



AVALIAÇÃO DE ALTERNATIVAS DE ADEQUAÇÃO DE DADOS E MODELOS PARA ESTUDOS DE SEGURANÇA DINÂMICA EM TEMPO REAL

Tálita Moura Valentini

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.

Orientadora: Tatiana Mariano Lessa de Assis

Rio de Janeiro

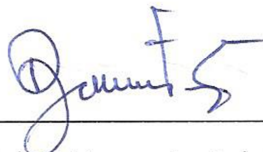
Junho de 2015

AVALIAÇÃO DE ALTERNATIVAS DE ADEQUAÇÃO DE DADOS E MODELOS PARA ESTUDOS
DE SEGURANÇA DINÂMICA EM TEMPO REAL

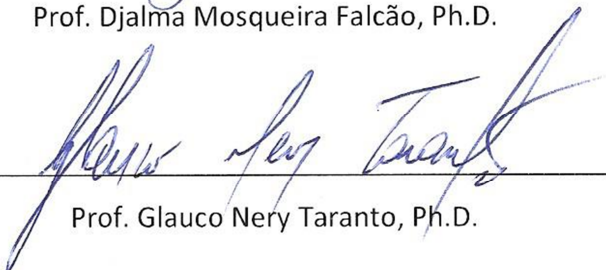
Tálita Moura Valentini

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

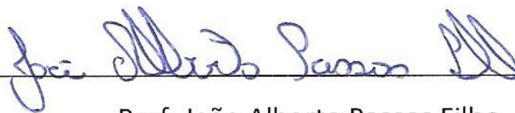
Examinada por:



Prof. Djalma Mosqueira Falcão, Ph.D.



Prof. Glauco Nery Taranto, Ph.D.



Prof. João Alberto Passos Filho, D.Sc.

RIO DE JANEIRO, RJ - BRASIL

JUNHO DE 2015

Valentini, Tálita Moura

Avaliação de Alternativas de Adequação de Dados e Modelos para Estudos de Segurança Dinâmica em Tempo Real / Tálita Moura Valentini – Rio de Janeiro: UFRJ/COPPE, 2015.

IX, 98 p.: il.; 29,7 cm.

Orientadora: Tatiana Mariano Lessa de Assis

Dissertação (mestrado) – UFRJ/ COPPE/ Programa de Engenharia Elétrica, 2015.

Referências Bibliográficas: p. 96–98.

1. Segurança de Sistemas Elétricos 2. Simulação em Tempo Real 3. Dinâmica. I. Assis, Tatiana Mariano Lessa de. II. Universidade Federal do Rio de Janeiro, COPPE, Programa de Engenharia Elétrica. III. Título.

*Ao meu filho, Pedro, por me
mostrar onde deve estar meu coração.*

Agradecimentos

Em primeiro lugar, a Deus, pela graça da vida, da inteligência, da perseverança, da paciência e tudo mais que me foi necessário para a realização deste trabalho.

Ao meu esposo, Alexandro, por todos os momentos de compreensão, companheirismo, dedicação e carinho que permitiram minha dedicação a esta dissertação.

À minha mãe, Ana Maria, por ser minha mãe e, conseqüentemente, se sacrificar por mim das mais diversas formas.

À minha tia, Maria Manuela, e à minha prima, Ana Cristina, por todas as palavras e ações de incentivo.

À minha orientadora, professora Tatiana Mariano Lessa de Assis, por todo o auxílio, pessoal e profissional a mim dispensado ao longo de todo o tempo em que tenho tido o privilégio da sua orientação. Pelo conhecimento compartilhado, pela paciência e por se fazer sempre presente e atenta, mesmo que fisicamente distante.

Aos professores do PEE, por contribuírem com seu conhecimento à minha capacitação. De modo especial, aos professores Djalma Falcão e Glauco Taranto por, juntamente à minha orientadora, me permitirem aprofundar minha formação por meio da participação em projetos de pesquisa.

A todos os meus amigos, que de uma maneira ou de outra, rezaram, torceram ou me ajudaram na realização deste trabalho.

Ao CEPEL, pelo apoio na utilização das ferramentas de simulação e no fornecimento de informações e dados decisivos para a realização desta dissertação.

À Fundação Coordenação de Aperfeiçoamento de Pessoal de Nível Superior, CAPES, pelo suporte financeiro.

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

AVALIAÇÃO DE ALTERNATIVAS DE ADEQUAÇÃO DE DADOS E MODELOS PARA ESTUDOS DE SEGURANÇA DINÂMICA EM TEMPO REAL

Tálita Moura Valentini

Junho/2015

Orientadora: Tatiana Mariano Lessa de Assis

Programa: Engenharia Elétrica

Este trabalho propõe alternativas para a adequação da base de dados de sistemas de energia elétrica, visando à realização de estudos de segurança dinâmica em tempo real. São apresentados os desafios e a necessidade desta adequação, de maneira a contextualizar o tema. As estratégias propostas são, então, detalhadamente descritas e, posteriormente, aplicadas a um caso real de operação do Sistema Interligado Nacional. A seguir as estratégias são avaliadas mediante a realização de análises estáticas e dinâmicas de contingências, bem como sob os aspectos da análise modal.

Os resultados para os casos analisados indicam que, de modo geral, as três alternativas apresentam comportamento semelhante. No entanto, uma das estratégias propostas tende a ser mais conservativa e a representar mais adequadamente o comportamento dinâmico do sistema.

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

EVALUATION OF ALTERNATIVES TO DATA AND MODEL ADEQUACY FOR REAL TIME
DYNAMIC SECURITY STUDIES

Tálita Moura Valentini

June/2015

Advisor: Tatiana Mariano Lessa de Assis

Department: Electrical Engineering

This work proposes alternatives to the adequacy of electric systems database, to allow real time dynamic security studies. Challenges and the need of this adjustment are presented in order to contextualize the subject. The proposed strategies are then described in detail and are subsequently applied to a real operation case of the Brazilian Power System. Then the strategies are evaluated by performing static and dynamic analysis of contingency as well as under modal analysis aspects.

The results for the analyzed case indicate that, in general, all three alternatives works in a similar way. However, one of them tends to be more conservative and better representative of dynamic behavior of the system those others.

Sumário

Capítulo 1	Introdução.....	1
1.1	Análise de Segurança em Sistemas de Energia Elétrica	2
1.2	Motivação	3
1.3	Objetivo	6
1.4	Origem do Trabalho.....	7
1.5	Estrutura da Dissertação	7
Capítulo 2	Adequação dos Dados de Tempo Real para Simulação Dinâmica	8
2.1	Desafios e Necessidade de Adequação	9
2.2	Considerações a Respeito da Estimção de Estados.....	10
2.3	Revisão Bibliográfica.....	11
Capítulo 3	Estratégias Propostas	15
3.1	Estratégia A: Representação Individualizada	16
3.1.1	<i>Dados de Fluxo de Potência.....</i>	<i>17</i>
3.1.2	<i>Dados Dinâmicos</i>	<i>22</i>
3.2	Estratégia B: Representação Agregada	25
3.2.1	<i>Dados de Fluxo de Potência.....</i>	<i>25</i>
3.2.2	<i>Dados Dinâmicos</i>	<i>26</i>
3.3	Estratégia C: Representação Adaptada	28
3.3.1	<i>Dados de Fluxo de Potência.....</i>	<i>28</i>
3.3.2	<i>Dados Dinâmicos</i>	<i>31</i>
Capítulo 4	Adequação de um Caso do SIN.....	34
4.1	Características Gerais do SIN.....	34
4.2	Ferramentas Computacionais Utilizadas.....	36
4.3	Estratégia A: Representação Individualizada	36

4.3.1 <i>Preparação do Caso de Fluxo de Potência</i>	37
4.3.2 <i>Dados Dinâmicos</i>	38
4.4 <i>Estratégia B: Representação Agregada</i>	41
4.4.1 <i>Dados de Fluxo de Potência</i>	41
4.4.2 <i>Dados Dinâmicos</i>	42
4.5 <i>Estratégia C: Representação Adaptada</i>	44
4.5.1 <i>Definição do Caso Base</i>	44
4.5.2 <i>Preparação do Caso de Fluxo de Potência</i>	45
4.5.3 <i>Dados Dinâmicos</i>	51
Capítulo 5 Resultados	54
5.1 <i>Análise de Fluxo de Potência</i>	54
5.2 <i>Análise Dinâmica</i>	56
5.2.1 <i>Análise da Estabilidade Transitória</i>	56
5.2.2 <i>Análise Modal</i>	79
Capítulo 6 Conclusões e Trabalhos Futuros	93
6.1 <i>Conclusões</i>	93
6.2 <i>Trabalhos Futuros</i>	95
Referências	96

Capítulo 1

Introdução

Historicamente, a operação dos Sistemas de Energia Elétrica – SEEs tem se tornado cada vez mais complexa e restritiva. O processo de desregulamentação e desverticalização do setor elétrico, observado em diversos países do mundo ao longo das últimas décadas, se apresenta como fator determinante para este fenômeno. No momento em que geração, transmissão e distribuição de energia passam a ser responsabilidades de diferentes agentes, o aspecto econômico ganha força e torna-se premente usufruir ao máximo da infraestrutura existente antes que novas benfeitorias sejam agregadas ao sistema.

Por outro lado, a crescente interligação dos sistemas elétricos, a utilização de sistemas de proteção e controle mais integrados e complexos aliadas à incorporação de novas tecnologias como, por exemplo, aquelas associadas ao conceito de Redes Inteligentes (*Smart Grids*) e Geração Distribuída –GD são aspectos técnicos que contribuem fortemente para o aumento das incertezas em relação à operação dos sistemas. Estas incertezas, que incluem

ainda a previsão da carga a ser atendida, são tão maiores quanto mais distante do momento da operação, ou seja, do tempo real, são realizadas as análises. Portanto, em um ambiente de planejamento da operação, são comumente adotadas premissas conservativas, levando em consideração os cenários mais críticos. Esta prática resulta em um aproveitamento aquém das reais capacidades do sistema, visto que os cenários mais críticos possuem uma baixa probabilidade de ocorrência.

Neste contexto, técnicas que permitam a realização de análises em tempo real de sistemas de energia elétrica têm ganhado importância. Utilizando-se dados do ambiente de tempo real, os estudos tornam-se mais realísticos, de modo que as incertezas citadas são substancialmente reduzidas e, conseqüentemente, pode-se atingir um balanço técnico/econômico mais adequado. Dentre estas técnicas está a avaliação da segurança.

1.1 Análise de Segurança em Sistemas de Energia Elétrica

Um SEE é considerado seguro, em um dado ponto de operação, se, na ocorrência de um determinado evento ou conjunto de eventos, o sistema se mantém operando sem prejuízos para os consumidores e sem danos aos equipamentos [1].

A análise de segurança pode ser subdividida em duas categorias de acordo com a modelagem e os critérios utilizados para a análise, quais sejam: análise de segurança estática e dinâmica. Nos dois casos, o ponto de partida para os estudos é uma “fotografia” do sistema. No caso dos estudos de segurança dinâmica em tempo real, tal “fotografia” é produzida por um estimador de estados [2].

A avaliação da segurança estática é realizada essencialmente por meio do cálculo do fluxo de potência. Neste caso, os critérios adotados para determinação do estado seguro/inseguro do sistema são os limites para os módulos das tensões nas barras e os limites térmicos dos circuitos. Deste modo, um SEE é dito seguro, do ponto de vista da segurança estática, se, em um determinado ponto de operação, o sistema permanece com o perfil de tensão e carregamento dos circuitos dentro dos limites aceitáveis. Tais limites devem ser observados mesmo quando da ocorrência de contingências na rede.

No entanto, para uma avaliação completa da segurança de um SEP, deve-se levar em conta também a análise dinâmica. Para tal, os diversos aspectos da estabilidade como, por exemplo, a estabilidade transitória, a estabilidade de tensão e a estabilidade a pequenos sinais, devem ser analisados mediante critérios específicos [3]. No caso brasileiro, estes critérios, assim como aqueles observados para a análise estática, estão definidos nos Procedimentos de Rede do Operador Nacional do Sistema Elétrico – ONS [4].

1.2 Motivação

A avaliação da segurança dinâmica de SEEs tem sido aplicada de diferentes modos ao longo dos últimos anos. Como um primeiro exemplo de sua utilização tem-se a construção das Regiões de Segurança [5][6]. Estas regiões são uma maneira prática e objetiva de visualização dos resultados da avaliação da segurança de um SEE. De posse destas regiões, o operador pode identificar rapidamente a condição de segurança na qual o sistema se encontra, assim como avaliar o quão distante da fronteira de segurança está o ponto de operação corrente.

De maneira simplificada, uma Região de Segurança é traçada tomando por base um ponto de operação inicial a partir do qual, as gerações de três grupos de usinas, G_1 , G_2 , G_3 , são redespachadas de maneira que a soma da potência ativa gerada por todos os grupos permaneça constante, a menos das perdas, visto que a carga do sistema permanece constante. Para cada novo patamar de geração, a segurança do SEP é reavaliada. Este procedimento é repetido até que o limite de geração de potência ativa dos grupos seja atingido ou até a não convergência do caso de fluxo de potência. Nesta última situação, o percentual de incremento/decremento na potência dos grupos é reduzido à metade e a convergência é testada novamente até que se alcance nova convergência ou até que o limite mínimo para o valor de incremento/decremento seja atingido. Quando apenas a segurança estática é avaliada, obtém-se a chamada Região de Segurança Estática. Por outro lado, quando aspectos dinâmicos também são considerados, tem-se a Região de Segurança Dinâmica.

No decorrer do processo, alguns dos limites monitorados na avaliação da segurança podem ser violados. Neste caso, são traçadas na Região curvas indicativas do limiar de violação destes limites [1]. A Figura 1 apresenta um exemplo qualitativo de um gráfico em duas dimensões de uma Região de Segurança.

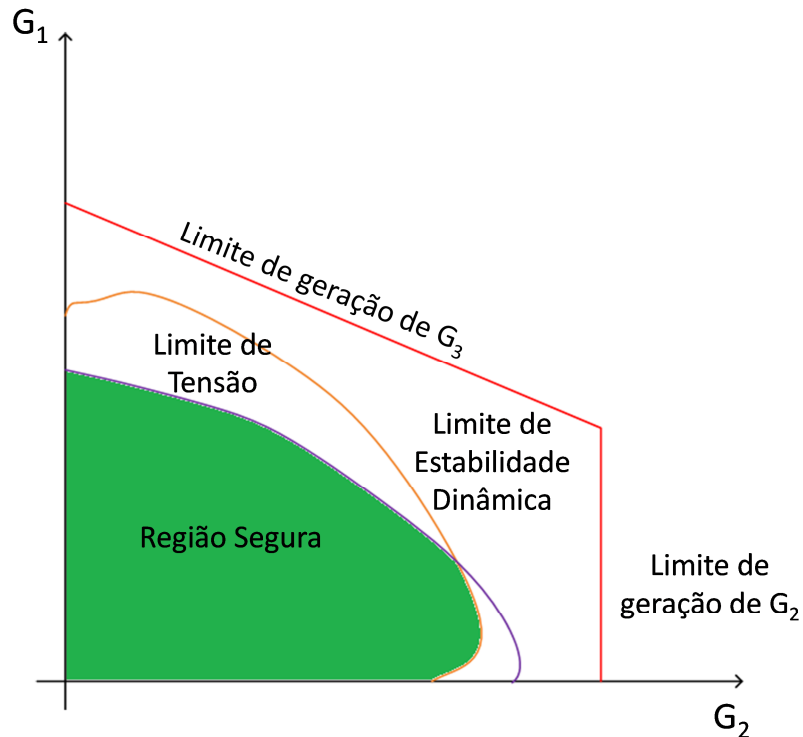


Figura 1. Região de Segurança

Então, conhecendo o estado de segurança atual do sistema e o estado futuro, para o qual o SEE caminhará, mediante um determinado redespacho, o operador pode discernir a respeito da melhor ação a ser tomada a cada momento, objetivando uma operação segura.

Outro exemplo de aplicação da avaliação da segurança que pode ser citado é o cálculo dinâmico dos limites de intercâmbio. Tradicionalmente, os limites de intercâmbio de um sistema de energia elétrica são calculados no ambiente de planejamento da operação considerando, como citado anteriormente, as condições conservadoras para a operação do sistema. Durante a operação, estes limites predeterminados devem ser observados sob pena de se conduzir o sistema a um estado de operação inseguro. Por outro lado, faz-se necessário garantir o já citado equilíbrio técnico/econômico. Assim, a análise da segurança

dinâmica pode ser utilizada para se determinar, a cada instante da operação, os valores ótimos de intercâmbio a serem praticados buscando conjugar segurança e economia [7][8].

A utilização de dados do tempo real para simulações dinâmicas pode, ainda, contribuir para a validação e correção dos modelos dinâmicos dos equipamentos que compõem a base de dados para estudos de planejamento. De posse dos dados a respeito da operação do sistema é possível comparar o comportamento real de determinado equipamento, com o que está modelado. Assim, pode-se tentar identificar e corrigir disparidades.

Porém, a execução de análises dinâmicas em tempo real não é uma tarefa trivial, qualquer que seja sua aplicação. Pode-se citar duas grandes dificuldades para a realização da avaliação de segurança, quais sejam:

- a) realizar as análises em um tempo hábil para a tomada de decisão do operador, caso alguma ação seja necessária, e
- b) adequar a base de dados do tempo real de maneira a incluir a modelagem dinâmica dos componentes do sistema.

Em relação à primeira, vale observar que um elevado esforço computacional é requerido para a realização das análises dinâmicas. Isto se deve tanto à rigorosa modelagem dos componentes do sistema quanto aos métodos de cálculo utilizados nas simulações. Junta-se a isso, a quantidade de cenários a serem analisados, por exemplo, quando se deseja obter as Regiões de Segurança Dinâmicas. Este fato torna-se um complicador quando o tempo computacional exigido para a realização das análises é um fator preponderante, como é o caso da avaliação da segurança de tempo real. Uma maneira de superar esta dificuldade é utilizar o processamento paralelo para acelerar a execução das simulações [9].

A segunda dificuldade surge como consequência da existência de diferenças entre as bases de dados de tempo real e de planejamento. Tais diferenças dizem respeito à numeração e nomenclatura das barras, numeração das áreas, representação da rede, entre outras particularidades que serão, mais tarde, descritas. Não obstante a tais diferenças, é necessário estabelecer-se uma correlação entre estas bases de dados, pois os modelos dinâmicos dos componentes do sistema fazem parte da base do planejamento, enquanto os

dados de fluxo de potência, por sua vez, pertencem ao ambiente de tempo real. Este processo de adequação, ainda representa um grande desafio e, por este motivo, alternativas que busquem permitir tal adequação precisam ser estudadas.

Este trabalho busca apresentar alternativas ao tratamento do problema da adequação dos dados para permitir a avaliação dinâmica de um SEE.

1.3 Objetivo

O objetivo deste trabalho é propor e avaliar estratégias para a adequação da base de dados de tempo real de sistemas de energia elétrica visando à realização de estudos de segurança dinâmica.

São propostas três estratégias para a realização da adequação. As duas primeiras baseiam-se em um caso de fluxo de potência de tempo real, gerado por um estimador de estados, e se diferenciam pela maneira de representar os geradores: na primeira faz-se uso de uma representação individualizada e na segunda utiliza-se a representação agregada por usina. Após a preparação dos casos de fluxo de potência, realiza-se a incorporação dos modelos dinâmicos completos. Neste momento, o processo de adequação é justificado, pois é preciso associar dados do planejamento (modelos dinâmicos) a dados de tempo real (caso de fluxo de potência).

A terceira estratégia se vale de um caso de fluxo de potência pertencente à base de dados do planejamento, ao qual são associadas carga e geração do ponto de operação do tempo real que se deseja estudar. Nesta estratégia a adequação se justifica pela necessidade de identificar corretamente as barras de carga e geração do caso de fluxo de potência de tempo real, de maneira a realizar corretamente as citadas alterações de carga e geração no caso de planejamento.

Após serem propostas, as estratégias são testadas diante de um caso do Sistema Interligado Nacional e seus resultados são analisados e comparados.

1.4 Origem do Trabalho

Esta dissertação de mestrado é fruto de uma parceria entre a COPPE/UFRJ e o CEPEL na realização do projeto “Paralelização da Execução dos Programas ANAREDE e ANATEM Visando sua Utilização na Implementação de um Sistema de Avaliação da Segurança Dinâmica”.

1.5 Estrutura da Dissertação

No Capítulo 2, alguns desafios e motivações para a adequação são relacionados. A seguir, são feitas algumas considerações sobre o processo de estimação de estados e, por fim é apresentada uma revisão bibliográfica sobre o assunto da análise de segurança dinâmica de sistemas elétricos, ressaltando-se os aspectos mais relevantes em relação à adequação da base de dados de tempo real para simulações dinâmicas.

As três estratégias propostas neste trabalho para a adequação estão descritas no Capítulo 3. Neste capítulo, são ressaltadas as particularidades de cada uma delas utilizando alguns exemplos reais. São mostrados fluxogramas contendo as etapas principais para a execução de cada alternativa.

O Capítulo 4 descreve o caso de estudo utilizado neste trabalho, particularizando o apresentado no Capítulo 3. São apontados os problemas ocorridos neste caso específico, bem como as soluções adotadas.

Os resultados obtidos comparando as estratégias propostas estão mostrados no Capítulo 5.

Finalmente, no Capítulo 6, estão descritas as conclusões gerais e propostas de trabalhos futuros.

Capítulo 2

Adequação dos Dados de Tempo Real para Simulação Dinâmica

Conforme será visto neste capítulo, existem diferenças entre as bases de dados de tempo real e de planejamento dos sistemas de energia elétrica. Tais diferenças compreendem a numeração das barras e circuitos, a nomenclatura dos barramentos, o nível de detalhamento da rede elétrica representada, a maneira de representar os geradores (individualizados ou agregados por usina), entre outros aspectos.

Diante destas disparidades, faz-se necessário compatibilizar estas duas bases de dados para que, posteriormente, seja possível associar os modelos dinâmicos dos componentes do sistema, que pertencem à base de dados de planejamento, e assim, proceder-se à análise de segurança dinâmica em tempo real. Por este processo de compatibilização e associação dos modelos dinâmicos entende-se a “adequação”.

Este capítulo traz, primeiramente, uma descrição sobre os desafios e necessidade desta adequação. A seguir, são feitas algumas considerações sobre o processo de estimação de estados, ponto de partida para análises de tempo real. E, finalmente, é realizada uma revisão bibliográfica de maneira a contextualizar o problema.

2.1 Desafios e Necessidade de Adequação

De maneira geral, os programas utilizados para estimar o estado de um sistema elétrico geram casos de fluxo de potência com características diferentes daquelas utilizadas no ambiente planejamento, onde é realizada a maioria dos estudos.

A primeira destas diferenças está na região observada pelo estimador. Esta região sob a qual se tem observabilidade é, geralmente, menor que o sistema objeto do estudo. No planejamento, ao contrário, têm-se a representação detalhada do sistema. Dependendo do objetivo das análises, pode ser necessário incluir a representação do sistema externo à região observada, o que pode ser feito por meio de equivalentes, e/ou um maior detalhamento da rede de subtransmissão [1].

Outra fonte de diferenças é a maneira de representar os geradores. Em estudos de planejamento, costuma-se representar os geradores de uma mesma usina de maneira agregada em uma única máquina, com comportamento estático e dinâmico equivalente ao total de geradores em operação na usina. Já no caso produzido por um estimador, usualmente, cada máquina é representada separadamente, cada uma com seu barramento. Este fato, além de implicar uma óbvia diferença no número de barras existentes em cada caso, trás à tona a dúvida sobre qual maneira seria a mais adequada para representar os geradores: a forma agregada ou a individualizada. A opção pela representação agregada pode significar perda de informação a respeito do comportamento de cada máquina e de interações entre os geradores de uma mesma usina. Por outro lado, a opção de representação individualizada traz uma dificuldade a mais para a compatibilização das bases de dados dos ambientes de tempo real e planejamento, além de implicar em um maior esforço computacional.

Outro fato relevante está no nível de representação da topologia do sistema, em especial dos dispositivos lógicos, chaves e disjuntores, presentes nas subestações. Diferentemente do que ocorre no ambiente de tempo real, a modelagem computacional adotada pelas ferramentas de simulação, geralmente, não representa as subestações no nível de chaves e disjuntores. Conseqüentemente, estes dispositivos lógicos são representados como ramos de impedância desprezível, provocando a adição de vários circuitos fictícios à base de dados. Isto aumenta a complexidade da adequação, principalmente na interpretação da topologia sob a qual o sistema é operado.

Por fim, para que seja possível realizar análises dinâmicas em casos gerados por estimadores de estado, os modelos dinâmicos dos componentes do sistema como máquinas, reguladores de tensão e velocidade, estabilizadores, compensadores estáticos, *Flexible Alternating Current Transmission Systems* – FACTS e elos de corrente contínua, precisam ser incorporados. Neste momento, surge um agravante aos problemas já citados que reside no fato dos números e nomes das barras serem, em geral, diferentes nos ambientes de tempo real e planejamento. Assim, nota-se a necessidade de se criar uma estratégia para correlacionar as barras de tempo real e planejamento para que seja possível associar corretamente cada componente do sistema ao seu modelo dinâmico.

Todos os aspectos citados, assim como outras características não relacionadas anteriormente, serão melhor detalhados no Capítulo 3.

2.2 Considerações a Respeito da Estimação de Estados

O ponto de partida para qualquer análise da operação do sistema em tempo real é a estimação do estado do sistema. Por meio do processo de estimação pode-se conhecer o ponto de operação no qual o sistema se encontra, isto é, pode-se obter uma “fotografia” do sistema em um determinado instante da operação.

O estimador se baseia em medidas e critérios estatísticos para atribuir valor às variáveis de estado desconhecidas, de maneira a minimizar o erro dos valores estimados em relação aos valores reais destas variáveis. Em sistemas de potência, as variáveis de estado são o módulo

e ângulo das tensões em todas as barras do sistema. As medidas destas variáveis são fornecidas por sistemas de Supervisão, Controle e Aquisição de Dados, os chamados sistemas SCADA – *Supervisory Control and Data Acquisition*, ou por Unidades de Medição Fasoriais, *Phasor Measurement Units* – PMUs [2].

Entretanto, todo processo de medição envolve erros. Além disto, de maneira geral, não estão disponíveis medidas para todas as variáveis de estado, ou seja, nem todo o sistema elétrico é observável do ponto de vista do estimador. Portanto, o estimador deve ser capaz de tratar os erros presentes nas medidas e a não observabilidade de determinadas áreas do sistema, de modo que a estimação seja realizada adequadamente. Caso contrário, toda a análise de segurança estará comprometida.

Considerou-se como premissa neste trabalho, que a estimação de estados foi realizada de maneira adequada. Deste modo, os dados fornecidos pelo estimador são considerados válidos.

2.3 Revisão Bibliográfica

A literatura possui inúmeras referências que discorrem sobre a Análise de Segurança Dinâmica (*Dynamic Security Assessment – DSA*), em suas diversas aplicações. De maneira geral, os autores concordam que a adequação dos dados de tempo real é necessária às simulações dinâmicas, sendo esta, portanto, parte integrante de um sistema DSA completo. Porém, há pouco detalhamento a respeito de como proceder para realizar tal adequação.

A seguir, é apresentada uma revisão bibliográfica sobre o tema da Análise de Segurança Dinâmica. Ressalta-se, ainda, os aspectos mais relevantes em relação à adequação da base de dados de sistemas elétricos, sempre que tal processo estiver descrito nos textos citados.

Em [10], os autores apresentam os aspectos fundamentais a serem considerados para a completa realização da análise de segurança dinâmica. Estes aspectos estão listados a seguir:

- a) aquisição de dados por medição;
- b) modelagem do sistema;

- c) esforço computacional;
- d) apresentação dos resultados e,
- e) ações de controle e tomada de decisão.

Existem, atualmente, sistemas de análise de segurança dinâmica em operação em diversos locais no mundo. No entanto, estes sistemas não compreendem, necessariamente, todos os aspectos mencionados acima.

A referência [11] apresenta a experiência da empresa canadense Hydro-Québec na operação de seu sistema DSA. Neste caso, a principal aplicação deste sistema é calcular limites de intercâmbio que permitam uma operação segura do sistema elétrico. Como critérios para o cálculo dos limites permitidos estão os limites de tensão em regime permanente, a estabilidade transitória, a estabilidade de tensão de longo prazo, a falha de disjuntores, o impacto da perda de elos de corrente contínua e os limites de carregamento pós-contingência dos circuitos. É verificada ainda a sensibilidade da atuação de outros equipamentos como Compensadores Série – CS e Compensadores Estáticos de Reativo – CER no cálculo destes limites de intercâmbio. Ao todo, são 35 anos de experiência da empresa com o sistema DSA e, neste período, muitos avanços foram obtidos de maneira que o sistema já é executado em ambiente de operação, para auxílio à tomada de decisão dos engenheiros de tempo real. Não obstante ao exposto, a adequação dos dados de tempo real para simulação dinâmica ainda se apresenta para a Hydro-Québec como um desafio que deve ser enfrentado no futuro.

L. Franchi et al. [12] expõem as características do sistema DSA em operação no sistema elétrico italiano. O programa de análise de segurança é executado a cada 15 minutos e seu funcionamento compreende as seguintes etapas: estimação de estados, preparação dos dados, análises dinâmica de contingências, visualização dos resultados e armazenamento dos dados. No que tange à análise dinâmica, o sistema DSA realiza simulações de acordo com uma lista de contingências estabelecidas previamente no ambiente de planejamento. As contingências são classificadas mediante um índice de severidade que leva em conta o valor da corrente de curto-circuito, as violações de tensão, as aberturas de disjuntores devido à atuação da proteção e, finalmente, a ocorrência ou não de colapso de tensão. Os

autores mencionam que, para permitir a análise dinâmica, a adequação dos dados vindos do estimador de estados se faz necessária, porém, nada é dito a respeito dos procedimentos realizados para esta adequação.

Outro exemplo de aplicação da técnica de DSA é mostrado na referência [13], que descreve os requisitos e fundamentos necessários à implantação de um sistema DSA e apresenta, como exemplo, o sistema implantado na *Southern Company*, nos Estados Unidos. Segundo os autores, o projeto de um sistema de análise da segurança dinâmica deve incluir, entre outras etapas, a definição dos objetivos da análise de segurança, a seleção dos métodos de solução que serão utilizados, a modelagem e preparação dos dados, a implementação e o teste do sistema. Especificamente na etapa de modelagem e preparação dos dados, pode-se verificar algum detalhamento sobre os procedimentos adotados:

- Inicialmente são produzidos equivalentes para representar todo o sistema elétrico que não será detalhado no estudo. A parcela do sistema modelada pelos equivalentes chama-se “sistema externo” e a parcela restante, “sistema interno”;
- A seguir, para a modelagem dinâmica do sistema são adicionados os modelos de máquina 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 de maneira a obter-se um sistema dinâmico de ordem reduzida, diminuindo, portanto, o esforço computacional dispendido nas análises dinâmicas;
- Por fim, a numeração das barras no estimador de estados obedece a uma convenção que fixa o número de cada barra. Assim, uma determinada barra possuirá sempre o mesmo número no caso de tempo real. Isto permite a renumeração das barras de acordo com a base de dados do planejamento e a associação correta dos modelos dinâmicos.

Feitas as adaptações necessárias, a segurança do sistema é avaliada através da análise da estabilidade transitória.

Finalmente, em [14] está descrita a implementação de um sistema DSA no sistema elétrico brasileiro. A ferramenta de análise de segurança é parte integrante do programa Organon, do ONS, que está em operação nos centros de controle onde o monitoramento do Sistema Interligado Nacional – SIN é realizado. A referência cita alguns aspectos práticos da implementação da ferramenta. Dentre eles está a necessidade de mapear a numeração das barras adotada no ambiente de tempo real conforme a existente no ambiente de planejamento. A abordagem adotada contempla uma numeração de barras nos dados de tempo real estendida em relação à numeração utilizada nos estudos de planejamento. Por exemplo, se a barra possui o número 100 na base de dados de planejamento e, no ambiente de tempo real, ela está seccionada em três partes, estes seccionamentos receberão os números 100.1, 100.2 e 100.3. Desta maneira, busca-se manter a correspondência entre as numerações adotadas nos ambientes de tempo real e planejamento de modo a facilitar o mapeamento. Entretanto, o autor não esclarece a maneira pela qual a associação dos modelos dinâmicos é realizada e, ainda, se estes modelos são ou não os existentes na base de dados de estudos de planejamento. Também não estão relatados possíveis problemas oriundos da utilização dos modelos de planejamento, caso seja esta a abordagem utilizada. Outro procedimento citado como necessário para a adequação é a adoção de algumas medidas no sentido de reduzir a complexidade da rede. Dentre estas está, por exemplo, agregar os geradores, originalmente representados pelo estimador de maneira individualizada, em uma única barra por usina, conforme está na base de dados do ambiente de planejamento.

A pesquisa bibliográfica realizada serviu de base para a elaboração das três estratégias de adequação de dados do tempo real que são estudadas neste trabalho. No próximo capítulo, são apresentadas as três estratégias propostas neste trabalho para a adequação da base de dados de tempo real. São detalhados os procedimentos necessários à execução de cada uma delas, considerando os dados de fluxo de potência e os dados dinâmicos. Ao longo deste detalhamento, são apresentadas as dificuldades que poderão se encontrar, bem como as soluções que deverão ser aplicadas.

Capítulo 3

Estratégias Propostas

Adequar a base de dados de um caso de tempo real de modo a permitir estudos dinâmicos não é uma tarefa simples, conforme descrito brevemente na Seção 2.1. Prova disto é a literatura existente sobre o tema não apresentar, até o momento, uma solução definitiva para o assunto.

Considerando o exposto até aqui, são propostas neste capítulo três estratégias para tratar este problema. As duas primeiras baseiam-se em um caso de fluxo de potência gerado por um estimador de estados. Estas duas propostas diferem, basicamente, na maneira de representar os geradores: a primeira utiliza a representação individualizada, a segunda, por sua vez, faz uso da representação agregada por usina. Portanto, como já citado anteriormente, as propostas valem-se de representações mais próximas dos ambientes de tempo real e planejamento, respectivamente.

Entretanto, como discutido ao longo deste capítulo, as estratégias propostas requerem uma série de processos adicionais, que envolvem a base de dados de fluxo de potência e a base

de dados dinâmicos. Dentre esses processos adicionais, está a necessidade de renumeração de barramentos, conforme discutido nas próximas seções.

A terceira abordagem, diferentemente das duas primeiras, baseia-se em um caso de fluxo de potência oriundo do ambiente de planejamento. A característica principal desta alternativa é a alteração da carga e geração deste caso base de forma a corresponder àquelas existentes no ponto de operação em tempo real.

Nestas três abordagens, considera-se que a estimação de estados é realizada de maneira adequada, conforme exposto na Seção 2.2, e que a região observável compreende todo o sistema, não havendo, portanto, necessidade de inclusão de equivalentes externos [1]. Cada uma das estratégias está detalhada nas seções seguintes.

3.1 Estratégia A: Representação Individualizada

A seguir, são descritos os procedimentos necessários à preparação dos dados de fluxo de potência, objetivando a realização de simulações dinâmicas em um caso de tempo real. Considerando que a base de dados dinâmicos faz uso da numeração de barras do planejamento, os seguintes pontos devem ser tratados para que os modelos dinâmicos sejam corretamente associados:

- Diferença na numeração e na nomenclatura das barras;
- Diferenças nas representações topológicas: chave/disjuntor vs nó/barramento;
- Diferença no número de circuitos;
- Representação da rede de subtransmissão;
- Representação dos geradores;
- Estado operativo dos circuitos;
- Numeração das áreas do sistema;
- Eliminação das ilhas elétricas;
- Diferença no resultado do fluxo de potência entre o indicado pelo estimador e aquele calculado pela ferramenta computacional do planejamento;
- Replicação dos modelos dinâmicos para atender à representação individualizada;

- Modelo de carga utilizado nos estudos dinâmicos.

3.1.1 Dados de Fluxo de Potência

Objetivando a realização de simulações dinâmicas, o primeiro aspecto a ser considerado para a adequação, seja qual for a estratégia escolhida, é a diferença na identificação das barras em casos de tempo real e de planejamento. Tanto a numeração, quanto a nomenclatura das barras são, na maior parte das vezes, diferentes nestas duas bases de dados. Em algumas situações, ainda, a associação de nomes e números para as barras durante o processo de estimação de estados pode possuir um caráter aleatório de maneira que, a cada nova estimação, uma mesma barra possua número e/ou nome diferentes. Este caráter aleatório impossibilita a associação entre os números de barra do tempo real e do planejamento, visto que os números de tempo real não são fixos. Assim, deve-se assegurar, inicialmente, que a numeração dos barramentos no ambiente de tempo real seja sempre a mesma. Posteriormente, deve-se construir uma correlação entre estas bases de dados onde, cada barra existente no ambiente de tempo real seja mapeada em outra na base de planejamento. Por fim, uma destas bases de dados, tempo real ou planejamento, deverá ser escolhida como padrão a ser seguido.

Esta correspondência entre as bases de dados pode ser construída de maneira manual ou automática. Se a alternativa escolhida for a manual, um grande trabalho inicial de identificação das barras será necessário. Porém, após este primeiro trabalho, de maneira geral, apenas as barras novas do sistema precisarão ser identificadas. No entanto, é imprescindível assegurar a manutenção deste trabalho de identificação, para que com o passar do tempo e a entrada em operação de novas subestações esta correlação não seja prejudicada. Uma identificação automática parece, a princípio, uma solução mais adequada, pois não correria o risco de ficar obsoleta por falta de manutenção. Entretanto, automatizar este processo pode se tornar uma tarefa complicada visto que a topologia do sistema pode variar muito conforme o ponto de operação, principalmente em relação e pode ser extremamente difícil criar um algoritmo genérico o suficiente para ser capaz de identificar os barramentos corretamente, nas diversas configurações possíveis. Neste trabalho, optou-se, considerando seu escopo e os dados disponíveis, por uma identificação manual que utiliza a

base de dados dos estudos de planejamento como padrão. Outra opção é a adoção de um banco de dados único para planejamento e tempo real que concentre todas as informações a respeito do sistema. Neste contexto, a correlação das bases de dados não só não seria mais necessária como não faria sentido.

Porém, nem todas as barras existentes no tempo real possuem correspondente no planejamento e vice-versa. Por exemplo, os sistemas SCADA servem-se de uma representação topológica do tipo chave/disjuntor. Já as ferramentas de simulação, assim como os casos de planejamento, fazem uso de uma representação tipo nó/barramento. Deste modo, o configurador de redes, que atua conjuntamente com o estimador na elaboração da “fotografia” do sistema, precisa alocar um circuito fictício em substituição aos disjuntores de maneira a permitir que o fluxo de potência possa ser calculado. Isto implica uma diferença tanto no número de barras quanto no número de circuitos existentes em cada base de dados.

A rede de subtransmissão possui representação detalhada nos casos de planejamento. No entanto, nos casos de tempo real, a esta rede possui representação truncada. Por diversas vezes, a carga de toda uma região, que no planejamento está distribuída em diversas barras, é representada em uma única barra que, geralmente, é a barra de fronteira entre as redes de subtransmissão e transmissão. Este fator também contribui para a diferença no número de barramentos entre estas duas bases de dados, pois a rede de subtransmissão do planejamento possui um número maior de barras que a rede do tempo real.

No entanto, o caso mais evidente da diferença no número de barras está na representação das usinas geração. No ambiente de tempo real, a cada máquina pertence um barramento, com pouquíssimas exceções. Um exemplo destas exceções que pode ser citado é o caso em que o mesmo transformador elevador atende a dois geradores, ao invés de atender apenas a um gerador, que é o caso mais comum. Por outro lado, em dados de planejamento, as usinas são representadas de maneira agregada, existindo, portanto, apenas um barramento por usina ou, no máximo, dois barramentos nos casos de usinas a ciclo combinado. A Figura 2 ilustra a representação da usina de São Simão com geradores individualizados, assim como

encontrado na base de dados de tempo real, e a Figura 3 mostra esta mesma usina com representação agregada, conforme os dados de planejamento.

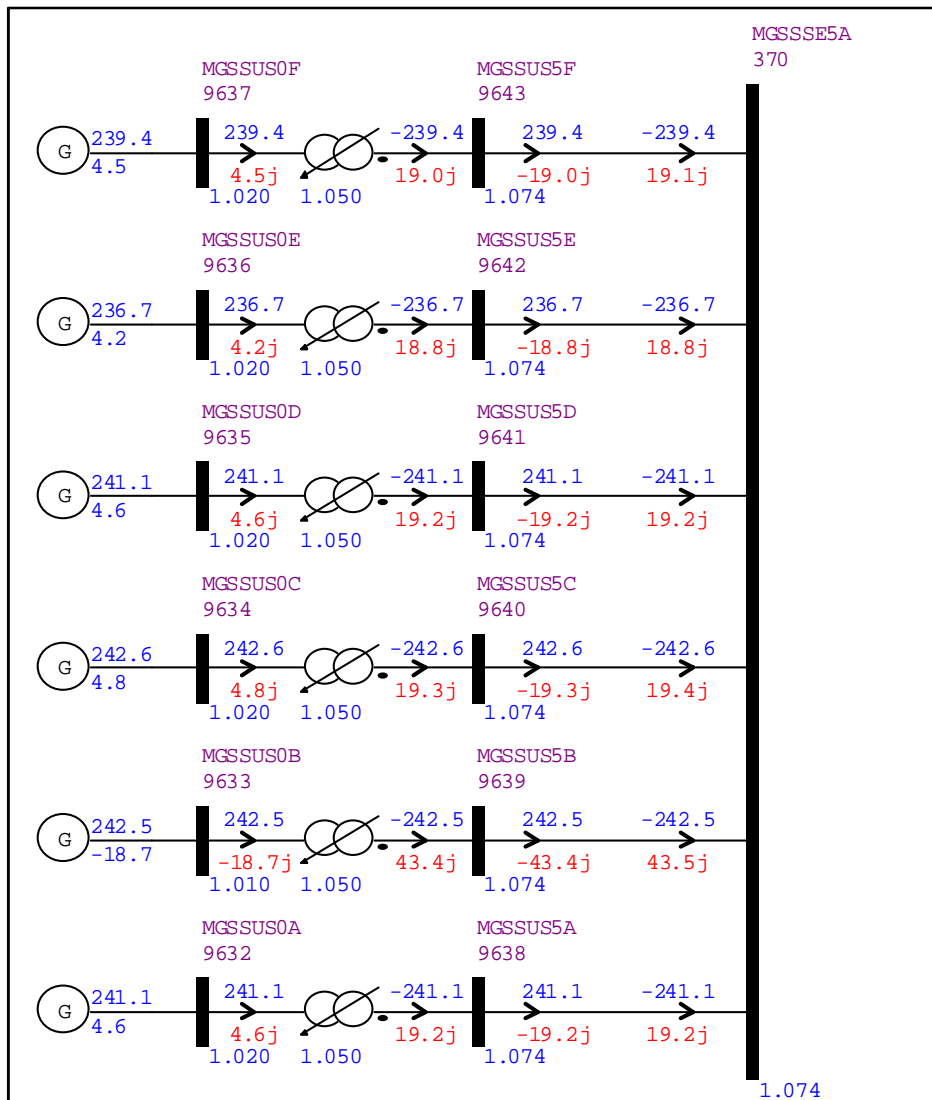


Figura 2. Topologia na base de dados de tempo real – Usina de São Simão

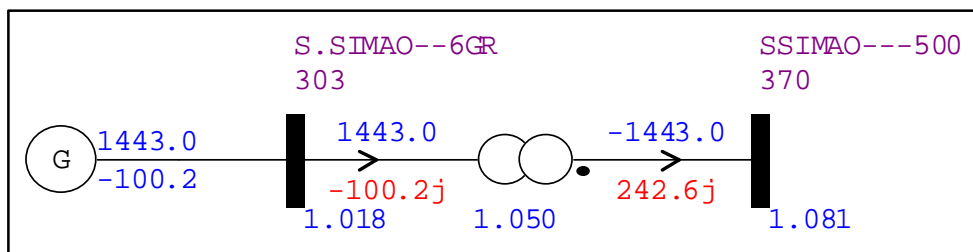


Figura 3. Topologia na base de dados de planejamento – Usina de São Simão

Para esta primeira estratégia proposta para a adequação, a representação individualizada dos geradores é mantida e, por este motivo, o caso de fluxo de potência será daqui por diante denominado Individualizado. A principal implicação desta representação se dá no esforço computacional requerido para as simulações, dado que a representação dinâmica dos geradores e seus controles também deve ser individualizada. Isto será detalhado na Seção 3.1.2.

São observadas diferenças, também, no tocante aos circuitos existentes em cada caso. O número de circuitos tende a ser diferente devido à representação tipo chave/disjuntor utilizada no ambiente de tempo real e à consequente, já citada, necessidade de inclusão de circuitos para representar os dispositivos lógicos. Além disto, por vezes, no ambiente de planejamento, opta-se por eliminar um determinado circuito, caso ele esteja desligado, ao invés de apenas mudar seu estado operativo de “ligado” para “desligado”. Isto representa uma dificuldade a mais para a adequação, pois torna necessária uma análise criteriosa para identificar que um circuito que, por exemplo, não aparece no planejamento, na verdade, deveria apenas estar “desligado”.

A classificação das áreas do sistema também pode representar uma dificuldade para a adequação, pois usualmente as áreas definidas no ambiente de tempo real são diferentes daquelas utilizadas na base de dados de planejamento. A diferença está não apenas na numeração, mas também nomenclatura e definição das barras pertencentes a cada área. Caso a informação a respeito da área de uma determinada barra seja necessária para a realização das simulações dinâmicas como, por exemplo, para identificar o modelo de carga utilizado nos estudos dinâmicos, também os números destas áreas deverão ser compatibilizados.

Após ser realizada a identificação das barras, seus números deverão ser alterados para corresponder à base de dados escolhida como padrão. Ou seja, no caso do padrão escolhido ser a base de dados do planejamento, conforme adotado neste trabalho, a numeração dos barramentos do caso de tempo real deverá ser alterada, com exceção apenas das barras que não possuem correspondente. A modificação da numeração é imperativa, pois a associação

dos modelos dinâmicos se baseia na numeração dos barramentos. Todavia, a alteração dos nomes das barras é opcional e visa apenas facilitar a interpretação dos resultados.

O próximo passo necessário à adequação é a eliminação das ilhas elétricas existentes, além daquela que será objeto de estudo, a ilha principal. Estas ilhas menores podem surgir pela ocorrência de falha de medidores ou mesmo pela inexistência de medições em circuitos que interligam estas ilhas à ilha principal. Uma ilha que tenha sido originada por erro ou falha de um ou mais medidores pode representar um risco à avaliação da segurança do sistema, pois, desta forma, pode-se desconsiderar o comportamento dinâmico de um determinado equipamento, como uma usina, por exemplo, ou determinada região elétrica. Isto pode mascarar o resultado da avaliação da segurança e, conseqüentemente, conduzir a uma conclusão errada a respeito da segurança do sistema. Na hipótese das ferramentas computacionais utilizadas para realizar o cálculo do fluxo de potência e as simulações dinâmicas permitirem a existências destas ilhas menores, este passo de eliminação das ilhas poderá ser suprimido.

Feitas as alterações, conforme necessário, dos números e nomes das barras, das áreas e eliminadas as ilhas, pode-se proceder às análises de fluxo de potência.

Apesar de o estimador produzir um caso com fluxo de potência convergido, o cálculo executado pela ferramenta de análise poderá apresentar um resultado diferente daquele vindo do tempo real. A precisão dos dados fornecidos pelo estimador à ferramenta irá definir o quão diferente será este resultado: quanto maior esta precisão, menor será a diferença. No entanto, esta diferença deverá ser de tal ordem que não altere significativamente o ponto de operação de interesse, pois isto prejudicaria a realização da avaliação da segurança. Neste trabalho, estes dados são fornecidos pelo estimador por meio de arquivo texto para o programa de fluxo de potência. Apesar de não ser a forma mais precisa de representação dos dados, as conseqüentes modificações no ponto de operação permaneceram em um patamar aceitável (vide Capítulo 4).

É importante observar que, no momento da execução do cálculo do fluxo de potência, deve-se manter fixos os tapes dos transformadores que possuem opção de comutação automática

de tape em carga, os transformadores OLTC –*On Load Tap Changer*. Com isso, pretende-se assegurar que os tapes sejam mantidos nas posições indicadas pelo estimador de estados. Por outro lado, as gerações de potência reativa praticada pelas máquinas devem permanecer dentro dos limites indicados pelo estimador. Além disto, salienta-se ainda, que o controle de tensão de barra remota deve estar desabilitado.

3.1.2 Dados Dinâmicos

Após a adequação dos dados de fluxo de potência, deve-se realizar a incorporação dos modelos dinâmicos das máquinas e seus reguladores, dos compensadores estáticos de reativo, equipamentos FACTS, compensadores série, enfim, a modelagem dinâmica completa do sistema necessária às simulações. Porém, a princípio, não é possível saber quais destes equipamentos estão, efetivamente, em operação no sistema. Este problema específico não é abordado neste trabalho, assim, considerou-se em operação todos os equipamentos existentes.

Partindo do princípio que a correspondência entre as barras dos ambientes de tempo real e planejamento foi realizada corretamente e que seus números e nomes estão conforme este último, a etapa de associação dos modelos dinâmicos não deve representar grande dificuldade.

Tratando-se da representação individualizada dos geradores, a cada máquina e seus controles deverá ser associado um modelo dinâmico. Todavia, na base de dados dinâmicos do planejamento, que utiliza a representação agregada por usina, existe apenas um modelo de máquina, de regulador de tensão, regulador de velocidade e estabilizador para cada usina. Estes modelos únicos por usina deverão ser, portanto, replicados na base de dados dinâmicos, para cada máquina em operação na usina de interesse. Caso a ferramenta computacional permita, pode-se apenas associar os mesmos modelos dinâmicos a diferentes máquinas e seus reguladores.

Fica evidente que o caso Individualizado exige um esforço computacional consideravelmente maior para a simulação dinâmica do que um caso com representação agregada, visto que um número maior de variáveis precisa ser calculado. Considerando sua utilização em um

sistema DSA em tempo real, este pode ser um fator impeditivo, pois pode tornar as simulações demasiadamente demoradas para uma aplicação deste tipo. Por este motivo, é proposta também uma estratégia que contempla a agregação dos geradores (vide Seção 3.2).

Incorporados os modelos dinâmicos dos equipamentos, deve-se atentar para o modelo de carga utilizado nos estudos dinâmicos. A modelagem padrão para carga em simulações dinâmicas é a do tipo impedância constante, ou seja, a carga varia proporcionalmente com o quadrado da tensão. No entanto, a base de dados de planejamento poderá dispor de uma modelagem mais detalhada, do tipo ZIP, com parte da carga modelada como impedância constante, parte como corrente constante e parte como potência constante. A modelagem tipo ZIP é mais severa para as simulações dinâmicas que aquela onde toda a carga é considerada como impedância constante, visto que parte de sua potência permanece a mesma, qualquer que seja o módulo da tensão. Assim, caso a base de dados de planejamento disponha de uma modelagem mais detalhada, seria, a princípio, mais adequado utilizá-la com o objetivo de realizar uma análise conservativa.

Porém, a modelagem da carga é algo altamente discutível, muitas vezes estabelecida de forma arbitrária, sem estudos ou medições que a fundamentem. Este aspecto deverá, então, ser analisado caso a caso, mediante os dados disponíveis para a adequação e de acordo com a postura, mais ou menos conservativa, que se deseje assumir. Neste trabalho, optou-se por utilizar a representação do tipo impedância constante para o modelo de carga utilizado nos estudos dinâmicos em todas as alternativas propostas.

A Figura 4 apresenta o fluxograma com as principais etapas para a execução desta alternativa.

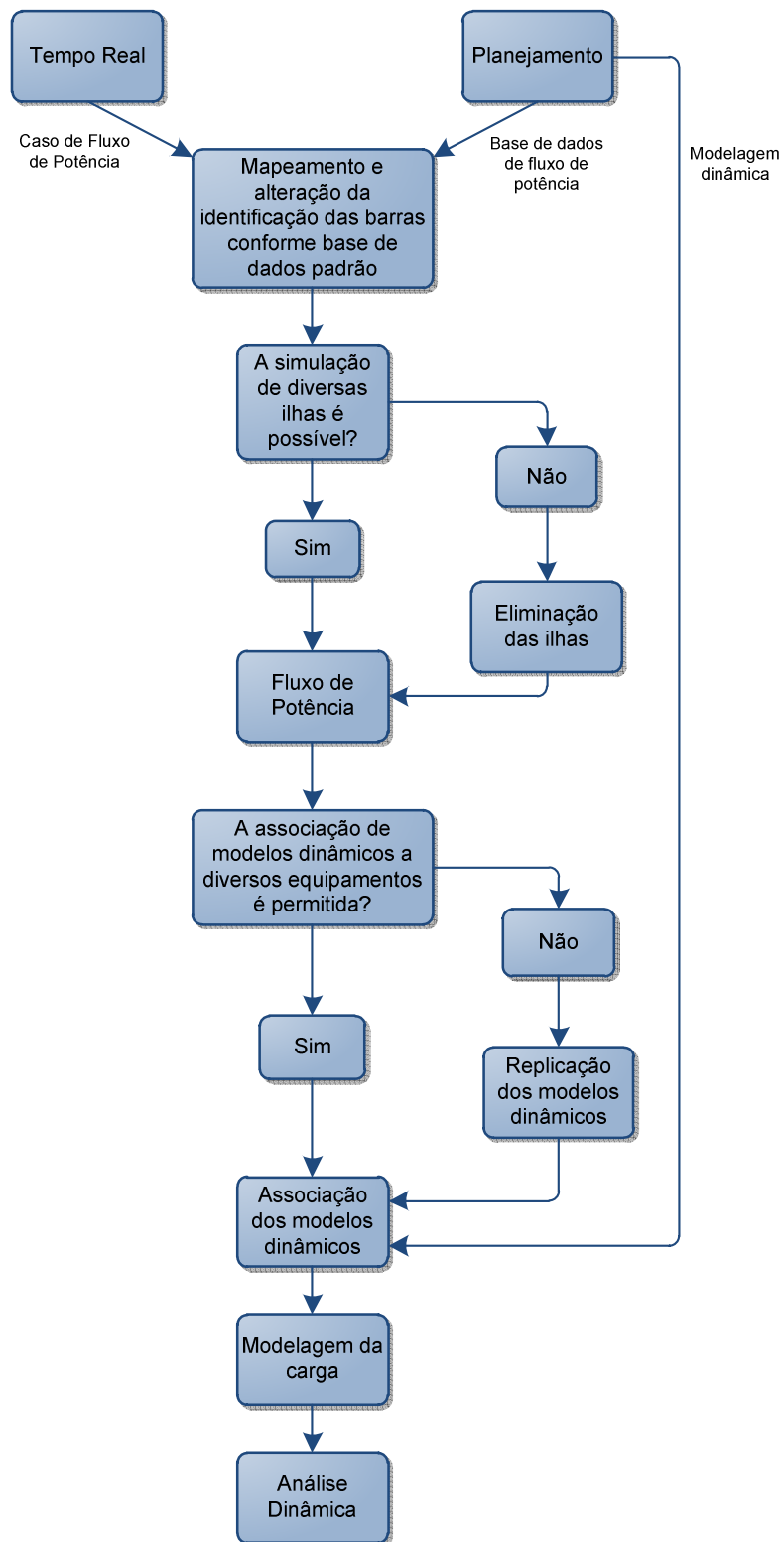


Figura 4. Fluxograma – Estratégia A: Representação Individualizada

3.2 Estratégia B: Representação Agregada

A utilização da representação individualizada para os geradores pode ocasionar um esforço computacional impeditivo quando o objetivo é a aplicação em sistemas de DSA de tempo real. Por outro lado, a necessidade de modificar a base de dados dinâmicos do planejamento de modo a contemplar a individualização dos geradores, seja por meio da replicação dos modelos ou da associação de um mesmo modelo a várias máquinas, pode não ser interessante. Ou seja, pode-se desejar fazer uso direto dos dados de planejamento, sem que estes precisem ser alterados.

Assim, esta segunda estratégia de adequação sugere a utilização da representação agregada por usina, assim como tradicionalmente é feito nos estudos de planejamento. Por este motivo, o caso de fluxo de potência referente a esta alternativa será daqui por diante denominado Agregado.

3.2.1 *Dados de Fluxo de Potência*

A adequação para este caso Agregado passa por todos os pontos citados na Seção 3.1 como necessários à construção do caso Individualizado. A diferença desta estratégia em relação à anterior reside, apenas, na maneira agregada de representar os geradores. Esta representação implica um número menor de barras do caso de tempo real que não possuem correspondente no caso de planejamento. Ou seja, o caso Agregado é, topologicamente, mais próximo a um caso de planejamento do que o Individualizado.

Assim, todo o processo descrito anteriormente de identificação e alteração de números e nomes de barras, números de circuitos e áreas, além da eliminação, caso necessário, das ilhas existentes deve ser realizado também nesta estratégia.

Após serem realizadas as etapas descritas na elaboração do caso Individualizado, procede-se à agregação dos geradores em operação conforme a usina à que pertencem. Os valores associados ao gerador equivalente (módulo e ângulo da tensão na barra de geração, potência ativa e reativa geradas, limites de geração de potência reativa e impedância

equivalente dos transformadores elevadores de cada usina) são calculados conforme o seguinte:

- Módulo e do ângulo da tensão do gerador equivalente: média dos valores praticados para os geradores da usina;
- Potências ativa e reativa do gerador equivalente: soma da geração de todas as máquinas em operação;
- Limites de potência reativa do gerador equivalente: soma dos valores especificados no caso de tempo real para todas as máquinas da usina;
- Impedância dos transformadores elevadores da usina: cálculo da impedância equivalente com base nos valores do caso de tempo real e no número de máquinas em operação.

Além disto, o nome da barra de geração que representará toda a usina deverá ser alterado, conforme o padrão do planejamento, de maneira a representar adequadamente o número de máquinas em operação.

Assim como na Estratégia A, aqui também pode-se observar uma diferença no resultado do fluxo de potência em relação ao resultado fornecido pelo estimador. Essa diferença está associada ao nível de precisão dos dados fornecidos. Da mesma forma, deve-se minimizar o uso dos recursos de controle de tensão presentes no cálculo do fluxo de potência, como tapes de transformadores do tipo OLTC e a geração de potência reativa das usinas, de maneira que o ponto de operação não seja significativamente alterado.

3.2.2 Dados Dinâmicos

A associação dos modelos dinâmicos para o caso Agregado é realizada de forma mais simples em relação ao Individualizado, já que não há neste caso a necessidade de replicar a modelagem dinâmica de máquinas e seus reguladores.

No que diz respeito ao modelo de carga utilizado nos estudos dinâmicos, aqui cabe exatamente o mesmo exposto na Seção 3.1.2, ou seja, pode-se compatibilizar a modelagem de carga de acordo com a base de dados de planejamento.

A Figura 5 apresenta o fluxograma com as principais etapas para a execução desta alternativa.

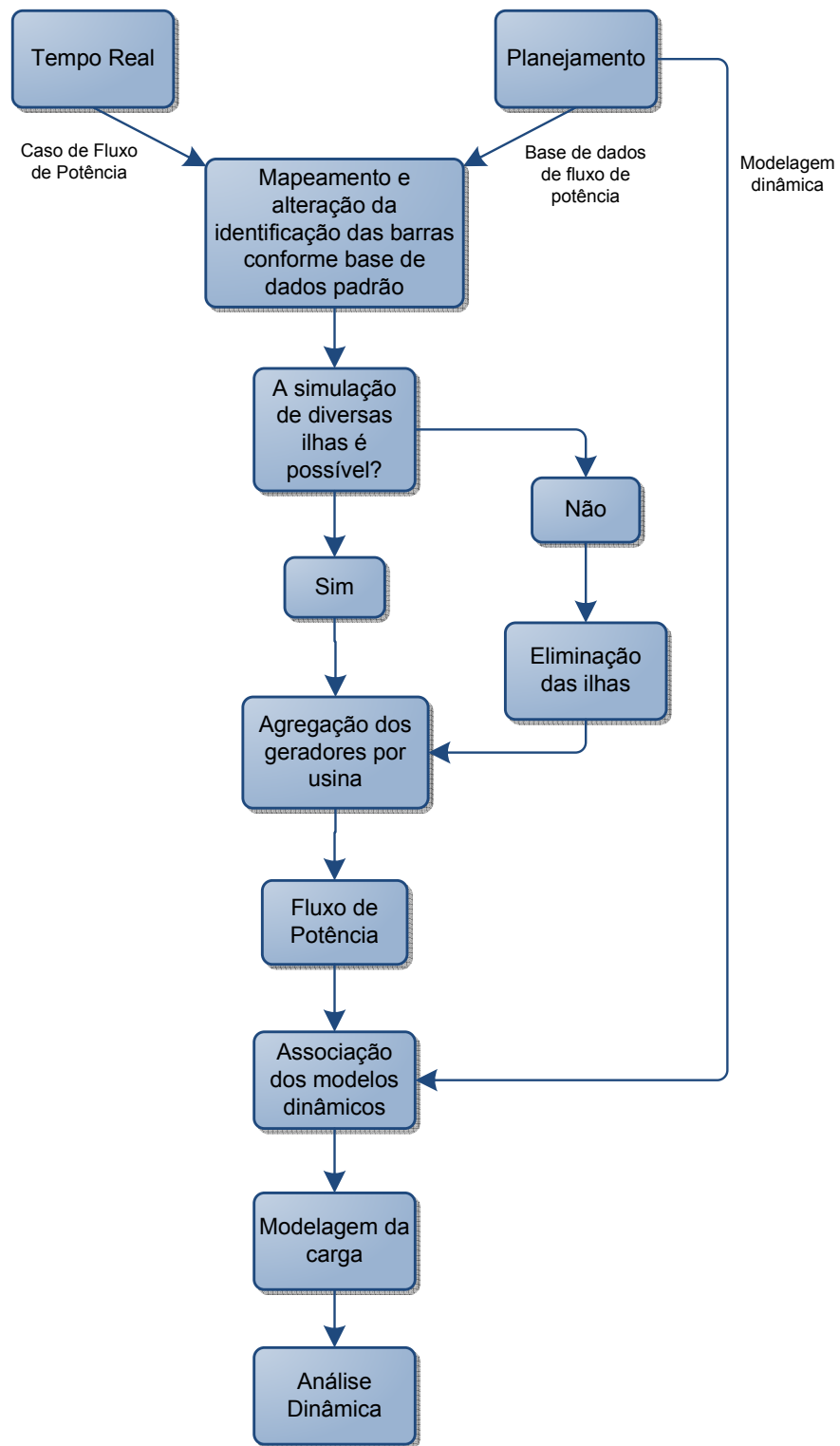


Figura 5. Fluxograma – Estratégia B: Representação Agregada

3.3 Estratégia C: Representação Adaptada

Esta terceira estratégia, diferentemente das duas outras propostas antes, faz uso de um caso base de fluxo de potência do ambiente de planejamento, adaptado às condições de operação do tempo real. A principal característica desta abordagem é a alteração da carga e geração originais do caso base para aquelas praticadas no ponto de operação de tempo real de interesse. Este caso será, daqui por diante, denominado Adaptado.

3.3.1 Dados de Fluxo de Potência

Da mesma forma que nas estratégias propostas anteriormente, o primeiro passo para a construção do caso Adaptado é a identificação das barras do caso de tempo real em relação à base de dados de planejamento. No entanto, nesta alternativa, basta identificar as barras de carga e geração, cujos dados serão incluídos no caso base. Não é preciso, portanto, realizar a identificação das demais barras do sistema. Além disto, a alteração da numeração e nomenclatura de barras, áreas e circuitos, não se aplica a este caso, por já se tratar de um caso da base de dados de planejamento.

A primeira e maior dificuldade está em garantir a convergência do algoritmo de cálculo de fluxo de potência, dada a grande quantidade de alterações a serem realizadas. Toda a carga e geração do sistema do caso base deverão ser alteradas. Quanto mais distantes do caso de tempo real estiverem os montantes de carga e geração do caso de planejamento, maior será a dificuldade enfrentada para a construção do caso Adaptado.

Neste sentido, a escolha acertada do caso base é fundamental para o sucesso desta estratégia. Este caso deve ser o mais próximo possível da condição de operação do tempo real de interesse. Para isto, alguns pontos importantes devem ser observados.

O primeiro ponto diz respeito ao horizonte de planejamento ao qual o caso pertence. Um caso com horizonte de operação anual, ou seja, que procura antecipar em dezesseis meses [15] as condições de operação do sistema, possui incertezas muito maiores em relação à

carga e geração que, por exemplo, um caso de horizonte mensal. Portanto, deve-se optar por um caso cujo horizonte seja o de mais curto possível.

Em seguida, é importante verificar se o período ao qual o caso se refere corresponde ao período de interesse do caso gerado em tempo real. Isto é, considerando um caso de horizonte quadrimestral, se a condição de operação de tempo real que se deseja analisar ocorreu no mês de outubro, por exemplo, o caso de planejamento será aquele cujo quadrimestre contemplar o mês de outubro. Isto garante que o caso base não possuirá uma topologia muito distante da existente em tempo real.

Por fim, mas provavelmente o ponto mais importante, é observar os montantes de geração e carga do caso base. Quanto mais próximos estes valores estiverem dos valores observados no caso de tempo real, mais fácil será realizar a adequação.

Existem ainda outros aspectos que podem ser monitorados com o objetivo de escolher o melhor caso base. Pode-se, por exemplo, verificar os valores de intercâmbio entre regiões, a geração de usinas específicas ou de uma região em particular e o total de potência reativa fornecida/absorvida por equipamentos *shunts*.

Escolhido o caso base, pode-se realizar as adequações de carga e geração. Este processo precisa ser realizado de maneira gradativa, pois deve ser garantida a convergência do fluxo de potência para um ponto de operação com um bom perfil de tensão, sem a necessidade de esgotar-se a capacidade de geração/absorção de reativo das máquinas e compensadores síncronos e estáticos. Ou seja, deve-se caminhar a passos curtos, realizando, sempre que necessário, o ajuste do caso de forma que este se mantenha em um ponto de equilíbrio adequado. Se for realizado um grande número de alterações de uma só vez, o algoritmo de fluxo de potência poderá não encontrar uma solução. Isto pode, no limite, implicar na necessidade de se reiniciar o processo de alteração de carga/geração. Uma alternativa é utilizar um algoritmo de fluxo de potência ótimo de forma que este processo seja automatizado. Neste trabalho, a adequação foi realizada manualmente, utilizando o algoritmo de fluxo de potência convencional (Newton-Raphson).

Devido à representação truncada da rede de subtransmissão no ambiente de tempo real, a carga de uma determinada região do sistema pode estar totalmente representada em apenas uma barra. Ao contrário, no caso de planejamento, tal carga está distribuída entre diversas barras. Desta forma, duas situações podem ocorrer:

- Se a rede de subtransmissão possuir uma carga de potência total elevada e esta carga for representada, no ambiente de tempo real, em uma única barra, também no caso Adaptado a representação utilizada, a princípio, será a carga concentrada em uma única barra. Porém, se a subestação onde a carga for representada estiver localizada mais próxima à subestação abaixadora, isto é, no início da linha de subtransmissão, esta rede pode passar a apresentar tensões muito elevadas devido ao excesso de potência reativa gerada pelos diversos circuitos ligados em vazio. Assim, pode ser necessário, distribuir a carga entre algumas subestações, conforme é, geralmente, feito no ambiente de planejamento;
- Entretanto, se a rede possuir uma soma elevada de geração, fato comum em redes com alta penetração de Geração Distribuída, por exemplo, a retirada desta geração pode implicar em tensões demasiadamente baixas, visto que, tal geração, geralmente, fornece suporte de reativo para as redes nas quais está instalada [16].

Portanto, estas regiões devem ser cuidadosamente monitoradas e todos os recursos disponíveis para o controle de tensão nestas regiões devem ser utilizados, com o objetivo de minimizar estes efeitos acarretados pela diferença entre a representação utilizada em tempo real e aquela adotada na base de dados de planejamento.

Outro fato que merece atenção está relacionado às regiões de “redes fracas” do sistema. Estas são regiões onde o sistema elétrico é geralmente radial, ou pouco malhado e, muitas vezes, com recursos limitados de controle de tensão. Nestas áreas, qualquer alteração de carga ou geração pode implicar em grandes variações nas tensões. Portanto, estas situações devem ser monitoradas com cautela.

Conforme citado na Seção 3.1.1, as diferenças nos estados operativos dos circuitos podem causar dificuldades adicionais. Há ocasiões em que circuitos são desligados/ligados como

forma de controle de carregamento ou tensão, principalmente nas redes de subtransmissão. Este recurso pode ser utilizado tanto no caso de tempo real quanto no planejamento e não há a obrigatoriedade da correspondência entre os estados operativos dos circuitos nestas duas bases de dados. Por exemplo, um circuito pode estar desligado no caso base de planejamento para a realização do controle de carregamento e, entretanto, a necessidade dele estar desligado no tempo real pode não ser verificada, devido à não existência da condição de carregamento elevado, como era esperado.

A utilização deste recurso pode implicar em uma completa redistribuição do fluxo de potência na região. Assim, para que seja possível realizar as alterações de carga/geração durante a construção do caso Adaptado, pode ser necessário alterar o estado operativo de determinados circuitos. Porém, caso haja a alteração, o estado de operação final do circuito deverá corresponder ao observado no tempo real.

Há um ponto fundamental para garantir a equivalência entre as cargas do caso Adaptado e do tempo real que é a modelagem do tipo potência constante para a carga, independentemente da modelagem empregada no caso de tempo real. Na formação do caso Adaptado não é possível garantir um ponto de operação idêntico àquele do tempo real. As tensões das barras, a geração de potência reativa das máquinas, os circuitos existentes, o montante de potência reativa fornecido/absorvido por bancos de capacitores ou reatores, compensadores síncronos ou estáticos, os tapes dos transformadores OLTCs, nenhum destes pontos é verificado durante a adaptação do caso. Assim, se for utilizada uma modelagem de carga variável com a tensão, ao término do processo a carga do caso Adaptado estará diferente daquela do tempo real, pois o ponto de operação do caso Adaptado será outro.

Após garantir que as alterações de carga e geração foram corretamente realizadas para a construção do caso Adaptado, pode-se proceder às análises dinâmicas baseadas neste caso.

3.3.2 Dados Dinâmicos

Dado que o caso Adaptado é um caso cuja origem é a base de dados de planejamento, a realização das análises dinâmicas deve ocorrer de forma simples, sem necessidade de alterações, pois há correspondência entre os dados de fluxo de potência e dinâmicos.

No entanto, o caso oriundo da operação em tempo real pode explicitar a ocorrência de dados incorretos na base de dados dinâmicos do ambiente de planejamento. Pode ocorrer da geração praticada no tempo real por determinadas usinas exceder os limites especificados na base de dados de planejamento. Assim, podem ocorrer violações de alguns limites dos modelos de reguladores destas usinas. Neste caso, os dados de planejamento precisam ser corrigidos, visto que os dados de geração retratam uma condição real de operação do sistema. Neste trabalho, não foram realizadas correções nos modelos dinâmicos, pois tal ação está além do escopo do mesmo.

A Figura 6 apresenta as principais etapas para a execução desta alternativa.

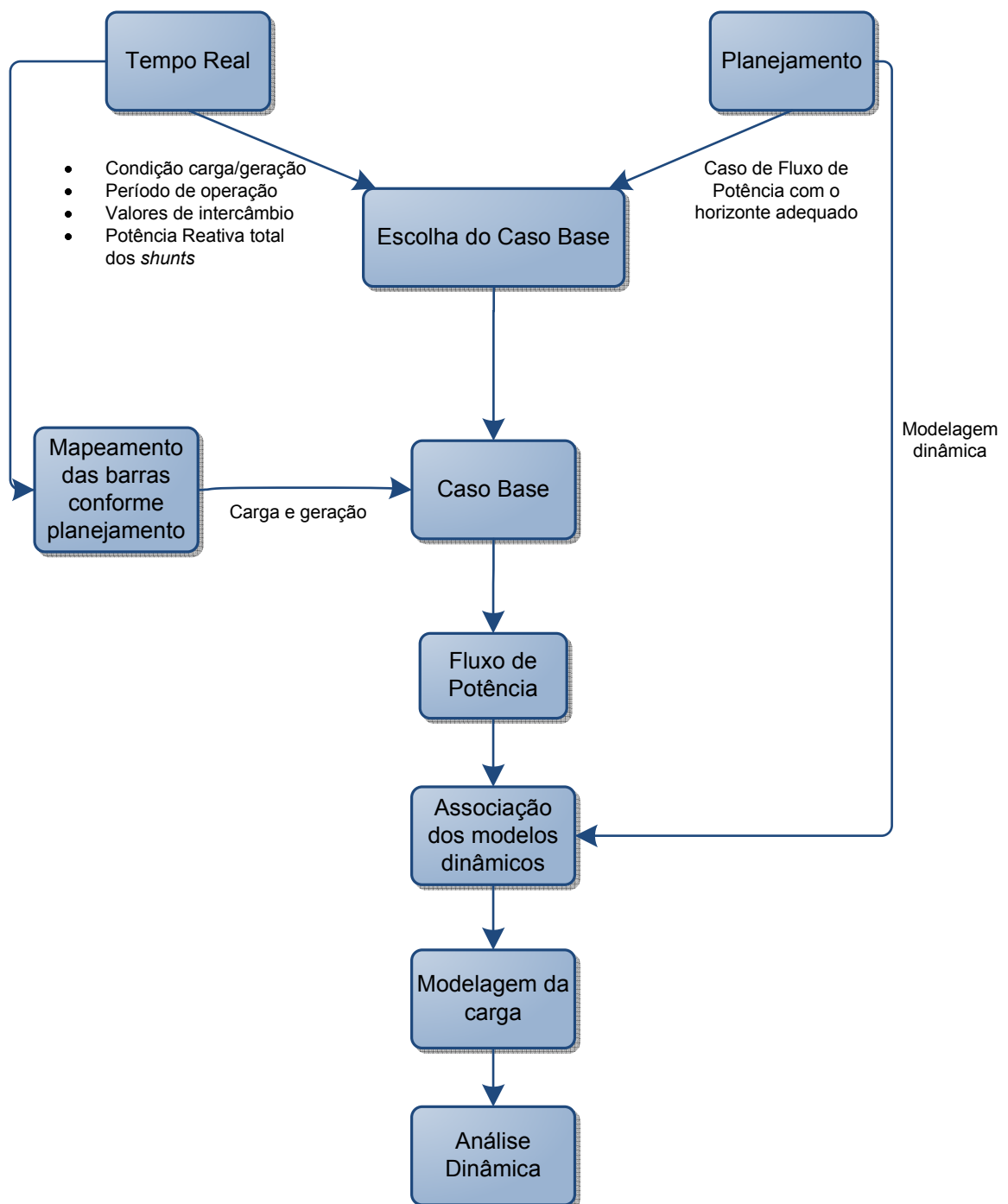


Figura 6. Fluxograma – Estratégia C: Representação Adaptada

No capítulo seguinte, as três estratégias propostas são aplicadas em um caso de tempo real do sistema elétrico brasileiro. São apresentadas as dificuldades particulares deste sistema na aplicação de cada uma das estratégias, assim como as soluções adotadas. São relacionadas, ainda, as ferramentas computacionais utilizadas para a execução das análises.

Capítulo 4

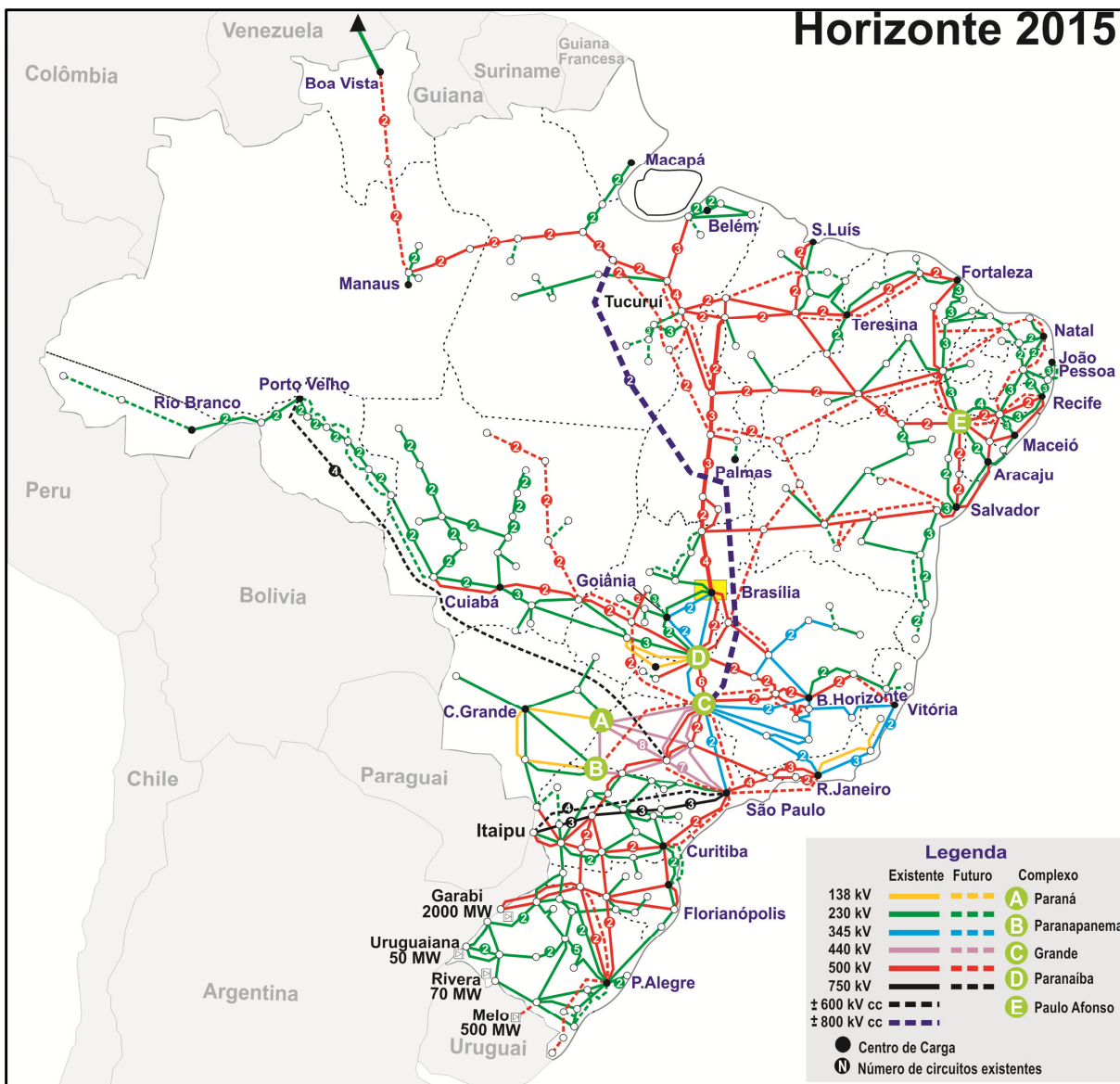
Adequação de um Caso do SIN

Neste capítulo, as três estratégias propostas no Capítulo 3 são avaliadas mediante a utilização de um caso base de tempo real do Sistema Interligado Nacional.

Inicialmente, uma breve descrição do SIN é realizada. Posteriormente, são detalhados os procedimentos adotados para a elaboração dos casos teste, em cada alternativa considerada, e os desafios enfrentados, bem como as soluções adotadas.

4.1 Características Gerais do SIN

O Sistema Elétrico Brasileiro abrange todas as regiões do país, permitindo a otimização dos recursos energéticos disponíveis em todo o território nacional. A Figura 7 exibe o mapa da malha de transmissão principal existente e futura do SIN, para o horizonte de 2015.



Fonte: ONS – www.ons.org.br, maio 2015.

Figura 7. Malha Principal de Transmissão do SIN – Horizonte 2015

A demanda máxima atendida pelo SIN atingiu cerca de 85 GW no mês de fevereiro de 2014 [17]. Para atender tal montante de carga, o SIN possui, atualmente, 136 GW de potência instalada [18].

Os arquivos de dados de fluxo de potência utilizados para simulações e estudos, em ambiente de planejamento, do Sistema Brasileiro já contam com mais de 5.000 barramentos, 10.000 circuitos e 700 usinas. Por sua vez, os casos gerados pelo estimador de estados do SIN possuem uma rede elétrica mais concisa que contempla em torno de 4500

barramentos, 6300 circuitos e 300 usinas. Tal é a ordem de grandeza dos casos estudados neste trabalho.

4.2 Ferramentas Computacionais Utilizadas

Este trabalho foi desenvolvido mediante a utilização dos programas de análise de sistemas de potência desenvolvidos pelo Centro de Pesquisas de Energia Elétrica, o CEPEL, pertencente ao grupo Eletrobras.

Para as análises de fluxo de potência, fez-se uso do programa ANAREDE, versão 10.00.01 [19]. Para os estudos dinâmicos utilizou-se as ferramentas ANATEM, versão 10.05.01 [20], e PacDyn, versão 9.6.2 [21], para análise da estabilidade transitória e modal, respectivamente.

4.3 Estratégia A: Representação Individualizada

A primeira estratégia proposta conta, como relatado na Seção 3.1, com um caso de fluxo de potência gerado por um estimador de estados onde é mantida a representação individualizada dos geradores.

O caso em questão foi gerado pelo estimador de estados do SAGE, o Sistema Aberto para Gerenciamento de Energia desenvolvido pelo CEPEL [22], o qual é utilizado na operação do SIN. O arquivo foi produzido pelo SAGE no formato do programa ANAREDE e retrata um ponto de operação ocorrido no dia 30 de janeiro de 2014, no patamar de carga pesada. A Tabela 1 apresenta um quantitativo de alguns equipamentos presentes neste caso.

Tabela 1. Equipamentos: Caso de Tempo Real

	Barras	Linhas	Transformadores	Geradores¹	CERs²	Shunts de Barra	Shunts de Linha
Quantidade	4708	4145	2207	829	26	231	199

¹Número de geradores individualizados

²Compensadores Estáticos de Reativo

4.3.1 Preparação do Caso de Fluxo de Potência

Ao produzir o arquivo de dados de fluxo de potência, o SAGE já realiza automaticamente a identificação da numeração de diversas barras existentes na base de dados de tempo real em relação à do planejamento. Para o caso utilizado, cerca de 50% das barras no arquivo ANAREDE, gerado pelo SAGE, possuem números idênticos aos encontrados no banco de dados de planejamento. Vale ressaltar que, apenas 20% das barras da Rede Básica não possuem a numeração do planejamento.

Entretanto, existem barramentos cuja correlação com base de dados de planejamento não é feita de forma automática pelo estimador. Por este motivo, um trabalho inicial complementar de identificação destas barras se faz necessário. Além da identificação das barras correspondentes entre as duas bases de dados, é preciso identificar as usinas às quais pertence cada gerador individual existente no caso. As barras de baixa tensão, onde estes geradores estão conectados, não possuem correspondentes na base de dados de planejamento devido à representação agregada utilizada nas usinas. Assim, permanecem com a numeração e nomenclatura adotada no ambiente de tempo real.

Feitas as devidas correspondências, procede-se à execução do cálculo do fluxo de potência no programa ANAREDE.

Neste momento verificou-se que, apesar do arquivo gerado pelo SAGE representar um ponto de operação cujo fluxo de potência já está convergido, ao executar o algoritmo no ANAREDE, obtém-se um ponto de operação diferente. A Tabela 2 apresenta os valores de geração para a máquina *swing* do sistema (máquina pertencente à usina de Ilha Solteira) no arquivo vindo do SAGE e após a execução do fluxo de potência no ANAREDE.

Tabela 2. Geração da barra de referência após alteração – Estimador x ANAREDE

	Estimador	ANAREDE
Potência Ativa [MW]	152,2	199,1
Potência Reativa [Mvar]	-2,0	-3,8

Este problema é causado pela não representação do elo de corrente contínua de Itaipu, elo Foz do Iguaçu– Ibiúna, no processo de estimação de estados. Apenas após a estimação ter sido realizada, o Configurador de Rede do SAGE adiciona a modelagem estática do elo de forma a permitir estudos que contemplem sua representação. Assim, no momento que o fluxo de potência é calculado pelo ANAREDE levando em conta a presença do elo, surge esta diferença de resultados. A diferença na geração de potência ativa, 47 MW, foi distribuída entre todas as máquinas pertencentes à usina de Ilha Solteira.

Estes 47 MW representam, aproximadamente, 1,5% da geração total da usina e um percentual insignificante quando considerado o total de geração do caso, que ultrapassa os 77 GW (vide Tabela 4). Por este motivo, tal diferença nos resultados do fluxo de potência pode ser desprezada, de maneira que pode-se considerar que o ponto de operação do tempo real de interesse é adequadamente representado pelo caso ANAREDE, gerado pelo estimador.

4.3.2 *Dados Dinâmicos*

Nesta proposta de adequação, a preparação dos dados dinâmicos se configura como a etapa mais árdua, principalmente devido ao fato da versão atual do programa ANATEM ainda não permitir a associação de um mesmo Controlador Definido pelo Usuário – CDU a diferentes equipamentos.

O programa ANATEM permite a utilização de dois tipos de modelos para a representação dinâmica dos componentes do sistema: o tipo *built-in* e o tipo CDU – Controlador Definido pelo Usuário. Os modelos *built-in* possuem topologia fixa, definida no programa ANATEM, podendo-se alterar apenas seus parâmetros. Os modelos de máquina síncrona, por exemplo, são deste tipo. Modelos CDU, por sua vez, possuem, como o próprio nome indica, a topologia definida pelo usuário. A maioria dos reguladores de velocidade, tensão e estabilizadores encontrada na base de dados do SIN é do tipo CDU.

O ANATEM permite que um mesmo modelo *built-in* seja associado a diferentes equipamentos. No entanto, cada modelo de CDU, identificado por um número, pode ser associado a apenas um equipamento. Como nesta estratégia os geradores estão

representados de maneira individualizada, a cada gerador devem ser associados os modelos de máquina e seus controladores, e não apenas um modelo por usina, como é feito quando se utiliza a representação agregada.

Com isto, surge a necessidade de replicar os modelos dinâmicos dos reguladores e estabilizadores para todas as máquinas representadas. Estes modelos serão exatamente os mesmos para todas as máquinas de uma mesma usina, diferenciando-se apenas na numeração dos modelos. Assim, cada CDU pode ser associado a um equipamento diferente.

Além do problema relatado acima, existem diversos outros, de menor vulto, mas que também precisam ser solucionados ou, ao menos mitigados, para que as análises dinâmicas sejam realizadas. Estes pontos são abordados em seguida.

POLARIDADE DOS ELOS DE CORRENTE CONTÍNUA

O arquivo gerado pelo SAGE faz uso de uma representação que contempla polos positivos e negativos nos elos de corrente contínua. Contudo, a versão atual do ANATEM não permite a modelagem de elos apenas com polaridade negativa. Assim, todos os polos com polaridade negativa foram alterados para polaridade positiva.

REPRESENTAÇÃO DOS TCSCs

O arquivo ANAREDE gerado pelo estimador de estados não possui os dados de Compensador Série Controlado a Tiristor – TCSC. Estes equipamentos são representados simplesmente como capacitores série fixos.

Nos dados de fluxo de potência da base de dados de planejamento, tais equipamentos possuem modelagem de TCSCs, porém com controle tipo reatância fixa, ou seja, na prática, para o cálculo do fluxo de potência, estes equipamentos também estão modelados como capacitores série fixos. Porém, para que seu comportamento dinâmico possa ser corretamente simulado, o modelo estático completo precisa ser incorporado ao caso ANAREDE gerado pelo SAGE.

NUMERAÇÃO DOS GRUPOS DE CERS

Verificou-se que a numeração dos grupos dos Compensadores Estáticos de Reativo – CERS usada pelo SAGE não é a mesma adotada nos estudos de planejamento. Desta maneira, no momento de realização da correspondência entre as barras e circuitos entre os casos do tempo real e do planejamento, também os grupos de CERS devem ser identificados. Isto se faz necessário, pois a informação a respeito dos grupos é exigida no momento da associação dos modelos dinâmicos.

MODELO DE CARGA UTILIZADO NOS ESTUDOS DINÂMICOS

Nos dados de planejamento, algumas cargas do sistema possuem modelagem dinâmica do tipo ZIP. Como não é escopo deste trabalho a investigação a respeito da modelagem de carga, em todos os casos estudados, foi adotada a modelagem padrão para a dinâmica da carga, ou seja, impedância constante.

Há, ainda, outros aspectos que devem ser considerados quanto à modelagem dinâmica. Em várias máquinas, a geração ativa e/ou reativa excede os limites dos reguladores. Como já citado anteriormente, a ocorrência da violação destes limites indica a necessidade de revisão dos modelos dinâmicos de planejamento, visto que estes valores de geração são oriundos da operação do sistema. Para contornar este problema, dado que o mesmo foge ao escopo deste trabalho, desconsiderou-se a modelagem dinâmica das máquinas cujos controladores tiveram seus limites violados. No entanto, como estratégia geral a ser adotada é preferível avaliar, caso a caso, a necessidade de correção dos modelos dinâmicos, principalmente para usinas consideradas significativas para a análise do sistema. Caso esta necessidade seja verificada, os modelos deverão ser corrigidos e a usina deverá ser modelada dinamicamente.

A Tabela 3 lista as máquinas cuja modelagem dinâmica foi desconsiderada na elaboração do caso Individualizado.

Tabela 3. Geradores com modelagem dinâmica desconsiderada – Caso Individualizado

Usina		Equipamento	Observação
Nome	Máquinas		
UTE Governador Leonel Brizola	A	--	Ciclo combinado com máquina desligada no caso
Santo Antônio	A, B	Reg. de Tensão e Velocidade	Limite violado
Castro Alves	A	Reg. de Velocidade	Limite violado
Nova Piratininga 1	B	Reg. de Velocidade	Limite violado
Companhia Siderúrgica do Atlântico	A, F	Reg. de Tensão	Problema na inicialização
Miranda	A, B	Reg. de Velocidade	Limite violado
Jaguara	A, B, C, D	Reg. Velocidade	Limite violado
Campos Novos	A, B, C	Reg. de Tensão	Limite violado
Barra Grande	B	Reg. de Tensão	Limite violado
Sepé Tiaraju	A	Reg. de Velocidade	Problema na inicialização
14 de Julho	A	Reg. de Tensão	Limite violado
Salto Osório 5 e 6	E, F	Reg. de Tensão	Limite violado
Governador José Richa	A, B, C, D	Reg. de Velocidade	Limite violado
William Arjona M3	C	Reg. de Tensão	Problema na inicialização
William Arjona M4	D	Reg. de Tensão	Problema na inicialização
Suape 2	B, C, D, E, F	Reg. de Velocidade	Limite violado
UTE Maracanau	D	Reg. de Velocidade	Limite violado
Estreito	A, B, C, D, E, F, G, H	Reg. de Tensão	Limite violado
Barra dos Coqueiros	A	Reg. de Velocidade	Limite violado
Caçu	A	Reg. de Tensão	Problema na inicialização

4.4 Estratégia B: Representação Agregada

Esta segunda estratégia contempla, como exposto na Seção 3.2, a agregação dos geradores individualizados do caso de tempo real. Em comparação à Estratégia A, espera-se um esforço computacional reduzido e uma associação mais simples dos modelos dinâmicos.

4.4.1 Dados de Fluxo de Potência

Todas as etapas descritas na Seção 4.3.1, para a preparação do caso Individualizado, são também necessárias para a Estratégia B. Desta maneira, deverá ser realizado aqui apenas o complementar à Estratégia A, conforme Seção 3.2.1, ou seja, a agregação dos geradores.

A Tabela 4 apresenta um comparativo entre os casos Individualizado e Agregado para os dados de fluxo de potência. Nota-se que, em relação a estes dados, os casos são praticamente idênticos.

Tabela 4. Comparativo dos dados de Fluxo de Potência – Individualizado x Agregado

[MW]	Individualizado	Agregado
Carga Total	73.291	73.282
Geração Total	77.287	77.280
Perdas	3.831	3.831
Swing	2.865	2.856
Elo Foz – Ibiúna	4.530	4.530

4.4.2 Dados Dinâmicos

Afora a necessidade de replicação dos modelos dinâmicos tipo CDU no banco de dados de planejamento, etapa que não se verifica nesta alternativa, todos os passos descritos na Seção 4.3.2 devem ser, também, executados nesta estratégia.

Posteriormente, dado que, tanto a identificação das barras, circuitos e dos geradores pertencentes a cada usina, quanto a agregação dos geradores foram realizadas de maneira adequada, basta, agora, associar os modelos dinâmicos existentes na base de dados de planejamento às respectivas usinas.

Também nesta alternativa, são observados alguns problemas relacionados à modelagem dinâmica que culminaram na não representação de algumas usinas. A Tabela 5 relaciona os problemas observados. Vale ressaltar que, todas estas máquinas tiveram sua modelagem dinâmica desconsiderada no caso Individualizado. Cabem aqui, as considerações feitas na Seção 4.3.2 para a Estratégia A relativamente à necessidade de revisão dos modelos dinâmicos de planejamento.

Tabela 5. Geradores com modelagem dinâmica desconsiderada – Caso Agregado

Usina	Equipamento	Observação
UTE Maracanau	Reg. de Velocidade	Limite violado
Caçú	Reg. de Tensão	Problema na inicialização

Barra dos Coqueiros	Reg. de Velocidade	Limite violado
Estreito	Reg. de Tensão	Limite violado
Jaguara	Reg. de Velocidade	Limite violado
Miranda	Reg. de Velocidade	Limite violado
William Arjona M3	Reg. de Tensão	Problema na inicialização
William Arjona M4	Reg. de Tensão	Problema na inicialização
Suape 2	Reg. de Velocidade	Limite violado
Governador José Richa	Reg. de Velocidade	Limite violado
Salto Osório	Reg. de Tensão	Limite violado
CSA Gás	Reg. de Tensão	Problema na inicialização
CSA Vapor	Reg. de Tensão	Problema na inicialização
Governador Leonel Brizola 1	Reg. de Velocidade	Ciclo combinado com máquina desligada no caso
UTE Termonorte 2	Reg. de Velocidade	Ciclo combinado com máquina desligada no caso
Santo Antônio	Reg. de Tensão	Limite violado
Castro Alves	Reg. de Velocidade	Limite violado
14 de Julho	Reg. de Tensão	Limite violado
Sepe Tiaraju	Reg. de Velocidade	Problema na inicialização
Campos Novos	Reg. de Tensão	Limite violado

Como será visto no Capítulo 5, nesta alternativa realizou-se, além do estudo da estabilidade transitória, a análise dos modos eletromecânicos existentes. Neste momento, observou-se outro problema que impedia a execução da análise modal. Sua descrição e a solução adotada estão a seguir.

ILHAS ELÉTRICAS

No caso de fluxo de potência do estimador observa-se a ocorrência de ilhas elétricas, além da ilha principal. Como já relatado na Seção 3.1.1, isto pode ocorrer devido à falha de medidores ou mesmo à ausência de medições no circuito que interliga cada ilha à principal.

A existência de tais ilhas impede a execução do cálculo dos modos de oscilação do sistema no programa PacDyn. Qualquer que seja o método de cálculo utilizado, a fatoração LU apresenta a ocorrência de pivô nulo.

Portanto, para a execução da análise modal, devem ser eliminadas do caso de fluxo de potência as ilhas elétricas existentes, além da ilha principal. O estimador representa estas ilhas menores por meio de cargas, positivas ou negativas dependendo das características de

cada ilha, no sistema elétrico principal. Conseqüentemente, não há perda de informação ao eliminar as ilhas. A Tabela 6 relaciona as gerações existentes nas ilhas retiradas do caso.

Tabela 6. Gerações pertencentes às ilhas eliminadas

Usina	Geração [MW]
UTE Juiz de Fora	38,6
UTE Maranhão 4	322,0
UTE Maranhão 5	323,3
Rondon 2	18,9
Retiro Baixo	14,9
UTE Nova Venécia 2	154,0

Além disto, no que tange ao aspecto dinâmico da modelagem, ainda outras 7 usinas precisaram ter sua modelagem desconsiderada, quais sejam, Capim Branco, Emborcação, Funil Grande, Guilman Amorim, Igarapava, Irape e Luiz Gonzaga 2. Estas usinas apresentam modelos que violam o limite de blocos de modelo CDU permitido pelo programa PacDyn.

4.5 Estratégia C: Representação Adaptada

Esta alternativa se baseia em um caso de fluxo de potência vindo da base de dados de planejamento. Após a escolha do caso base, sua carga e geração são alteradas de maneira a corresponder àquelas existentes no ponto de operação do caso de tempo real que é objeto de estudo.

4.5.1 Definição do Caso Base

Como citado na Seção 3.3, esta etapa de escolha do caso base é determinante para o sucesso desta alternativa. Isto, pois, a carga e geração iniciais influenciam diretamente no grau de dificuldade enfrentado para alcançar a convergência do algoritmo de fluxo de potência, à medida que as alterações são incorporadas.

O caso de planejamento escolhido foi o de horizonte mensal de janeiro de 2014 disponibilizado pelo ONS, com patamar de carga de sábado, período da noite, por corresponder mais adequadamente ao ponto de operação de interesse. A Tabela 7 compara

os valores de carga e geração do caso de tempo real e do caso base de planejamento adotado.

Tabela 7. Comparativo carga/geração – Planejamento x Tempo Real

[MW]	Tempo Real	Planejamento
Carga Total	73.291	74.728
Geração Total	77.287	78.110
Perdas	3.831	2.871
Swing	2.865	1.612
Elo Foz – Ibiúna	4.530	4.633

4.5.2 Preparação do Caso de Fluxo de Potência

O procedimento para a construção do caso Adaptado envolve, simplificada, as seguintes etapas:

- Redespacho das usinas conforme o tempo real;
- Agregação da carga, representada no tempo real de maneira individualizada, e utilização da modelagem tipo potência constante para a mesma;
- Eliminação das demais gerações existentes no caso base;
- Eliminação das demais cargas existentes no caso base;
- Correção dos nomes das barras de geração, impedâncias dos transformadores elevadores das usinas e limites de potência reativa das usinas.

No entanto, apesar de conceitualmente simples, este processo de alteração de carga/geração não é trivial, haja vista a dificuldade de convergência do algoritmo de fluxo de potência diante de alterações significativas no ponto de operação corrente. Realizar as modificações de maneira gradual, monitorando constantemente as tensões e gerações de reativo do sistema, efetuando, sempre que necessário, o ajuste do caso são medidas que tendem a facilitar este processo. Caso contrário, pode-se caminhar para um ponto de operação intermediário mal condicionado, de maneira que nenhuma outra alteração seja factível. Outro aspecto importante é concentrar as alterações em áreas específicas, modificando de maneira conjunta carga e geração de uma determinada área, de forma que

uma alteração compense, eletricamente, a outra e o ponto de operação não sofra desvios abruptos.

Além disto, algumas dificuldades específicas precisam ser enfrentadas. A diferença na representação da rede de subtransmissão é uma destas dificuldades. Com o objetivo de exemplificar esta discrepância topológica entre o tempo real e o planejamento, a Figura 8 retrata a região de Barra do Peixe, no Mato Grosso, conforme o caso do planejamento, e a Figura 9 exhibe a mesma região, de acordo com o caso do tempo real.

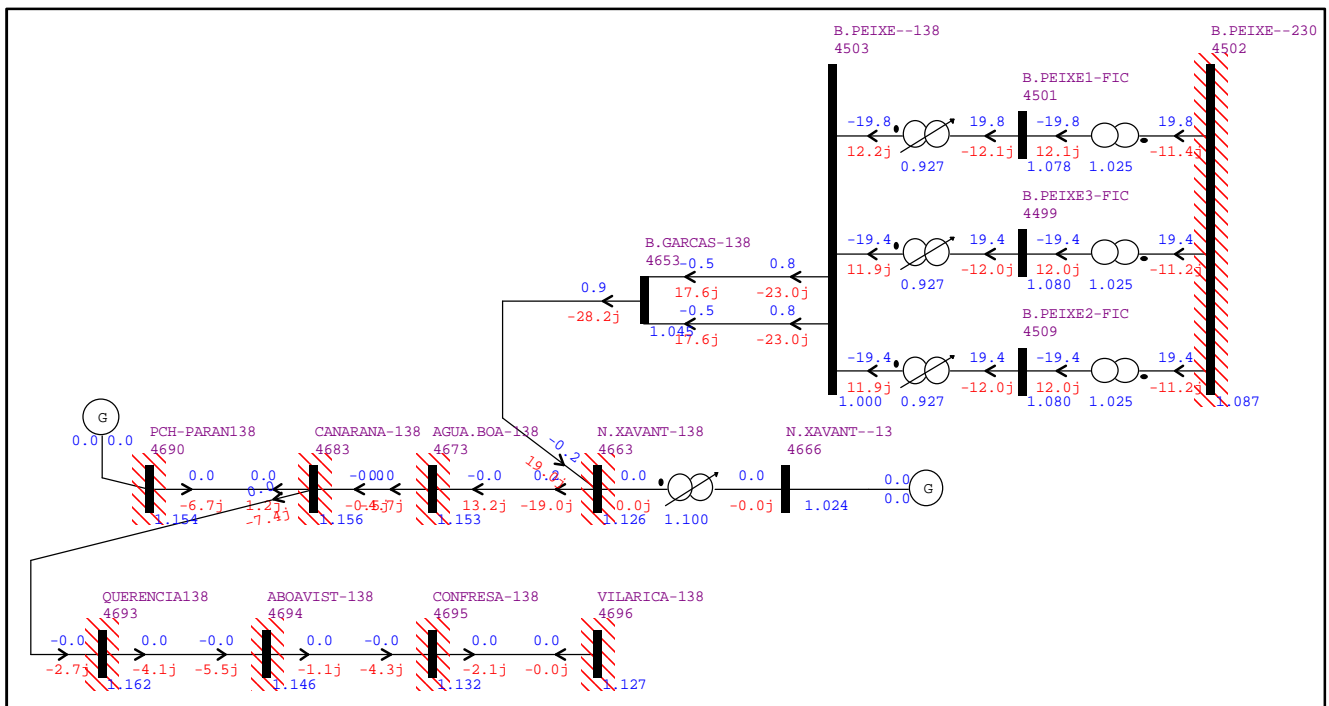


Figura 8. Região de Barra do Peixe – Planejamento

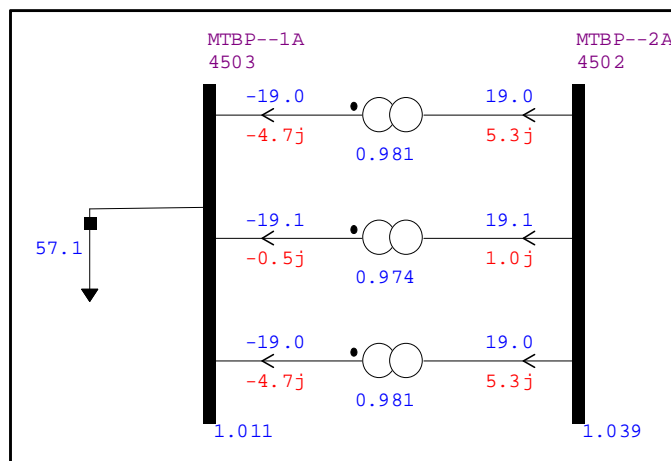


Figura 9. Região de Barra do Peixe – Tempo Real

Como já salientado anteriormente, a representação da rede de subtransmissão no caso de planejamento é mais detalhada que no caso de tempo real. Na área em questão, toda a rede ligada ao barramento de 138kV de Barra do Peixe (barra 4503) é representada por apenas uma carga no tempo real. Em uma situação como esta, pode ser necessário distribuir esta carga entre as diversas barras da região. Ainda assim, podem ser enfrentados problemas de sobre ou subtensão na rede de subtransmissão por esgotamento dos recursos de controle de tensão.

Foi, também, citado na Seção 3.3.1 o problema que diz respeito às áreas “eletricamente fracas” do sistema, ou seja, aquelas áreas, geralmente radiais ou pouco malhadas, que possuem poucos recursos de controle de tensão e carregamento. Nestas regiões, pequenas alterações de carga e/ou geração implicam em grandes variações de tensão.

No caso do sistema elétrico brasileiro, as áreas de Mato Grosso, Brasília e Distrito Federal podem ser consideradas eletricamente fracas. Por este motivo, as alterações para construção do caso Adaptado devem ser realizadas ainda com mais cautela nestas áreas, de maneira a mitigar a ocorrência de tensões fora da faixa permissível, segundo os Procedimentos de Rede [4].

Enquanto a rede de Brasília e Distrito Federal possui deficiência no suporte de potência reativa, caracterizada por baixo fator de potência em diversos barramentos da rede subtransmissão, a região de Mato Grosso apresenta grande concentração de Pequenas Centrais Hidrelétricas – PCHs que, quando despachadas, atendem uma parcela da carga o que, conseqüentemente, reduz à carga solicitada à rede Básica pela rede de subtransmissão e melhora o perfil de tensão.

Entretanto, no ambiente de tempo real não há medições disponíveis nos geradores distribuídos. Apenas o efeito de redução das cargas pode ser capturado pelo estimador. Assim, à medida que se altera o caso de planejamento conforme o cenário do tempo real, deve-se procurar alternativas para minimizar os efeitos da deficiência de potência reativa ocasionada pela não representação destas PCHs. A Figura 10 apresenta a região das Centrais Elétricas Matogrossenses – CEMAT, em um ponto de operação intermediário. Como pode

ser visto, mesmo após os recursos convencionais de controle de tensão estarem esgotados, a região permanece com sobtensões em todos os barramentos. Portanto, recursos menos convencionais devem ser buscados para resolver ou, ao menos, mitigar o problema.

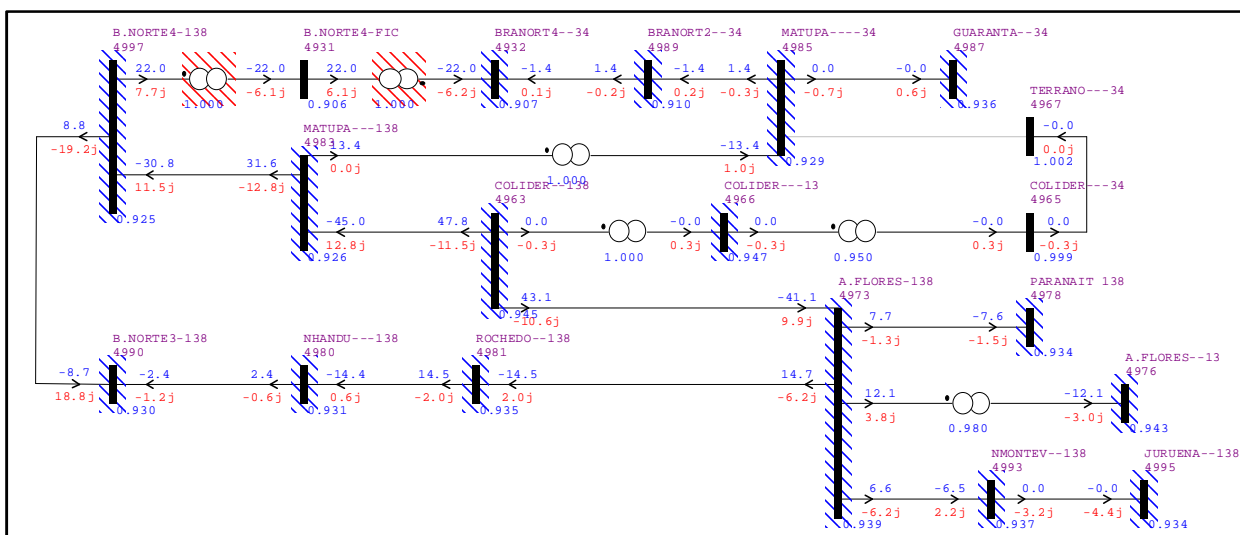


Figura 10. Área da CEMAT – Ponto de operação intermediário

Um recurso menos convencional que pode ser utilizado é a alteração do estado operativo de determinados circuitos. Desta maneira, alterou-se de “desligado” para “ligado” o estado do circuito existente entre as barras de 34kV de Terrano (4967) e Matupa (4985), como forma de redistribuir os fluxos e, conseqüentemente, melhorar o ajuste de tensão da região.

Como citado anteriormente, existirem diferenças entre os estados operativos de determinados circuitos quando se considera os ambientes de tempo real e de planejamento. Contudo, devido à diferença nos nomes e números das barras nas duas bases de dados, não foi possível identificar o estado operativo do circuito citado acima no tempo real. Assim, optou-se por alterar o estado operativo do circuito para que se pudesse continuar com o processo de adaptação, já que, diante de uma condição de piora desta subtensão na região, o algoritmo de fluxo de potência caminhava para um ponto de não-convergência. A Figura 11 apresenta o estado da região após finalizado o processo, já no caso Adaptado.

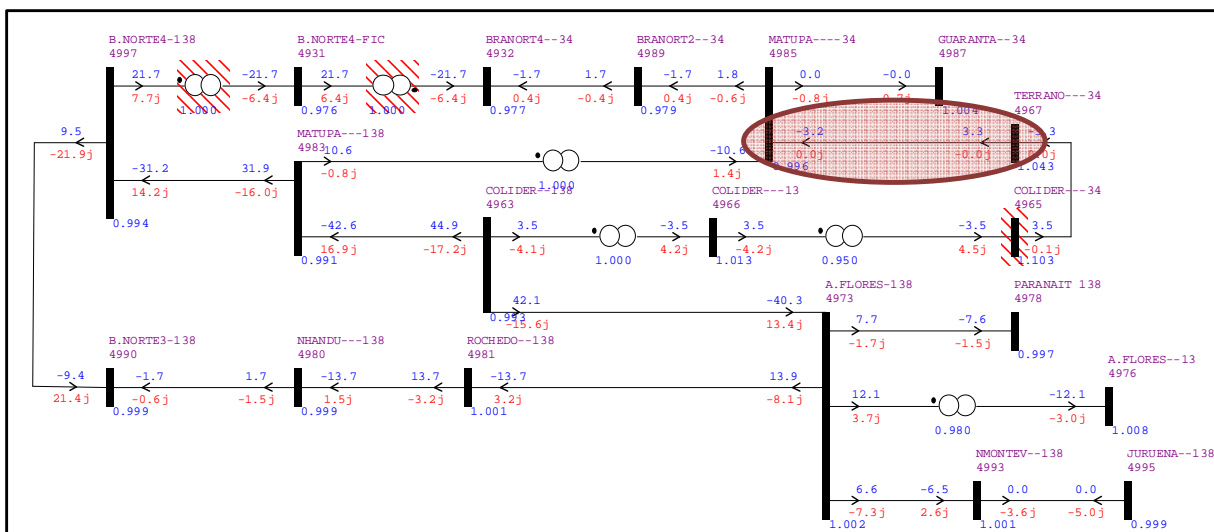


Figura 11. Área da CEMAT – Após alteração de estado do circuito

Apesar de tomados todos os cuidados citados anteriormente, algumas alterações podem ainda apresentar uma dificuldade maior de convergência. Nestes casos, soluções como alteração da barra onde uma determinada carga ou geração está representada, desde que seja mantida dentro da mesma região elétrica, ou ainda, a representação equivalente de carga entre determinadas barras, podem se fazer necessárias e devem ser analisadas caso a caso.

Como explicado na Seção 3.3.1, É importante observar que, apesar da carga do caso de tempo real possuir modelagem variável com a tensão, ao construir o caso Adaptado, deve-se manter a modelagem da carga como potência constante de modo a assegurar que a carga neste novo caso seja exatamente aquela verificada no caso de tempo real. Uma vez que as tensões do caso Adaptado não serão idênticas às do caso de tempo real, uma modelagem de carga variável com a tensão acarretaria alteração da carga indesejada.

A etapa final da construção do caso de fluxo de potência Adaptado caracteriza-se pelo uso da ferramenta ANATO, também desenvolvida pelo CEPEL, para a correção dos nomes das barras às quais estão conectados os geradores, das impedâncias dos transformadores elevadores das usinas e dos limites de potência reativa, todos de acordo com o número de máquinas em operação em cada usina. Este número de máquinas é calculado pela ferramenta conforme os dados constantes do arquivo intitulado "BNT1.dat". Este arquivo pertence à base de dados dinâmicos do SIN, e registra as capacidades máximas e mínimas de

geração de potência ativa e reativa para cada máquina de cada usina. Os dados sobre as impedâncias dos transformadores podem ser encontrados em outro arquivo, de nome “BNT2.dat”, também constante da base de dados dinâmicos de planejamento do SIN.

Nesta etapa da montagem do caso, puderam ser identificados problemas na base de dados dinâmicos. Algumas usinas possuíam geração ativa despachada no tempo real maior que o máximo permitido, segundo o banco de dados. Visto que os dados de geração são oriundos da operação do sistema, conclui-se que é necessária a revisão dos valores máximos permitidos nos dados de planejamento para a geração de potência ativa e reativa das máquinas. Uma alternativa seria considerar, ao invés de limites fixos como no caso do arquivo “BNT1.dat”, a curva de capacidade das máquinas. Desta forma, os limites de reativo seriam alterados de acordo com a potência ativa gerada e tais violações, possivelmente, seriam evitadas. Por este motivo, nesta alternativa estes parâmetros foram flexibilizados de modo a permitir a execução do programa ANATO. A Tabela 8 relaciona as usinas que tiveram estes limites alterados.

Tabela 8. Usinas com limites de geração flexibilizados

Usina	Geração por máquina no tempo real [MW]	Limite BNT1.dat [MW]	
		Antigo	Novo
Jaguara	104,5	100,0	105,0
Miranda	131,1	130,0	132,0
Alzir Antunes	37,1	37,0	38,0
Pedra do Cavalo	81,0	81,0	82,0
Amadora 1	79,3	74,5	80,0
UTE Murici	18,6	18,5	19,0
UTE Suape 2	22,6	22,4	23,0
UTE Suape 4	22,7	22,4	23,0
UTE Suape 5	22,4	22,4	23,0
UTE Suape 6	23,2	22,4	23,5
Dardanelos 1	58,0	58,0	59,0
Dardanelos 2	28,6	28,0	29,0
Caçu	32,8	32,5	33,0

A Tabela 9 apresenta a comparação dos dados de fluxo de potência entre os casos Individualizado, Agregado e Adaptado.

Tabela 9. Comparativo carga/geração – Individualizado x Agregado x Adaptado

[MW]	Individualizado	Agregado	Adaptado
Carga Total	73.291	73.282	73.252
Geração Total	77.287	77.280	77.412
Perdas	3.831	3.831	3.992
<i>Swing</i>	2.865	2.856	2.902
Elo Foz – Ibiúna	4.530	4.530	4.632

Após o caso de fluxo de potência ser finalizado, procede-se à adequação dos dados dinâmicos associados.

4.5.3 Dados Dinâmicos

Dado que, tanto o caso fluxo de potência Adaptado, quanto os dados dinâmicos pertencem à base de planejamento, não foram encontradas dificuldades relevantes para a execução dos estudos dinâmicos.

Contudo, diversos limites dos reguladores de tensão e velocidade das máquinas foram violados quando da incorporação da carga/geração do tempo real. Mais uma vez, trata-se de um indicativo de necessidade de revisão de modelos e parâmetros utilizados atualmente nos estudos de planejamento de forma que possam corresponder mais adequadamente à realidade da operação do sistema. Também aqui poderiam ser utilizadas as curvas de capacidade das máquinas para ajustar os limites dos reguladores de acordo com a potência ativa gerada. De qualquer modo, existe a necessidade de revisão dos modelos ou, ao menos, da maneira pela qual os limites são calculados. Além dos modelos cujos limites foram violados, outros apresentaram, ainda, problemas de inicialização e dificuldades de convergência.

A Tabela 10 relaciona os equipamentos cuja modelagem foi desconsiderada para efeito de análises da estabilidade transitória.

Tabela 10. Geradores com modelagem dinâmica desconsiderada – Caso Adaptado

Usina	Equipamento	Observação
Jaguara	Reg. Velocidade	Limite excedido
Miranda	Reg. Velocidade	Limite excedido
Governador José Richa	Reg. Velocidade	Limite excedido
Salto Osório 5e6	Reg. Tensão	Limite excedido
William Arjona M1	Reg. Tensão	CDU não convergente
William Arjona M2	Reg. Tensão	CDU não convergente
William Arjona M3	Reg. Tensão	Problema na inicialização
William Arjona M4	Reg. Tensão	Problema na inicialização
William Arjona M5	Reg. Tensão	CDU não convergente
UTE Governador Leonel Brizola1	--	Ciclo combinado com máquina desligada no caso
UTE Governador Leonel Brizola2	--	Ciclo combinado com máquina desligada no caso
UTCpresa	Reg. Tensão	Problema na inicialização
Campos Novos	Reg. Tensão	Limite excedido
UTE Termonorte 2	--	Ciclo combinado com máquina desligada no caso
UTE Arembepe	Reg. Tensão	Limite excedido
UTE Suape 2	Reg. Velocidade	Limite excedido
UTE Suape 3	Reg. Velocidade	Limite excedido
UTE Suape 4	Reg. Velocidade	Limite excedido
UTE Suape 5	Reg. Velocidade	Limite excedido
UTE Suape 6	Reg. Velocidade	Limite excedido
CSA Gás	Reg. Tensão	Problema na inicialização
CSA Vapor	Reg. Tensão	Problema na inicialização
Estreito	Reg. Tensão	Limite excedido

Verifica-se que apenas 8 destas 23 usinas não tiveram sua modelagem dinâmica desconsiderada também no caso Agregado o que demonstra coerência entre os resultados obtidos para estas duas estratégias.

No que diz respeito à análise modal, a modelagem dinâmica de outras 7 usinas precisou ser desconsiderada devido à limitação no número de blocos permitidos para cada modelo CDU no programa PacDyn. Estas foram as mesmas usinas citadas na Seção 4.4.2.

No próximo capítulo são mostrados os resultados obtidos com as estratégias descritas mediante análises de fluxo de potência e estabilidade, transitória e modal. Os casos são comparados entre si e são apresentadas algumas conclusões parciais.

Capítulo 5

Resultados

Neste capítulo serão apresentados e comparados os resultados obtidos para os casos construídos por meio das estratégias apresentadas. São realizadas análises de fluxo de potência e estabilidade transitória, mediante a aplicação de contingências consideradas severas para o sistema. De maneira a complementar os estudos de estabilidade dinâmica, é realizada, também, a análise modal.

5.1 Análise de Fluxo de Potência

Com o objetivo de comparar os resultados do cálculo do fluxo de potência obtidos com cada um dos casos gerados a partir das estratégias propostas, foram executadas oito contingências, consideradas severas. A Tabela 11 apresenta a lista de contingências utilizada e a Tabela 12 traz a comparação dos resultados.

Tabela 11. Lista de Contingências

Número	Contingência	Tensão [kV]
1	Perda tripla Itaberá – Tijuco Preto	765
2	Perda c2 e c3 Itaberá – Tijuco Preto	765
3	Perda c3 Itaberá – Tijuco Preto	765
4	Perda dupla Ibiúna – Bateias	500
5	Perda dupla c1 e c2 – Cachoeira Paulista – Adrianópolis	500
6	Perda tripla Serra da Mesa – Samambaia	500
7	Perda dupla c2 e c3 Serra da Mesa – Samambaia	500
8	Perda da Usina de Itumbiara	--

Tabela 12. Comparação dos Resultados

Contingência	Individualizado	Agregado	Adaptado
1	Divergente	Divergente	Divergente
2	Divergente	Divergente	Não convergente
3	Convergente	Convergente	Convergente
4	Divergente	Não convergente	Convergente
5	Convergente	Convergente	Convergente
6	Divergente	Divergente	Não convergente
7	Convergente	Convergente	Convergente
8	Não convergente	Convergente	Convergente

A análise da Tabela 12 sugere que, para os estudos de fluxo de potência, o caso Individualizado é o mais conservativo. No entanto, não é possível generalizar estes resultados, pois os mesmos foram obtidos para um grupo pequeno de contingências e apenas um ponto de operação do tempo real. Para que algum grau de generalização seja possível, deve-se analisar uma lista mais extensa de contingências e pontos de operação.

É importante ressaltar que os parâmetros utilizados nos critérios de convergência do programa ANAREDE [19], foram os mesmos para os três casos analisados.

5.2 Análise Dinâmica

As alternativas propostas foram avaliadas quanto ao seu comportamento dinâmico, considerando dois aspectos da estabilidade: transitória e modal, também chamada de estabilidade a pequenos sinais [3]. Os resultados estão mostrados a seguir.

5.2.1 Análise da Estabilidade Transitória

A Tabela 13 apresenta a lista de eventos simulados para o estudo da estabilidade transitória. Posteriormente, a título de exemplo, são apresentadas as respostas no tempo dos ângulos dos rotores de algumas máquinas, visando comparar as três estratégias propostas.

Tabela 13. Lista de Eventos

Número	Evento	Tensão [kV]
1	Curto-circuito 3Ø franco de 80ms na barra de 765 kV de Tijuco Preto, seguido de abertura do c3 da LT Itaberá – Tijuco Preto	765
2	Curto-circuito 3Ø franco de 100ms na barra de Ibiúna 500 kV com posterior abertura do c1 da LT 500 kV Ibiúna – Bateias	500
3	Curto-circuito 3Ø franco de 100ms na barra de 500 kV de Serra da Mesa, seguido de abertura do c2 e c3 da LT 500 kV Serra da Mesa – Samambaia (Interligação NO-NE/S-SE)	500
4	Curto-circuito 3Ø franco na barra de 440 kV de Água Vermelha – Comparação dos tempos críticos	440
5	Curto-circuito 3Ø franco na barra de 138 kV de Foz do Chapecó – Comparação dos tempos críticos	138 kV
6	Curto-circuito 3Ø franco de 80ms na barra de 765 kV de Foz seguido da abertura dos três circuitos da LT 765 kV Foz – Ivaiporã	765 kV
7	Curto-circuito 3Ø franco nos circuitos 1 e 2 da LT 765 kV Foz – Ivaiporã com posterior abertura destes dois circuitos – Comparação dos tempos críticos	765 kV

EVENTO 1: Curto-circuito trifásico franco, com 80ms de duração, na barra de 765 kV de Tijuco Preto, com eliminação do defeito por meio da abertura do c3 da LT Itaberá – Tijuco Preto

A Figura 12 exibe a resposta no tempo do ângulo da máquina de Itaipu 60 Hz.

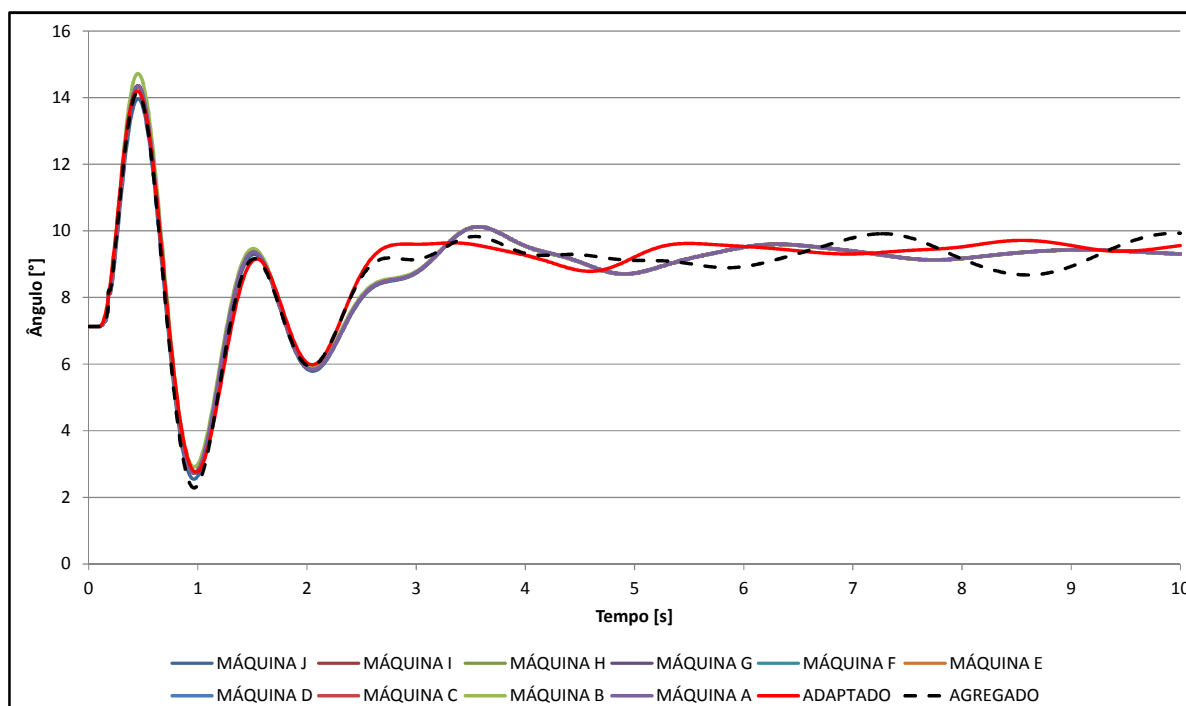


Figura 12. Usina de Itaipu 60 Hz – Individualizado x Agregado x Adaptado

Nota-se um comportamento semelhante para os três casos analisados. Todavia, o caso Agregado apresenta uma oscilação sustentada até o término da simulação. Esta oscilação possui frequência de aproximadamente 0,30Hz, medida por inspeção do gráfico de resposta no tempo. Para verificar o comportamento desta oscilação, a simulação foi estendida até 30s, apenas para o caso Agregado. A Figura 13 exhibe o resultado e demonstra que a oscilação tende a ser amortecida.

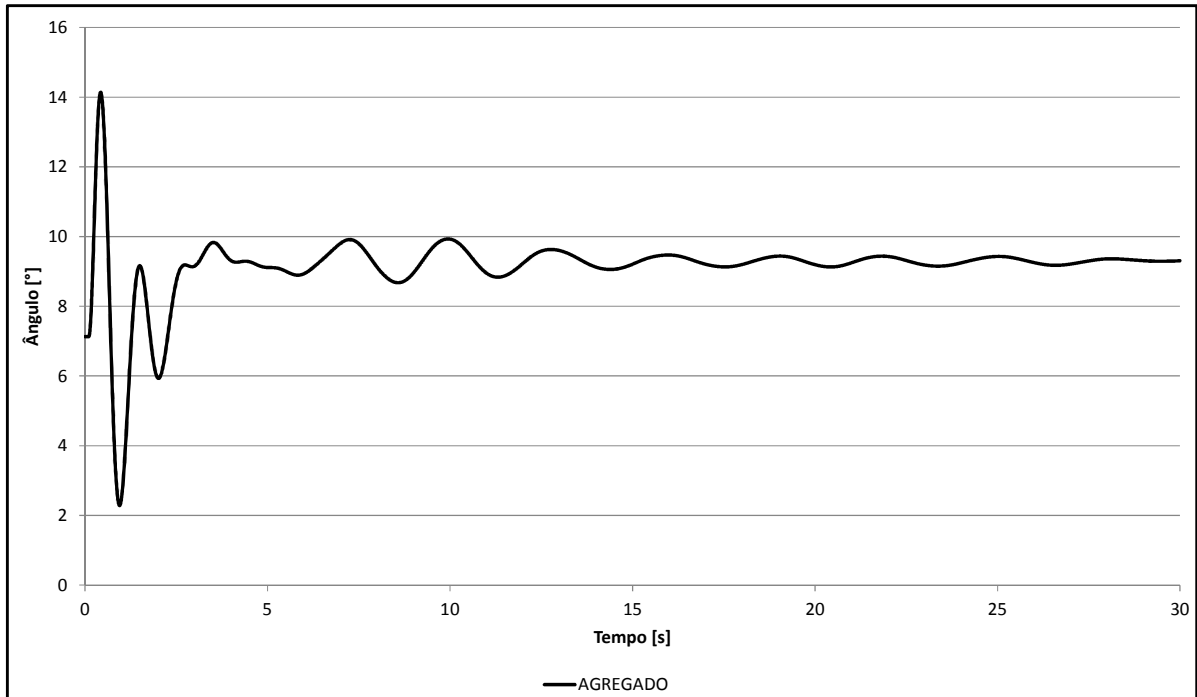


Figura 13. Usina de Itaipu 60 Hz – Caso Agregado

A Figura 14 mostra a resposta no tempo para a usina de Angra 1. Para os três casos considerados a resposta é, qualitativamente a mesma.

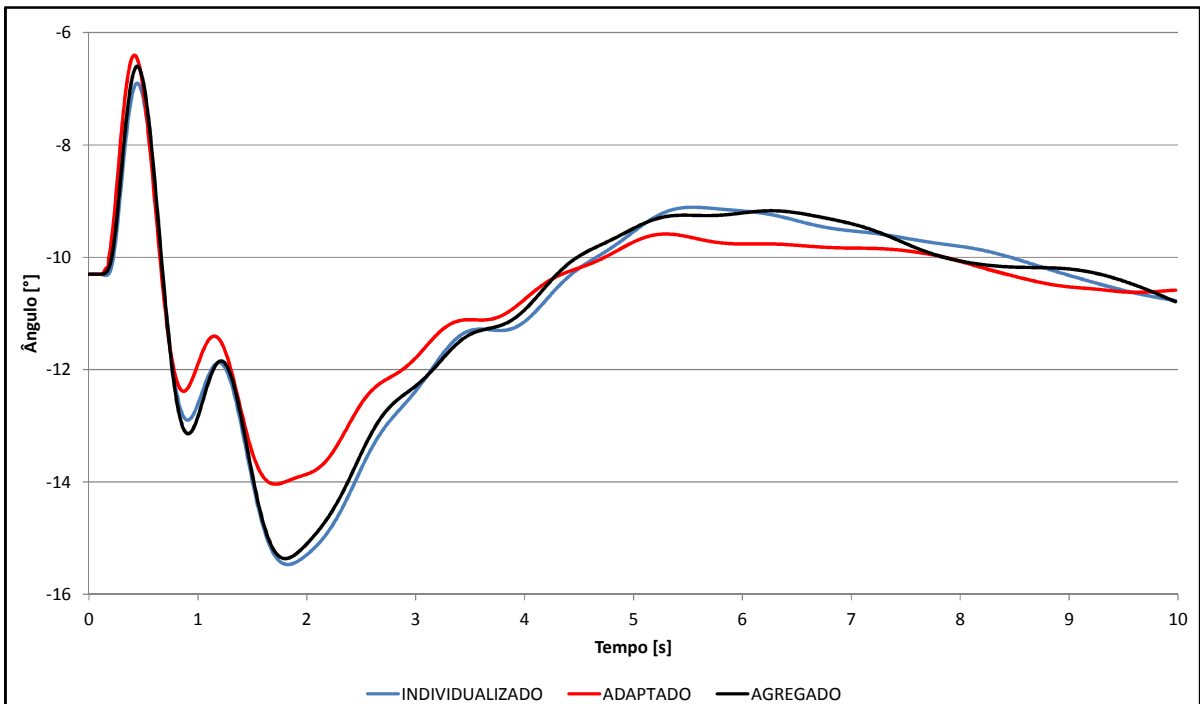


Figura 14. Usina de Angra 1 – Individualizado x Agregado x Adaptado

O comportamento da usina de Marimbondo está mostrado na Figura 15 e na Figura 16. Para facilitar a visualização, a comparação dos casos é realizada dois a dois.

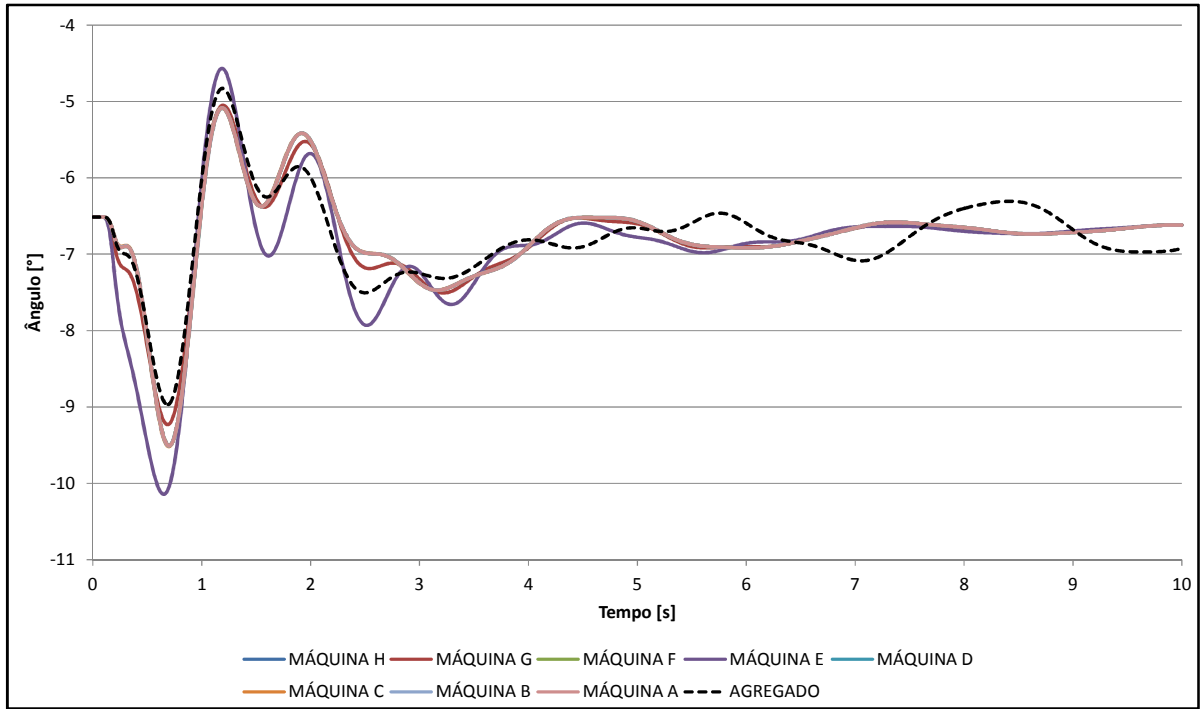


Figura 15. Usina de Marimbondo – Individualizado x Agregado

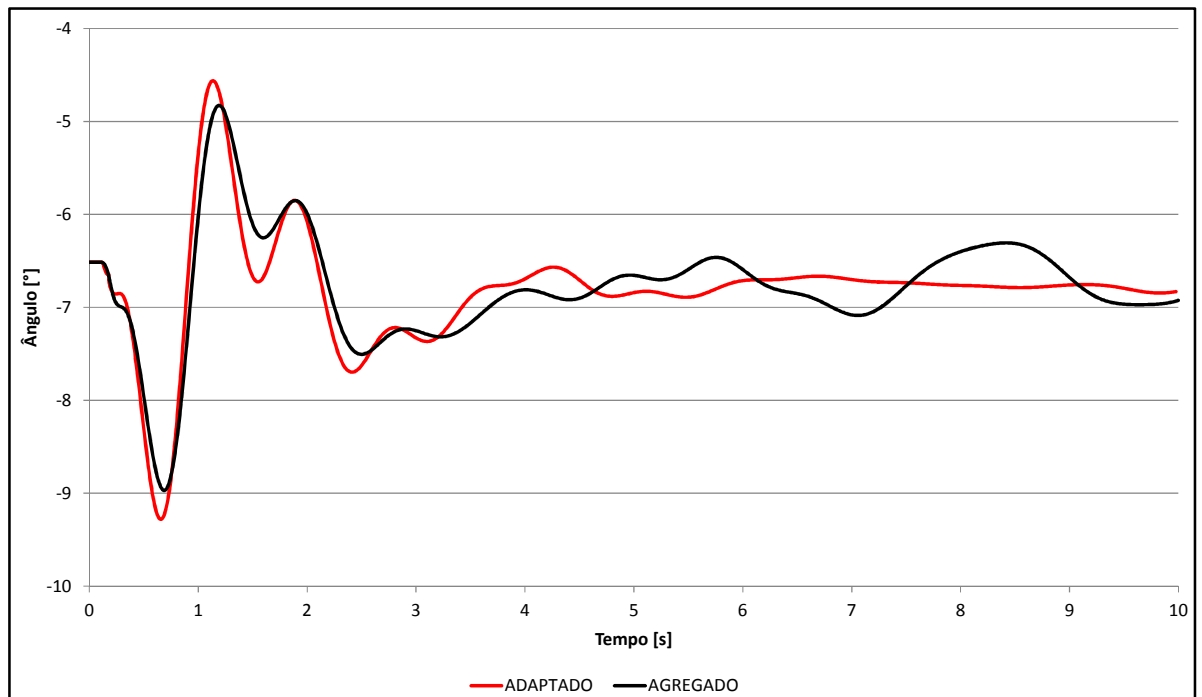


Figura 16. Usina de Marimbondo – Agregado x Adaptado

É possível notar que no caso Adaptado a oscilação pode ser considerada amortecida por volta dos 6s de simulação e no caso Individualizado, por volta dos 8s. Já no caso Agregado, a oscilação se sustenta até o fim da simulação, permanecendo com uma amplitude de aproximadamente 17% da inicial ao final dos 10s. Por este motivo, a simulação foi estendida até 30s, apenas para o caso Agregado. A Figura 17 apresenta a resposta obtida.

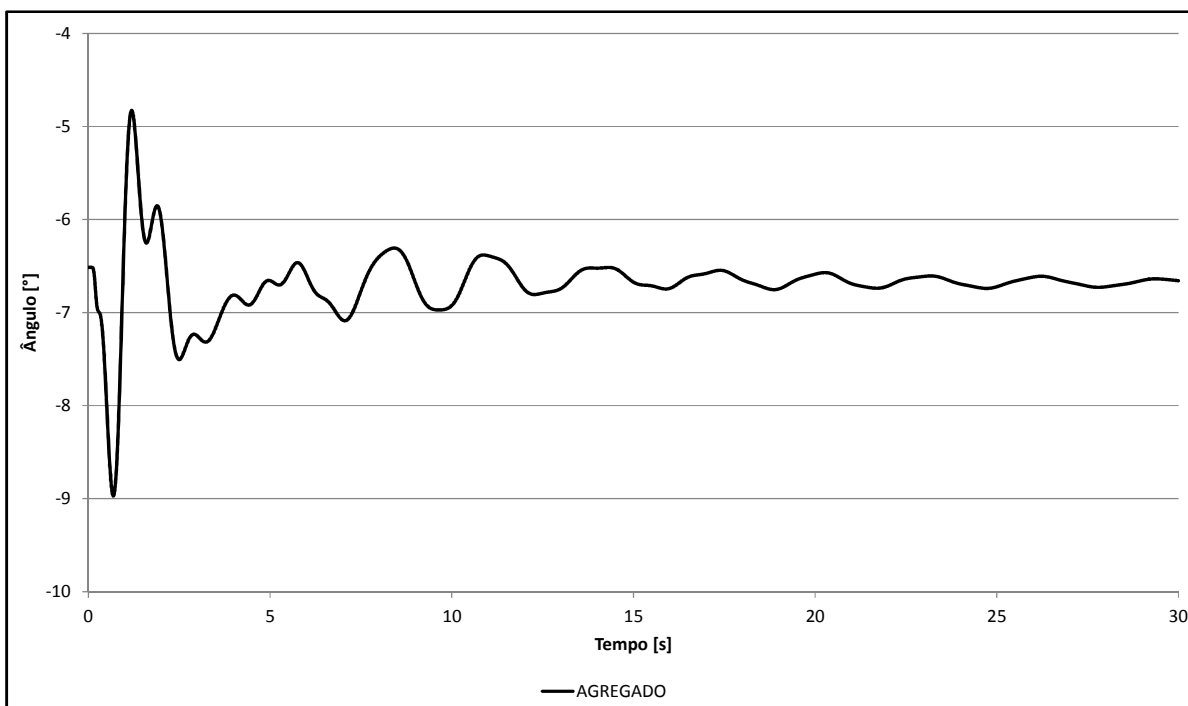


Figura 17. Usina de Marimbondo – Caso Agregado

A análise da Figura 17 permite verificar que a oscilação que possui frequência de, aproximadamente, 0,30Hz tende a ser amortecida, apresentando ao final dos 30s uma amplitude apenas 6,5% da inicial.

Não é possível afirmar qual caso representa o comportamento das máquinas de maneira mais correta. A análise modal, realizada na Seção 5.2.2, fornece informações mais detalhadas a respeito dos modos de oscilação existentes em cada caso.

Com o objetivo de mensurar o esforço computacional despendido para a simulação dos eventos, o tempo de processamento foi, também, comparado. O computador utilizado possui processador Intel Core i7 – 2,0 GHz, memória de 8,0 GB e sistema operacional Windows 8.1. A Tabela 14 apresenta esta comparação.

Tabela 14. Comparação do tempo de processamento – Evento 1

Caso	Tempo de Processamento ¹
Individualizado	1min 44s
Agregado	1min 06s
Adaptado	53s

¹Para simulação de 10 segundos.

Verifica-se que, conforme esperado, o caso Individualizado, por possuir modelagem dinâmica mais extensa, apresentou um tempo de processamento mais elevado, enquanto que os casos Agregado e Adaptado apresentaram tempos semelhantes.

EVENTO 2: Curto-circuito trifásico franco, com 100ms de duração, na barra de 500 kV de Ibiúna, com posterior abertura do c1 da LT 500 kV Ibiúna – Bateias

A Figura 18 exibe o comportamento dinâmico da Usina de Salto Osório para o evento aplicado.

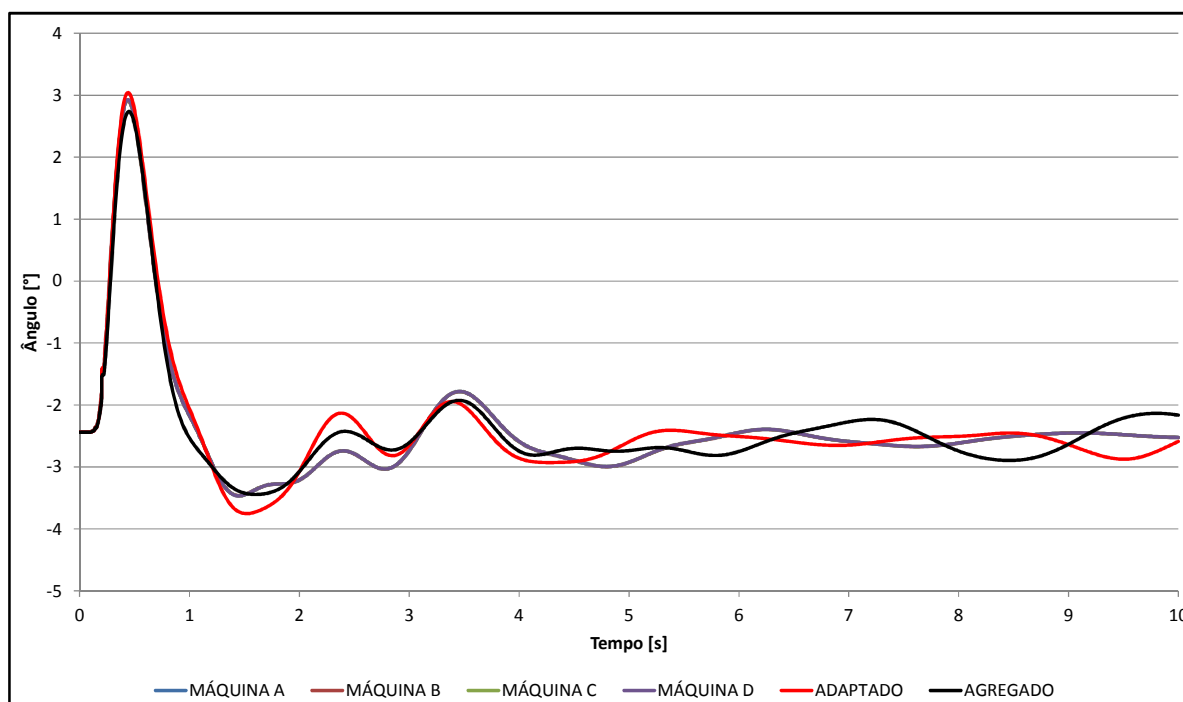


Figura 18. Usina de Salto Osório – Individualizado x Agregado x Adaptado

Aqui, também pode ser observada, no caso Agregado, uma oscilação sustentada. Assim como feito para a Usina de Marimbondo no Evento 1, a simulação foi estendida até 30s de

maneira a verificar o comportamento desta oscilação. A Figura 19 apresenta a resposta obtida.

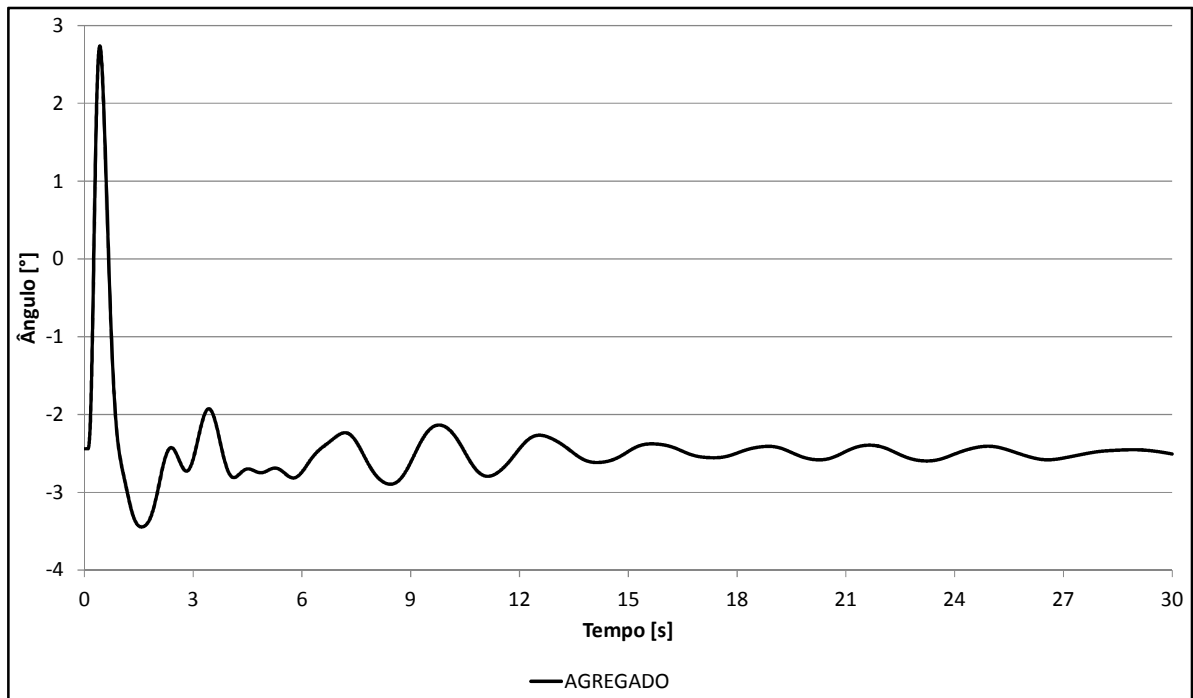


Figura 19. Usina de Salto Osório – Caso Agregado

É possível concluir, pela observação da Figura 19, que a oscilação presente no caso Agregado tende a ser amortecida. Esta oscilação apresenta, assim como no Evento 1, frequência em torno de 0,30 Hz.

A Figura 20 exhibe as respostas no tempo para a Usina de Salto Santiago.

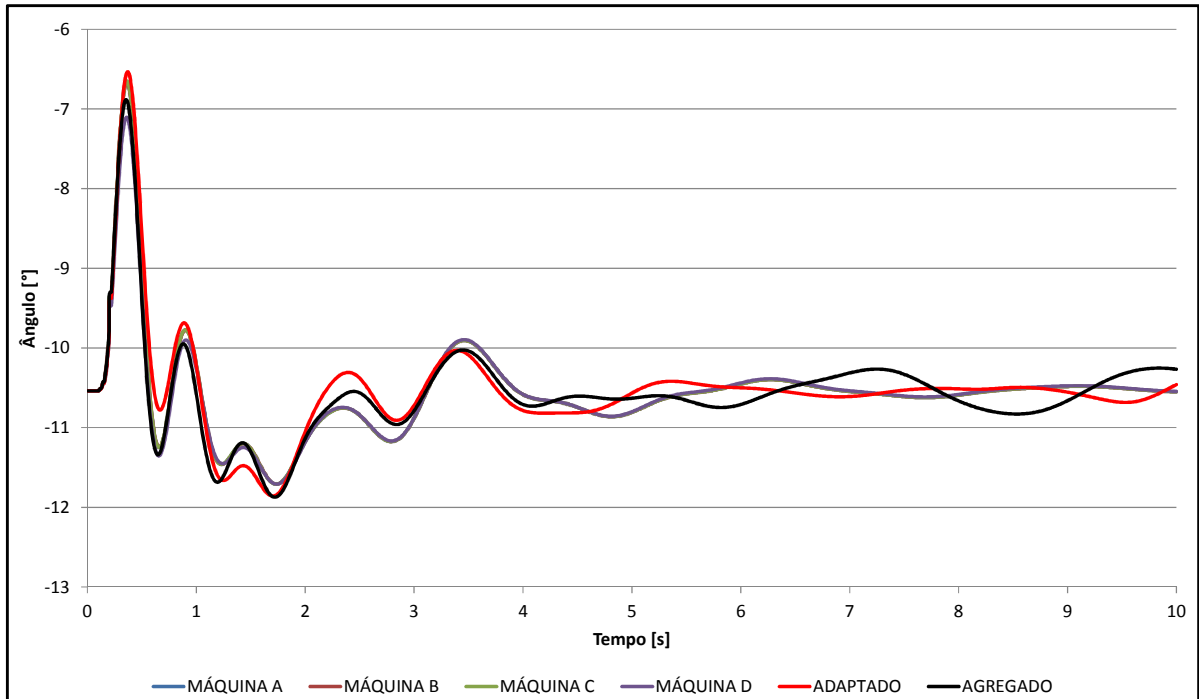


Figura 20. Usina de Salto Santiago – Individualizado x Agregado x Adaptado

Também a Usina de Salto Santiago apresenta oscilação sustentada no caso Agregado. A Figura 21 apresenta o resultado da simulação de 30s para esta usina, demonstrando que a oscilação de 0,30Hz tende a ser amortecida.

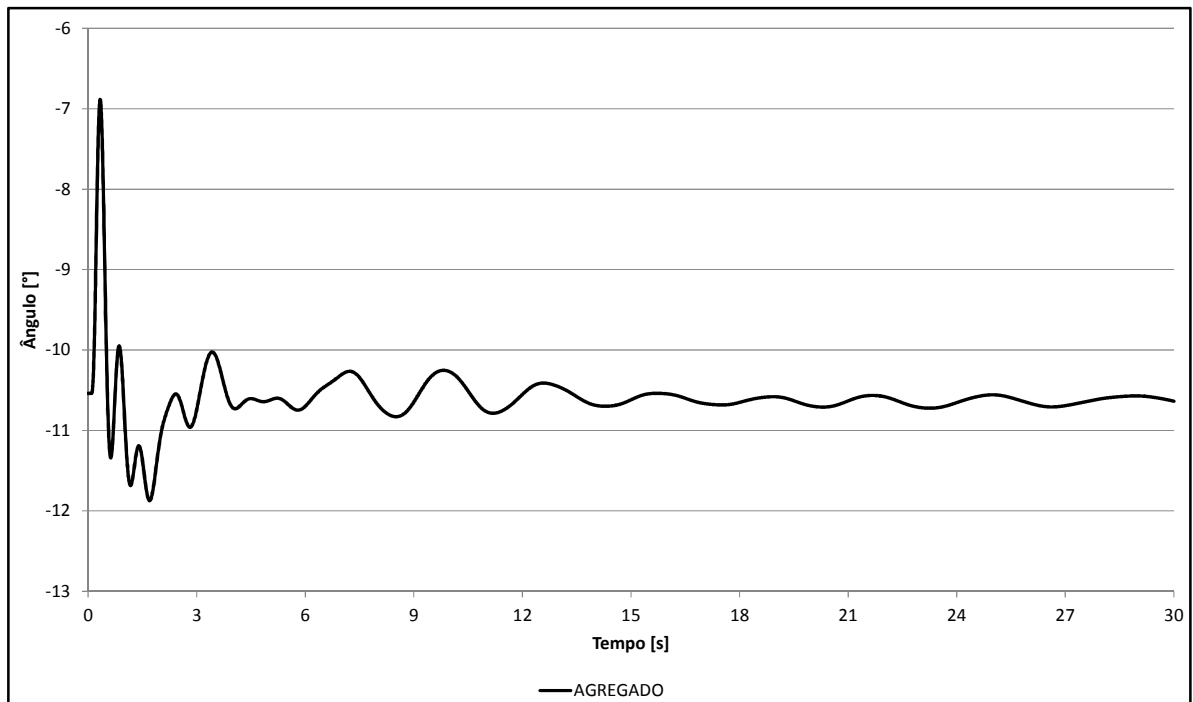


Figura 21. Usina de Salto Santiago – Caso Agregado

A Figura 22 demonstra o resultado da simulação para a usina de Luiz Carlos Barreto, comparando os três casos analisados.

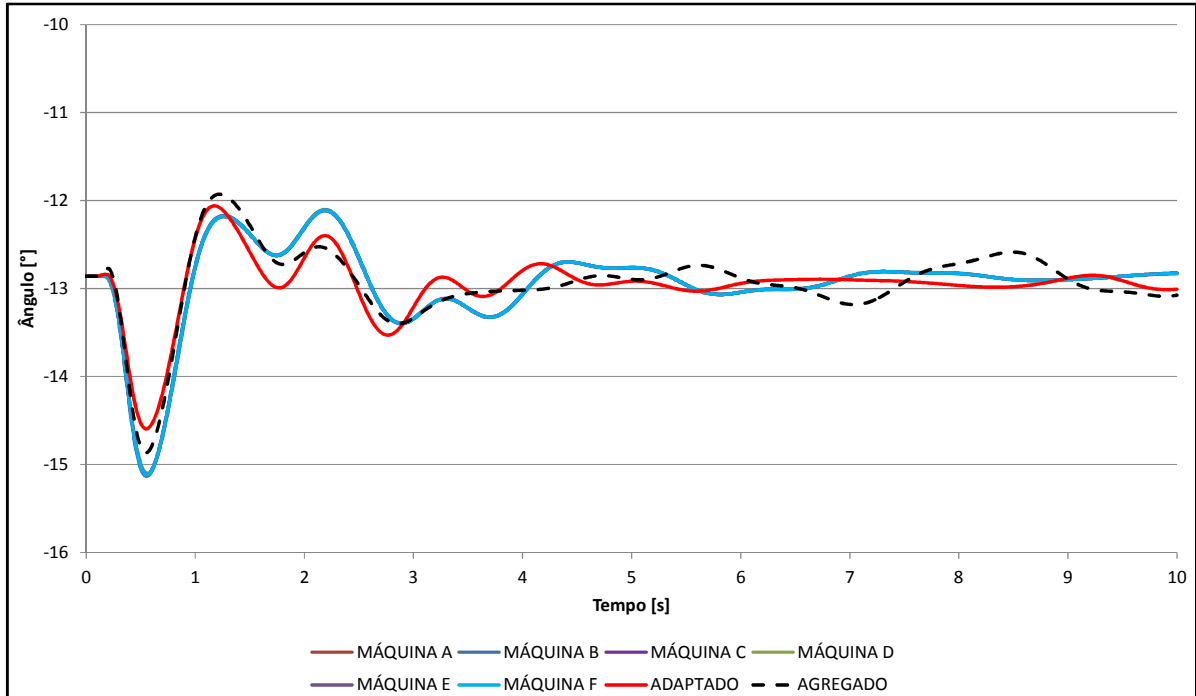


Figura 22. Usina de Luiz Carlos Barreto – Individualizado x Agregado x Adaptado

Mais uma vez, percebe-se a presença no caso Agregado da oscilação de baixo amortecimento cuja frequência é da ordem de 0,30 Hz. A Figura 23 mostra o comportamento da usina no caso Agregado, para 30s de simulação. Observa-se a tendência de amortecimento da oscilação.

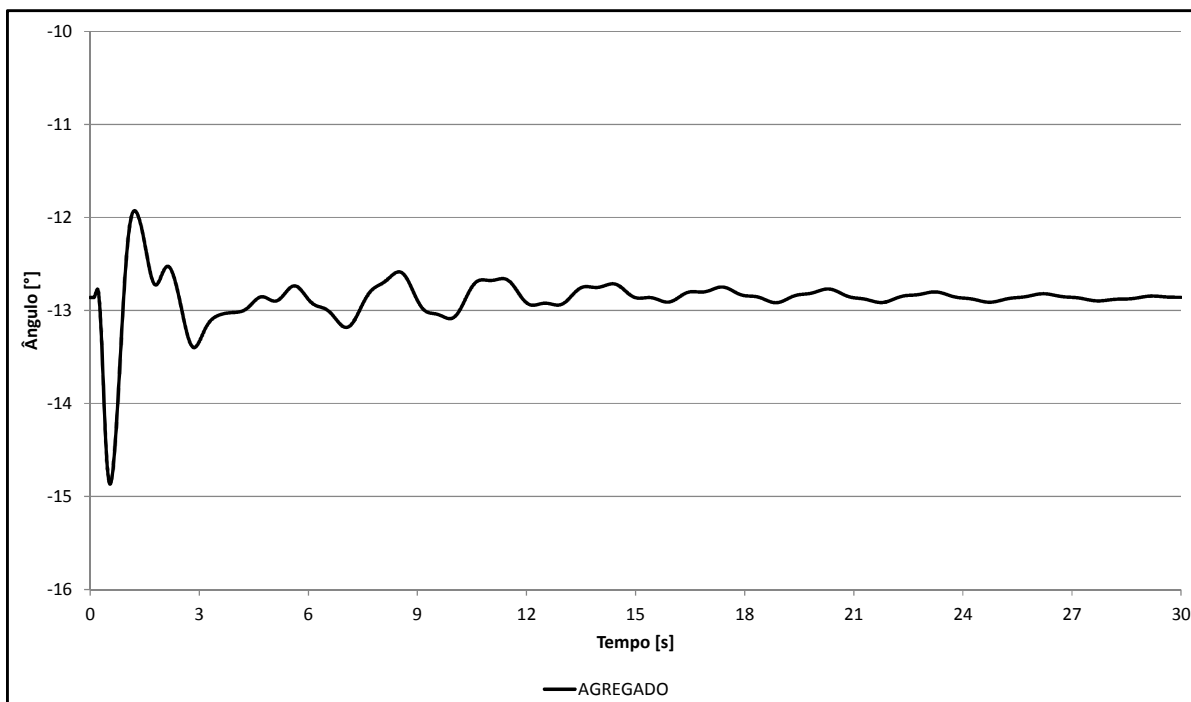


Figura 23. Usina de Luiz Carlos Barreto – Caso Agregado

Tabela 15. Comparação do tempo de processamento – Evento 2

Caso	Tempo de Processamento ¹
Individualizado	2min 37s
Agregado	53s
Adaptado	1min 1s

¹ Para simulação de 10 segundos.

A Tabela 15 relaciona os tempos de processamento necessários à simulação em cada caso. Como era esperado, o caso Individualizado foi o que apresentou um tempo maior de processamento entre os três casos estudados. Isto é explicado pela existência de um número maior de modelos dinâmicos nesta alternativa, dada a representação individualizada das máquinas. Por sua vez, os casos Agregado e Adaptado, que possuem modelagem dinâmica semelhante, apresentaram tempos de processamento próximos.

EVENTO 3: Curto-circuito trifásico franco, com 100ms de duração, na barra de 500 kV de Serra da Mesa, seguido de abertura do c2 e c3 da LT 500 kV Serra da Mesa – Samambaia (Interligação NO-NE/S-SE)

A seguir são apresentadas as respostas no tempo ao evento aplicado para as usinas de Serra da Mesa (da Figura 24 à Figura 26), Itumbiara (da Figura 27 à Figura 29) e Três Marias (da Figura 30 à Figura 32).

Pela análise dos gráficos é possível notar, que há, para as três usinas consideradas, uma diferença significativa em seus comportamentos dinâmicos entre cada caso proposto. Novamente, aparece no caso Agregado um modo de oscilação mal amortecido de cerca de 0,30 Hz para Serra da Mesa, Itumbiara e Três Marias.

Os casos são comparados dois a dois com o objetivo de facilitar a análise.

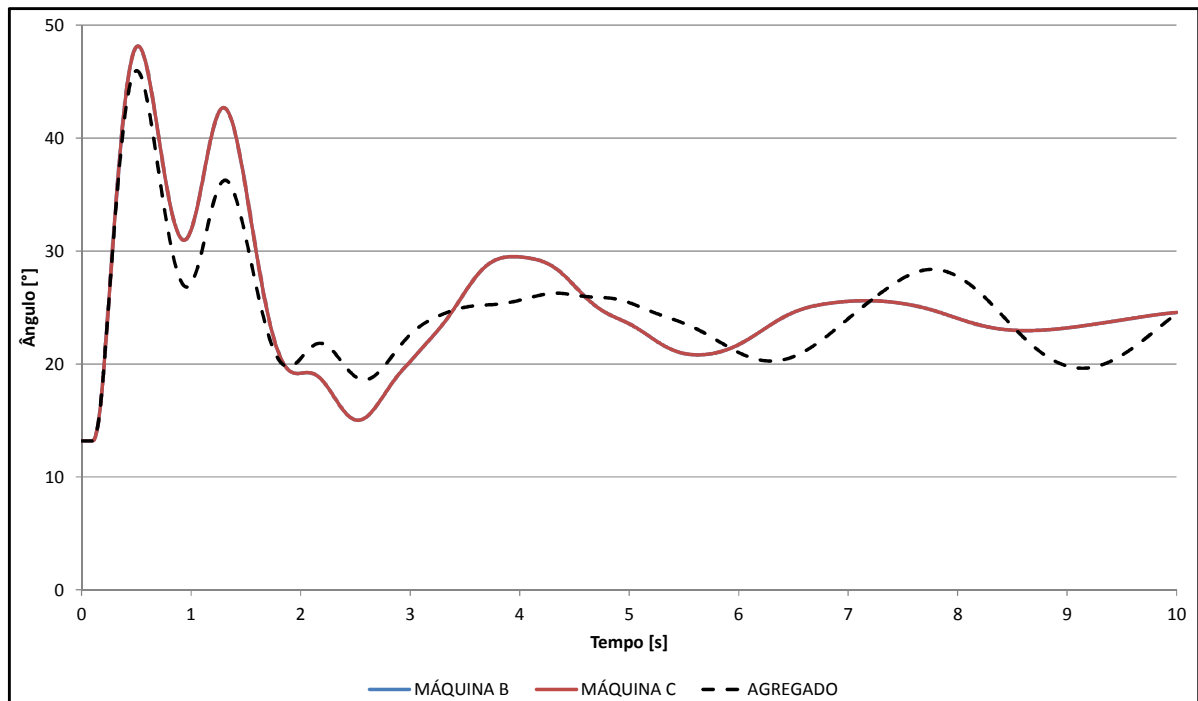


Figura 24. Usina de Serra da Mesa – Individualizado x Agregado

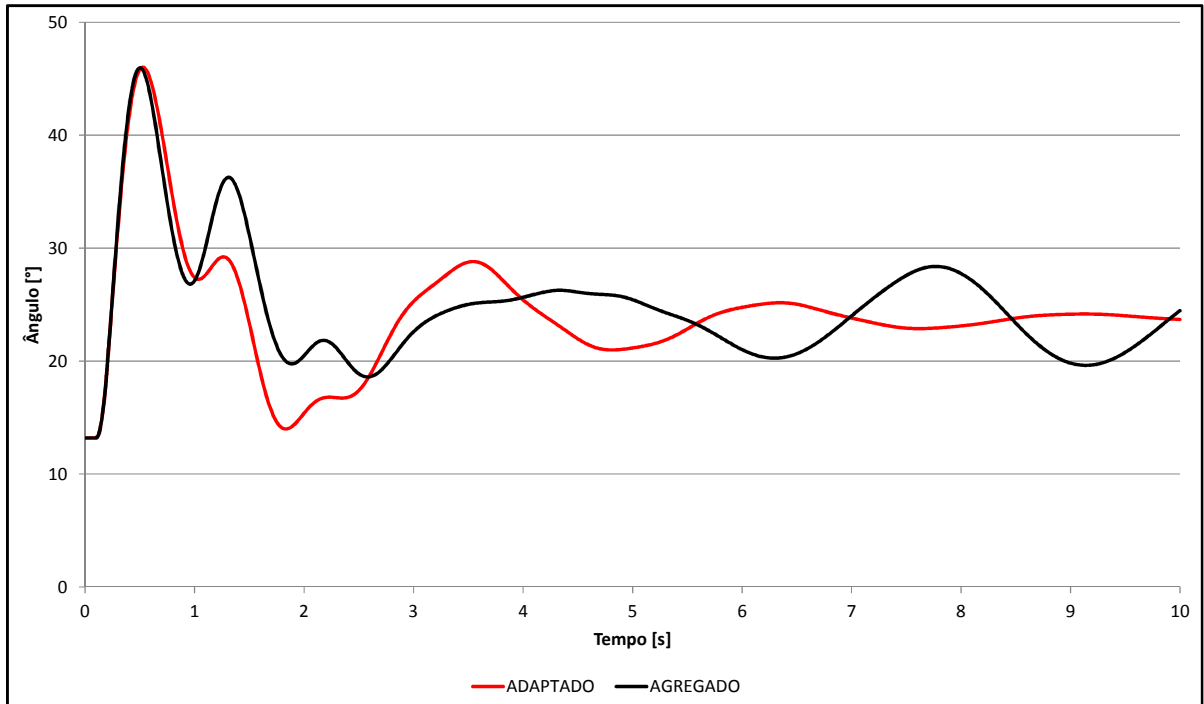


Figura 25. Usina de Serra da Mesa – Agregado x Adaptado

A Figura 26 apresenta a resposta no tempo para a usina de Serra da Mesa no caso Agregado, considerando uma simulação de 30s. Nota-se que, apesar da ocorrência da oscilação com baixo amortecimento, a usina se mantém em sincronismo.

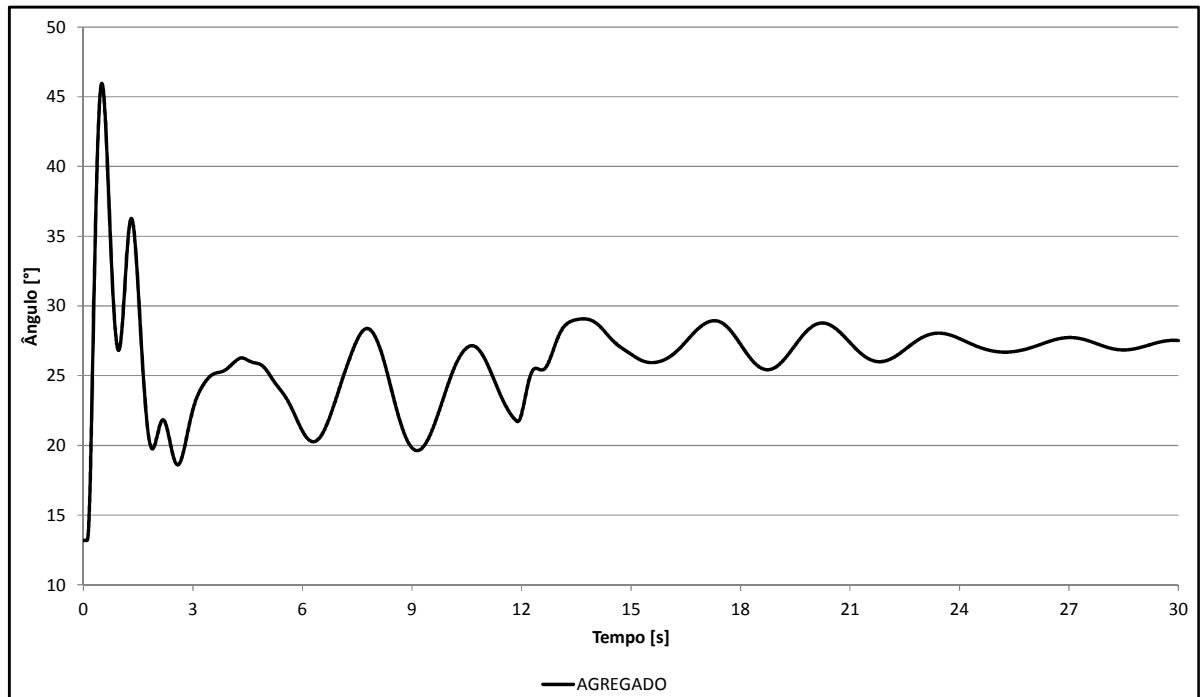


Figura 26. Usina de Serra da Mesa – Caso Agregado

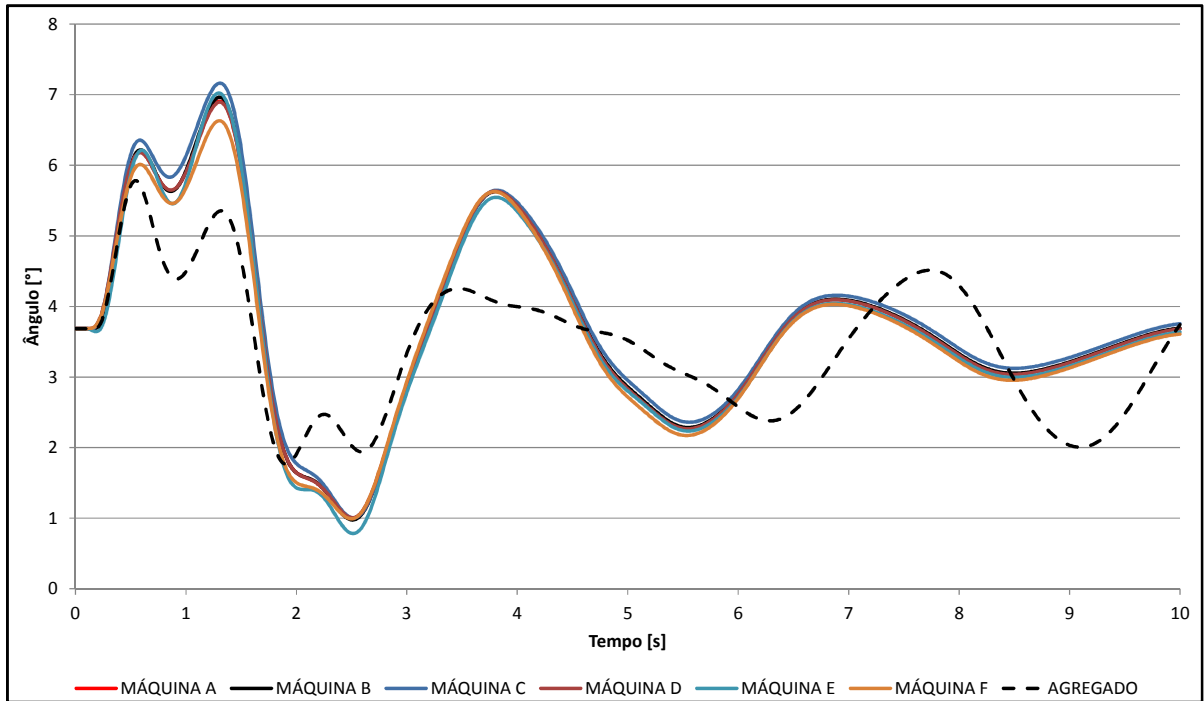


Figura 27. Usina de Itumbiara – Individualizado x Agregado

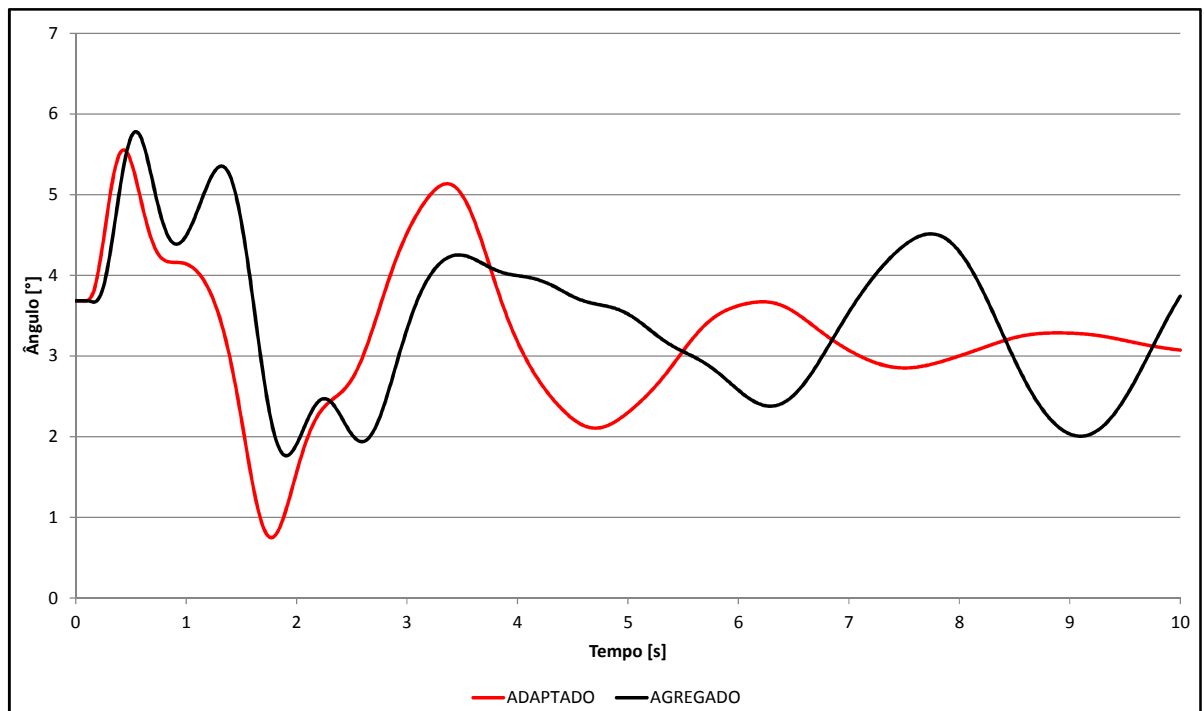


Figura 28. Usina de Itumbiara – Agregado x Adaptado

Na Figura 29 fica registrado o amortecimento da resposta para a usina de Itumbiara no caso Agregado.

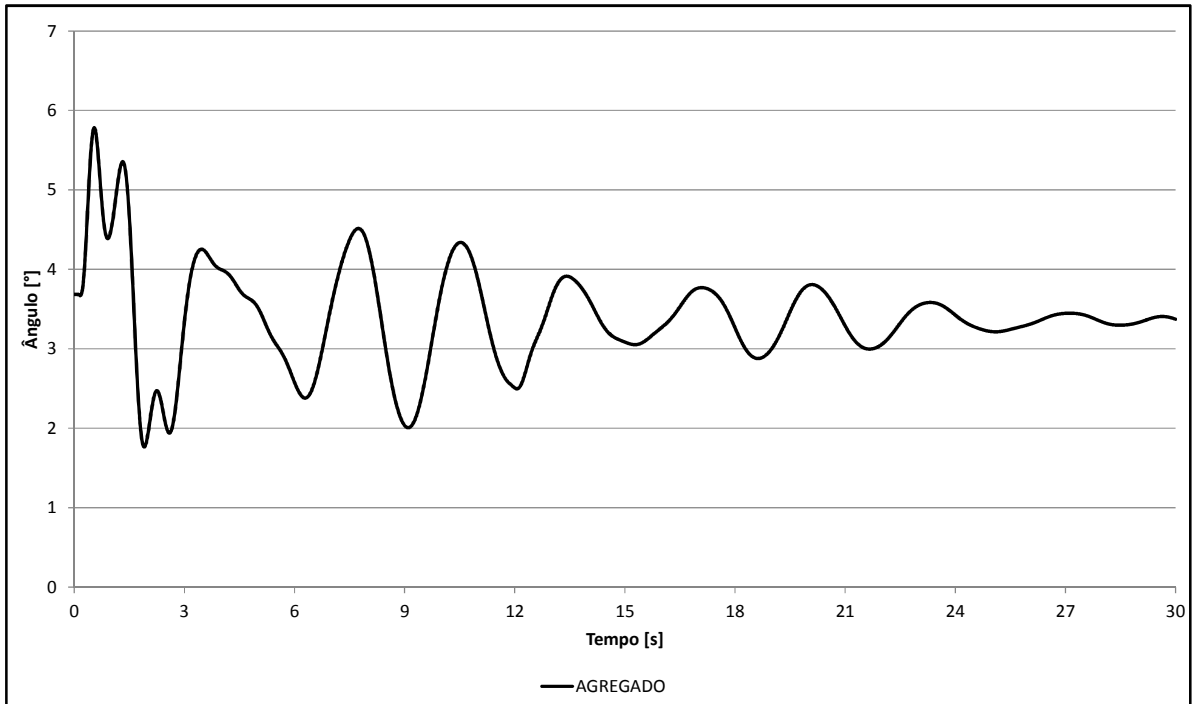


Figura 29. Usina de Itumbiara – Caso Agregado

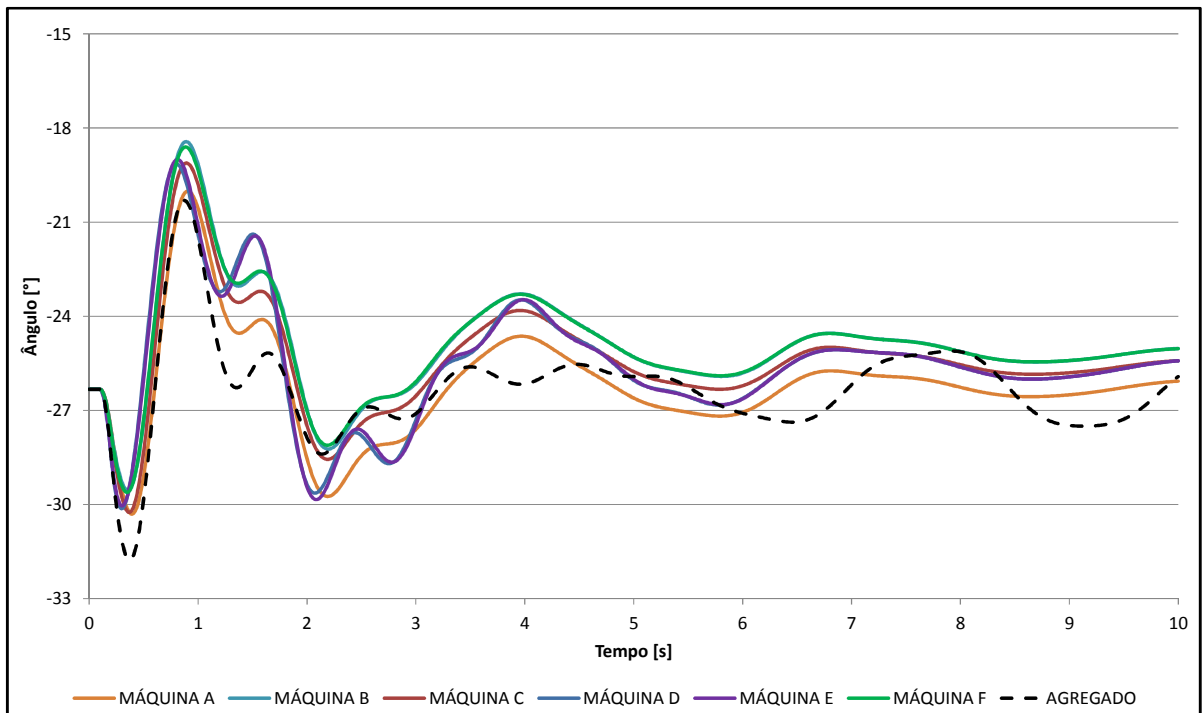


Figura 30. Usina de Três Marias – Individualizado x Agregado

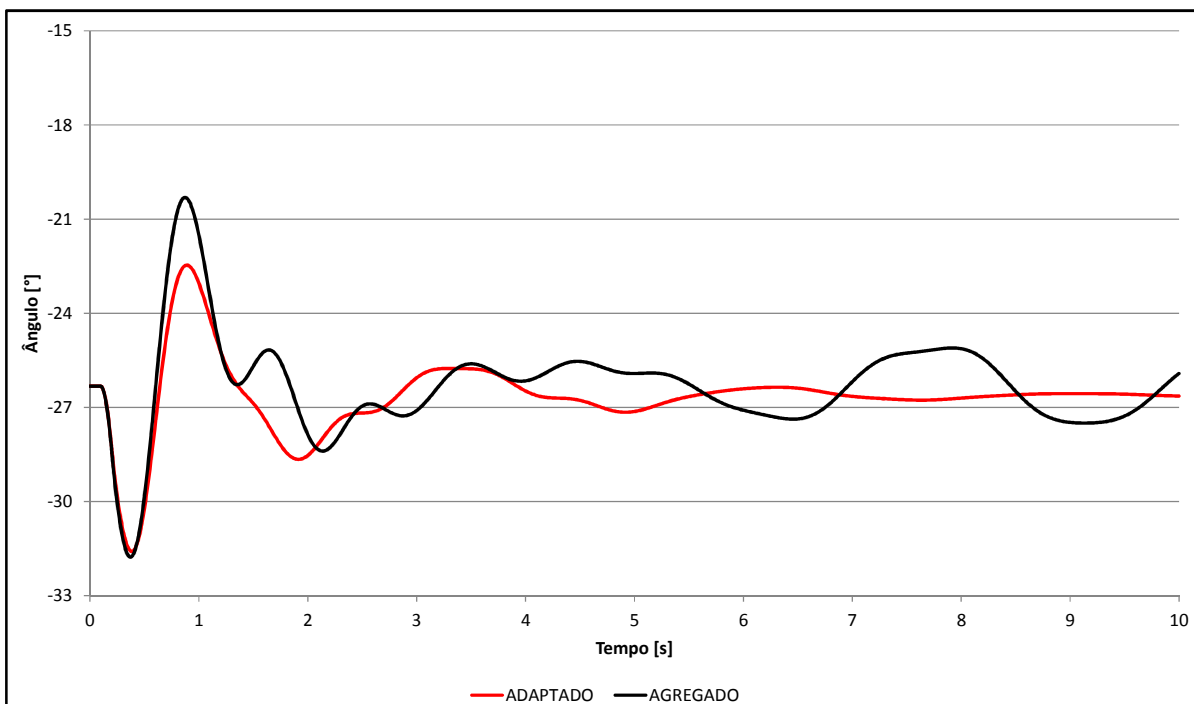


Figura 31. Usina de Três Marias – Agregado x Adaptado

Na Figura 32 constata-se a manutenção do sincronismo, no caso Agregado, também para a usina de Três Marias, não obstante a oscilação mal amortecida existente.

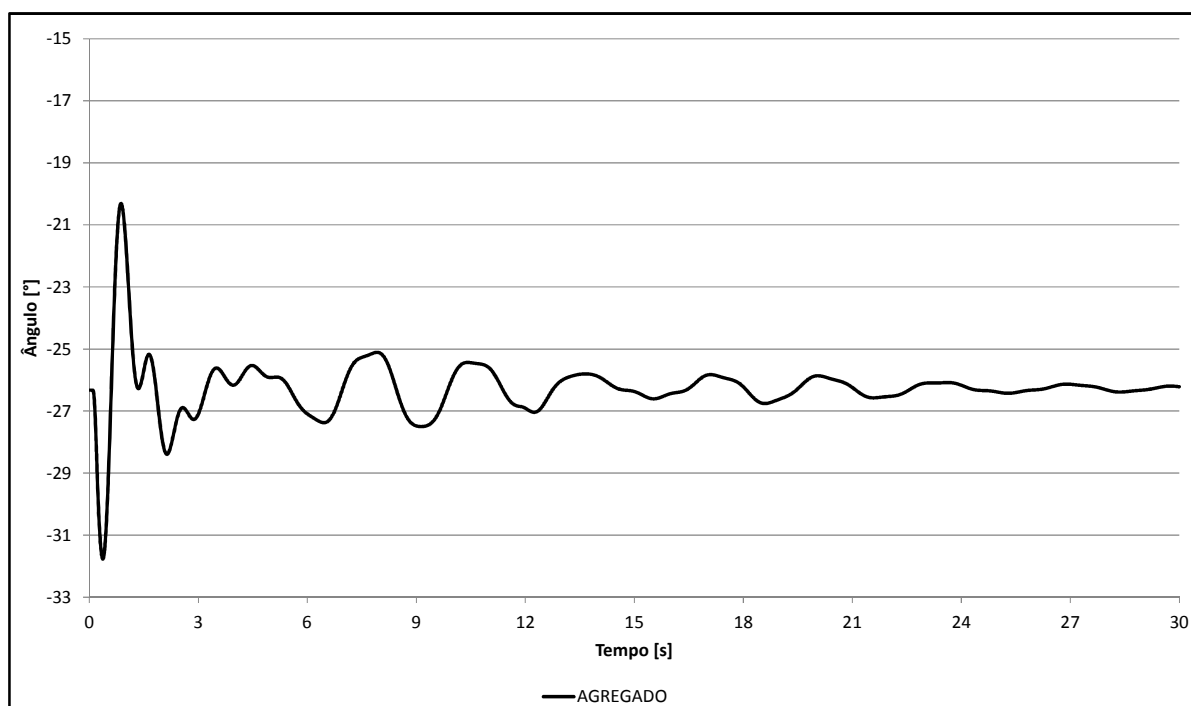


Figura 32. Usina de Três Marias – Caso Agregado

A Tabela 16 relaciona os tempos de processamento para este evento em cada caso.

Tabela 16. Comparação do tempo de processamento – Evento 3

Caso	Tempo de Processamento¹
Individualizado	2min 44s
Agregado	53s
Adaptado	2min 7s

¹ Para simulação de 10 segundos.

Como esperado, o caso Individualizado apresentou, novamente, o tempo de processamento mais elevado. No entanto, o caso Adaptado se mostrou consideravelmente mais severo, no que tange ao esforço computacional, que o caso Agregado. Este fato é demonstrado por meio da Tabela 17, a qual relaciona as médias dos números de iterações calculadas para cada caso.

Tabela 17. Número de iterações por passo – Individualizado x Agregado x Adaptado

	Individualizado	Agregado	Adaptado
Média de soluções da rede CA por passo	10,1	10,6	12,7
Média de iterações modelos CA – rede CA por passo	2,4	2,5	5,1
Média de iterações modelos CC – rede CC por passo	2,7	2,7	3,2
Média de iterações CA – CC por passo	1,1	1,1	1,5

Nota-se a semelhança entre os valores dos casos Individualizado e Agregado e valores mais elevados para o caso Adaptado, comprovando os resultados obtidos para os tempos de processamento.

EVENTO 4: Curto-circuito trifásico franco na barra de 440 kV de Água Vermelha – Comparação dos tempos críticos

Este evento trata da aplicação de um curto-circuito trifásico franco na barra de alta tensão, 440 kV, da usina de Água Vermelha. O objetivo é comparar o tempo máximo de permanência do defeito, o chamado “tempo crítico de eliminação de defeito”, de maneira que a usina suporte a falta sem perder o sincronismo com o sistema.

Para os três casos estudados, o tempo crítico obtido foi o mesmo, isto é, 180ms. A Figura 33 mostra a comparação dos casos Individualizado e Agregado e a Figura 34 os casos Agregado e Adaptado, ambas para o tempo de 180ms de duração do curto.

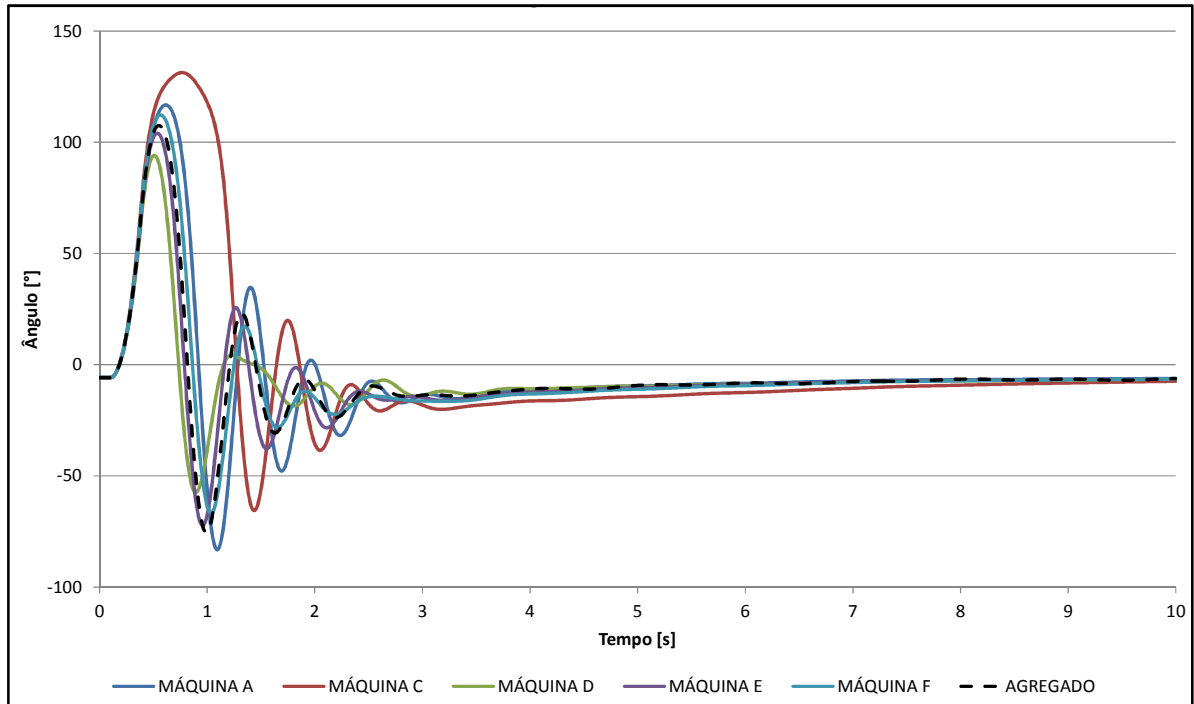


Figura 33. Usina de Água Vermelha – Individualizado x Agregado

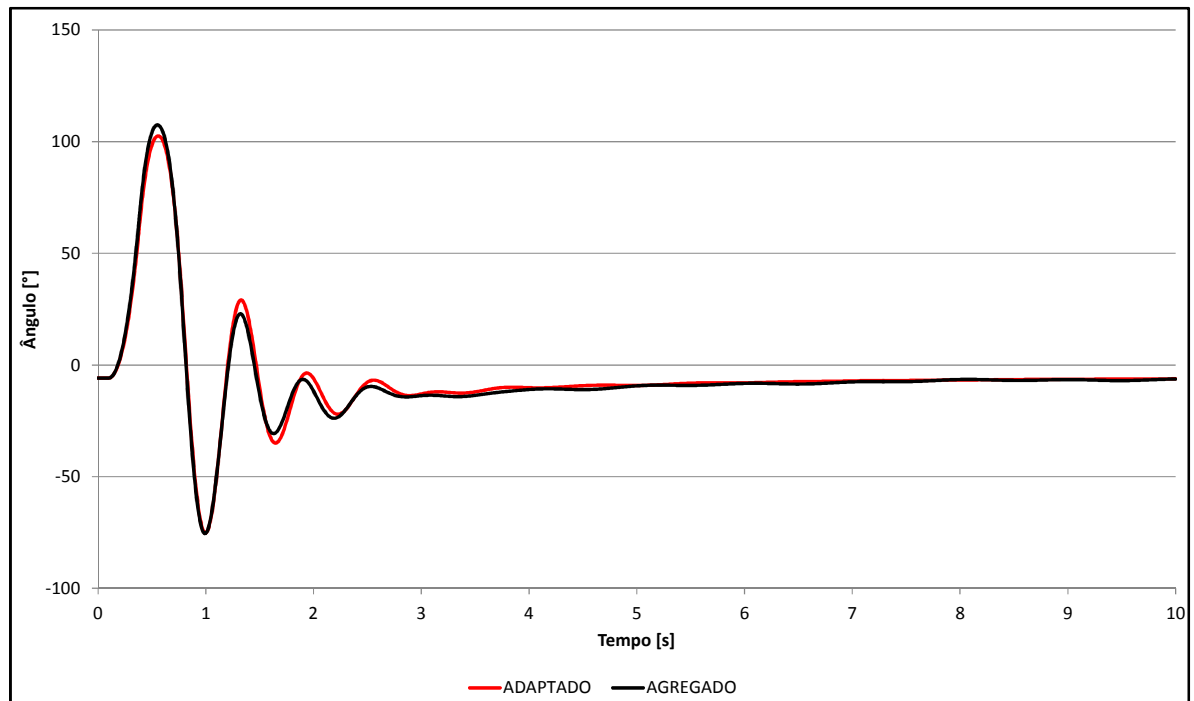


Figura 34. Usina de Água Vermelha – Agregado x Adaptado

Ao contrário dos eventos anteriores, aqui não é possível observar modos de oscilação mal amortecidos em nenhum dos três casos. Todos os casos apresentaram resposta dinâmica muito semelhante.

Tabela 18. Comparação do tempo de processamento – Evento 4

Caso	Tempo de Processamento
Individualizado	2min 25s
Agregado	52s
Adaptado	1min 18s

Novamente o caso Individualizado apresentou tempo de processamento mais elevado que os demais. Já para os casos Agregado e Adaptado a diferença é de 26s.

EVENTO 5: Curto-circuito trifásico franco na barra de 138 kV de Foz do Chapecó – Comparação dos tempos críticos

Neste evento, foi aplicado um curto-circuito trifásico na barra de alta tensão, 138 kV, da usina de Foz do Chapecó, também com o objetivo de comparar os tempos críticos para eliminação do defeito de modo que a usina permaneça em sincronismo.

O caso Adaptado apresentou um tempo crítico ligeiramente menor que os demais. A Tabela 19 relaciona os tempos obtidos.

Tabela 19. Comparação dos Tempos Críticos – Evento 5

Caso	Tempo Crítico [ms]
Individualizado	170
Agregado	170
Adaptado	160

A Figura 35 mostra as respostas dinâmicas da usina nos três casos, considerando um curto-circuito de 160ms de duração.

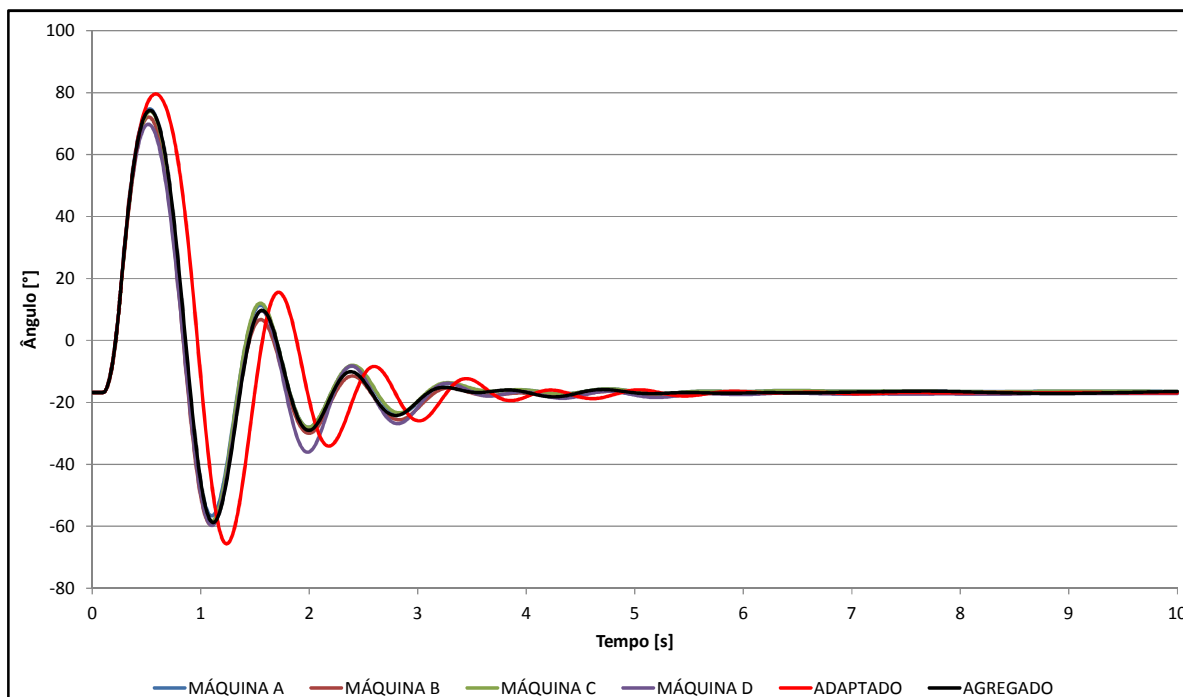


Figura 35. Usina de Foz do Chapecó – Individualizado x Agregado x Adaptado

Fica evidente na Figura 35, uma defasagem entre as respostas do caso Adaptado e dos demais. Isto justifica a ocorrência de um tempo crítico menor neste caso. Entretanto, qualitativamente, o comportamento dinâmico da usina pode ser considerado equivalente nos três casos.

A Tabela 20 lista os tempos de processamento para os casos analisados. O caso Individualizado se confirmou como aquele que exige um maior esforço computacional enquanto que Agregado e Adaptado mostraram tempos semelhantes.

Tabela 20. Comparação do tempo de processamento – Evento 5

Caso	Tempo de Processamento
Individualizado	1min 52s
Agregado	48s
Adaptado	56s

EVENTO 6: Curto-circuito trifásico franco com duração de 80ms na barra de 765 kV de Foz seguida da abertura dos três circuitos da LT 765 kV Foz – Ivaiporã

Diversas máquinas do sistema perdem o sincronismo mediante a aplicação deste evento. A Figura 36 exhibe o comportamento dinâmico das máquinas de Xingó, Paulo Afonso, Furnas, Tucuruí, Vila do Conde, Angra 2 e Santa Cruz para o evento aplicado, no caso Individualizado. Por sua vez, a Figura 37 e a Figura 38 apresentam as respostas destas mesmas usinas nos casos Agregado e Adaptado, respectivamente.

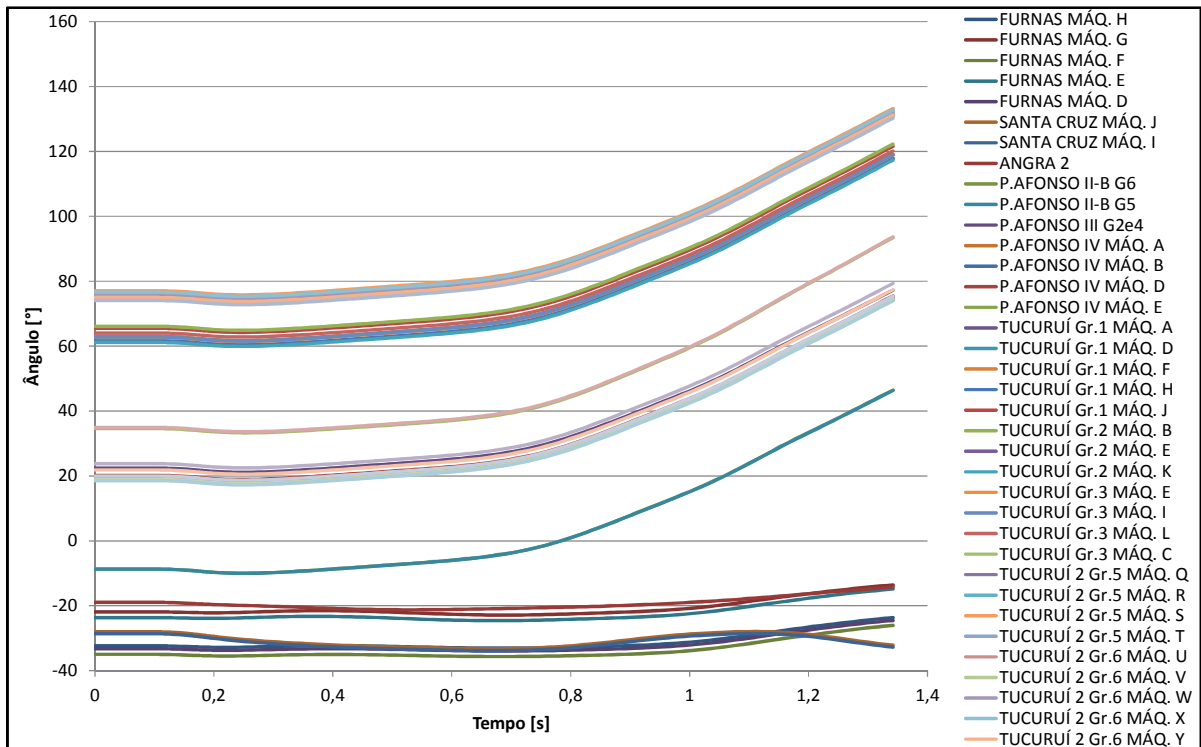


Figura 36. Resposta ao Evento 6 – Individualizado

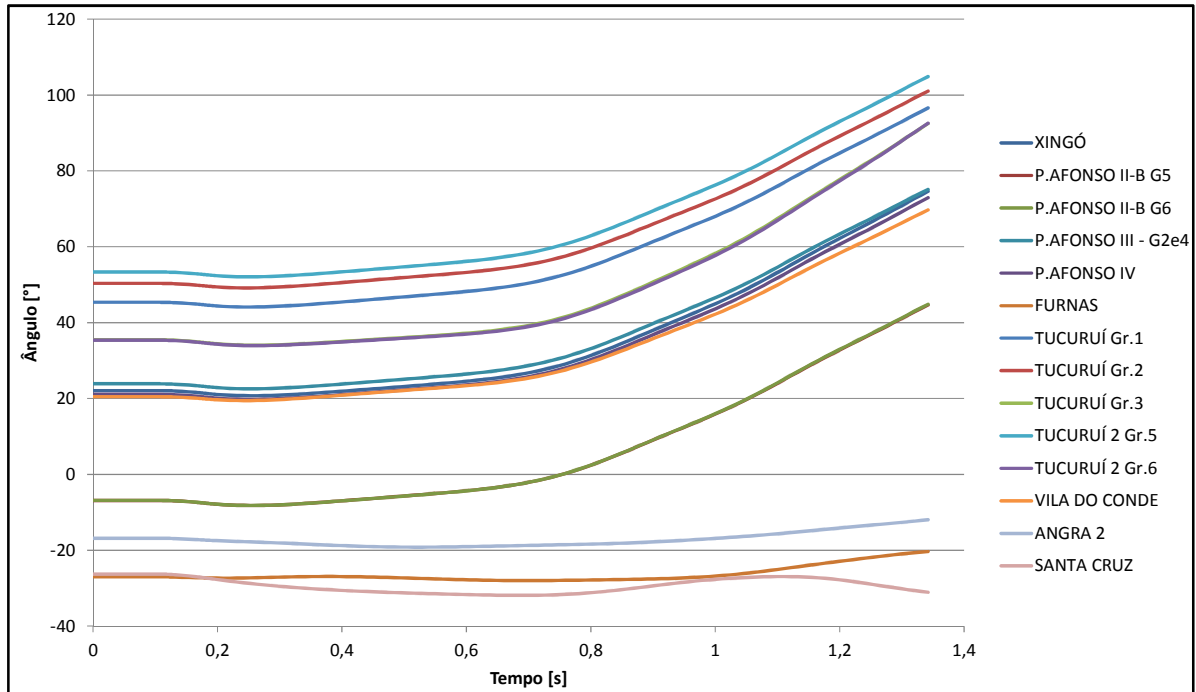


Figura 37. Resposta do Evento 6 – Caso Agregado

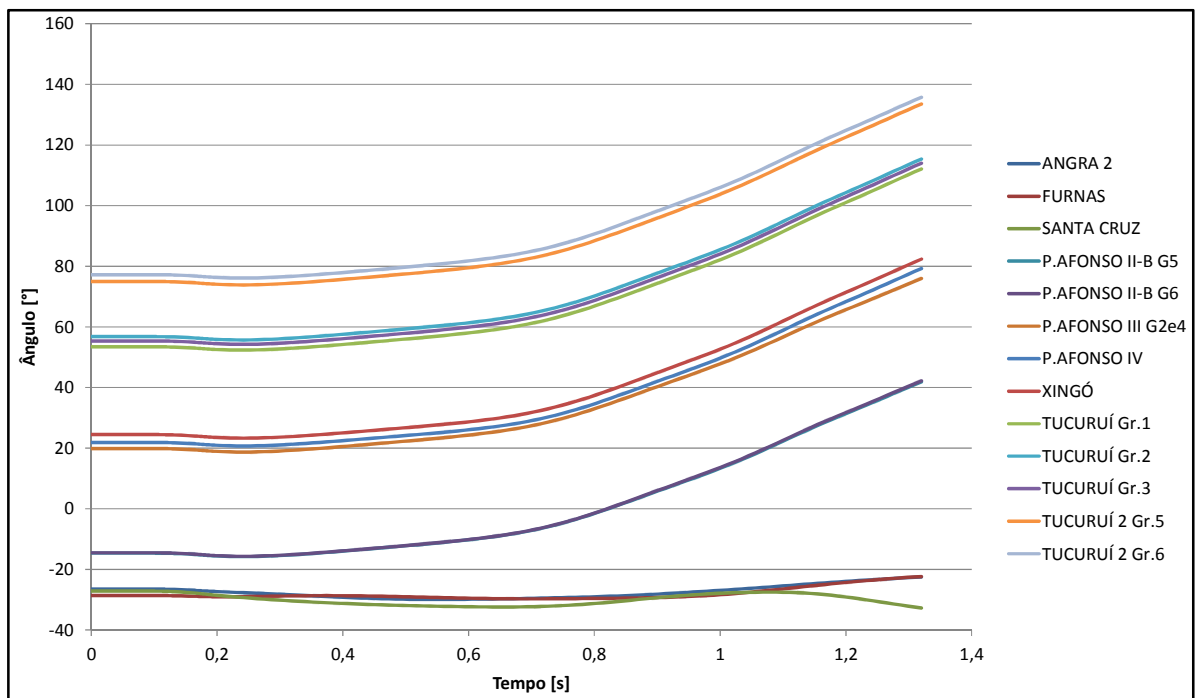


Figura 38. Resposta do Evento 6 – Caso Adaptado

Nota-se que, nos três casos, o instante no qual a instabilidade foi detectada e a simulação interrompida é praticamente o mesmo. Além disto, o comportamento dinâmico das

máquinas é muito semelhante. Pode-se dizer, portanto, que, para este evento, os casos são equivalentes.

EVENTO 7: Curto-circuito 3Ø franco nos circuitos 1 e 2 da LT 765 kV Foz – Ivaiporã, a uma distância de 10% em relação à barra de Foz, com posterior abertura destes dois circuitos – Comparação dos tempos críticos

A Tabela 21 relaciona os tempos críticos obtidos para este evento em cada caso. Este tempo foi determinado pela perda do sincronismo da usina de Itaipu 60 Hz, pois esta é a primeira usina a apresentar o problema.

Tabela 21. Comparação dos tempos críticos – Evento 7

Caso	Tempo Crítico [ms]
Individualizado	110
Agregado	110
Adaptado	80

A Figura 39 mostra o comportamento da usina de Itaipu 60 Hz para o evento aplicado, considerando os três casos. Nesta comparação foi utilizado um tempo de eliminação do defeito de 80ms.

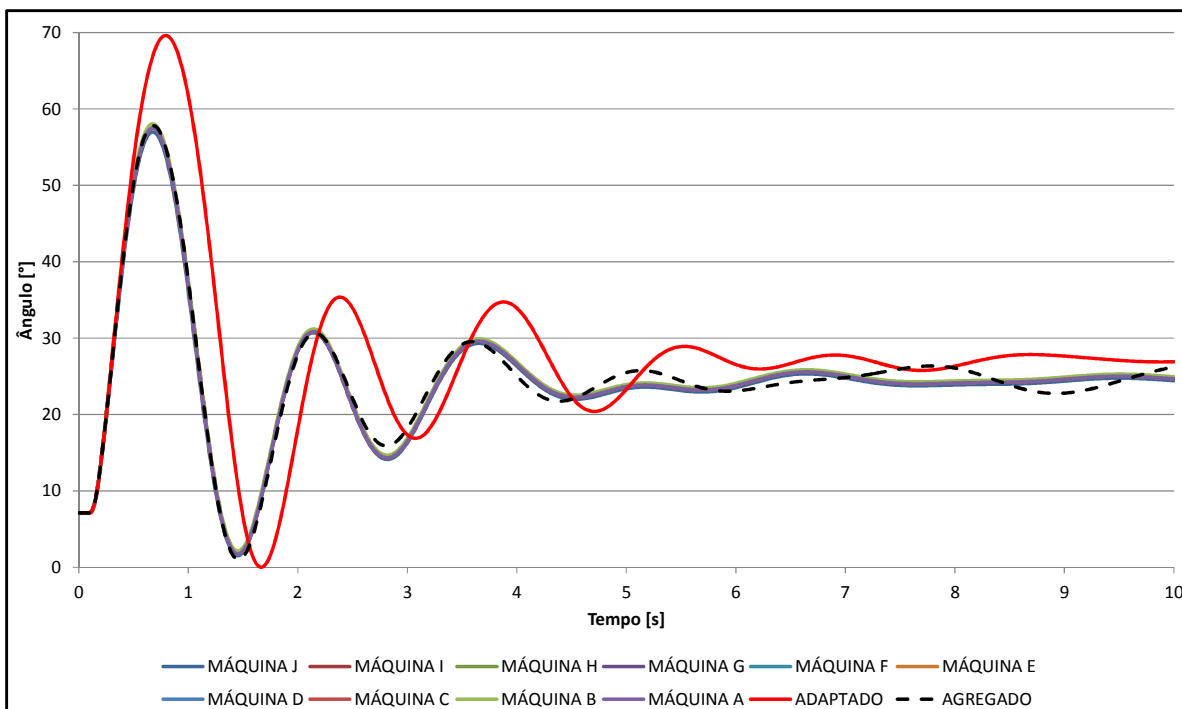


Figura 39. Usina de Itaipu 60 Hz – Individualizado x Agregado x Adaptado

Nesta situação, apenas os casos Individualizado e Agregado são equivalentes. O Adaptado se apresenta como o caso mais conservativo para a aplicação deste evento.

A Tabela 22 exibe a comparação dos tempos de processamento obtidos para cada caso. Como esperado, o caso Individualizado foi aquele que exigiu um maior esforço computacional. Por sua vez, os casos Agregado e Adaptado apresentaram tempos semelhantes.

Tabela 22. Comparação dos tempos de processamento – Evento 7

Caso	Tempo de Processamento
Individualizado	2min 10s
Agregado	1min 2s
Adaptado	1min 25s

CONCLUSÕES PARCIAIS

De maneira geral, os três casos apresentaram comportamento dinâmico semelhante para os eventos simulados, no que diz respeito às usinas analisadas. No entanto, o caso Agregado apresentou, quando da aplicação dos eventos de #1 a #3, um modo de oscilação mal

amortecido que, provavelmente, foi responsável pela diferença evidenciada entre suas respostas e as do caso Adaptado. Isto sugere um viés mais conservativo do caso Agregado em relação aos demais casos. A seguir é realizada uma análise dos modos de oscilação existentes em cada caso com o objetivo de mapear de forma mais completa seus comportamentos dinâmicos.

Quanto ao esforço computacional despendido em cada caso, a hipótese do caso Individualizado ser o mais exigente neste aspecto, dado o maior número de modelos dinâmicos que precisam ser calculados durante as simulações, foi confirmada apenas em alguns eventos. Outros eventos, entretanto, evidenciaram mau condicionamento e oscilações mal amortecidas para os casos Agregado e Adaptado, implicando em tempos de processamento acima do esperado.

5.2.2 Análise Modal

Com o objetivo de realizar uma análise dinâmica mais aprofundada dos casos gerados a partir de cada estratégia proposta, considera-se aqui o estudo dos modos de oscilação eletromecânicos do sistema.

O programa PacDyn apresenta uma limitação quanto ao número permitido de componentes dinâmicos modelados no sistema. Devido a este fato, não foi possível analisar o caso Individualizado, pois sua modelagem dinâmica é consideravelmente mais extensa que a dos demais casos e, conseqüentemente, ultrapassa o número limite de modelos dinâmicos permitidos no programa. Deste modo, apenas os casos Agregado e Adaptado puderam ser estudados. Para ambos os casos, o cálculo dos modos foi realizado por meio do método RBI (*Refactored Bi-Iteration*) de solução parcial [23], que calcula apenas alguns autovalores a partir de estimativas iniciais.

A Tabela 23 exibe uma comparação entre as dimensões dos casos analisados.

Tabela 23. Dimensões Caso Agregado x Adaptado

Caso	Nº de Barras CA	Nº de Circuitos CA	Nº de Máquinas Síncronas	Nº de Estados
Agregado	4146	5762	224	4780
Adaptado	5323	7396	213	4711

Nota-se que a rede elétrica presente no caso Adaptado é maior que a do caso Agregado. Isto é evidenciado por um número de barramentos e circuitos 22% maior no caso Adaptado. Já no tocante ao número de máquinas síncronas representadas, o caso Agregado possui 11 máquinas a mais que o Adaptado. Isto justifica o maior número de variáveis de estado existentes no Agregado: 69 estados a mais que o Adaptado.

Como mostrado na Tabela 23, o caso Agregado possui 224 máquinas síncronas, o que significa que o sistema por ele representado possui 223 modos eletromecânicos. Considerando que os modos eletromecânicos ocorrem na faixa de frequência entre 0,1 e 3,0Hz, 223 modos foram calculados, nesta faixa de frequência, utilizando, como citado anteriormente, o método RBI.

É importante ressaltar que, não é possível garantir que os 223 modos calculados são, efetivamente, modos eletromecânicos, apesar de estarem na faixa de frequência citada. Para que se possa afirmar que um determinado modo é eletromecânico, é preciso verificar qual variável apresenta maior Fator de Participação naquele modo. Serão eletromecânicos aqueles modos que, além de pertencerem à faixa de frequência de 0,1 a 3,0Hz, possuírem uma variável eletromecânica (ângulo, velocidade angular ou um sinal do regulador de velocidade) com maior Fator de Participação.

A Tabela 24 relaciona os modos eletromecânicos com amortecimento inferior a 10%, obtidos para o caso Agregado, e as variáveis que apresentaram maior Fator de Participação para cada modo.

Tabela 24. Modos Eletromecânicos – Caso Agregado

Modo ¹	Fator de Participação		Agregado	
	Tipo	Usina	Freq. [Hz]	Amort. [%]
#1	Ângulo	Volta Grande	1,02	1,83
#2	Velocidade Angular	Tucuruí	0,52	2,54
#3	Velocidade Angular	Tucuruí	0,33	3,36
#4	Velocidade Angular	UTE Global II	2,94	5,19
#5	Velocidade Angular	UTE Campina Grande	1,79	5,65
#6	Velocidade Angular	Serra do Facão	0,59	6,00
#7	Ângulo	Porto Colômbia	1,22	6,14
#8	Ângulo	Ponte de Pedra	1,73	6,54
#9	Ângulo	Ibitinga	1,28	7,25
#10	Ângulo	Chavantes	1,18	7,29
#11	Ângulo	Bariri A	1,21	7,30
#12	Velocidade Angular	UTE Termoceará	2,26	7,61
#13	Ângulo	Limoeiro	1,83	8,08
#14	Ângulo	Tucuruí	0,42	8,41
#15	Velocidade Angular	UTE Barbosa Lima Sobrinho (antiga Eletrobolt)	1,73	8,74
#16	Velocidade Angular	Tucuruí	0,80	8,93
#17	Velocidade Angular	Mascarenhas de Moraes A	1,92	8,98
#18	Ângulo	UTE Termonordeste	2,01	8,99
#19	Velocidade Angular	Capivara	1,04	9,04
#20	Velocidade Angular	São Salvador	1,47	9,29
#21	Ângulo	UTE Henry Borden	1,52	9,55
#22	Ângulo	Bariri B	1,41	9,78
#23	Ângulo	Porto Primavera	1,23	9,89
#24	Ângulo	Caconde	1,53	9,94
#25	Ângulo	UTE Euzébio Rocha	1,37	9,98

¹Modos com amortecimento inferior a 10%.

O caso Adaptado, por sua vez, possui 213 máquinas síncronas, conforme Tabela 23, o que implica na existência de 212 modos eletromecânicos no sistema. Da mesma forma como feito para o Agregado, foram calculados no caso Adaptado 212 modos na faixa de frequência de 0,1 a 3,0Hz. Assim como salientado para o caso Agregado, ressalta-se que não é possível garantir que todos os modos eletromecânicos do sistema foram, efetivamente, calculados, sendo necessário verificar os respectivos Fatores de Participação de cada modo.

A Tabela 25 relaciona os modos eletromecânicos com amortecimento inferior a 10%, obtidos para o caso Adaptado, e as variáveis que apresentaram maior Fator de Participação para cada modo.

Tabela 25. Modos Eletromecânicos – Caso Adaptado

Modo ¹	Fator de Participação		Agregado	
	Tipo	Usina	Freq. [Hz]	Amort. [%]
#1	Ângulo	Promissão	1,04	3,85
#2	Ângulo	Ponte de Pedra	1,72	5,26
#3	Ângulo	Serra do Facão	0,60	6,26
#4	Ângulo	Chavantes	1,12	6,93
#5	Ângulo	Ibitinga	1,36	7,14
#6	Ângulo	Porto Colômbia	1,26	7,25
#7	Velocidade Angular	UTE Termoceará	2,30	8,39
#8	Velocidade Angular	Mascarenhas de Moraes A	1,82	8,69
#9	Velocidade Angular	Salto	1,42	8,70
#10	Ângulo	Volta Grande	1,19	8,86
#11	Ângulo	UTE Termonordeste	2,27	8,97
#12	Ângulo	Caconde	1,62	8,98
#13	Ângulo	UTE Euzébio Rocha	1,38	8,99
#14	Ângulo	Bariri A	1,18	9,11
#15	Regulador de Velocidade	Mauá	0,44	9,61
#16	Ângulo	UTE Henry Borden	1,45	9,84
#17	Velocidade Angular	Salto do Rio Verde	1,74	9,86

¹Modos com amortecimento inferior a 10%.

A Figura 40 apresenta, no mesmo plano complexo, os modos eletromecânicos com amortecimento inferior a 10% calculados nos dois casos. A linha em destaque indica amortecimento de 5%.

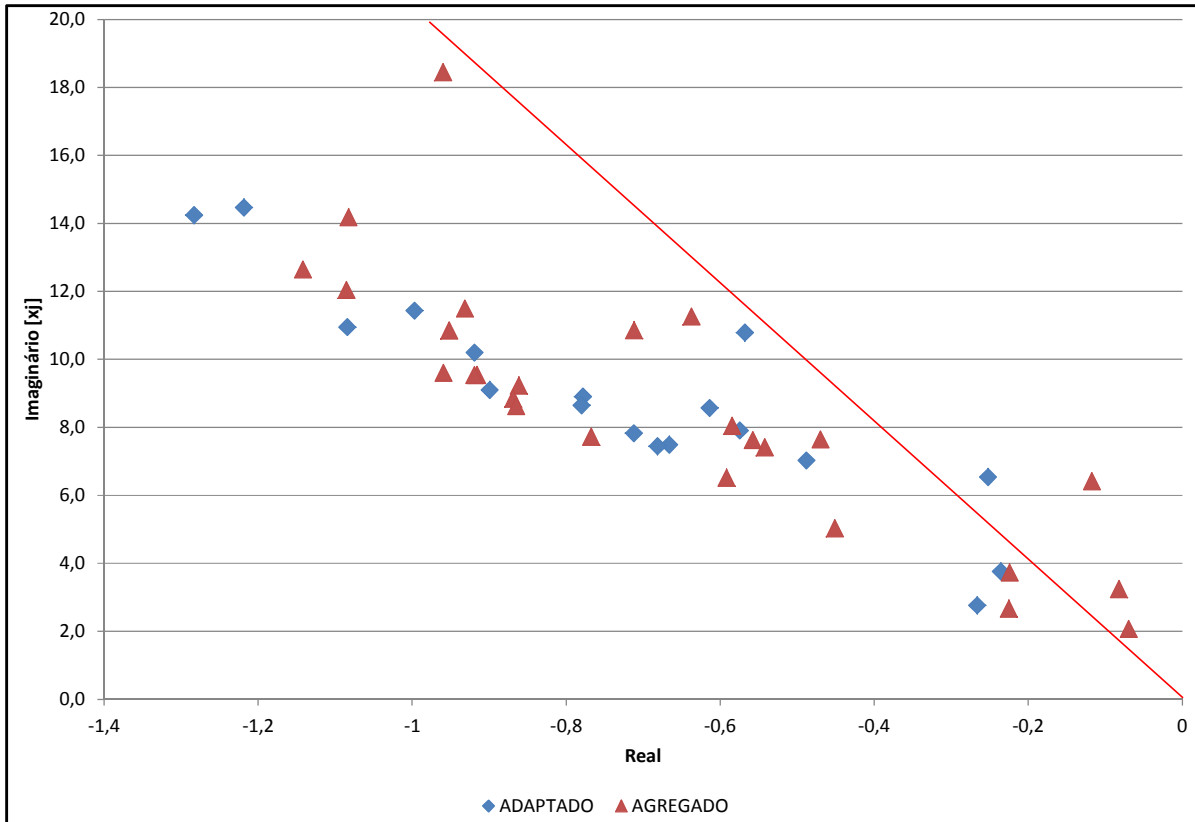


Figura 40. Plano Complexo: Modos Eletromecânicos Agregado x Adaptado

Verifica-se que, de um modo geral, os modos eletromecânicos dos dois casos possuem uma distribuição semelhante no plano complexo. Entretanto, notam-se algumas diferenças significativas como, por exemplo, o caso Agregado possuir três modos com amortecimento inferior a 5% (os Modos #1, #2 e #3 da Tabela 24) e o Adaptado apenas um modo (Modo #1 da Tabela 25). Pela análise da frequência e dos fatores de participação foi possível identificar que:

- O Modo #1 do caso Agregado equivale ao Modo #1 do Adaptado;
- O Modo #2 do caso Agregado não possui correspondente no Adaptado, considerando os modos com amortecimento inferior a 15%;
- O Modo #3 do Agregado não possui correspondente no Adaptado, considerando os modos com amortecimento inferior a 15%.

O Modo #3 do caso Agregado aparenta ser o responsável pela oscilação mal amortecida observada nos gráficos das simulações da Seção 5.2.1. Quando se analisa seu *mode-shape*, fica evidenciado que as velocidades angulares de diversas máquinas possuem um grau de

atividade razoável neste modo. Isto explica o fato deste Modo somente não ter sido observado no Evento 6, de perda generalizada de sincronismo, e nos Eventos 4 e 5, eventos locais das usinas de Água Vermelha e Foz do Chapecó. A Figura 41 apresenta o *mode-shape* e a Figura 42 o gráfico de barras do modo citado.

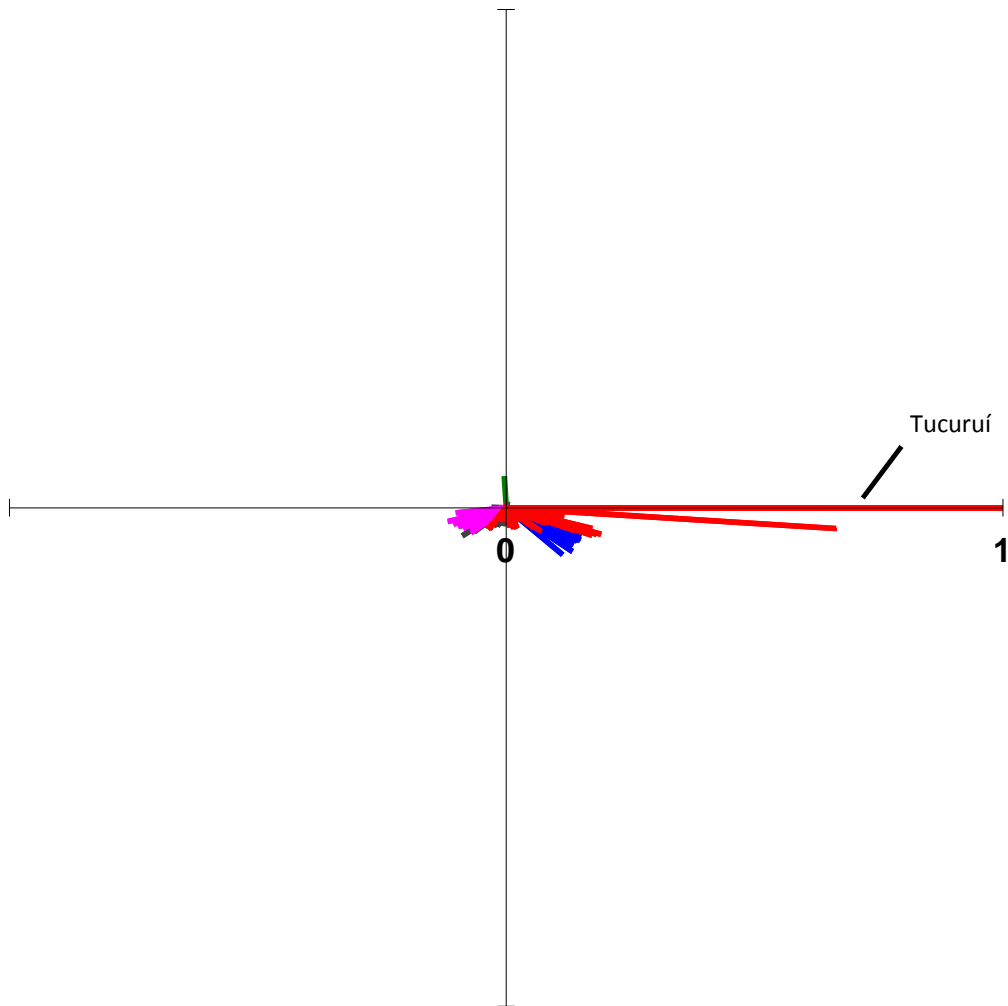


Figura 41. Modo de 0,30 Hz: *mode-shape*

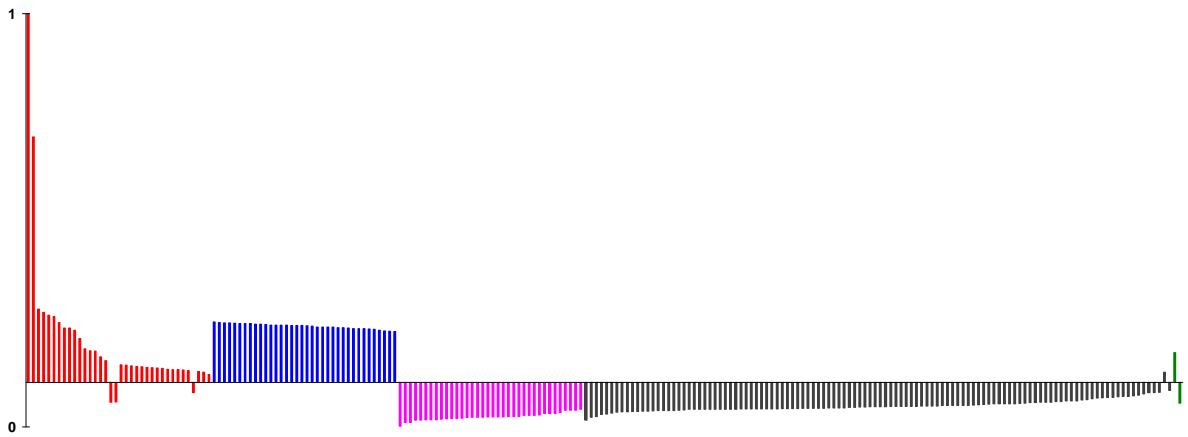


Figura 42. Modo de 0,30 Hz: gráfico de barras

A título de exemplo, são apresentados a seguir os *mode-shapes* de velocidade [3], ou perfis modais, de três dos modos eletromecânicos calculados, comparando os casos Agregado e Adaptado. O perfil modal fornece uma medida da atividade de cada variável, em cada modo considerado. O módulo dos vetores indica o grau de atividade da variável e a posição angular, representa a fase da oscilação. Assim, vetores com a mesma direção indicam oscilação em fase e vetores opostos indicam oscilação contrária das máquinas em questão. Por outro lado, um módulo maior indica maior atividade da variável no modo.

Os modos dos dois casos foram correlacionados mediante a comparação dos valores de frequência, amortecimento e Fatores de Participação. A numeração citada para os modos faz referência à Tabela 24, para o caso Agregado, e à Tabela 25 para o Adaptado.

MODOS DE SERRA DO FACÃO

Este modo é identificado no caso Agregado como Modo #6 e no Adaptado como Modo #3. Ele representa a oscilação da usina de Serra do Facão contra o SIN, conforme mostrado na Figura 43, para o caso Agregado, e na Figura 44, para o caso Adaptado.

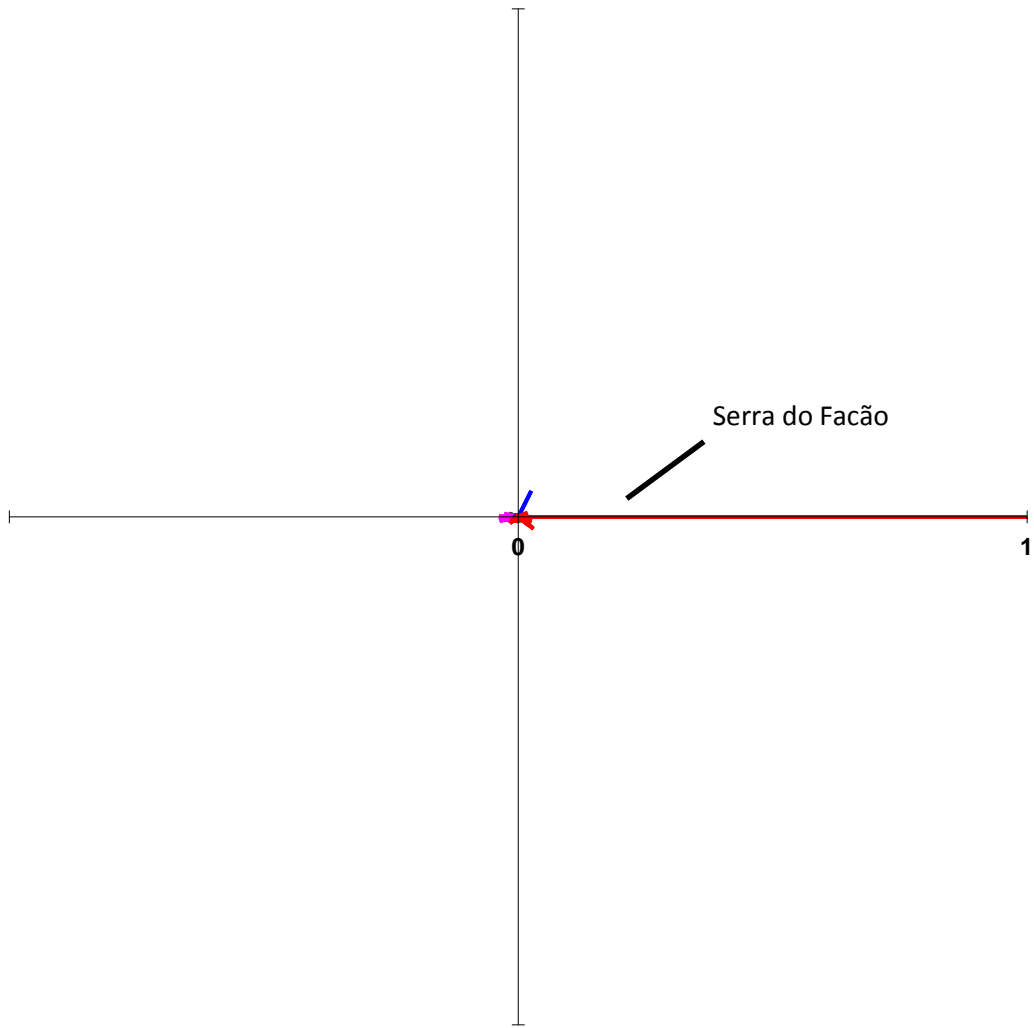


Figura 43. Modo de Serra do Facão: Agregado

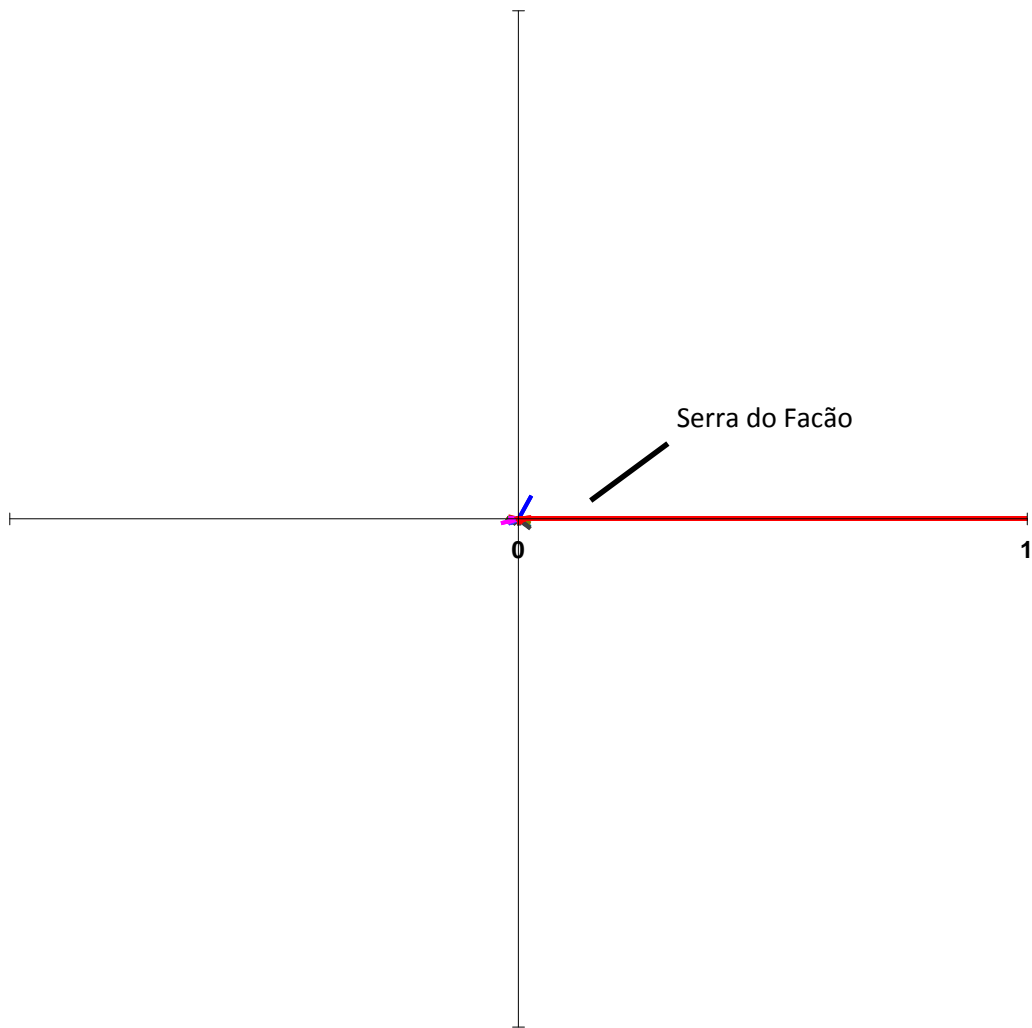


Figura 44. Modo de Serra do Facão: Adaptado

MODO DE MASCARENHAS DE MORAES

No caso Agregado este modo é aquele de número #17 e no caso Adaptado possui número #8. Este modo se caracteriza como um modo intraplanta no qual a usina de Mascarenhas de Moraes A oscila contra a B. O *mode-shape* deste modo está mostrado na Figura 45, para o caso Agregado, e na Figura 46 para o Adaptado.

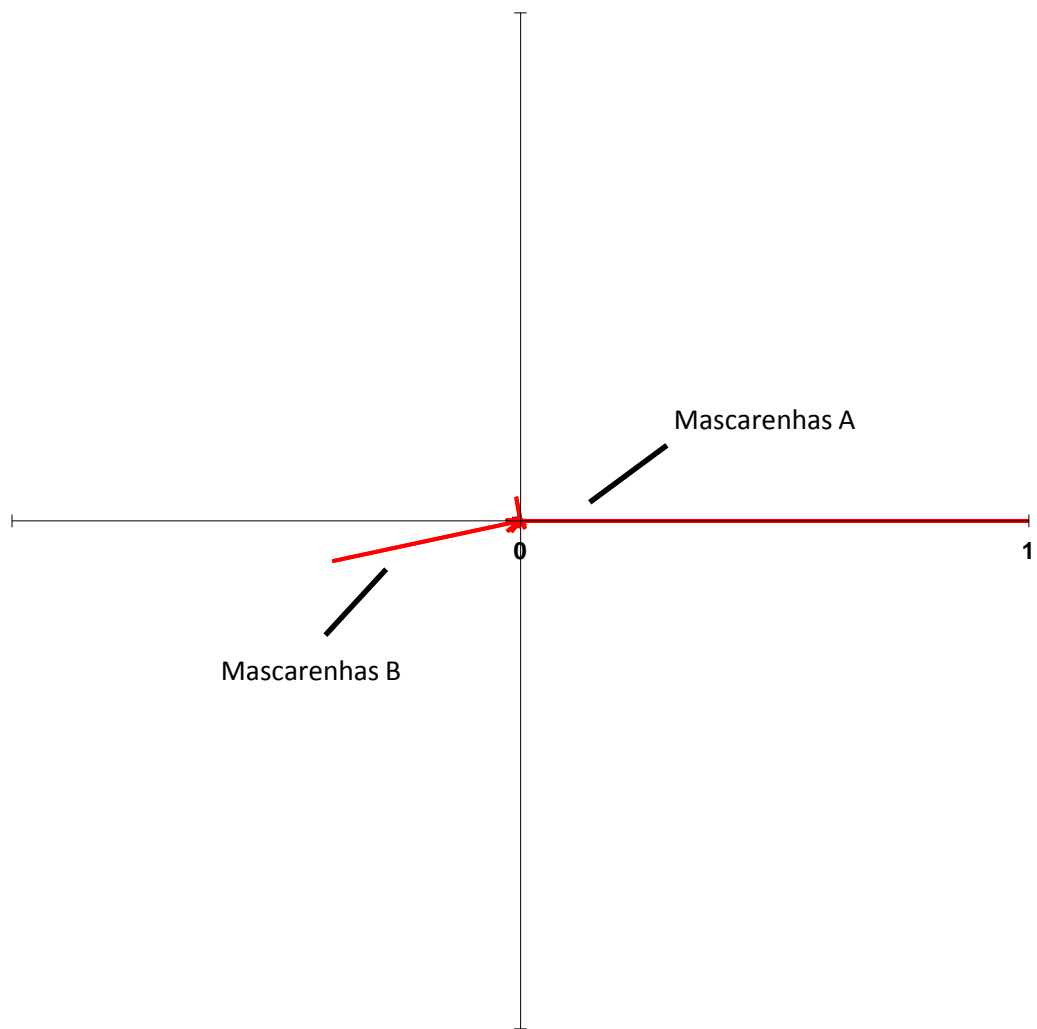


Figura 45. Modo de Mascarenhas de Moraes: Caso Agregado

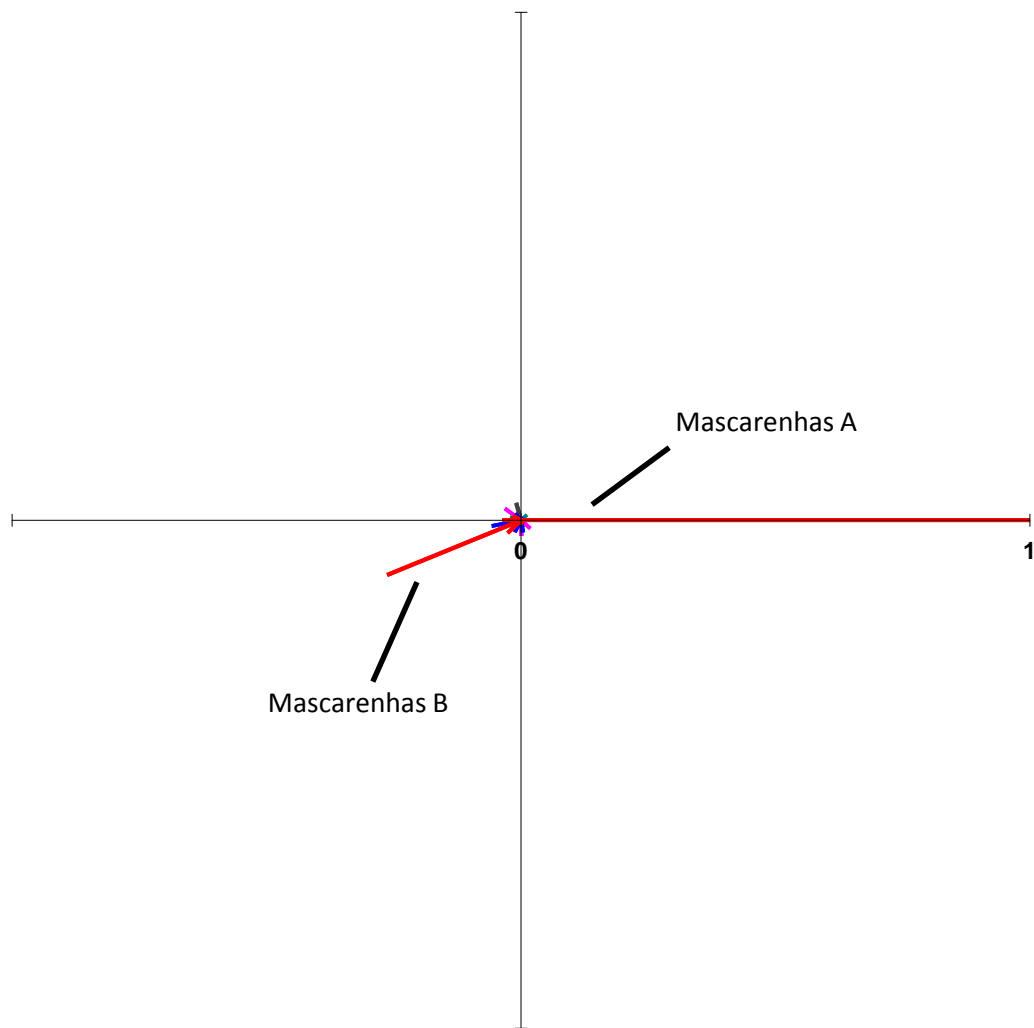


Figura 46. Modo de Mascarenhas de Moraes: Caso Adaptado

MODOS NORTE/NORDESTE CONTRA SUL/SUDESTE

Este modo representa a oscilação eletromecânica onde as máquinas do Norte e Nordeste oscilam coerentemente contra as máquinas do Sul e Sudeste. No caso Agregado este modo tem número #14 e seu *mode-shape* é apresentado pela Figura 47, enquanto que no caso Adaptado possui número #15 e seu *mode-shape* está mostrado na Figura 49. Para auxiliar na visualização do modo são apresentados também os gráficos de barra na Figura 48, para o caso Agregado, e na Figura 50, para o Adaptado.

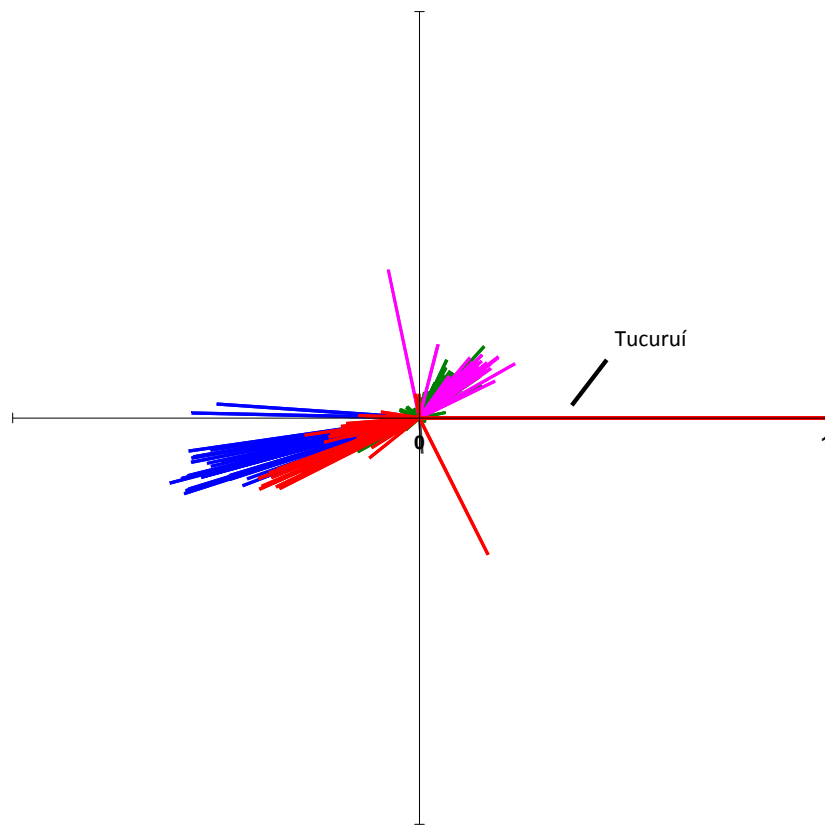


Figura 47. Modo N/NE x S/SE: Caso Agregado

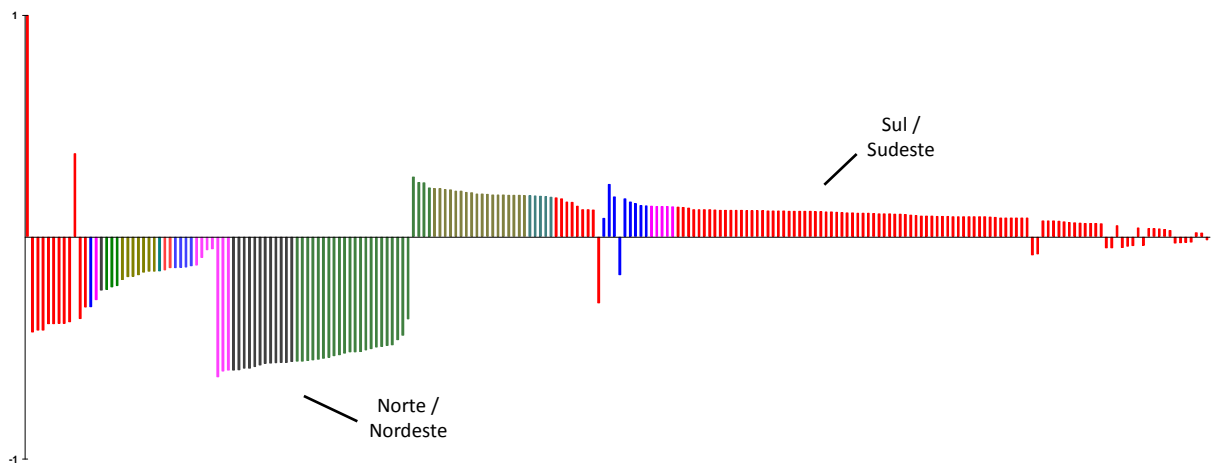


Figura 48. Modo N/NE x S/SE: Caso Agregado – Gráfico de Barras

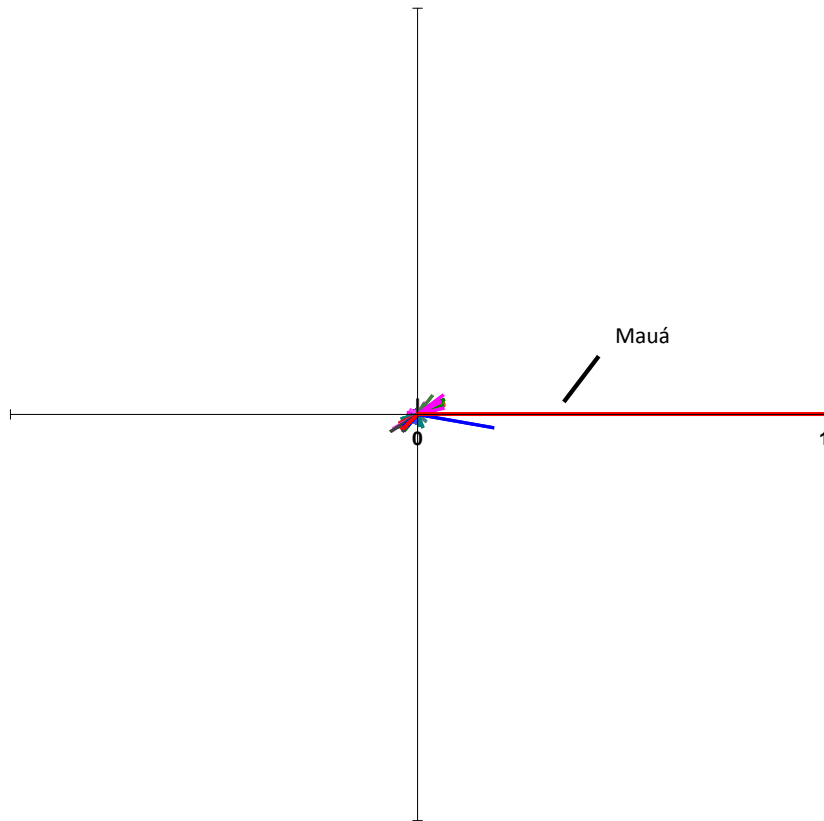


Figura 49. Modo N/NE x S/SE: Caso Adaptado

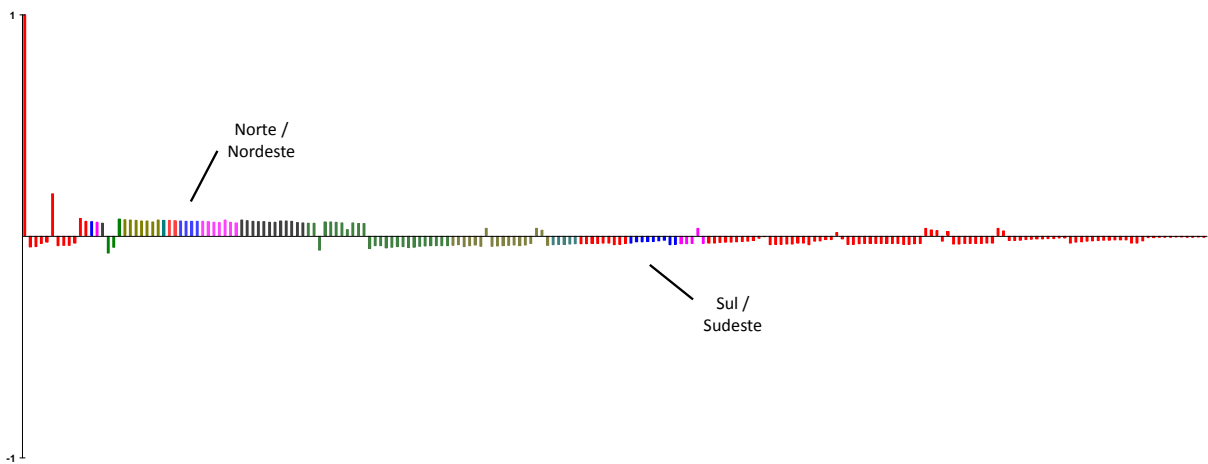


Figura 50. Modo N/NE x S/SE: Caso Adaptado – Gráfico de Barras

CONCLUSÕES PARCIAIS

A análise modal realizada apresentou resultados semelhantes para os dois casos avaliados. Entretanto, os resultados sugerem que o caso Agregado apresenta, de maneira geral, um amortecimento mais baixo para seus modos eletromecânicos. Isto é evidenciado pela existência de 8 modos a mais no caso Agregado com amortecimento inferior a 10%.

Portanto, supõe-se a partir da análise realizada que, tratando-se de um estudo dinâmico do sistema elétrico brasileiro, em primeira análise, qualquer dos dois casos, Agregado ou Adaptado, permitiria uma análise adequada.

No capítulo seguinte, são apresentadas as conclusões deste trabalho, além de algumas sugestões de trabalhos futuros.

Capítulo 6

Conclusões e Trabalhos Futuros

6.1 Conclusões

A análise de segurança dinâmica de Sistemas de Energia Elétrica tem se mostrado uma ferramenta importante para alcançar o equilíbrio técnico econômico diante do atual modelo de setor elétrico em âmbito mundial. Por meio de análises realizadas mediante dados de tempo real pode-se usufruir ao máximo da rede elétrica existente, dada a significativa redução das incertezas em relação à carga, à geração e à própria topologia do sistema na operação em tempo real.

No entanto, a avaliação da segurança dinâmica em tempo real compreende uma etapa inicial de adequação entre as bases de dados dos ambientes de planejamento e tempo real que, até o momento, não possui um procedimento de execução bem definido. Tal adequação se faz necessária pois, não obstante às diferenças existentes entre estas duas bases de dados, é preciso criar uma correspondência entre elas de maneira que os modelos dinâmicos, pertencentes à base de planejamento, possam ser associados aos dados de fluxo

de potência, derivados do ambiente de tempo real. Estas diferenças entre as bases de dados dizem respeito à numeração e nomenclatura dos barramentos, à numeração de circuitos e áreas, ao nível de detalhamento da rede elétrica, à maneira de representar os geradores, entre outros aspectos. Neste contexto, três estratégias foram propostas para a realização desta adequação.

Em relação ao processo de execução das estratégias propostas, as Estratégias A e B utilizam como base um caso de fluxo de potência do tempo real e se diferenciam, basicamente, pela maneira de representar os geradores, ou seja, individualizados ou agregados por usina, respectivamente. Por outro lado, a Estratégia C faz uso de um caso de planejamento que é adaptado mediante a incorporação da carga e geração de tempo real.

Não é possível afirmar que um procedimento seja mais exequível que os demais. Vale ressaltar apenas, que a Estratégia A apresenta maior dificuldade na preparação dos dados dinâmicos, dada a necessidade de replicação dos modelos tipo CDU; a Estratégia B tem seu maior desafio na identificação e agregação dos geradores; e a Estratégia C possui como maior complicador a alteração de um grande montante de carga e geração e a consequente dificuldade de convergência do algoritmo de fluxo de potência.

Os resultados, por sua vez, mostraram um comportamento semelhante para os três casos elaborados mediante as estratégias propostas. Entretanto, as análises dinâmicas sugerem que o caso Agregado possui um viés conservativo quando comparado ao Adaptado. Tal comportamento é evidenciado pela presença, apenas no caso Agregado, de uma oscilação sustentada relacionada a um modo eletromecânico mal amortecido. Adicionalmente, o caso Agregado apresentou um esforço computacional reduzido em relação ao Individualizado, para a maioria dos eventos simulados.

Portanto, a princípio, qualquer uma das três estratégias propostas permite a realização de estudos de segurança dinâmica em tempo real, ao passo que todas apresentaram resultados similares. Assim, cabe analisar, diante da aplicação desejada e dos dados e ferramentas disponíveis, qual destas alternativas seria mais adequada.

Porém, pode-se dizer que a Estratégia B se apresenta como a mais promissora, visto que não exige o esforço computacional demandado pela Estratégia A, caso Individualizado, nem a dificuldade de construção do caso Adaptado, Estratégia C. Contudo, esta análise precisa ainda ser estendida a vários outros pontos de operação do tempo real antes que alguma generalização seja possível.

6.2 Trabalhos Futuros

Além da extensão da análise comparativa realizada neste trabalho a outros pontos de operação existem ainda questões intermediárias que permanecem sem solução. Assim, propõe-se os seguintes trabalhos futuros em relação a este tema:

- avaliação das alternativas propostas considerando outros pontos de operação do tempo real;
- utilização de modelagem de carga baseada em medições do tempo real;
- automatização do processo de identificação das barras do tempo real em relação ao planejamento.

Referências

- [1] K. Morison, L. Wang, P. Kundur, "Power System Security Assessment", IEEE Power and Energy Magazine, September/October, pp. 30-39, 2004.
- [2] A.J. Wood, B.F. Wollenberg, "Power Generation, Operation and Control", Book, Second Edition, John Wiley & Sons, INC., Chapter 12, 1996.
- [3] P. Kundur *et al.*, "Definition and Classification of Power System Stability IEEE/CIGRE joining task force on stability terms and definitions", IEEE Transactions on Power Systems, Vol.19, No. 3, pp. 1387-1401, August, 2004.
- [4] Submódulo 23.3, "Diretrizes e Critérios para estudos elétricos", Procedimentos de Rede, Operador Nacional do Sistema Elétrico, Rev. 2.0 (disponível em www.ons.org.br), 2011.
- [5] U.H. Sarmiento, G. Pampin, R. Barajas, R. Castellanos, G. Villa, M. Mirabal, "Nomograms for assistance in voltage security visualization," Power Systems Conference and Exposition, PSCE '09, IEEE/PES , vol., no., pp.1,6, March, 2009.
- [6] F.C.B. Almeida, J.A.P Filho, J.L.R. Pereira, A.L.M. Marcato, E.J. de Oliveira, "Assessment of the generator remote voltage control through static security regions," Power and Energy Society General Meeting, IEEE , vol., no., pp.1,7, July, 2011.
- [7] F.R.M. Alves, R.M. Henriques, J.A. Passos Fo, S. Gomes, C.L.T Borges, D.M. Falcao, A.A. Aveleda, G.N. Taranto, T.M.L. Assis, "Integrating solution engines under a distributed processing environment: An alternative approach for static and dynamic security assessment of large scale power systems," PES General Meeting | Conference & Exposition, IEEE , vol., no., pp.1,3, July, 2014.
- [8] T.M.L. Assis, D.M. Falcão, G.N. Taranto, "Dynamic Transmission Capability Calculation Using Integrated Analysis Tools and Intelligent Systems", IEEE Transactions on Power Systems, vol. 22, no. 4, pp. 1760-1770, November, 2007.

- [9] D.J. Tylavsky and A. Bose *et al.*, “Parallel processing in power system computation” (An IEEE Committee Report by a Task Force of the Computer and Analytical Methods Subcommittee of the Power Systems Engineering Committee), IEEE Transactions on Power Systems, vol. 7, no. 2, pp.629-638, May, 1992.
- [10] K. Morison, L. Wang, P. Kundur, X. Lin, W. Gao, C. He, F. Xue, T. Xu, J. Xu, T. Xu, Y. Xue, “Critical Requirements for Successful On-Line Security Assessment”, IEEE PES Power Systems Conference and Exposition, vol.3, pp. 1676-1680, 2004.
- [11] L. Loud, S. Guillon, G. Vanier, J.A. Huang, L. Riverin, D. Lefebvre, J.C. Rizzi, “Hydro-Québec’s challenges and experiences in on-line DSA applications”, Power and Energy Society General Meeting, IEEE, pp. 1-8, 2010.
- [12] L. Franchi, A. Gambelunghe, R. Salvati, M. Sforza, “Online Dynamic Security Assessment at the Italian Independent System Operator”, IEEE Bologna PowerTech Conference, Bologna, Italy, June, 2003.
- [13] K. Morison, L. Wang, F. Howell, J. Viikinsalo, A. Martin, “Implementation of Online Dynamic Security Assessment at Southern Company”, Real-Time Stability Assessment in Modern Power System Control Centers, ed. S. C. Savulesco, IEEE Press-Wiley, Chapter 6, pp.129-154, 2009.
- [14] J.L. Jardim, “Online Security Assessment for the Brazilian System – a Detailed Modeling Approach”, Real-Time Stability Assessment in Modern Power System Control Centers, ed. S. C. Savulesco, IEEE Press-Wiley, Chapter 7, pp. 155-181, 2009.
- [15] Submódulo 6.2, “Planejamento da Operação Elétrica de Médio Prazo”, Procedimentos de Rede, Operador Nacional do Sistema Elétrico, Rev. 2.0 (disponível em www.ons.org.br), 2011.
- [16] “Diretrizes para a Operação Elétrica com Horizonte Mensal – Abril de 2015”, Operador Nacional do Sistema Elétrico, 2015.
- [17] Operador Nacional do Sistema Elétrico, Histórico da Operação, Carga de Demanda, www.ons.org.br, Maio, 2015.
- [18] Agência Nacional de Energia Elétrica, Banco de Informações da Geração, www.aneel.gov.br, Maio, 2015.
- [19] Departamento de Redes Elétricas – DRE, Eletrobras – CEPEL, “Programa de Análise de Redes – V10.00.01”, Manual do Usuário, Novembro, 2013.
- [20] Departamento de Sistemas Elétricos, Eletrobras – CEPEL, “Programa ANATEM – Análise de Transitórios Eletromecânicos – V10.05.01”, Manual do Usuário, Outubro, 2014.
- [21] Eletrobras – CEPEL, User’s Manual, PacDyn, version 9.6.0.

- [22] L.A.C. Pereira, L.C. Lima, A.J.R.S. Silva, P.A. Machado, M.F.P. Amorim, A.L.O. Filho, G.P. Azevedo, N. Lambert, P.D. Zarur, V.V. Tavares, J.L.C. Huang, M.R. COSTA, C.G. Vida, C.E. Iencarelli, SAGE – Um Sistema Aberto para a Evolução, Eletroevolução: Sistema de Potência, CIGRÉ, 1995.
- [23] J.M. Campagnolo, N. Martins, D.M. Falcão, “Refactored Bi-Iteration: A High Performance Eigensolution Method for Large Power System Matrices”, IEEE Transactions on Power Systems, v. 11, n. 3, p. 1228-1235, 1996.