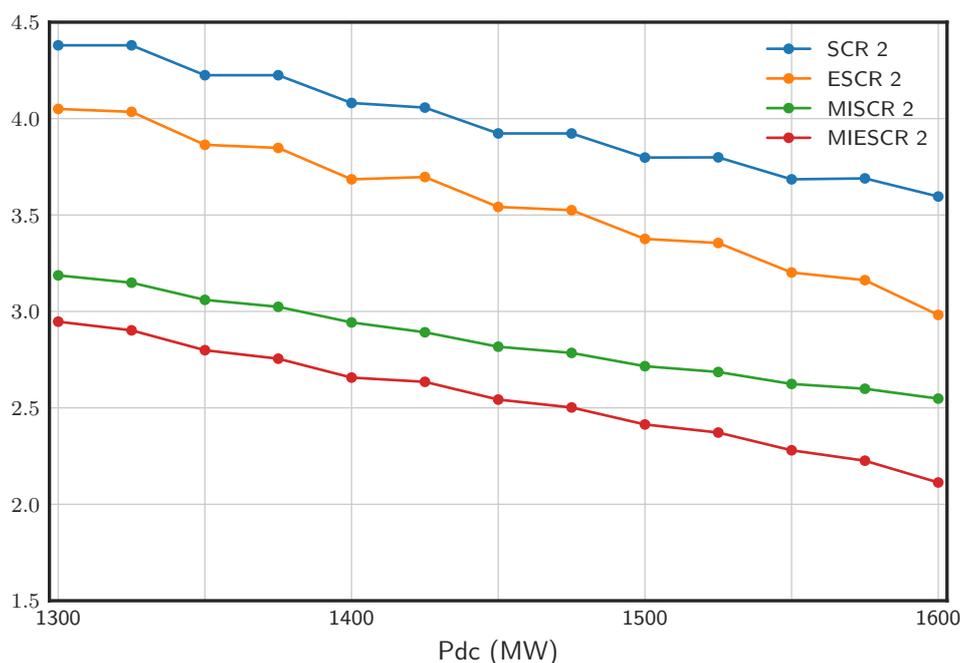


Figura 3.7: Variação dos índices calculados para a barra inversora do elo CC 2

3.3 Cálculo de índices considerando alterações na rede CA

O objetivo dessa seção é apresentar como alterações na rede CA receptora influenciam nos índices *multi-infeed*. Para isso, foram desligados alguns dos circuitos do sistema teste, de forma a alterar a potência de curto-circuito do sistema CA.

O primeiro circuito a ser desligado foi o circuito 2, que está conectado entre a “Barra-1” e a “Barra-2” do sistema apresentado na Figura 3.1. Em seguida, foram calculados os índices MISCR e MIESCR para as barras inversoras e também os fatores MIIF entre elas. Para o cálculo dos índices considerando dois circuitos desligados, foi mantido desligado o circuito 2 entre a “Barra-1” e a “Barra-2” e desligou-se também o circuito 2 entre a “Barra-3” e a “Barra-4”. Por fim, esses dois circuitos foram mantidos desligados e então, desligou-se o circuito 3 conectado entre a “Barra-3” e a “Barra-4”, tendo assim, três circuitos desligados no sistema, conforme mostra a Figura 3.8. Os resultados obtidos em cada simulação são apresentados na Tabela 3.4.

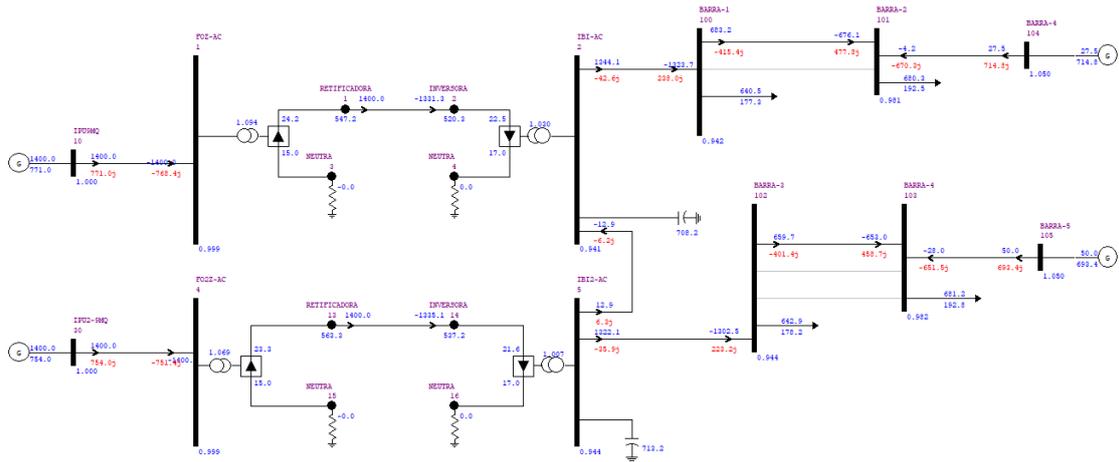


Figura 3.8: Diagrama unifilar do sistema teste com três circuitos desligados

Tabela 3.4: Índices *multi-infeed* considerando alterações na rede CA

Caso	MIIF 1,2	MIIF 2,1	MISCR 1	MISCR 2	MIESCR 1	MIESCR 2
Rede Completa	0.369	0.387	2.838	2.926	2.573	2.677
1 circuito desligado (C.2 entre a “Barra-1” e “Barra-2”)	0.370	0.452	2.518	2.771	2.157	2.471
2 circuitos desligados (C.2 entre a “Barra-1” e “Barra-2” e C.2 entre a “Barra-3” e “Barra-4”)	0.392	0.453	2.462	2.634	2.094	2.309
3 circuitos desligados (C.2 entre a “Barra-1” e “Barra-2” e C.2 e C.3 entre a “Barra-3” e “Barra-4”)	0.455	0.456	2.313	2.308	1.920	1.923

Em rede completa observa-se que há uma discreta diferença entre os índices calculados para a barra CA do inversor 1 e para CA do inversor 2. Essa diferença ocorre, pois a potência de curto-circuito vista pela barra do inversor 2 é maior do que a vista pela barra do inversor 1. Isso acontece porque há uma linha de transmissão em paralelo a mais do que no sistema derivado do elo CC 1.

É possível notar que os índices reduzem de valor conforme os circuitos vão sendo desligados, o que é esperado, já que ao desligar circuitos do sistema há redução na potência de curto-circuito. Os valores de MIIF, por sua vez, tornam-se maiores com os desligamentos, o que é justificado pelo fato de sistemas mais fracos estarem mais suscetíveis aos efeitos de distúrbios no sistema. Dessa forma, pode-se dizer que sistemas mais fracos estão propensos a ter maior interação entre os elos CC.

A Figura 3.9 apresenta, de forma gráfica, a variação do MIIF após os desligamentos na rede CA. Pode-se notar que o $MIIF_{2,1}$ aumenta após o desligamento do primeiro circuito e permanece praticamente inalterado após os desligamentos seguintes. Isso ocorre porque o primeiro desligamento é de um dos circuitos que derivam do elo CC 1 e os seguintes são de circuitos que derivam do elo CC 2. Sendo

assim, quando se mede a variação de tensão na barra 1 causada por um pequeno distúrbio na tensão da barra 2, não são verificadas diferenças significativas já que não houve modificação no sistema visto a partir da barra 1.

O $MIIF_{1,2}$ também aumenta de valor à medida que os circuitos vão sendo desligados. Nesse caso, a variação é verificada a partir dos desligamentos de circuitos que derivam do elo CC 2.

Após o desligamento de três circuitos, nota-se que os valores de $MIIF_{1,2}$ e $MIIF_{2,1}$ são praticamente iguais, o que é justificado pelo fato de que as redes que derivam dos elos 1 e 2 tornam-se iguais, com apenas um circuito ligado derivando de cada elo CC.

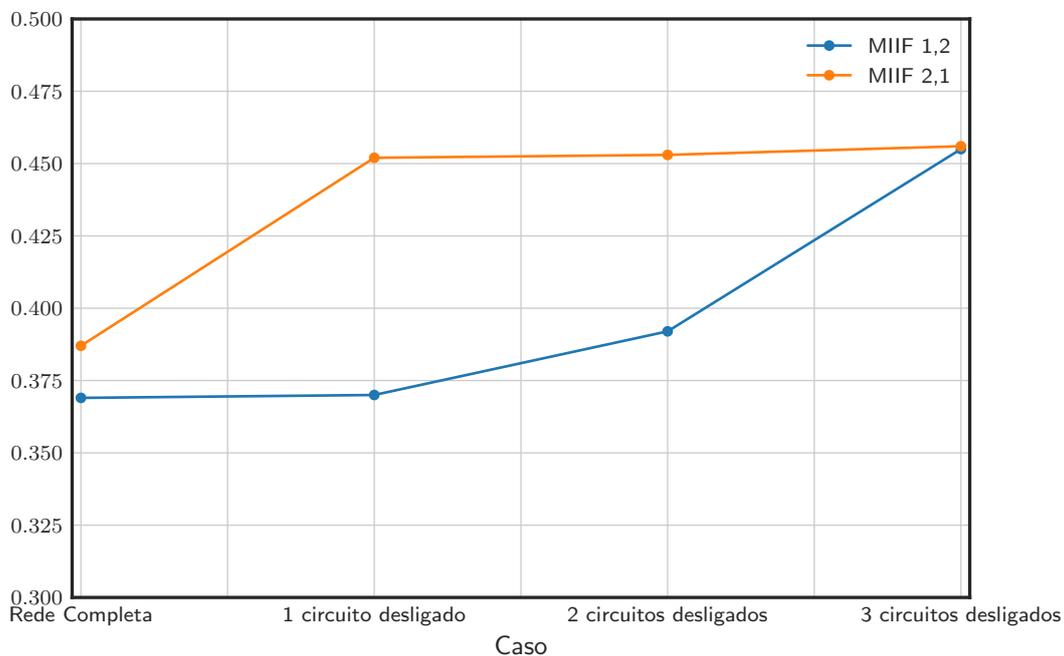


Figura 3.9: Variação do MIIF em função do desligamento de circuitos na rede CA

A variação dos índices após os desligamentos é apresentada na Figura 3.10. Conforme já mencionado, os índices reduzem de acordo com os desligamentos no sistema e mostram que o sistema se torna mais fraco e propenso aos efeitos *multi-infeed*.

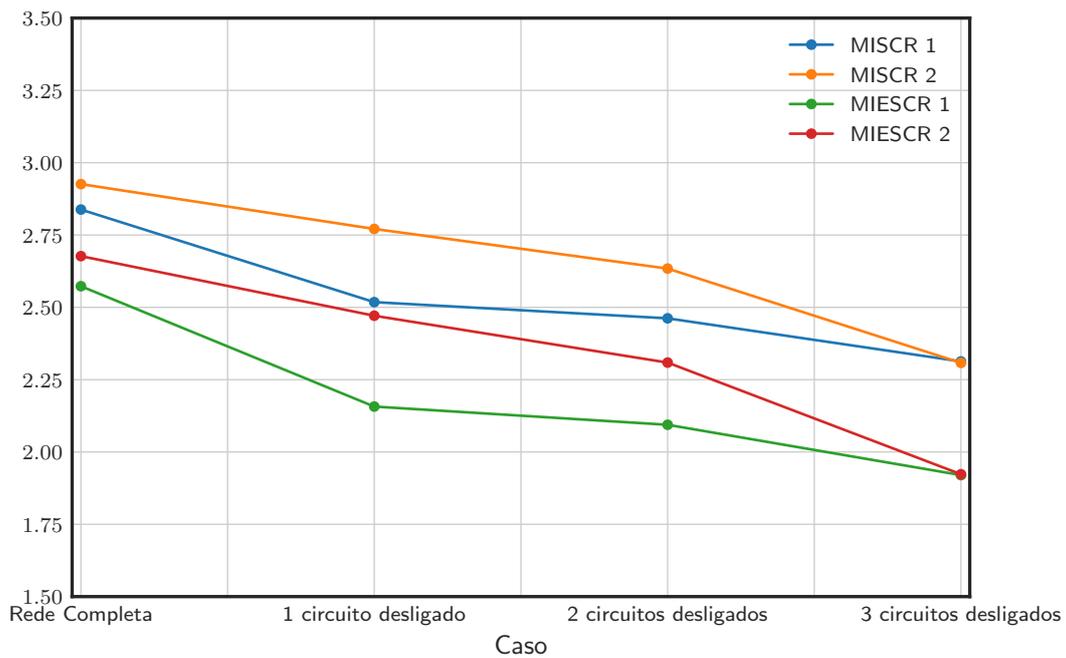


Figura 3.10: Variação dos índices em função do desligamentos de circuitos na rede CA

Capítulo 4

Utilização de dados de tempo real do SIN

A primeira consideração a ser feita sobre a utilização dos dados de tempo real diz respeito as diferenças entre as bases de dados de tempo real e a de planejamento do Sistema Interligado Nacional. Essas diferenças se dão na numeração de barras e circuitos, nomenclatura de barramentos, grau de detalhamento da rede elétrica, representação de geradores e outros aspectos.

Sendo assim, para que seja possível realizar simulações dinâmicas com os dados de tempo real, é necessário que seja feita uma compatibilização entre as bases de tempo real e planejamento, viabilizando, dessa forma, a associação de modelos dinâmicos dos componentes do sistema, que estão representados na base de dados de planejamento, com os seus respectivos equipamentos representados na base de dados de tempo real.

Neste capítulo serão detalhados os principais desafios encontrados na utilização dos dados de tempo real em simulações dinâmicas e as ações realizadas para viabilizar a utilização dos dados.

4.1 Desafios na utilização de dados de tempo real do SIN

Os programas utilizados para estimar o estado de um sistema elétrico, de forma geral, geram arquivos de fluxo de potência com algumas características, que são diferentes das utilizadas nos estudos realizados em ambiente de planejamento do sistema elétrico.

Uma das diferenças está na região observada pelo estimador. A região ao qual se tem observabilidade pelo estimador é, geralmente, menor do que o sistema que se quer estudar. Já no ambiente de planejamento, têm-se a representação detalhada do sistema. Pode ser necessário, dependendo do objetivo das análises, incluir a representação do sistema externo à região observada, o que pode ser obtido através de equivalentes ou a inclusão de maior detalhamento da rede de subtransmissão [5].

A representação de geradores é também uma das fontes de diferenças entre tempo real e planejamento. Em ambiente de planejamento a representação de geradores de uma mesma usina é feita de forma agregada em uma única máquina, com comportamento estático e dinâmico equivalente ao total de geradores em operação na usina. Em um caso produzido por um estimador, usualmente, as máquinas são representadas de forma individualizada, cada uma com seu próprio barramento. Essa diferença na representação resulta em diferenças também na quantidade e na numeração de barras de cada caso.

A fim de viabilizar a realização de análises dinâmicas a partir de um caso gerado pelo estimador de estado, com a correta associação aos modelos dinâmicos dos componentes do sistema presentes na base de dados dinâmicos utilizada em ambiente de planejamento, foram implementadas modificações no programa de estimação de estado do sistema em tempo real, utilizado nas salas de controle do ONS, para permitir a exportação dos casos de fluxo de potência, considerando a geração de forma agrupada em barras equivalentes de baixa tensão [1]. Neste processo, o número de unidades de geradores em operação de cada usina também é informado. Essas modificações serão detalhadas nas próximas seções.

4.2 Considerações sobre Estimador de Estado e exportação dos casos de fluxo de potência

Um sistema de supervisão e controle em tempo real é formado por vários sistemas parciais, entre os quais está o sistema de análise de redes, que é responsável pela execução de funções como o configurador de rede, o estimador de estado, fluxo de potência, entre outras [29].

Para efeitos de análise, a rede elétrica pode ser decomposta em sistema interno, fronteira e sistema externo. A parte supervisionada da rede corresponde ao sistema interno. Já o sistema externo, tem por objetivo simular as reações da rede externa frente a alterações na rede de interesse, constituída pelas redes interna e de fronteira.

O configurador de rede tem como objetivo determinar a topologia atual da rede interna (supervisionada), a partir de um conjunto de medidas digitais de chaves seccionadoras e disjuntores que conectam os vários componentes da rede supervisionada.

O objetivo do estimador de estado é determinar o estado (magnitude de tensão e ângulo) do sistema interno, que pode incluir a fronteira. Para que isso seja possível, além da configuração da rede fornecida pelo configurador, é necessário um número suficiente de medidas analógicas de grandezas do sistema interno. Neste caso, é dito que o sistema interno é observável. No entanto, a ocorrência de falhas de medição podem reduzir a quantidade de medidas disponíveis para o estimador de estado, tornando o sistema interno parcialmente observável.

O estimador de estado é capaz de manipular dados redundantes e sujeitos a erros. Além de calcular o estado da rede observável, através de um processo de filtragem, o estimador identifica medidas com erros grosseiros e elimina seu efeito no processo de estimação. Outra característica importante, é que o estimador de estado pode fornecer o estado de barras não supervisionadas, desde que haja informação redundante em quantidade suficiente nas barras adjacentes [29].

Os casos de fluxo de potência utilizados neste trabalho foram exportados pelo programa de estimação de estado do SAGE (Sistema Aberto de Gerenciamento de Energia), desenvolvido pelo Cepel, e que faz parte do REGER (Rede de Gerenciamento de Energia), sendo esse o sistema SCADA/EMS (Supervisory Control and Data Acquisition System/Energy Management System) utilizado pelo ONS. Os casos são exportados no formato de texto adotado pelo programa Anarede ¹ [30], permitindo, dessa forma, que seja possível realizar estudos em um ambiente externo ao SAGE.

4.3 Metodologia para simulação dinâmica com dados de tempo real do SIN utilizando o programa Anatem

Para viabilizar a simulação dinâmica no programa Anatem com os casos de tempo real exportados pelo estimador, foi necessário implementar algumas adequações de dados, visando compatibilizar as informações provenientes de tempo real com a base de dados dinâmicos utilizada em ambiente de planejamento, conforme

¹ O programa Anarede, desenvolvido pelo CEPEL, é amplamente utilizado para estudos de fluxo de potência no setor elétrico brasileiro.

apresentado em [1]. Dessa forma, torna-se possível a execução da simulação dinâmica logo após a exportação do caso, sem a necessidade de manipulação dos dados dinâmicos.

Em um estudo tradicional de estabilidade utilizando o Anatem é necessário realizar algumas etapas prévias para preparação dos dados. Uma dessas etapas é a verificação da interface entre associação de modelos dinâmicos de equipamentos e os elementos presentes na rede elétrica do caso de fluxo de potência. O objetivo dessa etapa é evitar que ocorram erros de associação de modelos no Anatem, quando se tenta associar modelos e controles a equipamentos inexistentes no caso de fluxo de potência [1].

Outra etapa importante é a adequação dos CDUs (Controlador Definido pelo Usuário) à configuração topológica da rede elétrica. Isto é, caso um determinado local remoto de medição como, por exemplo, uma barra ou circuito não esteja presente no caso de fluxo de potência e determinado CDU recebe medição desse local, é necessário remover toda a malha referente à atuação desse sinal e assim, prosseguir com a simulação do caso [1].

Além das etapas citadas acima, há ainda a utilização de um programa auxiliar (Anat0) para processar um caso de fluxo de potência com modelo de geração equivalente e determinar a quantidade de unidades de máquinas de uma usina que estão ligadas para dado ponto de operação, a partir do critério de inércia mínima, em que é considerado o menor número de unidades necessárias para atender ao despacho da usina equivalente no caso de fluxo de potência. Após a determinação no número de unidades de máquinas, o Anat0 preenche o arquivo com dados de associação de modelos de máquina e controladores do Anatem, além de gerar o caso base com as reatâncias dos transformadores equivalentes, ajustadas em função do número de máquinas em operação em cada usina equivalente.

Essas etapas demandam um tempo considerável na preparação dos casos e são particulares para cada configuração da rede elétrica. A Figura 4.1 apresenta um fluxograma com as etapas tradicionais no ajuste de casos de estabilidade.

Em resumo, após a realização dos ajustes necessários no caso base, são informados os dados de execução do programa Anatem, isto é, tempo de simulação, método de solução, modelos de carga, variáveis que serão plotadas, eventos que serão simulados, entre outros. Em seguida, é iniciada a simulação no domínio do tempo, a partir desse conjunto de dados. Os resultados serão produzidos na forma de relatórios e curvas com o comportamento dinâmico das variáveis especificadas, caso haja inicialização viável para o caso base. Se a inicialização não for viável, será necessário

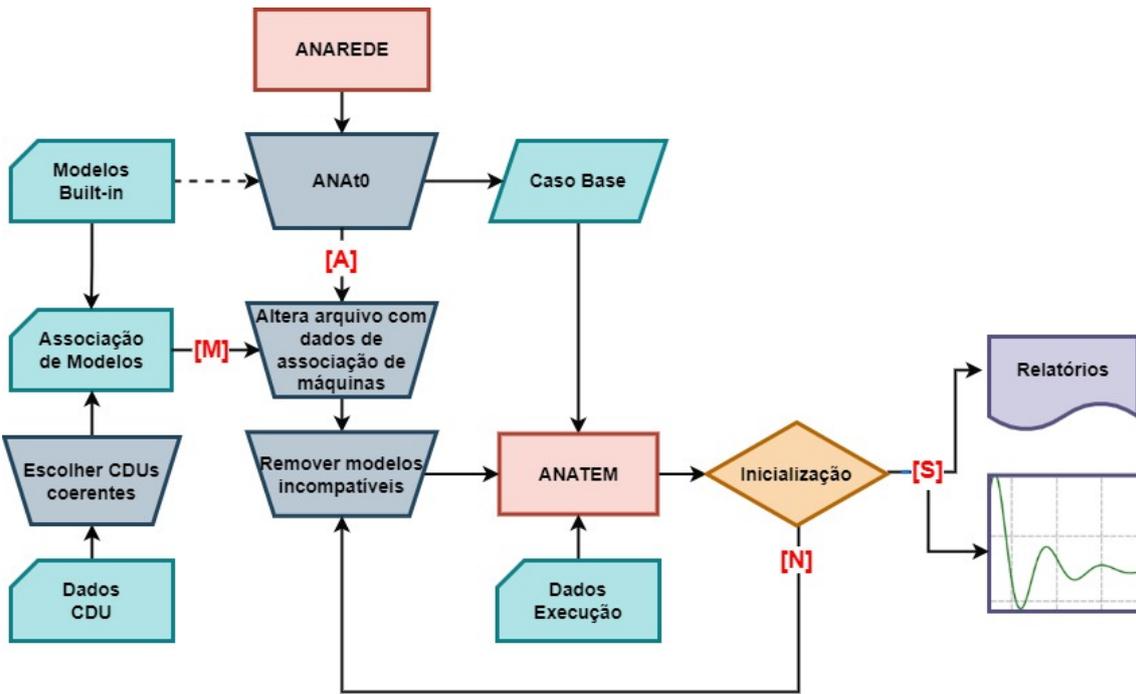


Figura 4.1: Etapas tradicionais para simulação de casos de estabilidade (Adaptado de [1])

manipular os arquivos novamente, a fim de compatibilizar os modelos dinâmicos ao caso a ser estudado.

Na Figura 4.2 é apresentado o fluxograma com o procedimento adotado nas simulações dinâmicas dos casos que são exportados pelo SAGE. Ao comparar as Figuras 4.1 e 4.2, é possível observar que algumas etapas não são necessárias para a simulação dos casos que são exportados pelo SAGE. Tais etapas serão detalhadas a seguir.

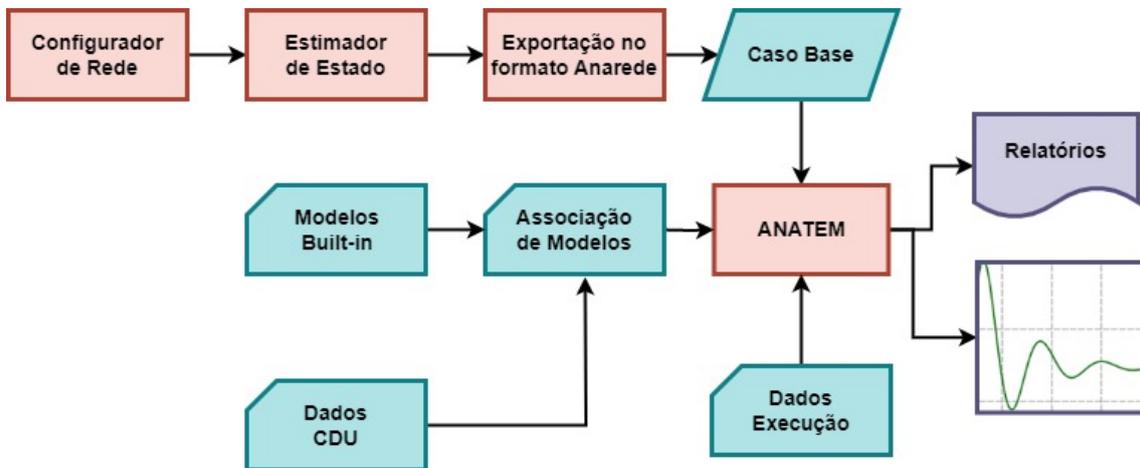


Figura 4.2: Etapas para a simulação de casos de tempo real (Adaptado de [1])

A partir das informações do configurador de rede e do estimador de estado,

é possível exportar um caso de fluxo de potência no formato texto adotado pelo Anarede e poderá ser exportado em um formato individualizado, isto é, contendo a representação das unidades geradoras de forma individualizada, em que cada unidade está conectada a seu respectivo transformador elevador. A Figura 4.3 mostra um exemplo de como unidades geradoras são representadas nesse formato.

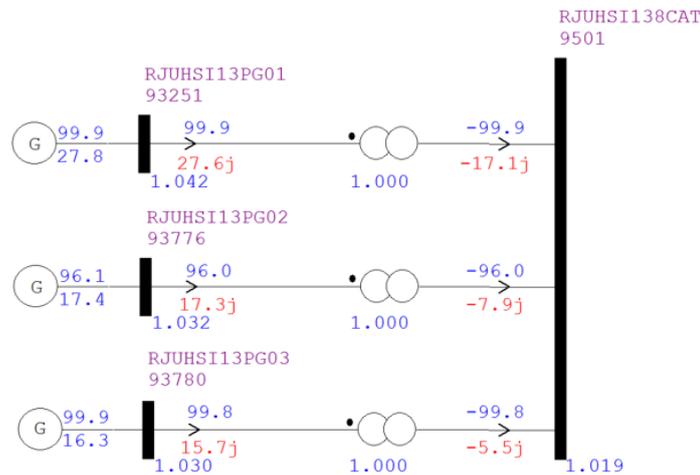


Figura 4.3: Representação individualizada de unidade geradoras - UHE Simplício

Além disso, é possível exportar os casos de fluxo de potência em um formato contendo as unidades geradoras agrupadas. O SAGE realiza o agrupamento das unidades individualizadas de acordo com a numeração de barras adotada pelo ONS. Nesse processo, é informado o número de unidades geradoras em operação de cada usina no código de execução DGEI (Dados de Geradores Individualizados) do Anarede. E, dessa forma, obtém-se a mesma representação adotada em estudos de planejamento, em que se considera geradores equivalentes por usina assumindo a potência ativa e reativa total. A Figura 5.4 mostra a representação da UHE Simplício de maneira agrupada.

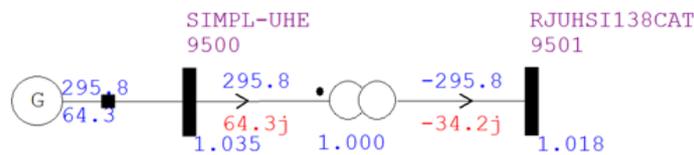


Figura 4.4: Representação agrupada de unidade geradoras - UHE Simplício

Na simulação utilizando os dados de tempo real, o número de unidades geradoras que estão em operação em uma determinada usina é obtido através das informações da rede supervisionada. Sendo assim, não é necessário a utilização do programa Anat0 para a definição do número de unidades de uma usina, tendo o

critério de inércia mínima como base para a realização dessa etapa, o qual considera o menor número de unidades necessárias para atender ao despacho da usina equivalente no caso de fluxo de potência.

Para que seja possível realizar a leitura do número de unidades geradoras do DGEI do Anarede e realizar a simulação no Anatem, é necessário utilizar a Opção de Controle de Execução DGEI do Anatem em conjunto com o código de Execução DMAQ (Dados de Associação de Modelos de Máquina e Controladores). Além disso, o programa Anatem realiza o cálculo dos fatores de participação de potência ativa e reativa por grupo de geradores, dispensando o seu preenchimento.

Outra opção de controle de execução que deve ser considerada para a simulação dinâmica utilizando dados de tempo real, é opção BASE. Essa opção permite que os registros de associação de modelos e controles a equipamentos inexistentes no caso de tempo real sejam ignorados. Dessa forma, é possível utilizar a mesma base de dados dinâmicos adotada no ambiente de planejamento, contendo as associações de modelos de todas as usinas do SIN.

No processo tradicional de preparação de um caso de estabilidade para simulação no Anatem, é necessário que todos os dados dinâmicos informados tenham um correspondente estático no caso de fluxo de potência. Desse modo, para um ponto de operação que possua ausência de alguma usina do sistema, devido a um cenário de carga e geração específico, é preciso que o registro de associação dessa usina seja apagado, para que não ocorra erro de simulação. Dessa forma, a etapa de preparação dos dados de associação de modelos de máquinas e controladores é uma etapa que requer necessidade de manipulação prévia do banco de dados dinâmico e com isso, torna o processo tradicional de preparação de um caso de estabilidade mais demorado.

Portanto, a utilização da opção BASE permite a adoção do mesmo banco de dados dinâmico para a simulação dinâmica tanto no ambiente de tempo real quanto em ambiente de planejamento, sem que haja a necessidade de manipulação de arquivos para atender às variadas configurações da rede que são verificadas em tempo real, em virtude da variação dos cenários de carga e geração ao longo do dia.

As opções de controle de execução DCNI, ILHA, CILH também devem ser adotadas na simulação dinâmica dos casos obtidos a partir da rede supervisionada do SAGE. A Figura 4.5 ilustra as opções de execução necessárias para a viabilizar a simulação dinâmica no programa Anatem.

```

■ DOPC
| (Op) E (Op) E
| BASE L DCNI L ILHA L CILH L
L 999999
(

```

Figura 4.5: Opções de execução necessárias para simulação de casos obtidos a partir do estimador de estado

A opção DCNI é utilizada para desligar os controladores que não possuem inicialização viável. A inicialização de CDUs é realizada, no contexto de simulação de casos de tempo real, a partir do ponto de operação do caso que foi obtido pelo estimador de estado e pode apresentar incompatibilidade entre os modelos dinâmicos e o ponto de operação. Um exemplo dessa incompatibilidade, é quando durante a inicialização de determinado regulador de tensão, o valor da corrente de campo inicial calculado é maior do que o limite máximo do controle, o que torna a sua inicialização inviável.

Dessa forma, a opção DCNI pode ser utilizada para desligar os controladores de máquinas síncronas que apresentem problemas em sua inicialização, podendo ser desligados apenas o controle que apresentar tal problema. Isto é, caso o regulador de velocidade de uma determinada usina não seja inicializado, mas os reguladores de tensão e estabilizador apresentem inicialização viável, apenas o regulador de velocidade será desligado. Essa opção também pode ser utilizada para desligar controladores de compensadores estáticos.

É importante que as causas para os problemas de inicialização dos controladores desligados pela opção DCNI sejam investigadas e que seja verificada a relevância dos controles desligados na resposta desejada. Através da informação de quais controladores apresentam problema de inicialização, é possível identificar problemas de incompatibilidade entre os dados de campo desses equipamentos e os dados utilizados nos modelos disponíveis na base de dados dinâmicos. Sendo esse um importante insumo para verificação junto aos agentes do setor à respeito dos dados fornecidos para esses equipamentos e que compõe a base de dados dinâmicos. Além disso, poderá auxiliar na verificação de outros dados como, por exemplo, numeração de barra utilizada para a barra ao qual o gerador equivalente é conectado, ou ainda, se a reatância do transformador equivalente desse gerador foi calculada de maneira correta. A realização da investigação dos problemas de inicialização de forma contínua, tende a tornar a necessidade de desligar controladores cada vez menor.

Pode-se consultar quais controladores foram desligados através de relatório específico, que é gerado ao término da simulação. A Figura 4.6 ilustra esse relatório.

RELATÓRIO DE CONTROLADORES DESLIGADOS POR PROBLEMAS DE INICIALIZAÇÃO DE CDU				
Barra/ CNE	Grupo	Nome Da Barra	Tipo de Controle	CDU
250	10	NPECANUHE	Regulador de Velocidade	241
983	10	MAUA--UHE	Regulador de Tensão	1015
5520	10	UBE1--UHE	Regulador de Velocidade	1266
3974	10	ELTRB-UTE	Regulador de Velocidade	1640
4300	10	TLAGA-UTE	Estabilizador	2673
4300	10	TLAGA-UTE	Regulador de Velocidade	2643
9315			Controle Não Específico	9315
8402			Controle Não Específico	8402

Figura 4.6: Relatório de controladores desligados por problemas de inicialização

Já as opções ILHA e CILH são necessárias para possibilitar a execução da simulação dinâmica quando houver mais de uma ilha elétrica existente no caso de fluxo de potência obtido a partir do estimador de estado. A opção ILHA determina que ilhas elétricas sem modelo dinâmico de geração sejam desligadas, evitando, assim, que o Anatem retorne um erro na simulação. Enquanto que a opção CILH é usada para possibilitar a convergência de ilhas elétricas sem geração, transformando mensagens de erro em avisos.

Sendo assim, a utilização das opções ILHA e CILH permite a simulação dinâmica dos casos exportados pelo estimador sem que seja necessário manipulá-los para a eliminação das ilhas elétricas que possam surgir devido à supervisão incorreta do estado de chaves seccionadoras e disjuntores que interligam as ilhas menores com a ilha principal.

Além das opções citadas anteriormente, existem outras funcionalidades do programa Anatem e modificações que foram realizadas na base de dados dinâmicos do ONS que permitem a execução das simulações, tanto em ambiente de planejamento quanto em ambiente de tempo real, com uma base de dados dinâmica única. Uma dessas modificações foi a definição de um valor padrão para sinais cujo o local remoto de medição é inexistente no caso de fluxo de potência. A ausência do local remoto ocasiona erro na simulação e para solucionar o erro, é necessário manipular os arquivos da base de dados, retirando, assim, toda a malha de controle existente a partir desse sinal.

Para contornar esse problema, foi, então, adicionado um novo campo, parâmetro P2, no bloco IMPORT, que é um bloco que realiza medições de sinais da rede elétrica e faz a interface entre controles definidos pelo usuário e a rede elétrica. Nesse novo campo, é fornecido um valor padrão que será adotado quando o local de medição estiver ausente no caso de fluxo de potência. Por exemplo, se em um caso específico uma barra estiver desligada e no banco de dados existir uma medição de

tensão nesse local, o valor padrão, que pode ser preenchido com zero, será adotado.

Além do bloco IMPORT, problema semelhante poderia ocorrer com o registro DEFVAL. Esse registro é uma estrutura utilizada para fornecer valor inicial a uma determinada variável de CDU. Esse valor pode ser obtido através de sinais medidos da rede elétrica ou por valores fixos. Da mesma forma que ocorre para o bloco IMPORT, a ausência do local remoto de medição ocasionaria um erro na simulação e para viabilizar a simulação sem a necessidade de manipulação da base de dados, também foi adicionado um novo campo, parâmetro D2, para o registro DEFVAL. Esse novo campo tem a finalidade de fornecer um valor inicial para a variável na ausência do seu local de medição.

Outra modificação realizada no programa Anatem, foi a conversão automática de sinais de exportação em sinais de saída. Essa modificação foi necessária para evitar erro na simulação, quando um local de exportação estiver ausente no caso de fluxo de potência. Isso pode acontecer devido à alterações na rede elétrica entre os diferentes cenários de carga e geração que podem ocorrer ao longo do dia.

Na preparação tradicional de um caso de estabilidade para simulação dinâmica no Anatem, caso o local de exportação de um sinal não esteja presente no caso de fluxo de potência, é necessário que o bloco EXPORT seja substituído manualmente pelo bloco SAIDA, que é um simples bloco finalizador de CDU, ou seja, o sinal destinado a esse bloco não apresenta nenhum efeito na rede elétrica ou em outros controladores. Para que não haja necessidade de intervenção do usuário para realizar a substituição dos blocos em um determinado CDU, o programa Anatem irá realizar de forma automática a conversão de blocos EXPORT em SAIDA, sempre que o local de exportação não existir no caso. O blocos que foram convertidos serão informados no relatório de resultados do programa.

Sendo assim, com as modificações citadas acima, a interface entre os dados estáticos e dinâmicos é realizada automaticamente em função da utilização das funções BASE, DGEI e dos novos campos dos blocos IMPORT e do registro DEFVAL, enquanto a opção DCNI permite que a simulação seja realizada com todos os modelos dinâmicos com inicialização viável. Já as opções CILH e ILHA permitem que a simulação seja realizada sem a necessidade de eliminação de ilha menores que podem ocorrer no caso de fluxo de potência.

4.4 Metodologia para cálculo dos índices *Multi-infeed*

O cálculo dos índices *Multi-infeed*, que foram apresentados no Capítulo 2, é tradicionalmente realizado através de programas de estabilidade eletromecânica e consiste em várias etapas, que podem tornar o cálculo bastante trabalhoso, dependendo da quantidade de elos CC que o sistema em estudo apresentar.

A seguir serão apresentadas a metodologia para o cálculo manual dos índices e para a forma automática por meio do programa Anatem. Além de apresentar ganho de tempo considerável nas análises em sistemas com múltiplos elos CC, a forma automática viabiliza o cálculo dos índices em ambiente de sala de controle e em análise de ocorrências, permitindo que informações adicionais a respeito da robustez do sistema sejam avaliadas quando houver desligamentos não programados no sistema, por exemplo.

Por fim, será apresentada a aplicação da metodologia de cálculo automático dos índices a partir de casos de fluxo de potência exportados através do estimador de estado do sistema de supervisão do ONS.

4.4.1 Cálculo manual através de simulações dinâmicas

A Figura 4.7 apresenta um fluxograma com todas as etapas necessárias para o cálculo manual dos índices. Para realizar essas etapas é preciso utilizar os programas Anarede, Anatem e Anafas, conforme descrito em [15].

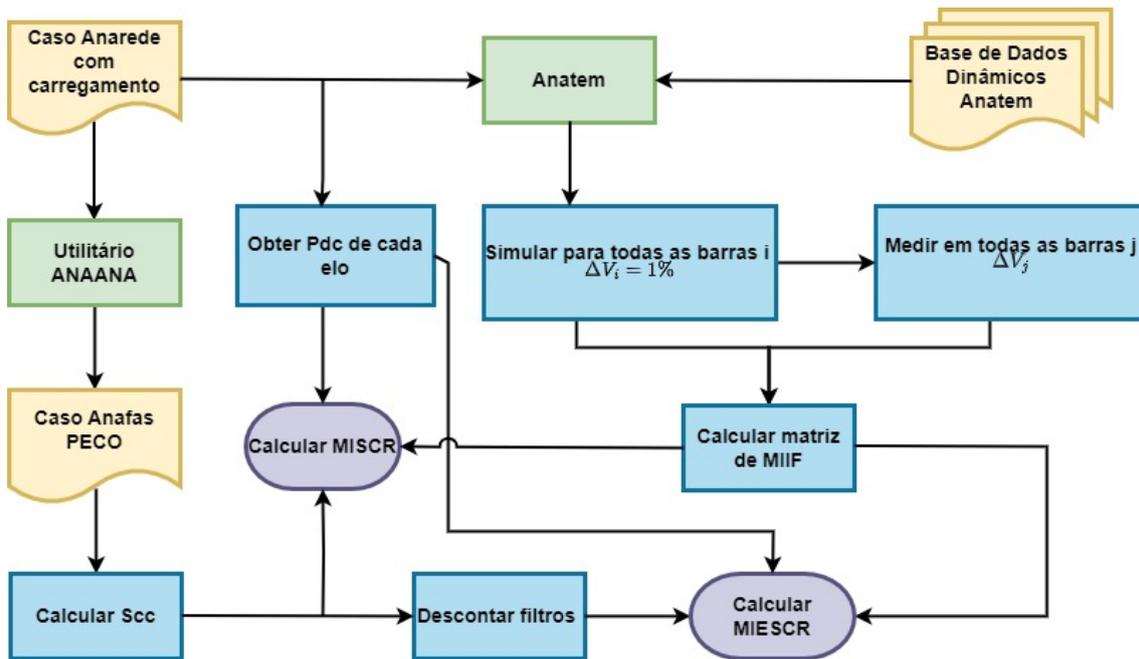


Figura 4.7: Metodologia de cálculo manual dos índices *Multi-infeed* [15]

A partir de um caso de fluxo de potência em formato Anarede é possível obter as informações de potência transmitida em cada elo de corrente contínua e a potência reativa gerada pelos filtros conectados às barras CA dos conversores. Já as informações de curto-circuito precisam ser obtidas através de outro programa, o Anafas (Programa de Análise de Falhas Simultâneas), também desenvolvido pelo CEPEL. Para isso, ainda é necessário realizar um passo intermediário para converter o caso de regime permanente do programa Anarede para o formato Anafas, através do conversor ANAANA.

Todos os dados de sequência positiva encontrados no arquivo de fluxo de potência, que sejam modeláveis pelo Anafas, são convertidos pelo ANAANA. No entanto, os dados de sequência zero devem ser corrigidos manualmente após a conversão, já que esses são inicializados com valores iguais ao de sequência positiva. Contudo, para o cálculo dos índices, é necessário que apenas a potência de curto-circuito trifásica, Scc, seja conhecida, não sendo importante realizar tal correção.

Usualmente, o carregamento pré-falta é desconsiderado para o cálculo da potência de curto-circuito trifásica, Scc, em cada barra inversora do sistema. Essa modelagem é conhecida como modelagem PECO e é utilizada com o objetivo de reduzir a influência do ponto de operação no cálculo da Scc, tendo, assim, um índice que se refere principalmente à topologia da rede [15]. Sendo assim, para obtenção do caso em formato Anafas com modelagem PECO, na conversão realizada

pelo utilitário ANAANA, deve-se considerar as tensões em todos os barramentos do sistema iguais a 1 pu, desconsiderar o carregamento pré-falta, elemento *shunts* e todos os componentes com ligação para a terra na sequência positiva.

Sendo assim, após a determinação da S_{cc} pelo Anafas e da potência transmitida por cada elo CC no caso de regime permanente do Anarede, calcula-se, então, a SCR por (2.3). Já para o cálculo do índice *multi-infeed* MISCR, que considera a influência dos demais elos CC do sistema, é necessário calcular o MIIF.

Como foi visto no Capítulo 2, os valores de MIIF são obtidos através da relação entre a variação de tensão em uma barra CA, decorrente da variação de tensão em outra barra CA do sistema, conforme é apresentado em (2.5), e que para isso é necessário a realização de simulações dinâmicas.

De posse da matriz de índices MIIF, da potência de curto-circuito e da potência transmitida no elos CC, pode-se então calcular os índices MISCR por (2.6). Já para o cálculo do MIESCR, é necessário descontar ainda, da S_{cc} obtida pelo Anafas, o valor dos filtros CA, conforme indicado por (2.7).

Conforme foi apresentado, o cálculo dos fatores MIIF realizado de forma manual através de simulações dinâmicas, torna-se relativamente trabalhoso, quando se trata de um sistema com muitos elos de corrente contínua, já que para cada ponto de operação é necessário simular o evento de afundamento de tensão em cada barra CA inversora e medir a variação nas demais barras CA inversoras. Por exemplo, em um sistema *multi-infeed*, como o sistema brasileiro, com quatro subestações inversoras, é necessário realizar quatro simulações e doze medições (três medições para cada simulação nas demais barras inversoras), para um único ponto de operação.

Sendo assim, à medida que novos elos CC entrem em operação em regiões eletricamente próximas, mais dispendioso se tornará o processo de cálculo manual dos índices *multi-infeed*.

4.4.2 Cálculo automático através do programa Anatem

Foi apresentada na Seção 4.4 a metodologia para cálculo manual dos índices *multi-infeed* através de simulações dinâmicas e foi visto que este é um processo que envolve várias etapas, tornando o trabalho de obtenção dos índices bastante custoso.

Dessa forma, a metodologia para cálculo automático dos índices *multi-infeed* utilizando o programa Anatem apresenta ganho de tempo considerável nessa análise. Para isso, é necessário utilizar o código de execução EAMI (Executa Análise de *Multi-Infeed*) nas simulações dinâmicas.

Através da função EAMI, o programa Anatem calcula automaticamente o fator MIIF e os respectivos valores dos reatores que são necessários para obter o afundamento de tensão de 1% da tensão pré-falta para todas as barras CA de inversores presentes no caso de estabilidade a ser avaliado.

O cálculo da potência de curto-circuito, S_{cc} , é realizado pelo próprio Anatem, através da matriz Z_{barra} do sistema. Os valores obtidos são coerentes com os valores que são calculados pelo programa Anafas, considerando a modelagem sem carregamento pré-falta. Para isso, a opção de controle de execução PECO é habilitada por *default* para o cálculo da potência de curto-circuito, na qual são desconsiderados os seguintes elementos do sistema:

- Parcela de impedância constante da carga e de geração não modelado;
- *Line charging*;
- Impedância de motores de indução, fontes *shunts* controladas por CDU, compensadores estáticos;
- Resistência de armadura de máquinas síncronas;
- Elementos *shunt* em geral, exceto máquinas síncronas.

Em [15] foi apresentada a comparação entre os valores calculados para a S_{cc} nos programas Anatem e Anafas. Através de tal comparação, verificou-se que o erro percentual da S_{cc} calculada pelo Anatem em relação à S_{cc} calculada pelo Anafas foram inferiores a 1%.

Além dos valores de MIIF e S_{cc} , o Anatem calcula automaticamente os valores de SCR, MSCR e MISCR para todas as barras CA inversoras presentes no caso de estabilidade em estudo. Ainda é possível calcular para outras barras adicionais nas quais seja desejado obter o MIIF. Para isso, as barras em questão podem ser fornecidas por meio do código de execução DMIF.

O cálculo dos índices ESCR e MIESCR podem ser obtidos ao se desabilitar a opção de execução PECO. Dessa forma, o cálculo da S_{cc} descontará a participação dos filtros CA.

4.4.3 Cálculo de índices *Multi-infeed* a partir de dados de tempo real do SIN

Através do recurso para cálculo automático de índices *multi-infeed* no Anatem e a metodologia apresentada na Seção 4.3, é possível calcular esses índices a

partir de um caso de fluxo de potência exportado do estimador de estado do SAGE. E, dessa forma, obter informações a respeito da robustez do sistema, a partir de um ponto de operação que reflita condições reais do sistema elétrico.

Em ambiente de planejamento, a análise da interação *multi-infeed*, a partir dos índices preditivos de desempenho, possibilita avaliar o nível de interação entre os elos CC, já que uma interação forte é algo a ser avaliado de forma mais detalhada, pois uma simples falta na barra CA da estação inversora de um elo CC pode induzir falhas de comutação em outros elos CC próximos, causando um bloqueio temporário dos mesmos.

Além disso, por meio dos índices é possível identificar regiões potencialmente críticas, nas quais a ocorrência de faltas possa influenciar significativamente nas tensões das barras inversoras, apontando então quais pontos do sistema são mais indicados para a instalação de compensadores síncronos.

No entanto, nos estudos realizados pelo planejamento, são adotadas premissas mais conservativas que buscam avaliar o comportamento do sistema elétrico em cenários críticos. Portanto, através do cálculo dos índices *multi-infeed* por meio de casos obtidos do estimador de estado, é possível conhecer o comportamento desses índices em diversos cenários em que há variação de carga e geração, desligamentos programados, falhas em equipamentos, entre outras alterações que podem ocorrer na rede elétrica.

Para avaliar o comportamento dos índices nesses diversos cenários, realizou-se o cálculo para todos os casos que foram exportados pelo estimador de estado ao longo de um dia inteiro. Dessa forma, foram calculados os índices *multi-infeed* para, em média, 96 pontos de operação, já que o estimador exporta um caso a cada 15 minutos aproximadamente.

Na Figura 4.8 é apresentado o fluxograma das etapas para o cálculo dos índices.

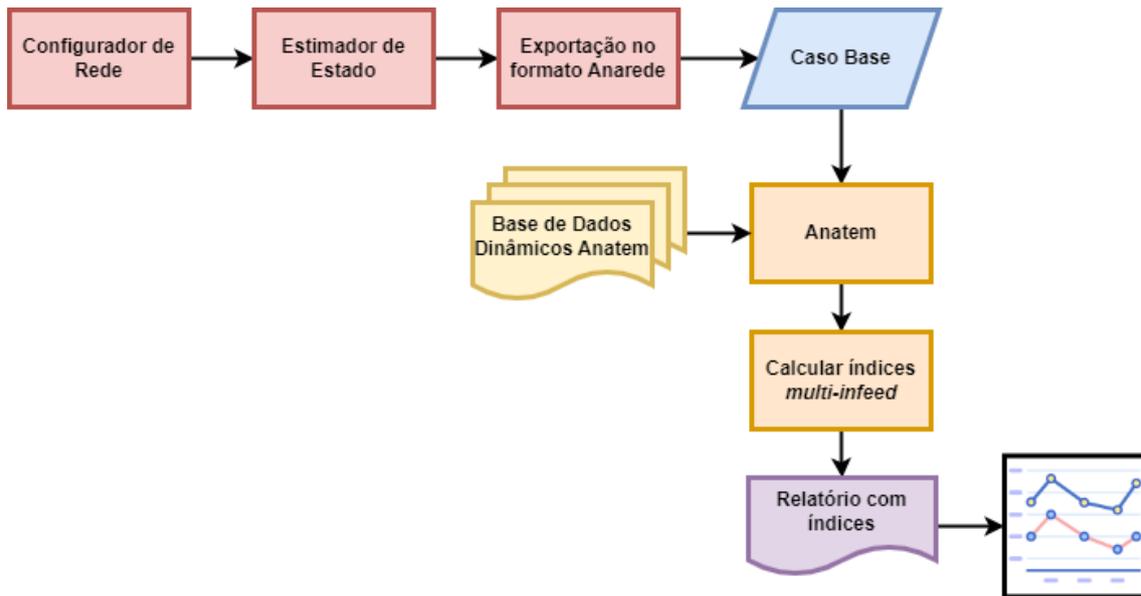


Figura 4.8: Metodologia para cálculo de índices *multi-infeed* a partir de dados do tempo real

Sendo assim, através dessa metodologia foi possível então obter a variação dos índices de forma cronológica e buscou-se correlacionar variações significativas com as alterações na configuração da rede, devido às ocorrências no sistema.

Capítulo 5

Simulações e análises utilizando dados de tempo real do SIN

5.1 Introdução

Este capítulo tem como finalidade apresentar análises e resultados de simulações utilizando os dados de tempo real do SIN, a partir da aplicação da metodologia apresentada no Capítulo 4.

Inicialmente, é realizada a análise da monitoração cronológica dos índices *multi-infeed* ao longo de dias específicos que permitem correlacionar variações nos índices com ocorrências verificadas no SIN. Essa monitoração é realizada a partir dos índices *multi-infeed* que foram calculados no Anatem utilizando casos gerados pelo Estimador de Estado do Sistema de Supervisão e Controle do ONS e que refletem pontos de operação reais de acordo com a configuração da rede verificada em tempo real, conforme discutido no capítulo anterior. A partir da monitoração cronológica, são avaliados os impactos dos desligamentos verificados ao longo do dia nos índices *multi-infeed*.

Os valores dos fatores de interação *multi-infeed*, MIIF, também são monitorados ao longo dos mesmos dias e seu comportamento é analisado e discutido.

A partir de um ponto de operação, mostra-se a influência que o desligamento de alguns equipamentos, considerando o desligamento de um por vez, pode apresentar na robustez do sistema. Nesse caso, o objetivo da análise é comparar como os índices podem variar com um determinado equipamento fora de operação, que pode vir a ser desconectado de forma intempestiva ou programada para manutenção.

Por fim, são realizadas simulações dinâmicas para um determinado ponto de

operação e é apresentando o comportamento dinâmico do sistema frente a afundamentos de tensão nas barras CA inversoras, simulando um curto-circuito monofásico.

5.2 Monitoração cronológica dos índices *multi-infeed* do SIN

A monitoração cronológica dos índices *multi-infeed* representa de forma gráfica a variação, ao longo de um dia inteiro, dos índices MISCR e MIESCR para as barras das estações inversoras das subestações de Estreito, Terminal Rio, Ibiúna e Araraquara 2. Dessa forma, é possível analisar o comportamento dos índices frente às diversas alterações na configuração da rede que ocorrem ao longo dia. Para melhor análise dos índices obtidos, optou-se por apresentar a monitoração cronológica dos dias em que houve ocorrência de perturbações significativas no sistema.

Para obtenção dos gráficos apresentados, foi necessário calcular os índices *multi-infeed* para todos os casos gerados do dia escolhido. Como poderá ser visto nos gráficos apresentados a seguir, há alguns espaços onde não houve variações nos índices. Esses espaços são relativos aos casos onde não foi possível obter convergência do fluxo de potência para o ponto de operação gerado pelo estimador estado. Com isso, foi possível observar o valor dos índices para diversos pontos de operação do sistema com diferentes valores de potência despachada em cada elo CC e em diferentes patamares de carga.

Nas próximas seções é apresentada a monitoração cronológica dos índices obtidos nos dias 02 de maio e 25 de junho de 2021 e são correlacionados com as alterações da rede elétrica. Os valores de potência em cada elo CC são observados, assim como o impacto de desligamentos de equipamentos da rede nos valores dos índices, mostrando que estes variam ao longo do dia e podem apresentar valores diferentes dos que foram obtidos no âmbito dos estudos de planejamento.

5.2.1 Dia 2 de maio de 2021

No dia 02 de maio de 2021 ocorreram alguns desligamentos em dois horários distintos, o primeiro às 07h59 e o segundo às 11h22. A seguir são apresentados detalhes das ocorrências e as respectivas análises dos índices *multi-infeed*.

5.2.1.1 Ocorrência de 07:59

No dia 02 de maio de 2021 ocorreu às 07:59 um evento envolvendo três subestações de 345 kV no estado de São Paulo, após a ocorrência de um curto circuito

em uma delas, com conseqüente corte de carga na região. A falta foi eliminada pela proteção diferencial de barras, com conseqüente abertura de diversos circuitos, onde dois desses circuitos conectam-se na subestação de Ibiúna.

Com o caso gerado às 07:54, desse mesmo dia pelo estimador de estado, foi possível observar que, alguns minutos antes da perturbação, os seis elos de corrente contínua operavam em configuração bipolar. Além disso, foi verificado que no mesmo horário da ocorrência, às 07:59, houve falha de comutação nos bipolos do rio Madeira.

A Figura 5.1 mostra a monitoração cronológica do MISCR ao longo do dia 02 de maio de 2021. Ao analisarmos os valores dos índices após a contingência, verifica-se que o MISCR relativo à barra da SE Ibiúna apresenta maior queda quando comparado aos demais. Como esperado, o desligamento de dois circuitos conectados a essa subestação, resultou na redução da potência de curto-circuito e conseqüentemente na redução deste índice. É possível perceber que, entre as demais estações inversoras, o índice calculado para a barra da subestação de Araraquara 2 é o que apresenta maior redução comparado com as subestações de Terminal Rio e Estreito. Esse resultado é coerente, já que a subestação de Araraquara 2 está eletricamente mais próxima da subestação de Ibiúna do que as demais. Para complementar esta análise, é apresentada a Tabela 5.1 com os valores do MIIF para o ponto de operação obtido minutos antes da ocorrência.

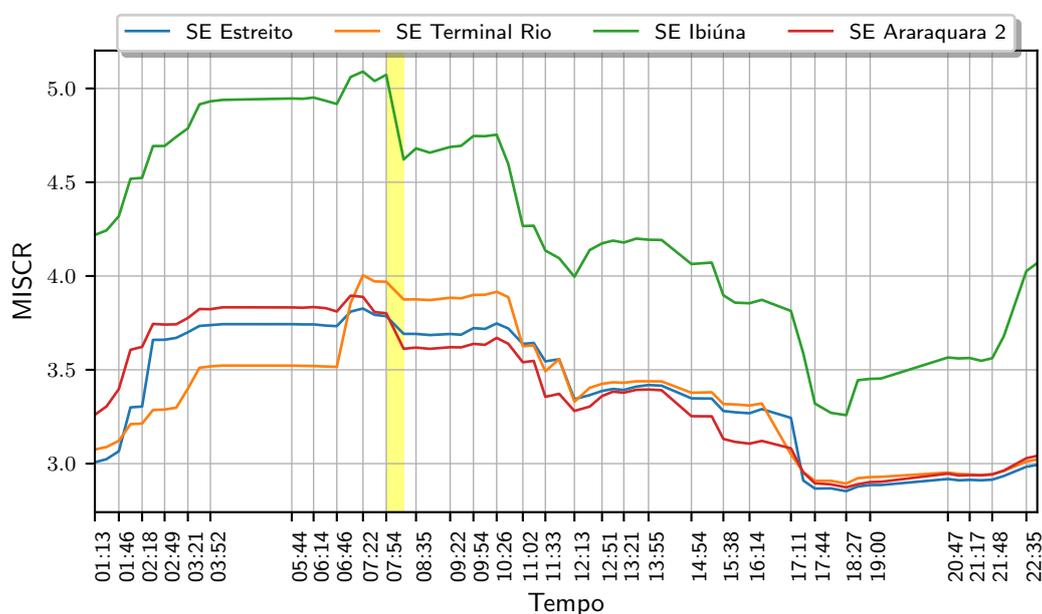


Figura 5.1: Variação do MISCR para a ocorrência de 02/05/2021 às 07:59

A partir da análise da Tabela 5.1, é possível observar que, para o ponto de operação em questão, uma perturbação na subestação de Ibiúna será mais fortemente

sentida na subestação de Araraquara 2.

Tabela 5.1: Valores de MIIF calculados minutos antes da ocorrência

Nome da Barra	Estreito 500 kV	Terminal Rio 500 kV	Ibiúna 345 kV	Araraquara 2 500 kV
Estreito 500 kV	1,000	0,219	0,222	0,297
Terminal Rio 500 kV	0,210	1,000	0,204	0,231
Ibiúna 345 kV	0,241	0,230	1,000	0,318
Araraquara 2 500 kV	0,380	0,307	0,373	1,000

Além das análises realizadas para o MISCR, convém analisar os valores de MIESCR, já que este índice é considerado análogo ao ESCR, que é utilizado quando há apenas um elo de corrente contínua, e em seu cálculo é descontada a potência reativa gerada pelos filtros conectados no lado CA. Logo, o MIESCR apresentará valores menores que o MISCR. Esta constatação pode ser verificada na Figura 5.2, em que observamos valores menores para MIESCR e comportamento semelhante ao MISCR.

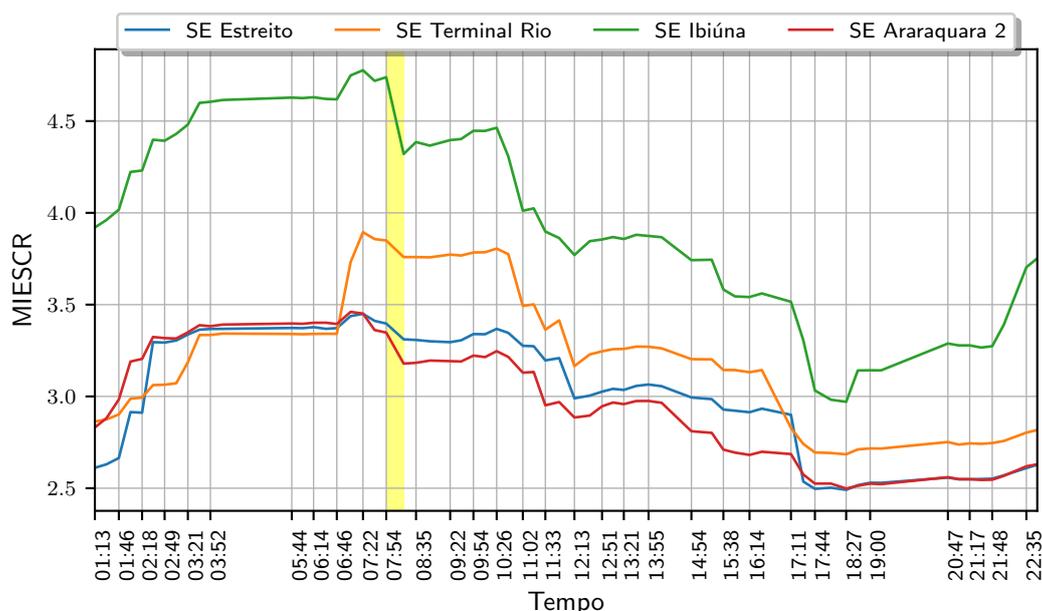


Figura 5.2: Variação do MIESCR ao longo do dia 02/05/2021

A fim de estabelecer uma comparação dos índices obtidos, são apresentados na Tabela 5.2 os valores destes índices, da potência nos elos e potência de curto-circuito verificados minutos antes da ocorrência.

Analisando a Tabela 5.2, pode-se notar que os valores de SCR e ESCR são mais elevados do que os valores de MISCR e MIESCR, respectivamente. Sendo assim, a utilização do MISCR e MIESCR é uma ação conservadora e que considera a influência dos outros elos de corrente contínua.

Tabela 5.2: Índices calculados minutos antes da ocorrência

Nome da Barra	SCR	MISCR	ESCR	MIESCR
Estreito 500 kV	6,444	3,786	5,781	3,397
Terminal Rio 500 kV	6,601	3,970	6,401	3,849
Ibiúna 345 kV	15,720	5,073	14,685	4,739
Araraquara 2 500 kV	6,088	3,802	5,361	3,348

A potência transmitida nos elos de corrente contínua é uma grandeza importante para o cálculo dos índices *multi-infeed* e na análise do comportamento do sistema, sendo assim faz-se necessária a sua análise. A Tabela 5.3 apresenta os valores de potência que estava sendo transmitida momentos antes da ocorrência.

Tabela 5.3: Potência transmitida nos elos de corrente contínua

Nome da Barra	Pdc[MW]
Estreito 500 kV	2928,190
Terminal Rio 500 kV	2703,880
Ibiúna 345 kV	1237,630
Araraquara 2 500 kV	3998,840

Nota-se, portanto, que os bipolos com menor potência transmitida são os de Itaipu que chegam à Ibiúna, o que justifica o valor mais elevado de SCR e ESCR. A Figura 5.3 mostra a variação da potência transmitida ao longo do dia e verifica-se que, apesar de alguns variações ao longo do dia, tal comportamento permanece.

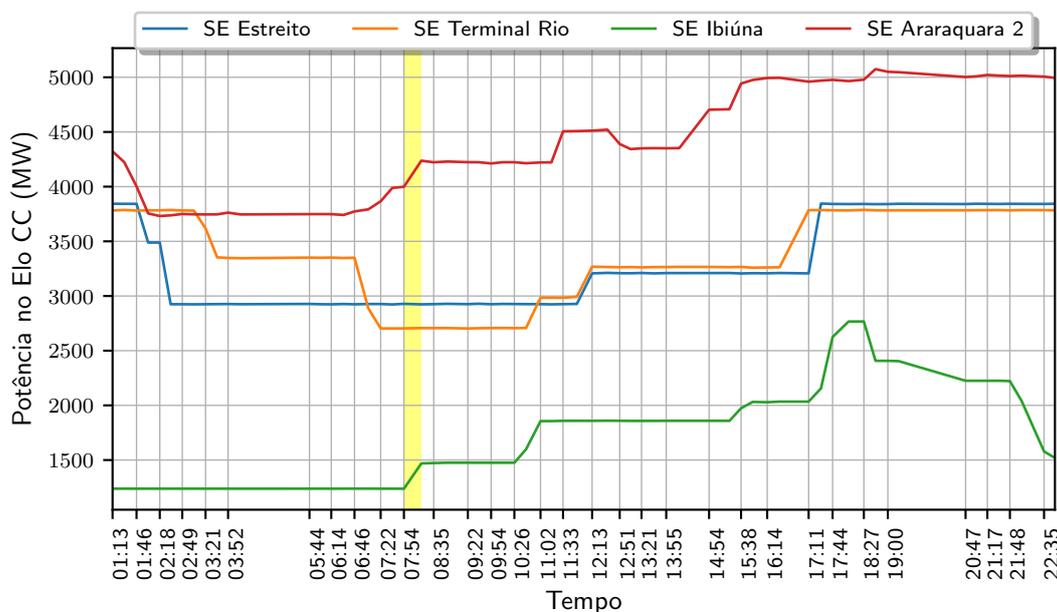


Figura 5.3: Variação da potência no elo CC ao longo do dia 02/05/2021

Após a avaliação dos índices calculados antes da ocorrência, é interessante

analisar os mesmos para o sistema pós contingência. Às 08:18 do dia em questão, foi gerado, pelo estimador de estado, um novo caso. Nesse momento, alguns equipamentos ainda estavam desligados, incluindo um dos circuitos que se conectam à subestação de Ibiúna. A Tabela 5.4 mostra os índices obtidos para esse novo ponto de operação.

Tabela 5.4: Índices calculados após a ocorrência

Nome da Barra	SCR	MISCR	ESCR	MIESCR
Estreito 500 kV	6,448	3,692	5,7829	3,311
Terminal Rio 500 kV	6,594	3,875	6,3962	3,7591
Ibiúna 345 kV	12,728	4,621	11,9007	4,3208
Araraquara 2 500 kV	5,738	3,612	5,0501	3,1789

Pode-se notar redução de todos os índices, o que é esperado, já que houve redução da potência de curto-circuito, provocada pela ausência de equipamentos que estavam conectados ao sistema antes da perturbação. A Figura 5.4 mostra a variação da potência de curto-circuito das barras inversoras e, devido à proximidade dos desligamentos da barra de Ibiúna, a maior variação de potência de curto-circuito é a calculada para essa barra.

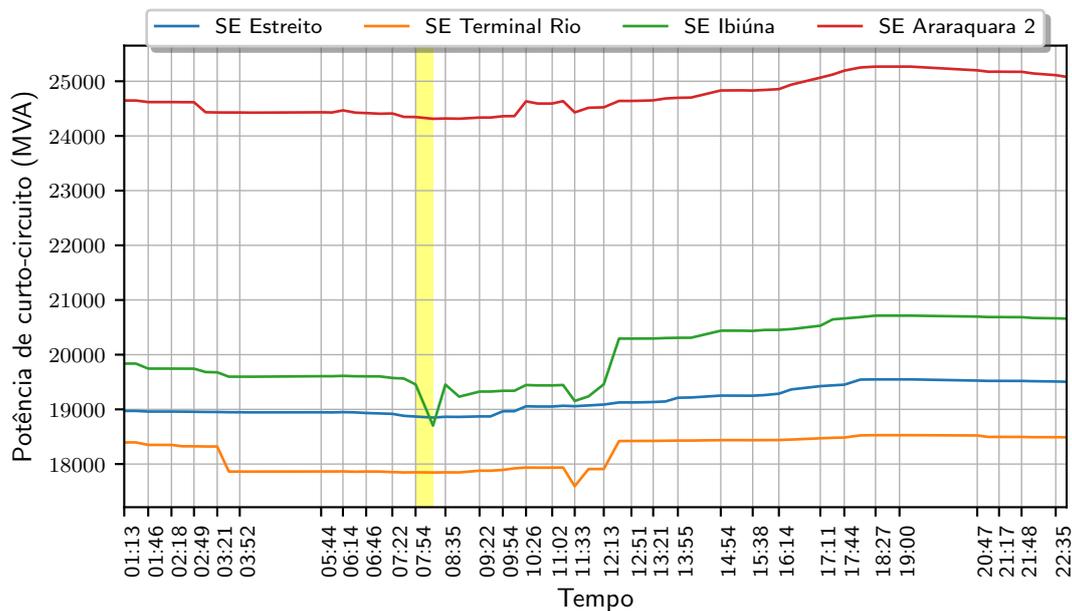


Figura 5.4: Variação da potência de curto-circuito para a ocorrência de 02/05/2021 às 07:59

Em relação à ocorrência de falha de comutação nos bipolos do rio Madeira após o evento, foi possível observar a tensão no 500 kV de Araraquara 2, através da informação da PMU instalada nessa subestação e verificar que, de fato, houve uma queda de tensão expressiva de poucos milissegundos, como pode ser visto na Figura

5.5, no momento em que ocorreram os múltiplos desligamentos no sistema. Através da análise de oscilografias, foi possível confirmar a ocorrência da falha de comutação nos dois bipolos do rio Madeira. Dessa forma, verifica-se que o desligamento de vários equipamentos do sistema ocasionou em uma queda de tensão expressiva, causando falha de comutação nos bipolos. O MIIF calculado no ponto de operação obtido minutos antes da ocorrência indicava que uma perturbação na barra de Ibiúna seria mais fortemente sentida na barra de Araraquara 2, refletindo uma maior proximidade elétrica entre as barras estas barras.

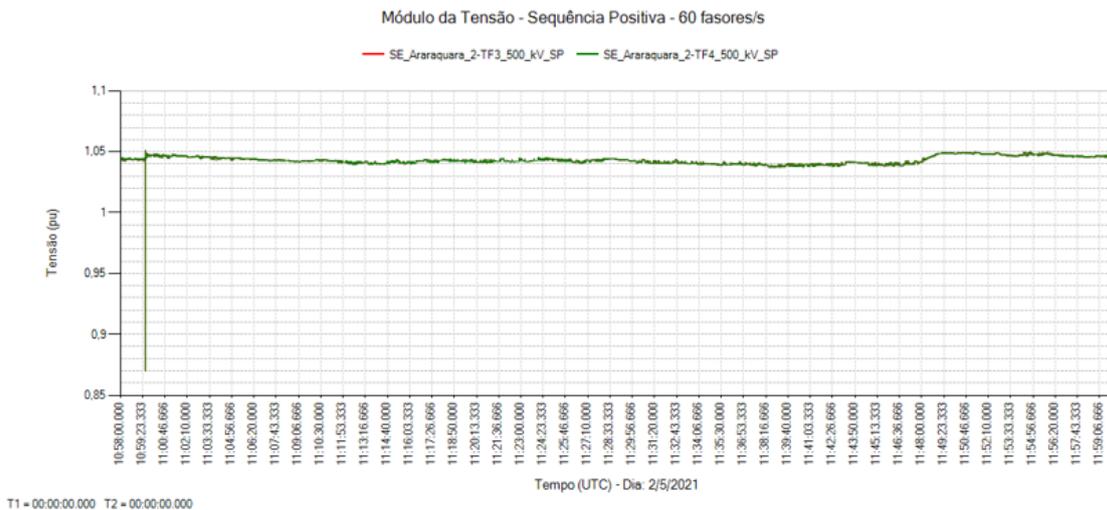


Figura 5.5: Tensão no 500 kV da SE Araraquara 2

Conforme apontado na referência [16], valores de MIIF a partir de 0,15 indicam a possibilidade de haver alguma interação entre as barras inversoras, e com a análise da ocorrência apresentada foi possível verificar que, de fato, houve interação entre as barras de Ibiúna e Araraquara 2.

5.2.1.2 Ocorrência de 11:22

Outro evento ocorreu às 11:22 do dia 02 de maio de 2021. Neste evento houve o desligamento simultâneo de dois circuitos, um conectado ao sistema de 500kV e outro ao sistema de 345 kV, e um compensador síncrono localizados nas proximidades das barras inversoras no estado de São Paulo. O objetivo ao analisar os índices deste evento é mostrar como esses desligamentos reduziram a potência de curto-circuito do sistema e consequentemente os índices *multi-infeed*.

A Figura 5.6 mostra a redução do MISCRC em decorrência dos desligamentos. O religamento automático atuou com sucesso para a linha de transmissão conectada em 345 kV. Já para a linha em 500 kV, seu retorno ao sistema ocorreu às 11:43 e para o compensador síncrono às 12:25.

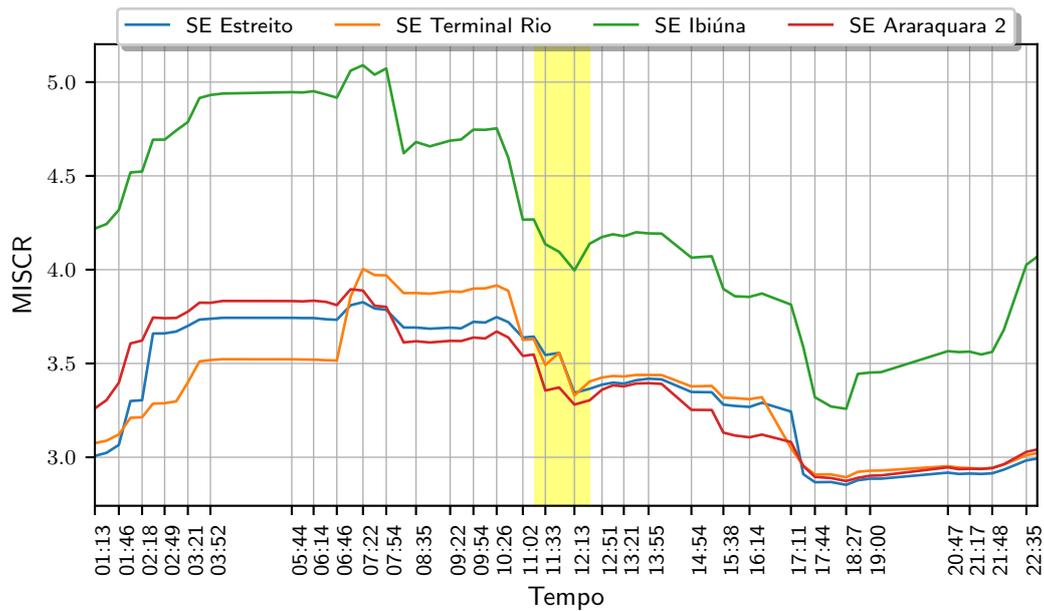


Figura 5.6: Variação do MISCR para a ocorrência de 02/05/2021 às 11:22

Assim como para o evento descrito na Seção 5.2.1.1, também foi calculado o MIESCR. Conforme esperado, esse índice é menor que MISCR e possui comportamento semelhante. A Figura 5.7 apresenta a sua variação ao longo do evento. Verifica-se que o MIESCR atinge valores inferiores a 3,0 para a barra de Araraquara 2 no momento da ocorrência e em outros momentos do dia, o que, pela classificação tradicional, indica que o sistema CA neste ponto de operação apresenta baixa robustez e, portanto, está mais suscetível aos efeitos *multi-infeed*. Cabe destacar que o dia 02 de maio de 2021 foi um domingo e o evento analisado ocorreu na carga leve, que é um período em que há menos máquinas sincronizadas e conseqüentemente, menor potência de curto-circuito vista a partir das barras inversoras.

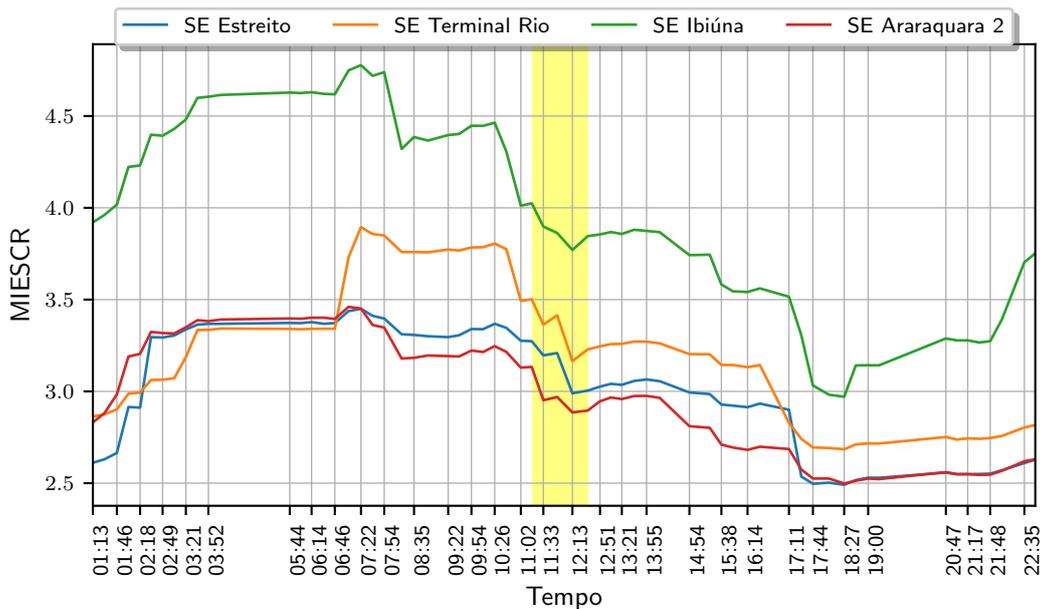


Figura 5.7: Variação do MIESCR para a ocorrência de 02/05/2021 às 11:22

Através da análise dos dados da PMU instalada no sistema de 500 kV da SE Araraquara 2, é possível verificar a variação da tensão no momento da ocorrência, que pode ser observada na Figura 5.8.

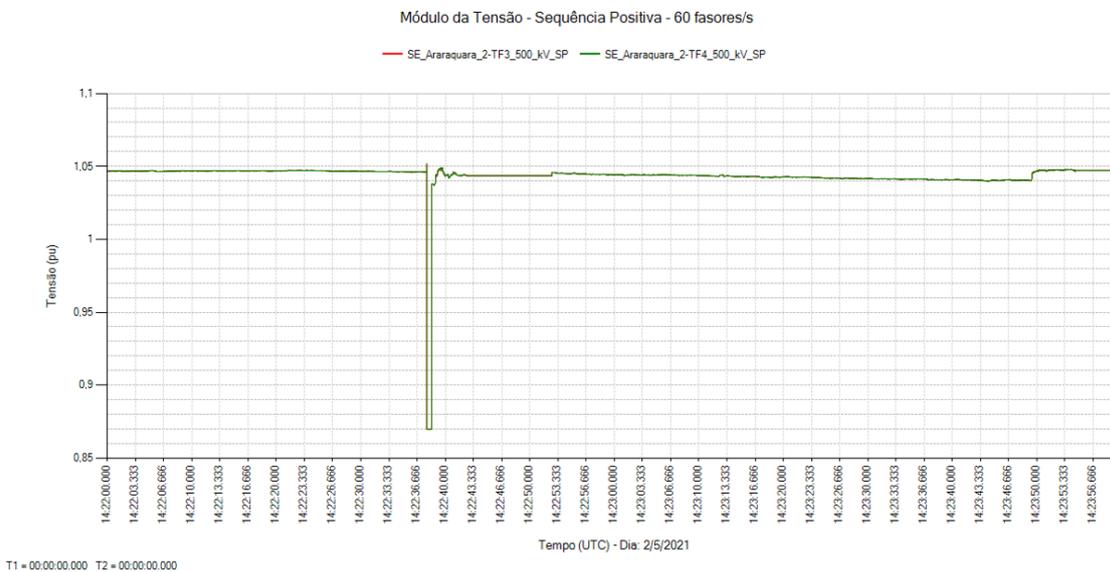


Figura 5.8: Tensão no 500 kV da SE Araraquara 2

A Tabela 5.5 apresenta os valores de MIIF calculados minutos antes da ocorrência e nota-se que não há diferença significativa para os valores de MIIF da ocorrência analisada na Seção 5.2.1.1. No entanto, é interessante analisar os valores de MIIF calculados para outros pontos de operação obtidos após a ocorrência e

verificar como os desligamentos influenciam na variação deste índice. Sendo assim, a Tabela 5.6 mostra em termos percentuais a diferença dos valores de MIIF calculados para o ponto de operação obtido às 11h17 e outro ponto de operação obtido às 11h33, em que a rede elétrica estava sem a linha de transmissão em 500 kV e o compensador síncrono. Em seguida, a Tabela 5.7 mostra a diferença entre os valores de MIIF da Tabela 5.5 e um novo ponto de operação obtido às 11h52, em que somente o compensador síncrono ainda não havia retornado à operação.

Tabela 5.5: Valores de MIIF calculados para o ponto de operação obtido às 11h17

Nome da Barra	Estreito 500 kV	Terminal Rio 500 kV	Ibiúna 345 kV	Araraquara 2 500 kV
Estreito 500 kV	1,000	0,215	0,222	0,298
Terminal Rio 500 kV	0,206	1,000	0,202	0,233
Ibiúna 345 kV	0,234	0,222	1,000	0,321
Araraquara 2 500 kV	0,377	0,306	0,382	1,000

Assim como foi visto na Tabela 5.1, a Tabela 5.5 mostra que os maiores valores de MIIF estão relacionados às subestações de Ibiúna e Araraquara 2, indicando maior proximidade elétrica entre essas subestações.

Tabela 5.6: Diferença percentual do MIIF para a rede alterada, sem a presença de uma linha de transmissão em 500 kV e do compensador síncrono

Nome da Barra	Estreito 500 kV	Terminal Rio 500 kV	Ibiúna 345 kV	Araraquara 2 500 kV
Estreito 500 kV	0,00%	3,47%	1,59%	2,01%
Terminal Rio 500 kV	1,61%	0,00%	-3,33%	3,15%
Ibiúna 345 kV	-0,01%	-3,25%	0,00%	0,18%
Araraquara 2 500 kV	0,87%	3,90%	0,64%	0,00%

Analisando a Tabela 5.6, pode-se notar que, sem a presença da linha de transmissão em 500 kV e do compensador síncrono, a maioria dos valores de MIIF são maiores do que os valores apresentados na Tabela 5.5. Ou seja, verifica-se que há maior proximidade elétrica entre as barras inversoras sem os equipamentos em questão, exceto para as barras de Terminal Rio e Ibiúna. Observa-se que a maior variação positiva se dá entre as subestações de Araraquara 2 e Estreito, em que há aumento de 3,90% no valor de MIIF. O que quer dizer que, caso haja uma perturbação na SE Araraquara 2, uma variação de tensão nessa subestação irá provocar uma variação de tensão na SE Terminal Rio 3,90% maior do que provocaria no ponto de operação obtido às 11h17, ou seja, antes dos desligamentos.

Em relação às variações negativas apresentadas na Tabela 5.6, pode-se dizer que, com a linha de transmissão em 500 kV desligada, houve um aumento na

impedância entre as estações inversoras de Ibiúna e Terminal Rio, reduzindo a proximidade elétrica entre elas e conseqüentemente, reduzindo os valores de MIIF relacionados a essas estações inversoras. Para uma perturbação na SE Ibiúna, a variação na tensão nessa subestação irá provocar uma variação na tensão da SE Terminal Rio 3,25% menor em comparação com o ponto de operação obtido antes dos desligamentos. E, o mesmo é observado para uma perturbação na SE Terminal Rio que, por sua vez, irá provocar uma variação de tensão 3,33% menor na SE Ibiúna do que provocaria antes da ocorrência no sistema. De fato, a linha de transmissão desligada é um importante circuito que conecta as subestações de Tijuco Preto e Taubaté. Sendo que, a partir da subestação de Tijuco Preto é realizado o escoamento da geração proveniente da UHE Itaipu 60 Hz para o sistema da região Sudeste através, das transformações de 765/345 kV e 765/500 kV, que se conectam através de circuitos de 500 kV às subestações de Taubaté, Lorena e Cachoeira Paulista, fazendo a ligação com a área Rio de Janeiro. Isso explica a redução da proximidade elétrica entre as subestações de Ibiúna e Terminal Rio, quando há o desligamento da linha de transmissão em 500 kV que conecta as subestações de Tijuco Preto e Taubaté.

Após o retorno da linha de transmissão ao sistema, foram calculados os valores de MIIF para um novo ponto de operação e a diferença em relação ao ponto de operação anterior à ocorrência é apresentada na Tabela 5.7.

Tabela 5.7: Diferença percentual do MIIF para a rede alterada, sem a presença do compensador síncrono

Nome da Barra	Estreito 500 kV	Terminal Rio 500 kV	Ibiúna 345 kV	Araraquara 2 500 kV
Estreito 500 kV	0,00%	1,83%	2,82%	1,09%
Terminal Rio 500 kV	-0,04%	0,00%	2,30%	0,74%
Ibiúna 345 kV	1,06%	2,37%	0,00%	1,46%
Araraquara 2 500 kV	0,19%	1,73%	2,33%	0,00%

Conforme esperado, após o retorno da linha de transmissão e estando apenas o compensador síncrono ainda fora de operação, os valores de MIIF apresentam, de forma geral, variações positivas. Ou seja, sem o compensador síncrono há redução na potência de curto-circuito, tornando maiores os valores de MIIF relacionados às barras inversoras.

A Figura 5.9 mostra a variação da potência de curto-circuito ao longo dos desligamentos e nota-se que há variações nas potências de curto-circuito vistas pelas barras de Ibiúna, Terminal Rio e também em Araraquara 2, devido à essas subestações estarem próximas dos desligamentos que ocorreram às 11h22 do dia 02/05/2021.

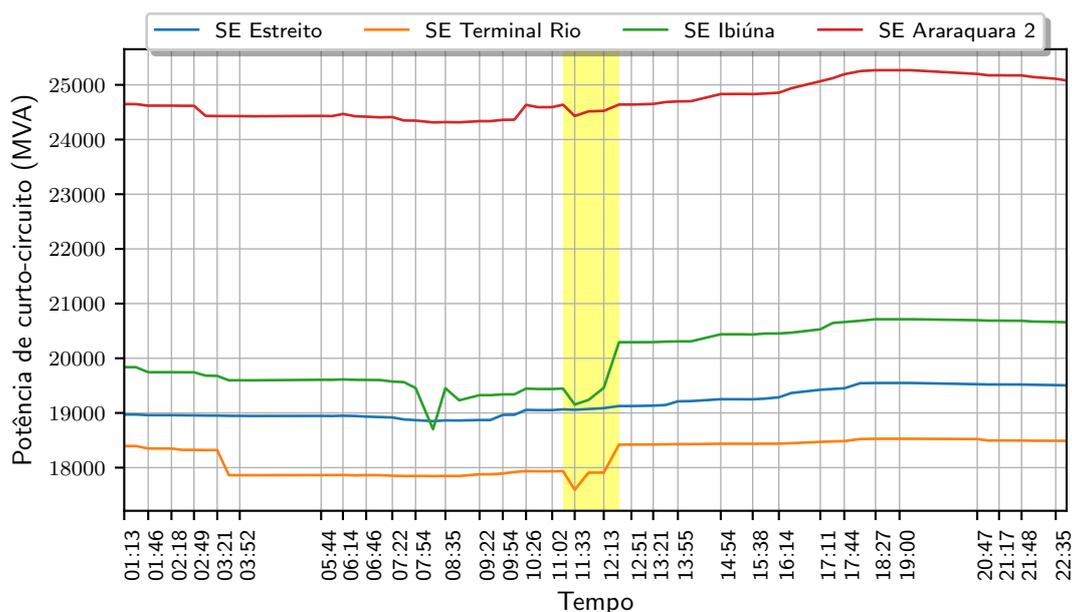


Figura 5.9: Variação da potência de curto-circuito para a ocorrência de 02/05/2021 às 11:22

Após o retorno dos equipamentos ao sistema, verifica-se que há outra variação na potência de curto-circuito das subestações de Terminal Rio e Ibiúna. Dessa vez, tal variação ocorre pois a partir das 12h30 são religados alguns equipamentos de 500 kV das subestações de Ibiúna e Tijuco Preto que haviam sido desligados para atender ao controle de tensão do sistema.

Com a análise dos índices *multi-infeed* para o dia 02 de maio de 2021 e a correlação com os desligamentos no sistema que ocorreram nesse dia, foi observado, a partir de pontos de operação reais, como os índices podem variar ao longo do dia e como as alterações da rede elétrica influenciam nos mesmos.

5.2.2 Dia 25 de junho de 2021

A fim de verificar o comportamento dos índices em outro dia e frente a contingências próximas a outras barras do sistema, optou-se por também calcular os índices do dia 25 de junho de 2021. A monitoração dos índices ao longo desse dia mostra como a potência transmitida através dos elos de corrente contínua também é uma variável importante e que influencia fortemente nos resultados obtidos. Além disso, assim como para o dia 02 de maio de 2021, a análise dos índices nesse dia, mostra como podem haver variações ao longo do dia dependendo dos desligamentos que ocorrem no sistema elétrico.

A Figura 5.10 apresenta a variação da potência de curto-circuito vista a

partir das barras inversoras.

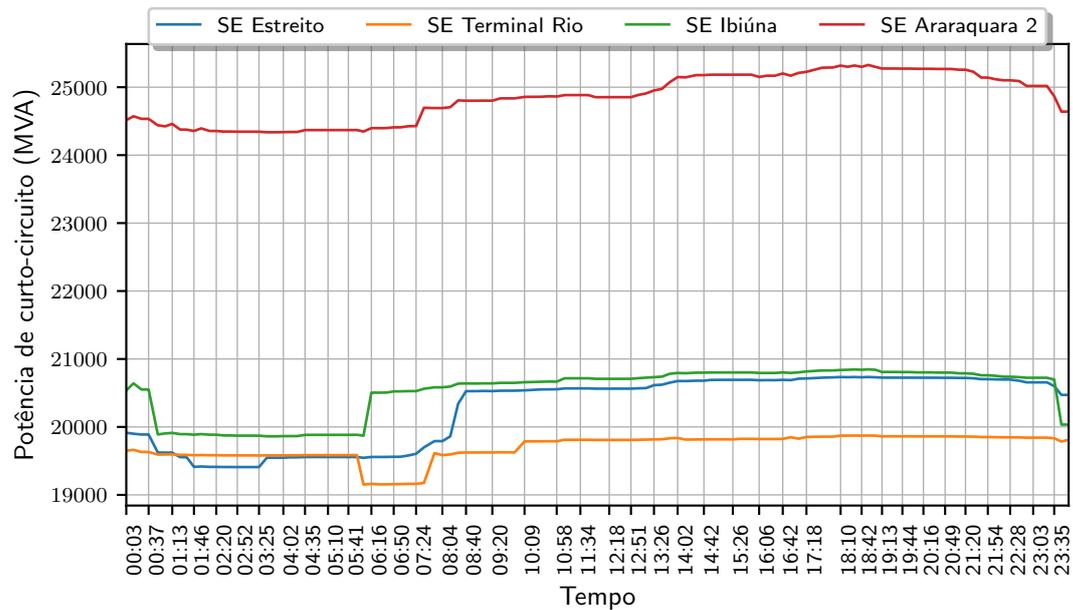


Figura 5.10: Variação da potência de curto-circuito ao longo do dia 25/06/2021

Em relação às potências de curto-circuito verificadas no dia 02 de maio de 2021, nota-se que para o dia 25 de junho de 2021, há valores maiores para as barras de Ibiúna, Estreito, Terminal Rio e Araraquara 2. O que é justificado pela maior presença de máquinas sincronizadas no subsistema da região Sudeste, conforme pode ser comprovado pela Figura 5.11.

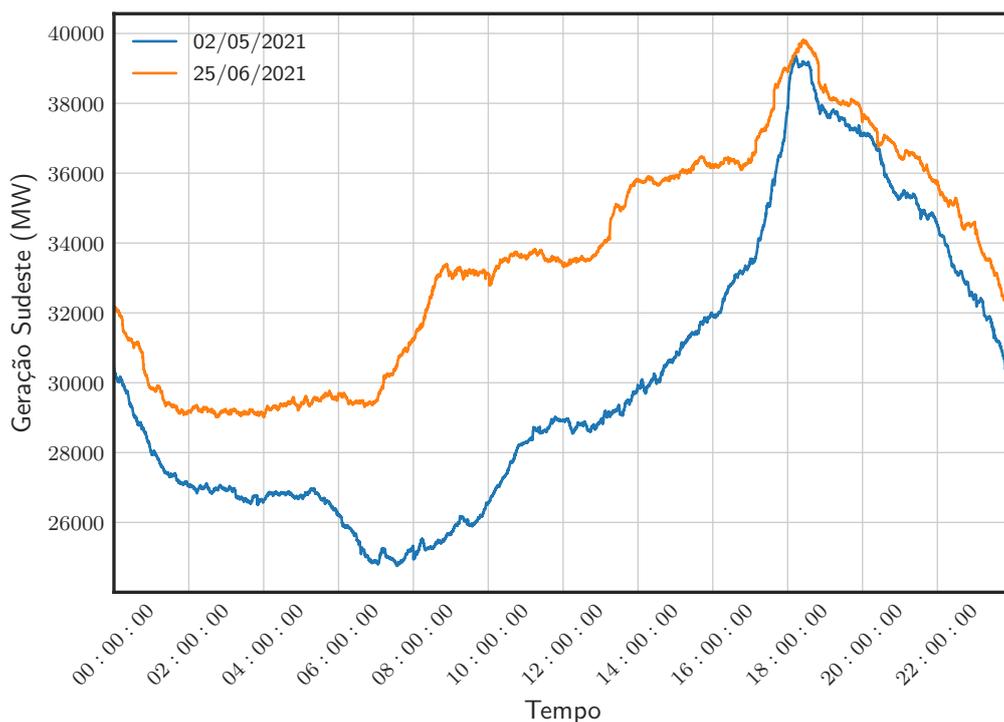


Figura 5.11: Comparação da geração da região SE entre os dias 02 de maio e 25 de junho de 2021

Quanto às variações na potência de curto-circuito que são observadas na Figura 5.10, pode-se estabelecer uma relação com alguns desligamentos que ocorreram na rede elétrica. A Tabela 5.8 mostra esses desligamentos, com seus respectivos horários de início e fim.

Tabela 5.8: Data e horário de equipamentos desligados responsáveis pelas variações na Figura 5.10

Data e horário do desligamento	Data e horário de retorno ao SIN	Equipamento
25/06/2021 00:47	25/06/2021 06:04	LT em 500 kV conectada à SE Ibiúna
25/06/2021 01:39	25/06/2021 01:39	LT em 500 kV no estado de Minas Gerais
25/06/2021 01:39	25/06/2021 03:35	Unidade geradora no estado de Minas Gerais
25/06/2021 05:55	25/06/2021 07:41	Unidade geradora no estado do Rio de Janeiro
25/06/2021 23:41	26/06/2021 15:19	LT em 500 kV conectada à SE Ibiúna

Cabe ressaltar que esses foram apenas alguns dos desligamentos que ocorreram no dia 25 de junho de 2021. Outros desligamentos programados e forçados podem ter acontecido nesse mesmo dia, mas que não impactaram de forma significativa o cálculo da potência de curto-circuito vista das barras inversoras e por isso não apareceram na Figura 5.10.

A avaliação da variação da potência de curto-circuito em conjunto com a variação na potência transmitida pelos elos de corrente contínua nos fornece um melhor entendimento sobre os índices *multi-infeed* que foram calculados para o dia 25 de junho de 2021. Sendo assim, a seguir são apresentadas nas Figuras 5.12 e 5.13 as variações de potência transmitida pelos elos de corrente contínua e do MISCRA ao longo do dia em questão.

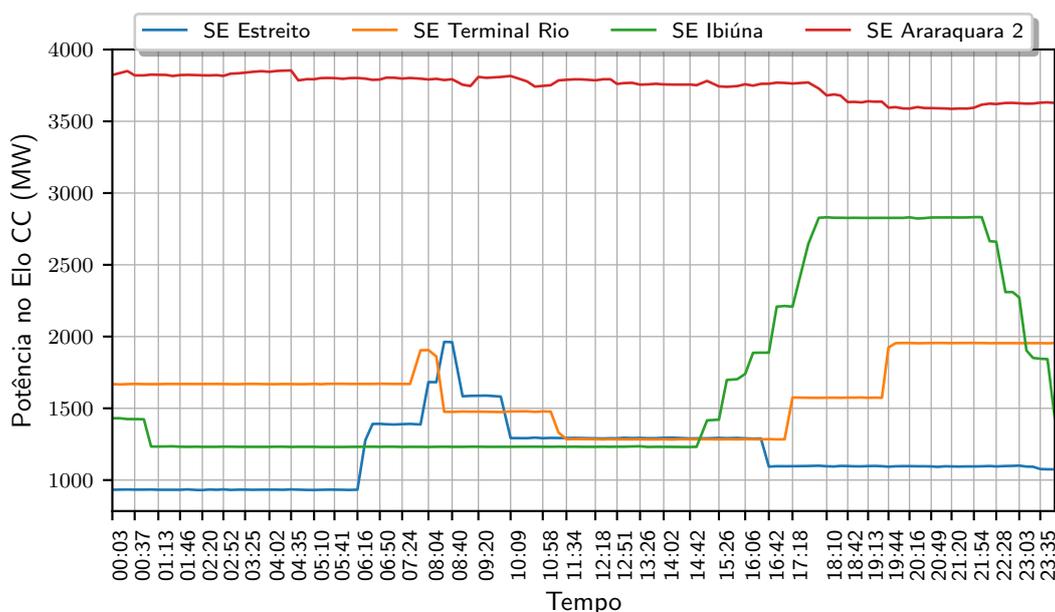


Figura 5.12: Variação da potência nos Elos CC ao longo do dia 25/06/2021

Analisando a Figura 5.12, pode-se notar que no dia 25 de junho de 2021 houve maior variação na potência transmitida através dos bipolos de Itaipu. Já os demais bipolos apresentaram menores variações de potência transmitida ao longo do dia.

Ao comparar os valores de potência transmitida do dia 25 de junho com os do dia 02 de maio, pode-se observar que os valores de potência que são injetados na região Sudeste são menores no dia 25 de junho do que em 02 de maio. Essa é uma informação importante e que explica o fato dos índices *multi-infeed* calculados para o dia 25 de junho apresentarem valores maiores do que os calculados para o dia 02 de maio, conforme apresentado na Figura 5.13 mostra o MISCRA calculado ao longo do dia 25 de junho de 2021.

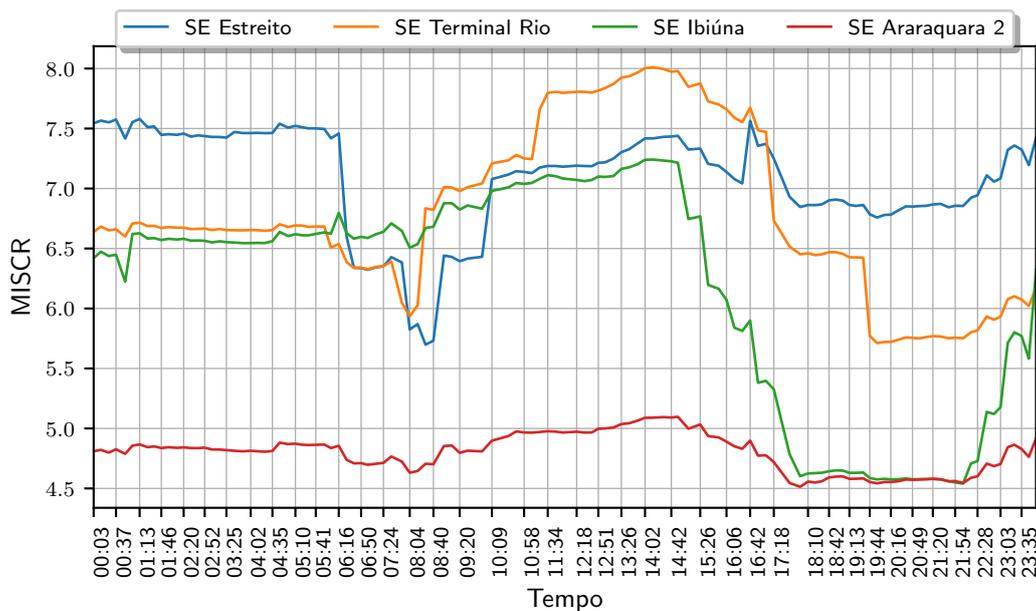


Figura 5.13: Variação do MISCR ao longo do dia 25/06/2021

A análise do MISCR ao longo do dia 25 de junho de 2021 mostra que nas primeiras horas do dia este índice apresentou valores elevados para todas as barras inversoras do sistema. A partir das 06h00 da manhã nota-se que há maior queda nos valores dos índices das barras das SEs Estreito e Terminal Rio, que ocorreram devido ao aumento na potência transmitida pelos bipolos de Belo Monte que chegam nessas subestações.

Nota-se também que a partir das 14h30 há redução significativa nos valores dos índices, principalmente no índice calculado para a barra inversora da SE Ibiúna. Essa variação também ocorreu devido ao aumento na potência transmitida pelos bipolos, dessa vez no bipolo de Itaipu que chega nessa subestação.

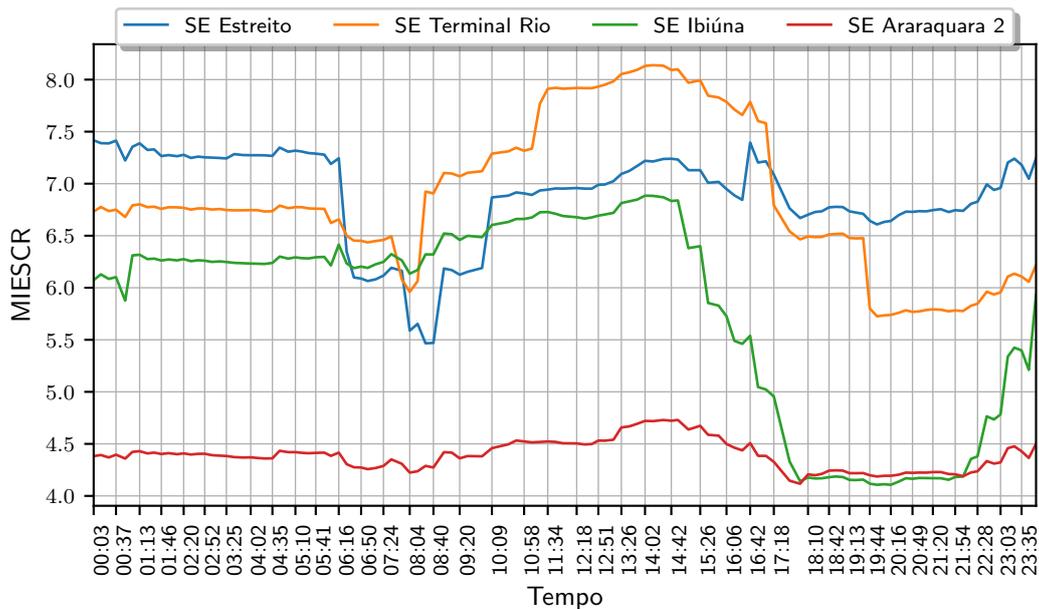


Figura 5.14: Variação do MIESCR ao longo do dia 25/06/2021

Conforme esperado, os valores de MIESCR calculados para o dia 25 de junho são menores do que os de MISCR e apresentam o mesmo comportamento. A Figura 5.14 mostra a variação do MIESCR ao longo deste dia.

Conclui-se, portanto, que há alguns fatores que podem influenciar na variação dos índices MISCR e MIESCR ao longo do dia. Contudo, a análise das Figuras 5.13 e 5.14 mostra que a variação da potência transmitida pelos bipolos influencia fortemente nos valores dos índices. O que é esperado, já que para o cálculo destes índices considera-se a injeção de potência pelo elo CC que se conecta na barra inversora e pelos demais elos CC, que têm suas estações inversoras eletricamente próximas, ponderados por seus respectivos valores de MIIF.

5.2.3 Monitoração cronológica do MIIF

Para analisar o comportamento de um sistema *multi-infeed*, é realizado o cálculo do índice MIIF entre as barras CA inversoras do sistema e elaborada uma matriz com os valores de MIIF obtidos. Nessa matriz é possível identificar de forma direta o quanto um elo CC interage com outro. A utilização destas matrizes em estudos de planejamento de sistemas elétricos tem como objetivo classificar os casos que apresentam interações mais fortes, ou seja, que possuem índices MIIF com valores mais elevados e a partir dessa classificação, realizar análises mais detalhadas nos casos mais significativos.

A monitoração do MIIF ao longo do dia para pontos de operação reais do

sistema pode trazer maiores informações a respeito da interação entre as barras CA inversoras do sistema. Nos estudos de planejamento, a matriz de índices MIIF é obtida para alguns pontos de operação, considerando cenários mais críticos e que podem não ocorrer em tempo real. Dessa forma, a monitoração cronológica desse índice apresenta características da interação entre os elos CC que podem não ter sido previstas em estudos de planejamento.

Dessa forma, a seguir será apresentado o resultado da monitoração cronológica do MIIF para pontos de operação reais do SIN, obtidos através do estimador de estado, e que foram realizadas nos dias 02 de maio de 2021 e 25 de junho de 2021. Para cada dia de análise há 4 gráficos, cada um deles considera a aplicação do degrau de 1% em ralação ao valor pré-falta da tensão em uma das barras CA inversoras e apresenta o resultado nas demais barras inversoras do sistema.

5.2.4 Dia 02 de maio de 2021

A Figura 5.15 mostra os índices MIIF calculados ao longo do dia 02 de maio de 2021, considerando a aplicação do degrau de tensão na barra da SE Estreito. Através da análise dos resultados, verifica-se que para esse dia, a barra inversora CA que apresentava maior possibilidade de interagir com a barra inversora da SE Estreito, era a barra da SE Araraquara 2. Os valores de MIIF ao longo desse dia, para essa interação, permanecem próximos a 0,30, o que indica que uma perturbação na SE Estreito é mais propensa a ser sentida na SE Araraquara 2. Já a interação entre as barras CA da SE Estreito e as barras das SEs Terminal Rio e Ibiúna apresentam valores de MIIF entre 0,20 e 0,24 ao longo do dia. Isso mostra que também há interação entre essas barras, contudo em menor grau quando comparada com a barra da SE Araraquara 2.

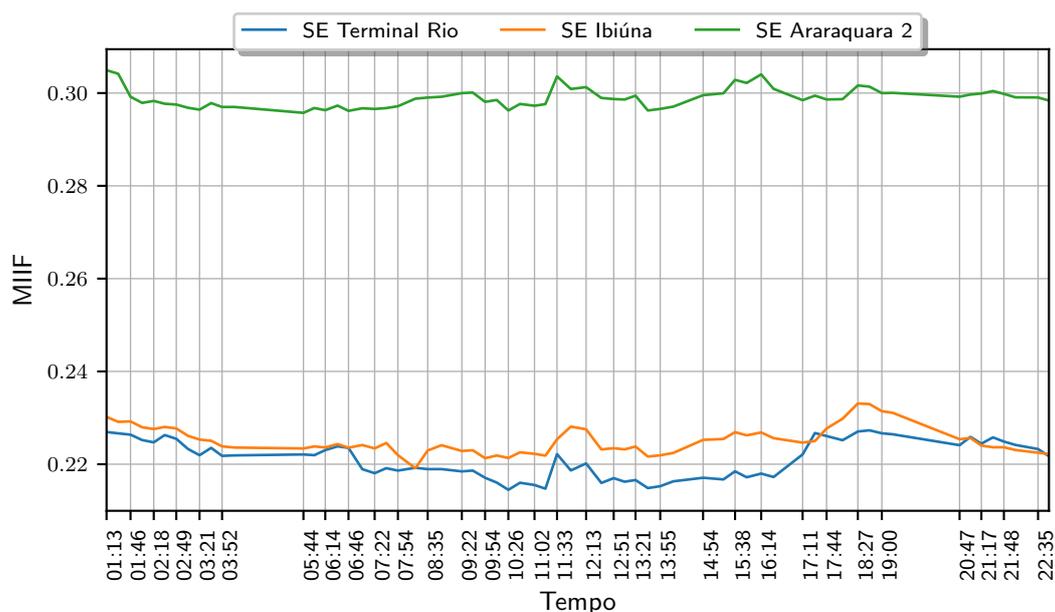


Figura 5.15: Monitoração cronológica do MIIF no dia 02/05/2021 - Degrau de tensão aplicado na barra de Estreito

Na Figura 5.16 pode-se observar que os valores de MIIF quando aplica-se um degrau na barra da SE Terminal Rio permanecem menores que 0,26 ao longo do dia e que a maior interação observada se dá com barra CA inversora da SE Araraquara 2. Outra observação que pode ser feita ao analisar ao gráfico é em relação as variações do índice durante o dia, nota-se que há queda do MIIF por volta das 3h36 da manhã e que é explicado pelo desligamento de uma linha de transmissão em 500 kV para controle de tensão. Essa redução do MIIF mostra que o desligamento da linha de transmissão em 500 kV reduz a proximidade elétrica entre as SEs Terminal Rio e Ibiúna.

Por volta das 11h deste mesmo dia verifica-se que há redução no nível de interação com a SE Ibiúna e elevação da interação com a barra inversora da SE Araraquara 2. Essa variação é explicada pela ocorrência que foi analisada na Seção 5.2.1.2.

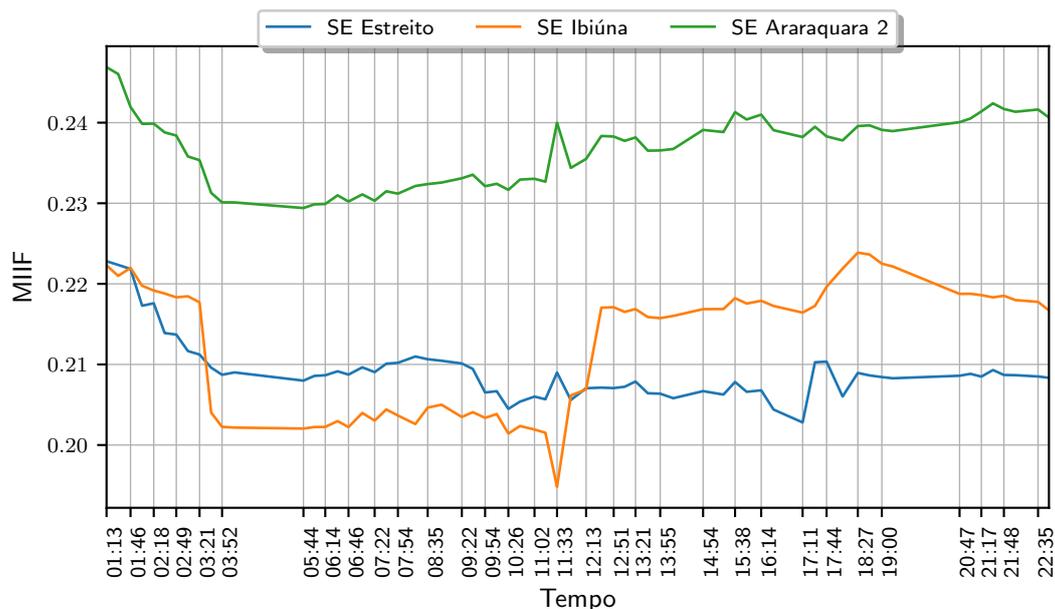


Figura 5.16: Monitoração cronológica do MIIF no dia 02/05/2021 - Degrau de tensão aplicado na barra de Terminal Rio

Para a aplicação do degraú de tensão da barra inversora da SE Ibiúna, apresentado na Figura 5.17, verifica-se que a maior interação ocorre com a barra da SE Araraquara 2. O valor do MIIF entre essas barras inversoras varia entre 0,30 e 0,34 ao longo do dia. Já o MIIF calculado para as barras inversoras das SEs Terminal Rio e Estreito, apresenta valores próximos e variam entre 0,22 e 0,26 durante todo dia. Assim como nos gráficos anteriores, também é possível observar o impacto de ocorrências e desligamentos que ocorreram no sistema no cálculo do índice. Como, por exemplo, o desligamento da linha de transmissão de 500 kV às 03h36, para controle de tensão, que reduziu a proximidade elétrica entre as SEs Ibiúna e Terminal Rio e também as ocorrências de 07h59 e 11h22 que ocorreram nesse dia. Para a ocorrência de 07h59, verifica-se que há redução no nível de interação com as demais barras do sistema e na de 11h22 nota-se que há redução entre as barras inversoras da SE Ibiúna e de Terminal Rio.

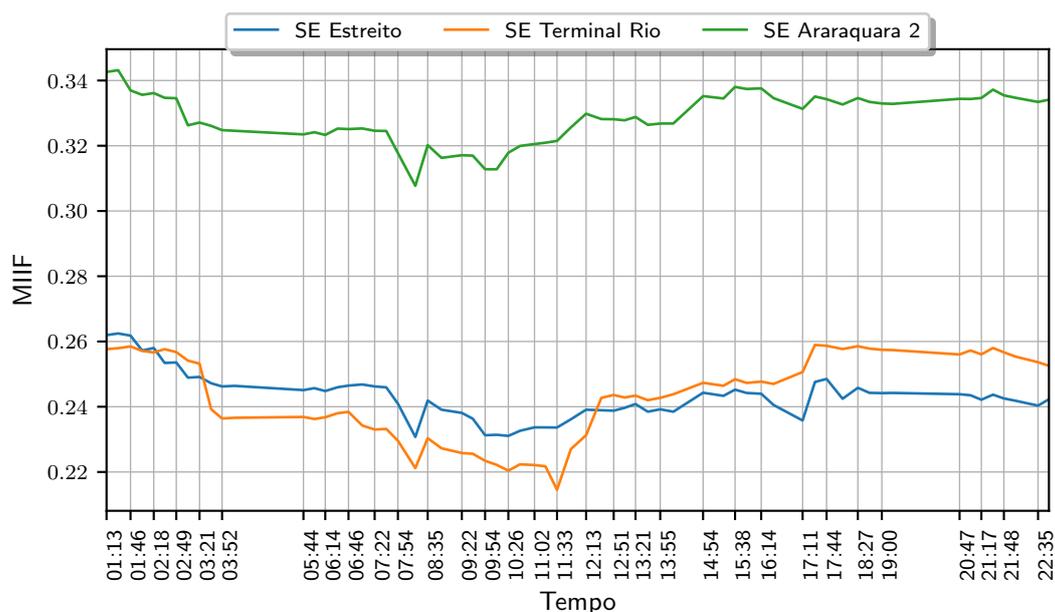


Figura 5.17: Monitoração cronológica do MIIF no dia 02/05/2021 - Degrau de tensão aplicado na barra de Ibiúna

A análise da Figura 5.18 mostra que os valores de MIIF calculados para a barra inversora da SE Araraquara 2 são maiores do que os valores de MIIF verificados para o afundamento de tensão nas demais barras inversoras do sistema. Ou seja, dentre todos os conversores que foram analisados, uma perturbação na SE Araraquara 2 tende a ser a que mais causa impacto nos outros conversores do sistema. Todos os valores de MIIF que foram calculados estão acima de 0,30 e entre as barras da SE Araraquara 2 e das SEs Estreito e Ibiúna, o MIIF atinge valores entre 0,36 e 0,40. Dessa forma, pode-se dizer que a maior probabilidade de uma falha de comutação em uma estação inversora causar falha de comutação em estações inversoras eletricamente próximas está associada a distúrbios na SE Araraquara 2.

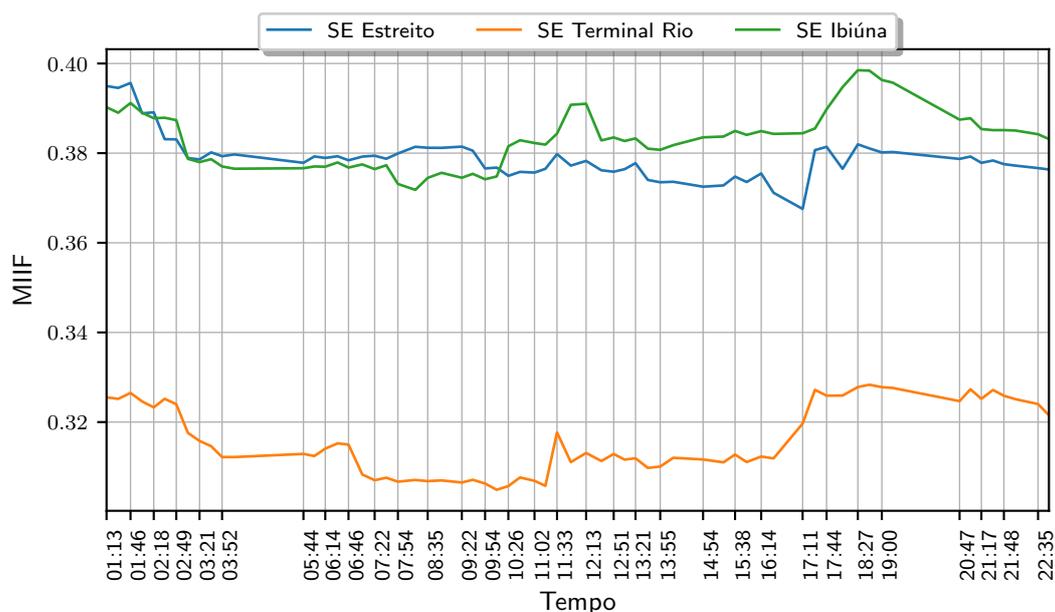


Figura 5.18: Monitoração cronológica do MIIF no dia 02/05/2021 - Degrau de tensão aplicado na barra de Araraquara 2

5.2.5 Dia 25 de junho de 2021

Na Figura 5.19 é apresentada a monitoração do MIIF calculado para a barra da SE Estreito no dia 25 de junho de 2021. Assim como foi verificado no dia 02 de maio de 2021, a barra inversora CA que apresenta maior interação com a barra inversora da SE Estreito é a barra da SE Araraquara 2. Contudo, os valores de MIIF para essa interação, neste dia, variam entre 0,26 e 0,30, enquanto que no dia 02 de maio de 2021 os valores de MIIF ficam próximos de 0,30 durante o dia todo. A interação entre as barras CA da SE Estreito e da SE Ibiúna também apresenta valores de MIIF entre 0,20 e 0,22 ao longo do dia e também são menores do que os verificados em 02 de maio de 2021. Já a interação entre as SE Estreito e Terminal Rio são as que apresentam os menores valores de MIIF. Para esse caso, os valores de MIIF variam entre 0,16 e 0,18.

A diferença observada entre os valores de MIIF dos dias 02 de maio e 25 de junho de 2021 é justificada pelo maior nível de curto-circuito que foi verificado no dia 25 de junho, o que fez com que as barras CA inversoras estivessem menos suscetíveis a experimentar uma forte variação de tensão quando foi aplicada um degrau de tensão em uma das barras. Essa diferença dos valores de MIIF também é observada para as demais barras, conforme será apresentada nas Figuras 5.20, 5.21 e 5.22.

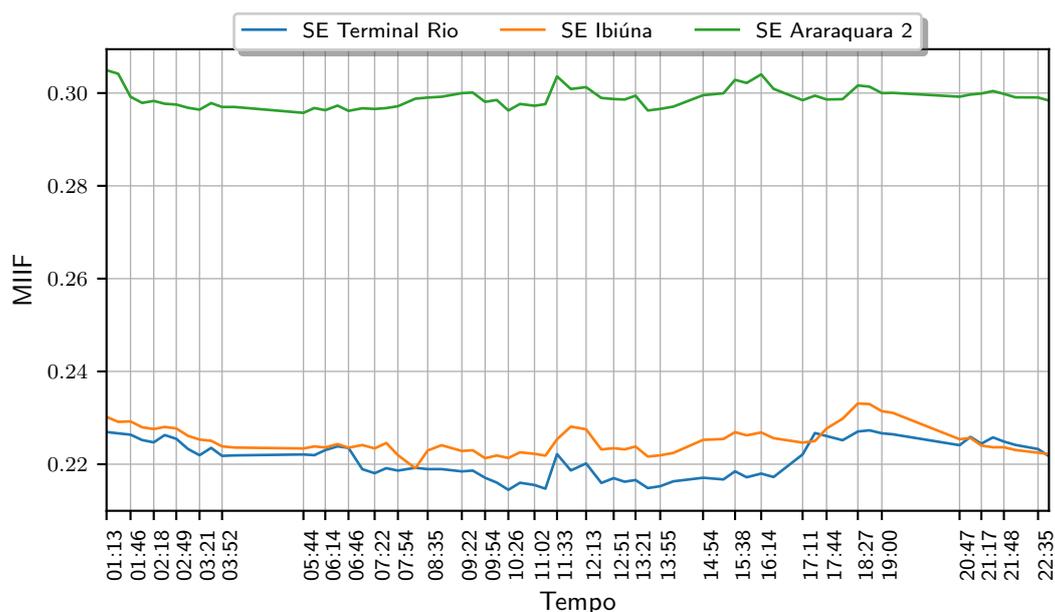


Figura 5.19: Monitoração cronológica do MIIF no dia 02/05/2021 - Degrau de tensão aplicado na barra de Estreito

A aplicação de um degrau de tensão na barra CA inversora da SE Terminal Rio no dia 25 de junho de 2021, mostra que a interação é maior com a barra da SE Araraquara 2. E os valores de MIIF variam entre 0,20 e 0,24 ao longo do dia. Já o MIIF calculado entre as barras da SE Terminal Rio e Ibiúna, apresentou valores próximos a 0,20 durante todo o dia. A menor interação se dá entre as barras das SE Terminal Rio e SE Estreito, com valores de MIIF até 0,18 e em alguns momentos do dia chegam a ser menores que 0,16. Na classificação utilizada na literatura é considerado que, para valores de MIIF menores ou iguais a 0,15, as interações entre as duas barras inversoras em análise podem ser ignoradas.

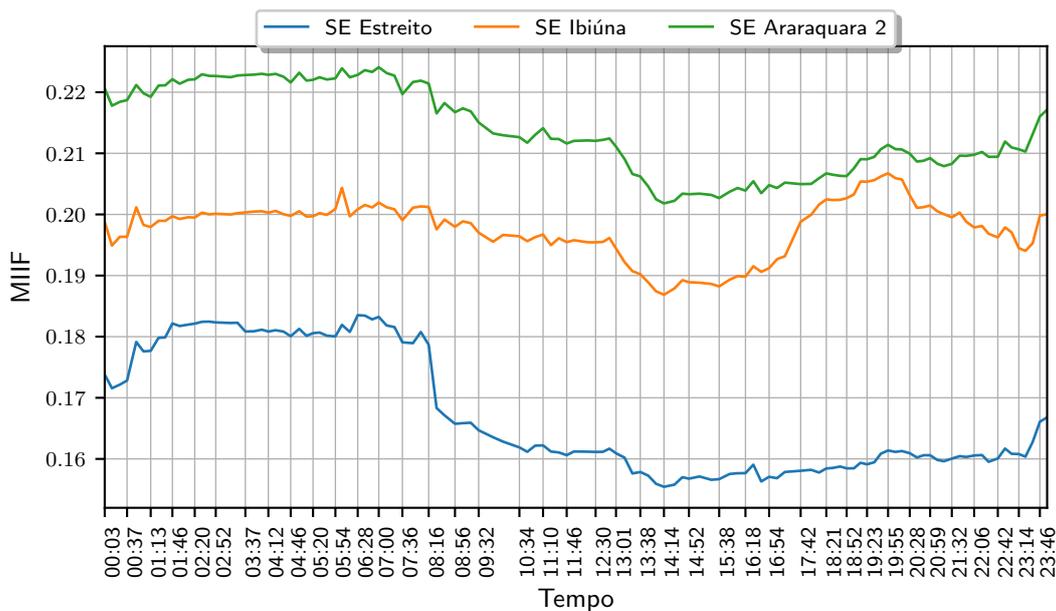


Figura 5.20: Monitoração cronológica do MIIF no dia 02/05/2021 - Degrau de tensão aplicado na barra de Terminal Rio

Na Figura 5.21 pode-se observar que o comportamento entre as barras CA inversoras no dia 25 de junho de 2021 foi semelhante ao verificado no dia 02 de maio de 2021. A maior interação ocorre entre as barras CA da SE Ibiúna e da SE Araraquara 2, como valores de MIIF variando entre 0,30 e 0,32, ficando ligeiramente maiores que 0,32 em alguns períodos do dia. A interação com as barras da SE Terminal Rio e Terminal Estreito, apresenta valores próximos, exceto no período de 00h às 08h30 onde verificou-se que os valores de MIIF foram maiores na interação com a barra CA inversora da SE Estreito.

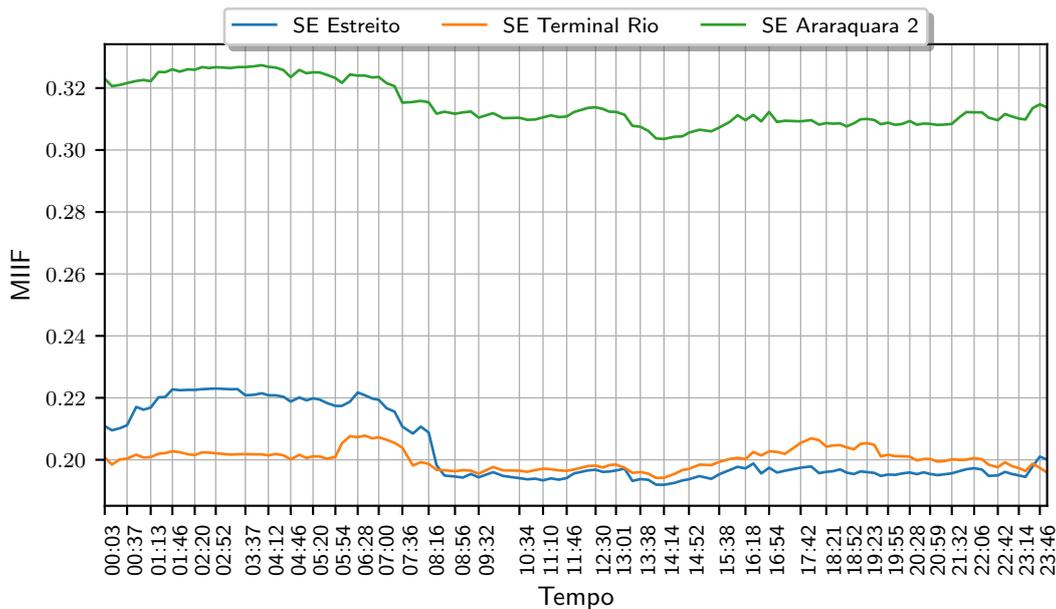


Figura 5.21: Monitoração cronológica do MIIF no dia 02/05/2021 - Degrau de tensão aplicado na barra de Ibiúna

Assim como foi verificado no dia 02 de maio de 2021, os maiores valores de MIIF são observados quando se é aplicado um degraú de tensão na barra CA da SE Araraquara 2. A maior interação com a barra CA inversora da SE Araraquara 2 ocorre com a barra CA inversora da SE Ibiúna, em que os valores de MIIF variam entre 0,36 e 0,40 ao longo do dia. Tais valores de MIIF indicam que há forte interação entre essas duas barras inversoras e que um distúrbio na barra CA inversora da SE Araraquara 2 provocará forte variação de tensão na barra da SE Ibiúna. A interação com a barra CA inversora da SE Estreito apresentou valores de MIIF entre 0,30 e 0,36, que são menores do que os valores verificados no dia 02 de maio de 2021, onde a interação entre a SE Araraquara 2 e as SE Ibiúna e Estreito apresentavam valores próximos. Já a barra CA inversora da SE Terminal Rio é a que apresenta menor variação de tensão quando há um distúrbio na barra CA da SE Araraquara 2, ou seja, entre os conversores do sistema, esse são os que possuem menor interação entre si. Os valores de MIIF, para esse caso, ficaram próximos de 0,26, o que indica que, apesar de ser menor do que os demais, há interação entre esses elos CC do sistema.

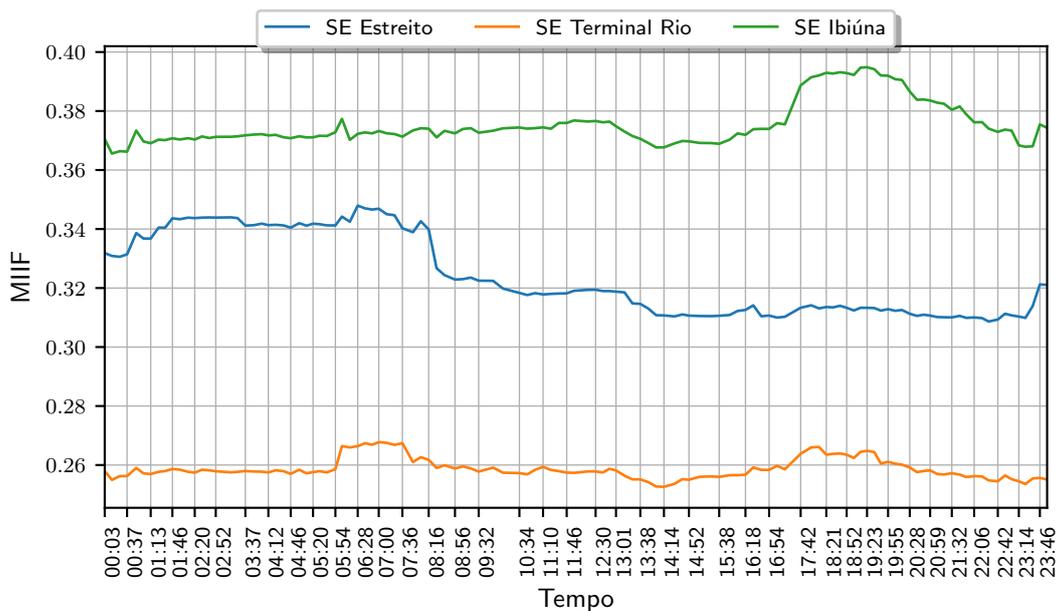


Figura 5.22: Monitoração cronológica do MIIF no dia 02/05/2021 - Degrau de tensão aplicado na barra de Araraquara 2

A análise cronológica do MIIF para o dia 25 de junho de 2021 apresentou valores de MIIF menores quando comparados aos valores verificados no dia 02 de maio de 2021. O que é justificado pelo maior nível de curto-circuito verificado no dia 25 de junho de 2021.

Portanto, através desta análise verificou-se, conforme esperado, que para maiores níveis de curto-circuito nas barras do sistema, menor é o acoplamento entre os inversores dos bipolos de CCAT do sistema.

5.3 Análise dos índices considerando equipamentos desligados

Nesta seção será analisado o impacto de desligamentos de equipamentos nos índices *multi-infeed*. Para essa análise foi escolhido como caso base, um caso de 28 de maio de 2021 às 11h05, que considera todos os equipamentos que foram desligados de forma individual, conectados ao sistema. A partir desse ponto de operação, é desligado o equipamento que se quer avaliar o impacto e efetuado o cálculo dos índices para esse novo ponto de operação sem a presença do equipamento. Esse processo foi realizado para 40 linhas de transmissão e 9 transformadores conectados ao sistema de 500 kV da região sudeste, a fim de comparar como os índices podem variar com um determinado equipamento fora de operação e apresentar, através desses índices, o nível de robustez do sistema na ausência de equipamentos próximos

ao elos de corrente contínua, que podem se desconectados do sistema de forma intempestiva ou programada para a realização de manutenção.

Os índices calculados para o caso base foram o SCR e o MISCR. A potência ativa transmitida pelos elos CC e a potência de curto-circuito calculada a partir de cada barra CA inversora, também foram obtidas, por serem grandezas importantes para o cálculo e análise dos índices. Os resultados são apresentados na Tabela 5.9.

Tabela 5.9: Dados do caso base

Nome da Barra	MISCR	SCR	Pdc (MW)	Scc (MVA)
Estreito 500 kV	2.821	5.088	3843.34	19555.42
Terminal Rio 500 kV	3.040	5.241	3783.16	19829.12
Ibiúna 345 kV	3.435	8.476	2492.40	21126.63
Araraquara 2 500 kV	2.819	4.773	5215.81	24894.73

Observa-se que os valores de MISCR calculados para esse ponto de operação estão entre 2,8 e 3,4, indicando certa robustez do sistema.

A partir desse ponto de operação iniciou-se o processo de desligamento de equipamentos, um de cada vez, e de cálculo de índices. A Figura 5.23 mostra a potência de curto-circuito calculada em cada ponto de operação o respectivo equipamento.

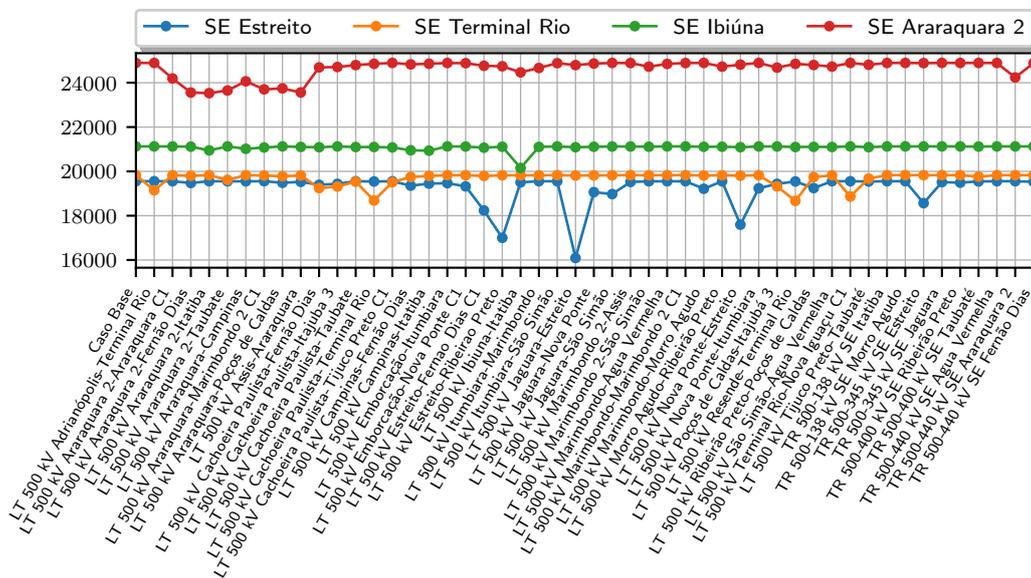


Figura 5.23: Resultado da Potência de curto-circuito calculada para cada equipamento desligado

Ao observar a variação na potência de curto-circuito nas barra CA inversoras, nota-se que as maiores variações ocorrem na potência de curto-circuito calculada

a partir da barra da SE Estreito. Para as demais barras CA inversoras, verifica-se maior variação quando há o desligamento de algum equipamento que esteja diretamente conectado a essa barra.

Os desligamentos das LT 500 kV Estreito/Ribeirão Preto e da LT 500 kV Jaguará/Estreito apresentam variação significativa na potência de curto-circuito calculada a partir da barra em 500 kV da SE Estreito, tendo uma redução de aproximadamente 4000 MVA quando a LT 500 kV Jaguará/Estreito está desligada. A variação na potência de curto-circuito impacta diretamente no cálculo do MISCRC, como é apresentado na Figura 5.24.

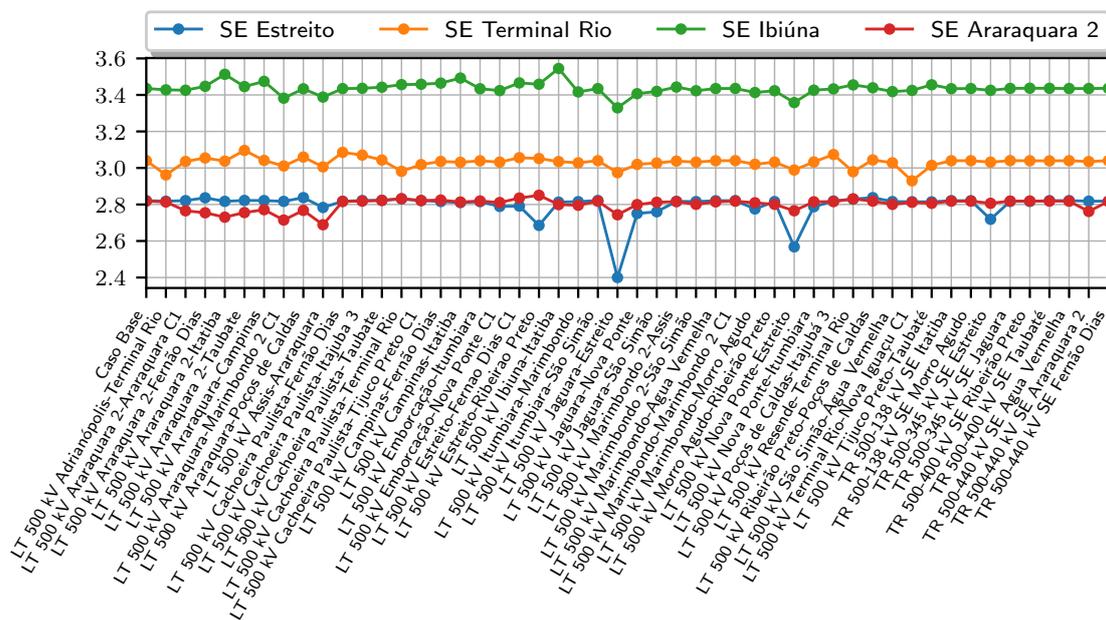


Figura 5.24: Resultado do MISCRC calculado para cada equipamento desligado

Assim como observado para a potência de curto-circuito, a variação mais significativa do MISCRC ocorre quando há o desligamento da LT 500 kV Jaguará/Estreito, em que o índice varia de 2,8 para 2,4, sem essa linha de transmissão conectada ao sistema. Fica evidente, dessa forma, que há redução da robustez do sistema para esse ponto do sistema nessa condição.

A implantação de reforços, tais como a instalação de três compensadores síncronos, com potência de -300/300 Mvar cada, no nível de tensão em 500kV na subestação de Estreito, foi previsto nos estudos para expansão da transmissão realizados pela EPE.

Dessa forma, a instalação desses equipamentos na SE Estreito proporcionará contribuição na potência de curto-circuito e com isso, espera-se que o desligamento

da LT 500 kV Jaguará/Estreito tenha menor impacto para essa barra do sistema e consequentemente, nos índices *multi-infeed*.

5.4 Simulações dinâmicas com casos de tempo real

Além do cálculo dos índices *multi-infeed* para diversas condições do sistema, foram realizadas simulações dinâmicas para um determinado ponto de operação, com o objetivo de mostrar o comportamento dinâmico do sistema, frente a aplicação de afundamento de tensão nas barras CA inversoras, simulando um curto-circuito monofásico.

O caso utilizado como base para as simulações foi obtido a partir do resultado do estimador de estado em tempo real no dia 11 de maio de 2021 às 11h05. Os valores de MIIF calculados para esse ponto de operação são apresentados na Tabela 5.10.

Tabela 5.10: Valores de MIIF calculados para o ponto de operação obtido no dia 11 de maio às 11h05

Nome da Barra	Estreito 500 kV	Terminal Rio 500 kV	Ibiúna 345 kV	Araraquara 2 500 kV
Estreito 500 kV	1,000	0,210	0,240	0,320
Terminal Rio 500 kV	0,210	1,000	0,230	0,260
Ibiúna 345 kV	0,240	0,230	1,000	0,350
Araraquara 2 500 kV	0,380	0,300	0,400	1,000

Observa-se a partir da Tabela 5.10, que a linha correspondente a SE Araraquara 2 é a que apresenta os maiores valores de MIIF. Ou seja, em comparação com os demais conversores do sistema, um distúrbio nessa subestação implicará em maiores variações de tensão nas demais barras CA inversoras. Dessa forma, é esperado que na ocorrência de distúrbios próximos a barra da SE Araraquara 2 possa impactar significativamente os demais conversores do sistema. Isso significa, por exemplo, que a ocorrência de falha de comutação nos inversores da SE Araraquara 2, pode ocasionar em falhas de comutação nos demais inversores do sistema.

A fim de apresentar o comportamento dinâmico do sistema no caso base obtido através do estimador de estado e mostrar os impactos de distúrbios próximos as barras inversoras do sistema, foram realizadas simulações dinâmicas utilizando o programa Anatem.

As primeiras análises realizadas consideram a adoção de dados típicos de falha de comutação utilizados como padrão nos estudos de transitórios eletromecânicos do SIN com o programa Anatem. Esses dados são informados através do código de execução DFCM (Dados para detecção automática de falha de comutação)

e correspondem ao tempo de duração mínima, em segundos, da falha de comutação e ângulo mínimo do inversor, sendo que a ocorrência da falha se dará quando o ângulo mínimo do inversor for menor que o estabelecido ou quando a tensão na barra do inversor for inferior a 0,7 pu.

As Figuras 5.25, 5.26, 5.27 e 5.28 apresentam os resultados da simulação de um afundamento de tensão de 0,7 pu, com duração de 100 ms, na barra de 500 kV da SE Araraquara 2.

Nota-se que para o afundamento de tensão aplicado nesse evento e considerando os dados de falha de comutação padronizados para estudos de transitórios eletromecânicos, há ocorrência de falha de comutação em todos os bipolos do sistema para um distúrbio no 500 kV da SE Araraquara 2. Tal situação provoca bloqueio dos bipolos e conseqüentemente, há interrupção na transmissão de potência ativa para a rede CA. As Figuras 5.27 e 5.28 mostram que os valores potência ativa nos inversores atingem valores iguais a zero por alguns instantes. Contudo, observa-se que, apesar da interrupção de potência, após a eliminação do curto-circuito houve a recuperação do sistema e um novo ponto de operação estável foi atingido.

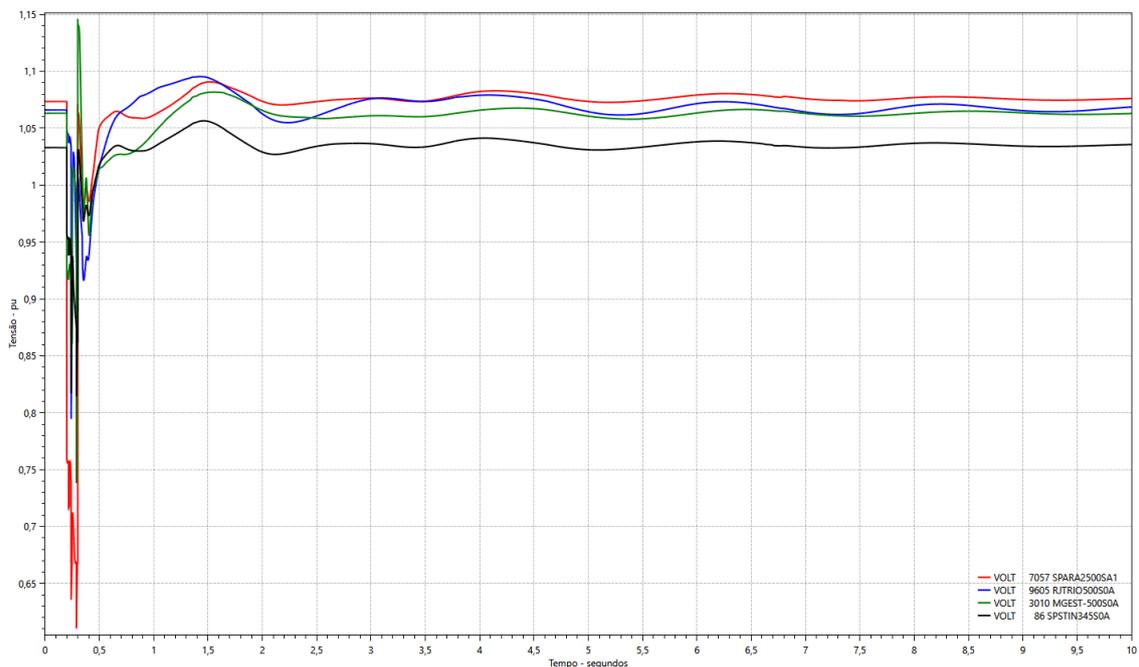


Figura 5.25: Tensão (pu) nas barras CA dos inversores

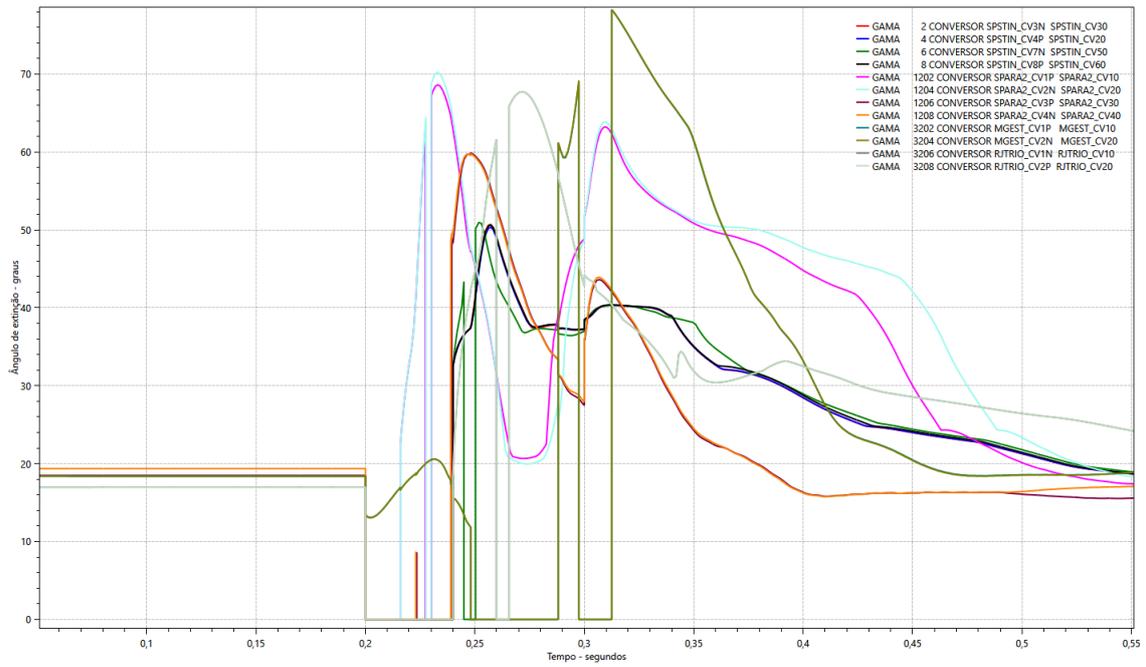


Figura 5.26: Ângulo (graus) de extinção dos inversores

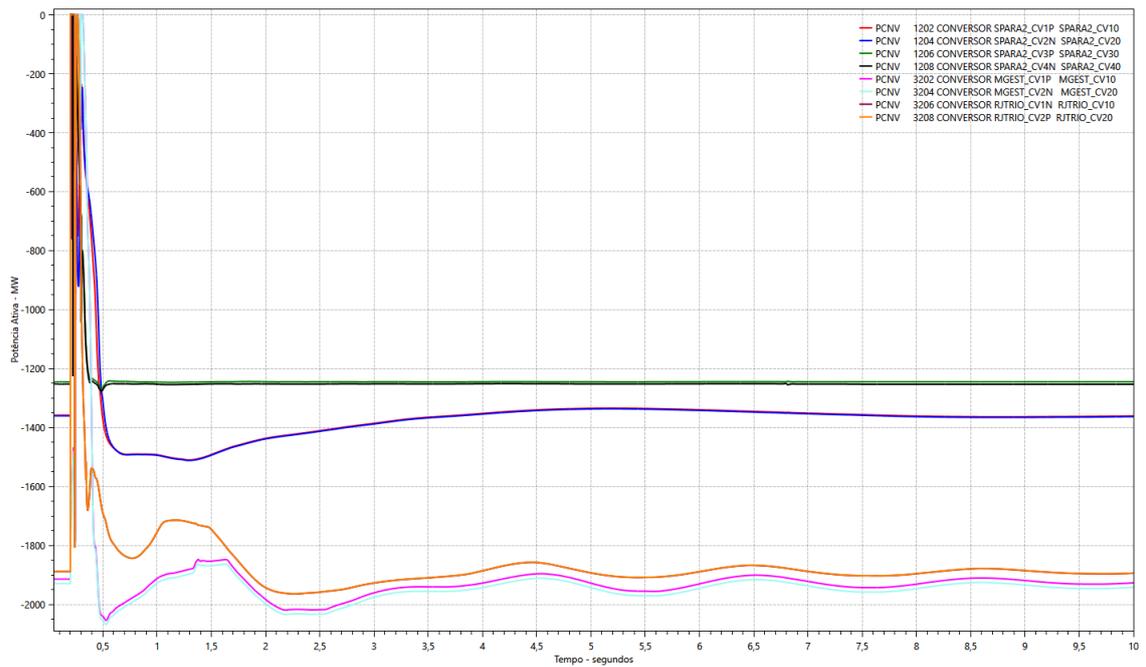


Figura 5.27: Potência ativa (MW) nos inversores das SEs Araraquara, Estreito e Terminal Rio

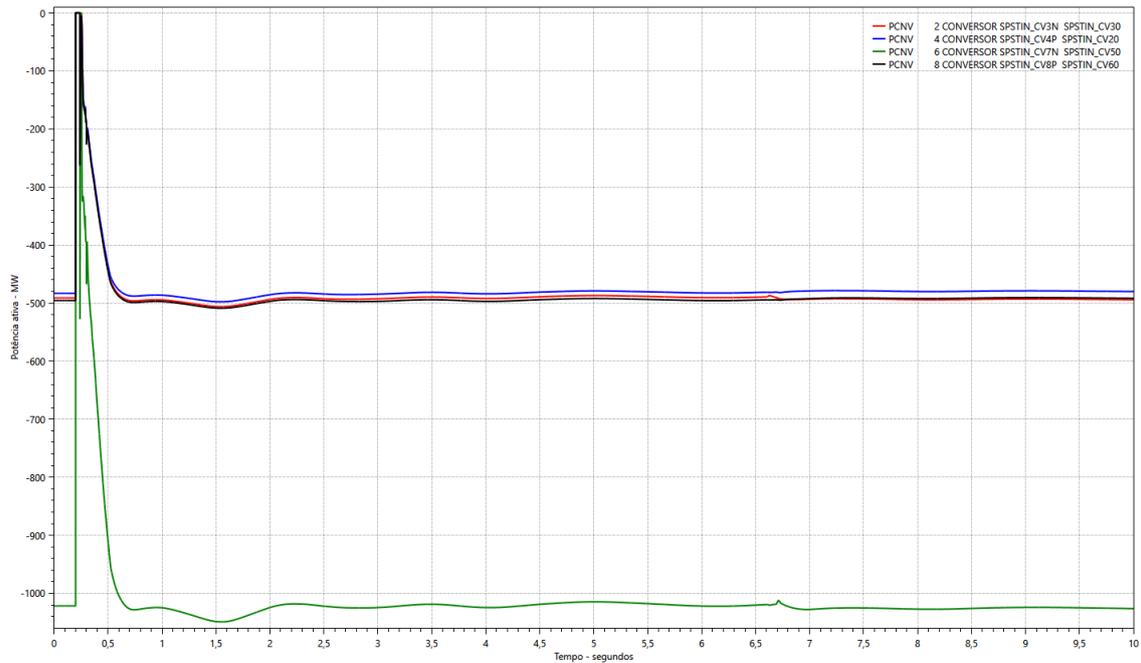


Figura 5.28: Potência ativa (MW) nos inversores da SE Ibiúna

A partir da análise da simulação realizada é possível verificar que, de fato, a ocorrência de distúrbios próximos a barras da SE Araraquara 2 pode vir a impactar de forma significativa as demais barras inversoras do sistema, corroborando com os valores obtidos para os índices *multi-infeed* calculados para o caso base.

Sendo assim, através da monitoração dos índices *multi-infeed* pode-se identificar valores de MIIF elevados, por exemplo, e a partir da simulação dinâmica de um caso obtido do ambiente tempo real é possível realizar análises detalhadas para esse ponto de operação, buscando avaliar o desempenho do sistema por meio da simulação de eventos críticos que podem trazer riscos ao SIN.

Capítulo 6

Conclusões e Trabalhos Futuros

6.1 Conclusões

Essa dissertação apresentou a metodologia para simulação dinâmica dos casos obtidos do ambiente de tempo real no programa Anatem e as adequações necessárias que foram implementadas ao longo dos anos para viabilizar essas simulações. Foram apresentadas também as metodologias para o cálculo dos índices *multi-infeed* de forma automática através do programa Anatem e para o cálculo dos índices a partir de caso de tempo real, obtidos através do estimador de estado do ONS.

As simulações e análises para um sistema teste com apenas dois elos CC, tiveram como objetivo exemplificar de forma didática o comportamento dos índices *multi-infeed* frente a variações no acoplamento entre os elos CC, variações na potência transmitida através desses elos CC e por fim, frente a alterações na rede CA receptora. Para o primeiro caso, os resultados ilustraram a teoria descrita na literatura, onde o MIIF tende a reduzir à medida que o acoplamento entre os elos CC diminui. No limite, quando a impedância de acoplamento é elevada, esses elos CC podem ser tratados como elos totalmente desacoplados. Para as análises considerando as variações na potência transmitida através dos elos CC, foi verificada redução nos índices, conforme foi sendo elevada a injeção de potência através dos elos, e pode-se constatar que o índice MIESCR para uma barra é sempre menor que o de ESCR, mostrando que a utilização do MIESCR no lugar do ESCR é uma ação conservadora, pois leva em consideração a influência de todos os elos de corrente contínua que têm suas estações inversores eletricamente próximas à barra em análise. Por último, foram realizadas alterações na rede CA receptora, através do desligamento de circuitos, mostrando que a interação entre os elos CC tende a aumentar em sistemas mais fracos.

Os resultados obtidos através da monitoração cronológica dos índices *multi-infeed* do SIN foram correlacionados como os desligamentos que ocorreram no sistema, a fim de mostrar como a desconexão de equipamentos impacta na potência de curto-circuito do sistema e conseqüentemente nos índices *multi-infeed*. Da mesma forma que foi verificado nas simulações do sistema teste, também observou-se que a variação na potência transmitida pelos elos CC é uma variável importante no cálculos dos índices e tende a reduzi-los à medida que a transmissão de potência é elevada.

Adicionalmente, essa monitoração mostrou que, em carga leve, o sistema pode apresentar pontos de operação com baixa robustez no sistema CA e que essa condição pode ser agravada pela ocorrência de contingências no sistema, o que pode tornar o sistema suscetível aos efeitos *multi-infeed*. Além disso, alguns dos desligamentos observados provocaram falhas de comutação em pelo menos um dos bipolos do sistema. Esse evento também foi analisado e correlacionado com os índices obtidos para instantes antes da ocorrência dos desligamentos no sistema.

Também foram realizadas simulações dinâmicas dos casos obtidos do ambiente de tempo real, mostrando o comportamento dinâmico do sistema frente a simulação de um curto-circuito monofásico nas barras inversoras do sistema.

Por fim, os resultados obtidos na dissertação mostram que os índices *multi-infeed*, podem apresentar informações importantes acerca da robustez do sistema CA em meio aos diferentes cenários de carga e geração e ainda para diferentes configurações da rede elétrica que são verificadas em tempo real. Além disso, a monitoração dos índices em tempo real pode agregar com informações sobre a proximidade elétrica dos elos de corrente contínua e fornecer ao operador a identificação de regiões fracas e que estejam propensas aos riscos da interação entre os elos, como, por exemplo, a ocorrência de falhas de comutação sucessivas. Aprimorando, assim, a consciência situacional do operador em sala de controle.

6.2 Trabalhos Futuros

Nessa dissertação foram calculados os índices *multi-infeed* ao longo de dois dias inteiros. Dessa forma, para trabalhos futuros sugere-se a monitoração dos índices para vários dias, capturando informações em diferentes cenários do sistema elétrico brasileiro, com o objetivo de criação de uma massa de dados capaz de prover valores críticos para o MIESCR, por exemplo, sendo esse o índice mais conservador, conforme foi visto ao longo das análises realizadas nesse trabalho.

Outra sugestão é a correlação dos índices *multi-infeed* com a ocorrência de

falhas de comutação sucessivas no sistema. Dessa forma, pode-se prever pontos da rede CA que apresentam maior tendência de provocar ou sofrer falhas de comutação.

Referências Bibliográficas

- [1] DA SILVA, L. R., LIRIO, F. L., NETTO, N. A. R. L., et al. “Simulação Dinâmica de Casos Oriundos do tempo real no Programa Anatem”, *XIV Encontro para Debates de Assuntos de Operação - EDAO*, 2016.
- [2] PEREIRA, L. A., LIMA, L. C., J.R.S.SILVA, A., et al. “SAGE - Um Sistema Aberto para a Evolução”, *Eletroevolução: Sistema de Potência, CIGRÉ*, 1995.
- [3] *Programa de Análise de Transitórios Eletromecânicos - Anatem V12.0.3*. Manual do usuário, Cepel - Centro de Pesquisas de Energia Elétrica, 2021.
- [4] NETTO, N. A. R. L. *Novas Ferramentas para a Avaliação de Segurança Estática e Dinâmica de Sistemas de Potência*. Dissertação de mestrado, Universidade Federal do Rio de Janeiro/COPPE, Rio de Janeiro, 2016.
- [5] VALENTINI, T. M. *Avaliação de Alternativas de Adequação de Dados e Modelos para Estudos de Segurança Dinâmica em Tempo Real*. Dissertação de mestrado, Universidade Federal do Rio de Janeiro/COPPE, Rio de Janeiro, 2015.
- [6] VALENTINI, T. M., ASSIS, T. M. L., FALCÃO, D. M., et al. “Database adequacy for on-line dynamic security assessment tools”. In: *2016 IEEE Power and Energy Society General Meeting (PESGM)*, pp. 1–5, 2016. doi: 10.1109/PESGM.2016.7741386.
- [7] JARDIM, J., NETO, C., DOS SANTOS, M. G. “Brazilian System Operator Online Security Assessment System”. In: *2006 IEEE PES Power Systems Conference and Exposition*, pp. 7–12, 2006. doi: 10.1109/PSCE.2006.296219.
- [8] *Programa ORGANON - Versão 12.2*. Guia do usuário, HPPA Consultoria e Desenvolvimento em Engenharia, 2019.

- [9] MORISON, K., WANG, L., KUNDUR, P., et al. “2004 IEEE PES power systems conference & critical requirements for successful on-line security assessment”. In: *IEEE PES Power Systems Conference and Exposition, 2004.*, pp. 1676–1680 vol.3, 2004. doi: 10.1109/PSCE.2004.1397725.
- [10] VIKINSALO, J., MARTIN, A., MORISON, K., et al. “Transient Security Assessment in Real-time at Southern Company”. In: *2006 IEEE PES Power Systems Conference and Exposition*, pp. 13–17, 2006. doi: 10.1109/PSCE.2006.296220.
- [11] SAVULESCU, S. C. “Implementation of Online Dynamic Security Assessment at Southern Company”. In: *Real-Time Stability Assessment in Modern Power System Control Centers*, pp. 129–154, 2009. doi: 10.1002/9780470423912.ch6.
- [12] MA, F., LUO, X., LITVINOV, E. “Real-time network model modification for online transient security assessment”. In: *2013 IEEE Power & Energy Society General Meeting*, pp. 1–5, 2013. doi: 10.1109/PESMG.2013.6672379.
- [13] JUNIOR, S. G., PARREIRAS, T. J. M. A., DA COSTA, M. R., et al. “Avaliação Pós-operativa de Oscilações Naturais do Sistema Interligado Nacional Utilizando Dados de Tempo Real”, *XXIV Seminário Nacional de Produção e Transmissão de Energia Elétrica - SNPTEE*, 2017.
- [14] *Program of Small Signal Stability Analysis and Control - PacDyn - V9.9*. User’s manual, Cepel - Centro de Pesquisas de Energia Elétrica, 2017.
- [15] SILVA, L. R., NETTO, N. A. R. L., LIRIO, F. L., et al. “Validação da Metodologia de Cálculo dos Índices da Análise de Multi-Infeed pelo Programa Anatem”, *XIV Simpósio de Especialistas em Planejamento da Operação e Expansão Elétrica - SEPOPE*, 2018.
- [16] DAVIES, J. B. *Systems with multiple DC infeed*. Relatório Técnico WG B4.41, 2007.
- [17] LIPS, H. P. “Aspects of Multiple Infeed of HVDC Inverter Stations into a Common A.C. System”, *IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems*, v. PAS-92, n. 2, pp. 775–779, 1973. doi: 10.1109/TPAS.1973.293784.
- [18] DA C. SESSA, B. *Avaliação da Estabilidade de Tensão em Sistemas com Elos de Corrente Contínua em Redes Eletricamente Próximas*. Dissertação de mestrado, Universidade Federal do Rio de Janeiro/COPPE, Rio de Janeiro, 2017.

- [19] DA CRUZ SESSA, B., MARIANO LESSA ASSIS, T. “Voltage Stability Assessment in Multi-Infeed HVDC Systems: Application to the Brazilian Grid”. In: *2018 IEEE Power & Energy Society General Meeting (PESGM)*, pp. 1–5, 2018. doi: 10.1109/PESGM.2018.8586180.
- [20] DE SOUZA, Y. R. *Análise da interação entre elos de corrente contínua em redes eletricamente próximas*. Dissertação de mestrado, Universidade Federal do Rio de Janeiro/COPPE, Rio de Janeiro, 2014.
- [21] TAYLOR, C., BALU, N., MARATUKULAM, D. *Power System Voltage Stability*. McGraw-Hill, 1994.
- [22] “Guide for Planning DC Links Terminating at AC System Locations Having Low Short-circuit Capacities. Part I: AC/DC Interaction Phenomena”, *CIGRE Working Group 14.07 and IEEE Working Group 15.05.05*, v. Technical Brochure 68, 1992.
- [23] KUNDUR, P., BALU, N., LAUBY, M. *Power System Stability and Control*. McGraw-Hill, 1994.
- [24] RAHIMI, E. *Voltage Interactions and Commutation Failure Phenomena in Multi-Infeed HVDC Systems*. Ph.d. thesis, University of Manitoba, Canada, 2011.
- [25] DE TOLEDO, P., BERGDAHL, B., ASPLUND, G. “Multiple Infeed Short Circuit Ratio - Aspects Related to Multiple HVDC into One AC Network”. In: *2005 IEEE/PES Transmission & Distribution Conference & Exposition: Asia and Pacific*, pp. 1–6, 2005. doi: 10.1109/TDC.2005.1546774.
- [26] LIRIO, F. L., CARVALHO, R. C. D. A., DE ALMEIDA, L. P. “Análise do Desempenho da Operação Conjunta de Múltiplos Conversores CCAT Considerando a Expansão do Sistema Elétrico”, *XXII Seminário Nacional de Produção e Transmissão de Energia Elétrica - SNPTEE*, 2013.
- [27] DE ALMEIDA, L. P., JUNIOR, S. G., PARREIRAS, T. J. M. A., et al. “Identificação de falhas de comutação em elos de corrente contínua modelados por fasores dinâmicos”, *XXV Seminário Nacional de Produção e Transmissão de Energia Elétrica - SNPTEE*, 2019.
- [28] OKETCH, I. *Commutation Failure Prevention for HVDC Improvement in algorithm for commutation failure prevention in LCC HVDC*. Dissertação de mestrado, Chalmers University of Technology, Gothenburg, Sweden, 2006.

[29] MONTICELLI, A. J. *Fluxo de Carga em Redes de Energia Elétrica*. E. Blucher, 1983.

[30] *Programa de Análise de Redes - Anarede V11.05.02*. Manual do usuário, Cepel - Centro de Pesquisas de Energia Elétrica, 2021.

Apêndice A

Dados de Regime Permanente do Sistema Teste

```
TITU
TESTECC - 2 MONOPOLOS
DOPC IMPR
(Op) E (Op) E
IMPR L NEWT L RCVG L RMON L 80CO L MFCT L
99999
DCTE
(Mn) ( Val) (Mn) ( Val)
BASE 100. DASE 1566. TEPA .1 EXST 4. TETP 5. TBPA 5.
TLPP 1. TEPR .1 QLST 4. TLPR 1. TLPQ 2. TSBZ .01
TSBA 5. ASTP .05 VSTP 5. TLVC .01 TLTC .1 TSFR .1E-7
ZMAX 500. TLPV .5 VDVM 150. VDVN 50. TUDC .01 TADC .01
PGER 30. TPST .2 VFLD 70. ZMIN .001 HIST 470 LFIT 10
ACIT 30 LFCV 3 DCIT 10 VSIT 10 LPIT 50 LFLP 10
PDIT 10 LCRT 30 LPRT 60 CSTP 5. ASDC 1.
ICIT 30 DMAX 5 FDIV 2. ICMN .05 VART 5. TSTP 33
ICMV .5 APAS 90. CPAR 70. VAVT 2. VAVF 5. VMVF 15.
VPVT 2. VPVF 5. VPMF 10. VSVF 20. VINP 1. VSUP 1.
TLSI 0. NDIR 20. STTR 5. TRPT 100. STIR 1. BFPO 1.
LFPO .1 TLMT 0. TLMF 0. TLMG 0. PARS 10.
99999
DBAR
(Num)OETGb( nome )G1( V)( A)( Pg)( Qg)( Qn)( Qm)(Bc )( P1)( Q1)(Sh)Are(Vf)
M(1)(2)(3)(4)(5)(6)(7)(8)(9)(10)
1 L FOZ-AC 1000-.08 11000
2 L IBI-AC 1004 .05 800. 11000
4 L FOZ2-AC 1000-2.4 11000
5 L IBI2-AC 1004-.89 800. 11000
6 D1 INFIBI2 10003.43 100.-268.-999999999 5 11000
10 L2 IPU9MQ 1000 0.1400.719.1-999999999 1 11000
20 D2 INFIBI 1173 0.-59263822.-999999999 11000
30 L2 IPU2-9MQ 1000-2.31400.719.1-999999999 4 11000
100 L BARRA-1 989-7.5 700. 200. 11000
101 L BARRA-2 999-9.3 700. 200. 11000
102 L BARRA-3 994-8.7 700. 200. 11000
103 L BARRA-4 1001-10. 700. 200. 11000
104 L2 BARRA-4 1050-10.108.7478.4-999999999 11000
105 L1 BARRA-5 1050-11. 50.491.2-999. 999. 11000
99999
DLIN
(De) d 0 d(Pa) NcEP ( R% )( X% )(Mvar)(Tap)(Tmn)(Tmx)(Phs)(Bc )(Cn)(Ce)Ns(Cq)
(1)(2)(3)(4)(5)(6)(7)(8)(9)(10)
1 4 1D 1. 99999999 9999
```

1	10	1	.01		99999999	9999
2	5	1	5.		99999999	9999
2	20	1	.5		99999999	9999
4	30	1	.01		99999999	9999
5	6	1	.5		99999999	9999
100	2	1	.1	1. 10.	99999999	9999
100	101	1	.1	1. 10.	99999999	9999
100	101	2	.1	1. 10.	99999999	9999
101	104	1	.5	1. 2.	99999999	9999
102	5	1	.1	1. 10.	99999999	9999
102	103	1	.1	1. 10.	99999999	9999
102	103	2	.1	1. 10.	99999999	9999
102	103	4	.1	1. 10.	99999999	9999
103	105	1	.5	1. 2.	99999999	9999

99999

DCAR

(tp) (no) C (tp) (no) C (tp) (no) C (tp) (no) 0 (A) (B) (C) (D) (Vf1)
barr 100 E barr 101 E barr 102 E barr 103 A 0 75 0 100 70.

99999

DELO

(No) 0 (V) (P) (Identificacao) M E

1	600.	1566.	Itaipu-Ibi-Polo1	N L
2	600.	1566.	Itaipu-Ibi-Polo2	N L

99999

DCBA

(No)	0	TP(Nome)Gl(Vd)	(Rs)	(Elo
1	1+RETIFICADORA		600.				1
2	+INVERSORA		575.5				1
3	ONEUTRA		0.				1
4	ONEUTRA		0.				1
13	1+RETIFICADORA		600.				2
14	+INVERSORA		575.5				2
15	ONEUTRA		0.				2
16	ONEUTRA		0.				2

99999

DCLI

(De) 0 (Pa)Nc P (R)(L) (Cn)

1	2	1	F	10.51231.9
13	14	1	F	10.51231.9

99999

DCNV

(No) 0 (CA) (CC) (EL) T p (Ino) (Xc) (Vfs) (Snt) (Rra) (Lra) (CCC) Fr

1	1	1	3	R	4	2610.	17.8	127.4	471.	0.
2	2	2	4	I	4	2610.	17.2	122.	450.	0.
9	4	13	15	R	4	2610.	17.8	127.4	471.	0.
10	5	14	16	I	4	2610.	17.2	122.	450.	0.

99999

DCCV

(No) 0 FMC (Vsp) (Marg (IMax (Dsp) (Dtn) (Dtm) (Tmn) (Tmx) (S (Vmn (Tmh) (Ttr)

1	P	1400.	2700.	15.	5.	16.3	.925	1.25	1.25	1.
2	F P	1000.	10. 2700.	17.	17.	17.	.966	1.305	1.305	1.
9	P	1400.	2700.	15.	5.	16.3	.925	1.25	1.25	1.
10	F P	1000.	10. 2700.	17.	17.	17.	.966	1.305	1.305	1.

99999

DGBT

(G (kV)

0 500.

99999

FIM