

#### 7.1. INTRODUÇÃO

Um sistema de potência em regime estacionário na verdade não existe no sentido estrito do termo pois a todo o momento ocorrem perturbações, tais como: variações de carga, manobras de reatores e capacitores e ajustes de geração. Por outro lado, o sistema pode estar sujeito a eventos de maiores proporções como por exemplo, curto-circuito na rede, falha de equipamento, variação grande de carga, perda de unidade geradora e perda de linha de transmissão. Cada uma destas mudanças significa a mudança do estado de equilíbrio do sistema para outro estado que é alcançado após acomodação do mesmo.

Um estudo do regime dinâmico transitório de um sistema de potência consiste na análise da capacidade de todas as máquinas síncronas permanecerem em sincronismo num novo estado de equilíbrio, após uma perturbação. A perturbação provoca uma fase de transição a partir do estado estacionário para um estado final, que depende das forças de restauração, podendo retornar o sistema para uma nova condição de equilíbrio ou afastá-lo ainda mais da sua condição inicial, tornando-o instável.

Segundo a referência [26], estabilidade em regime transitório, chamada abreviadamente de estabilidade transitória, é a propriedade de o sistema permanecer em sincronismo após determinado impacto. Normalmente os impactos mais comuns que ocorrem em sistema de potência são curtos-circuitos, seguidos da abertura do elemento defeituoso.

O parâmetro mais adequado para a determinação da estabilidade do sistema é o ângulo relativo entre os rotores das máquinas. Quando os ângulos entre as máquinas crescem indefinidamente ou não amortecem, ou seja, as amplitudes das oscilações são crescentes, isso é um indicativo de perda de sincronismo.

Os estudos de estabilidade se fazem necessários uma vez que os sistemas elétricos vêm evoluindo através da entrada de novas usinas, aumento da demanda, modernização de sistemas de controle, dentre outros.

Este capítulo tem como objetivo utilizar os sistemas-teste elaborados em aplicações realistas, abordando problemas típicos estudados nas empresas sob o enfoque de regime dinâmico transitório.

## **7.2. FERRAMENTA COMPUTACIONAL**

O programa de estabilidade transitória utilizado para análise dos sistemas-teste, foi o ANATEM (Análise de Transitório Eletromecânico) desenvolvido pelo Centro de Pesquisas de Energia Elétrica (CEPEL) [14], que é voltado à realização de estudos de estabilidade eletromecânica à frequência fundamental, tendo como objetivo a avaliação do desempenho dinâmico do sistema, quando submetido a perturbações. Ele necessita de um banco de dados de modelos de controladores e geradores. Possui modelos pré-definidos e também permite que o usuário desenvolva seus modelos baseados em diagramas de blocos.

É permitido representar transformadores com comutação sob carga que são fundamentais para a análise dinâmica no tempo dos fenômenos de estabilidade de tensão. Possui ainda diversos modelos de relés de proteção, que podem ser representados para uma adequada monitoração das condições do sistema, sendo um recurso importante para simular a atuação dos sistemas de proteção nos estudos de estabilidade.

## **7.3. PROCEDIMENTOS**

Os casos utilizados nos estudos deste capítulo foram ajustados num ponto de operação onde as tensões ficaram dentro da faixa operativa, não violando nenhum limite. Além disso, foram consideradas nos estudos as seguintes premissas:

- Foram aplicados curtos-circuitos monofásicos em barras pelo tempo de 100ms (6 ciclos) que corresponde ao tempo de atuação do sistema de proteção, com remoção do defeito através da retirada do elemento defeituoso.

- Para a aplicação de defeitos foi utilizado o método de adição de reator na barra, simulando um curto-circuito na barra, com posterior retirada do defeito. O valor da potência de curto-circuito equivalente no ponto de defeito foi determinado no Capítulo 6, sendo que os valores em todas as barras, para todos os sistemas-teste estudados, são mostrados no Anexo II.
- As cargas foram modeladas com 75% da potência ativa e 100% da potência reativa variando com o quadrado da tensão.

### **7.3.1. Caso de fluxo de potência**

É o ponto de operação considerado no estudo de estabilidade, onde temos representado um sistema de potência ajustado numa determinada condição de operação.

Nesta etapa são definidas todas as condições do sistema de potência a ser avaliado, tais como:

- Topologia da rede e condições de carregamento do sistema;
- Entrada de unidades geradoras ou usinas;
- Entrada de transformadores ou linhas de transmissão;
- Indisponibilidade de equipamentos (rede alterada);
- Limites de intercâmbio ou carregamento;
- Ajuste de sistema de proteção.

### **7.3.2. Banco de dados dinâmicos**

Além dos casos de fluxo de potência convergidos e ajustados, para um estudo de estabilidade, é necessário a utilização de um banco de dados de modelos das máquinas, de seus controladores e dos equipamentos que tenham alguma influência dinâmica.

O ANATEM trabalha com 3 modelos de máquinas, o modelo clássico (tensão constante atrás da reatância), o modelo de pólos lisos e o modelo de pólos salientes.

Os controladores utilizados são basicamente reguladores de tensão, reguladores de velocidade e estabilizadores que atuam da seguinte forma:

- Regulador de tensão (RAT): controla a corrente de campo da máquina e atua, dentro dos seus limites, para manter a tensão terminal da máquina num valor de referência;
- Estabilizador de sistema de potência (ESP): atua no sistema de excitação para amortecimento das oscilações eletromecânicas;
- Regulador de velocidade (RAV): é um controle mais lento em relação aos anteriores e atua no controle da rotação da turbina (frequência). Conseqüentemente, varia a potência ativa produzida pelo gerador, ajustando o balanço carga versus geração.

O ANATEM permite a representação de modelos pré-definidos de reguladores “*Built-in*”, considerando até 24 modelos de reguladores de tensão (RAT), até 7 modelos de reguladores de velocidade (RAV) e até 12 modelos de estabilizadores (ESP), bastando somente informar os respectivos parâmetros. Além dos controladores acima, o programa permite o desenvolvimento de modelos específicos, denominados de CDU (controladores desenvolvidos pelo usuário) que são montados a partir da codificação dos diagramas de bloco informados pelos fabricantes dos equipamentos para o formato utilizado pelo ANATEM. A maior parte dos modelos implementados no programa ANATEM pelas empresas são do tipo CDU, pela facilidade de alterar a estrutura do modelo e os valores dos parâmetros. Além disso, os sistemas de controle empregados pelas empresas dificilmente correspondem a modelos padrões catalogados no programa.

Após o processo de montagem dos diagramas de blocos, realizam-se testes de validação dos modelos de controladores, procedendo-se os devidos ajustes até que os modelos estejam funcionando adequadamente.

### **7.3.3. Compatibilização do número de máquinas**

Para realizar uma simulação dinâmica é necessário ainda, compatibilizar o número de máquinas de cada usina com o respectivo despacho e a reatância dos transformadores elevadores das máquinas das usinas.

Este procedimento pode ser feito manualmente ou utilizando-se uma ferramenta de auxílio, o programa ANATO [27], que usando uma base de dados previamente gravada

com os dados dos equipamentos, lê o caso de fluxo de potência e gera um novo caso com as correções das reatâncias dos transformadores elevadores das usinas.

A curva de capacidade das máquinas pode ou não ser levada em conta no processo de ajuste do número de máquinas despachadas em cada usina, com o valor de potência ativa e reativa despachadas. Neste trabalho esse recurso não é utilizado.

O resultado deste processo é um arquivo contendo as informações das máquinas existentes no caso base, que foram devidamente representadas, associadas aos seus respectivos modelos. Aquelas não modeladas serão convertidas pelo programa ANATEM em carga negativa, significando menos inércia no sistema.

#### 7.3.4. Preparação do arquivo para simulação

Deverá ser preparado um arquivo em formato texto com as informações mostrada na Tabela 7.1. Este arquivo deve ser submetido ao programa para que a simulação seja realizada.

**Tabela 7.1 – Informações necessárias para simulação**

| <b>Conjunto de dados do ANATEM</b>         |
|--------------------------------------------|
| Constantes do programa                     |
| Caso de fluxo de potência                  |
| Banco de dados dos controladores           |
| Banco de dados dos parâmetros das máquinas |
| Dados de relés de proteção                 |
| Representação de carga                     |
| Dados de eventos                           |
| Variáveis a serem plotadas                 |
| Parâmetros da simulação                    |

Esta é uma estrutura básica de referência. Outras informações são encontradas mais detalhadas no manual do programa [14].

Observa-se que cada arquivo montado gera uma simulação referente a um determinado evento. Conforme o número de contingências, patamares de carga, cenários e alternativas a simular e analisar, esta quantidade de arquivos/simulações/análises pode aumentar bastante. Dependendo do tempo disponível para realização do estudo, fica

praticamente impossível cobrir todas as combinações. Diante deste fato uma boa estratégia é fazer uma avaliação das situações existentes e escolher aquelas contingências que apresentem maiores possibilidades de ocorrer, ou sejam potencialmente instáveis, ou possam cobrir as condições mais críticas dos cenários operativos previstos.

### 7.3.5. Principais grandezas monitoradas

Na Tabela 7.2 são mostradas algumas das grandezas monitoradas pelo programa, que fornecem informações sobre o desempenho do sistema.

**Tabela 7.2 – Exemplo de grandezas monitoradas**

| <b>Grandeza</b> | <b>Função</b>                                                                                                          |
|-----------------|------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|
| VOLT            | Monitora o módulo da tensão da barra, em pu.                                                                           |
| FMAQ            | Monitora a frequência da máquina, em Hz.                                                                               |
| FREQ            | Monitora a frequência da barra, em Hz.                                                                                 |
| DELT            | Monitora o ângulo relativo da máquina, em grau.                                                                        |
| PELE, QELE      | Monitora as potências ativa e reativa em MW e Mvar respectivamente da máquina.                                         |
| FLXA, FLXR      | Monitora o fluxo de potência ativa e reativa em linhas de transmissão ou transformadores em MW e Mvar respectivamente. |
| FLXM            | Monitora o fluxo de potência em linhas de transmissão ou transformadores, em MVA.                                      |

As análises das simulações são feitas através das curvas geradas pelo programa ANATEM, visualizadas pelo aplicativo PLOTCEPEL (programa de visualização de gráficos). Muitas informações podem ser obtidas a partir dessas curvas, porém algumas não são evidentes. Nas referências [11, 15 e 28] alguns critérios são estabelecidos visando auxiliar e padronizar as análises.

Na análise de um caso, recomenda-se que sejam avaliados pelo menos os seguintes itens:

- Ângulos relativos entre as máquinas;
- Frequência de oscilação;
- Variação da potência ativa das máquinas.

Além disso, é importante dispor de informações sobre o sistema em estudo, tais como:

- Número mínimo de máquinas sincronizadas e despacho mínimo;
- Máquinas que podem operar como compensador síncrono;
- Curva de capacidade das máquinas;
- Ajustes das proteções de sub e sobre-frequência;
- Faixa de tensão operativa;
- Fator de potência nominal das máquinas;
- Limites térmicos e de corrente devido a auto-excitação;
- Valores de curto-circuito dos pontos onde vai ser aplicado o defeito;
- Valor de “overshoot” de potência ativa suportável em função de problemas de esforços torsionais (máquinas térmicas);
- No caso de máquinas térmicas a vapor, verificar tempo de retomada.

## **7.4. ESTUDOS DE PROBLEMAS TÍPICOS**

Nesta seção foram feitas as seguintes análises, com a utilização dos sistemas-teste elaborados:

- *Análise de contingência simples (N-1);*
- *Estudo do fenômeno de colapso de tensão;*
- *Estudo de máxima transferência de potência;*
- *Influência dos controladores na estabilidade do sistema.*

### **7.4.1. Análise de Contingência Simples (N-1)**

O objetivo é avaliar o comportamento dinâmico, enfatizando a estabilidade eletromecânica frente a contingências. O teste de contingências a ser adotado será o curto-circuito monofásico e espera-se que o sistema suporte a perda de um elemento sem perder o sincronismo (critério n-1).

Um aspecto de interesse refere-se ao estabelecimento de um limite máximo de transferência de potência entre áreas, onde a segurança do sistema fique preservada caso ocorra a perda de elemento na interligação entre as duas áreas, ou em outro ponto do sistema, que acarrete perda de sincronismo. É usual avaliar a adoção de medidas

alternativas para diminuir o impacto da contingência tais como esquemas de emergência, que permitam praticar intercâmbios elevados com segurança.

Foi utilizado neste estudo o **sistema-teste de 33 barras** no mesmo ponto de operação estudado no Capítulo 4 item 4.4.3. Este caso está ajustado num cenário de geração, onde as usinas da área A estão com despachos minimizados e as da área B estão maximizados, provocando um intercâmbio alto entre as áreas, o que acarreta um elevado carregamento nas linhas de interligação.

O desempenho do sistema será analisado perante a simulação de curto-circuito monofásico nos seguintes componentes do sistema elétrico, conforme mostrado na Tabela 7.3 a seguir.

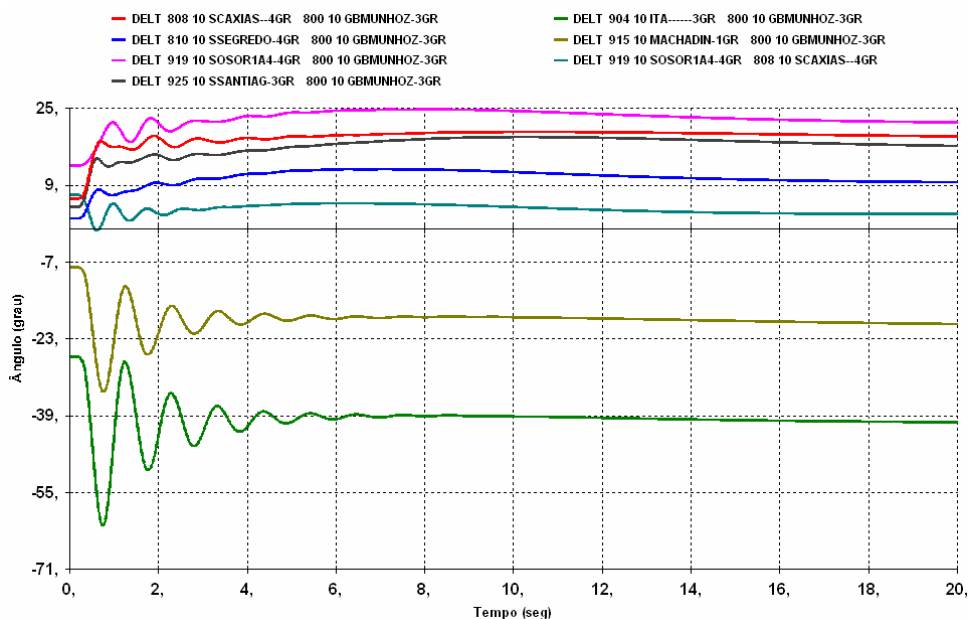
**Tabela 7.3 – Lista de contingências**

| <b>Contingência</b> | <b>Descrição</b>                                |
|---------------------|-------------------------------------------------|
| 1                   | Perda da LT 500kV Salto Santiago – Itá          |
| 2                   | Perda da LT 500kV Salto Caxias – Salto Santiago |
| 3                   | Perda do Transformador 500/230kV – Areia        |
| 4                   | Perda da LT 500kV Segredo – Areia               |

#### **7.4.1.1 Análise da contingência 1**

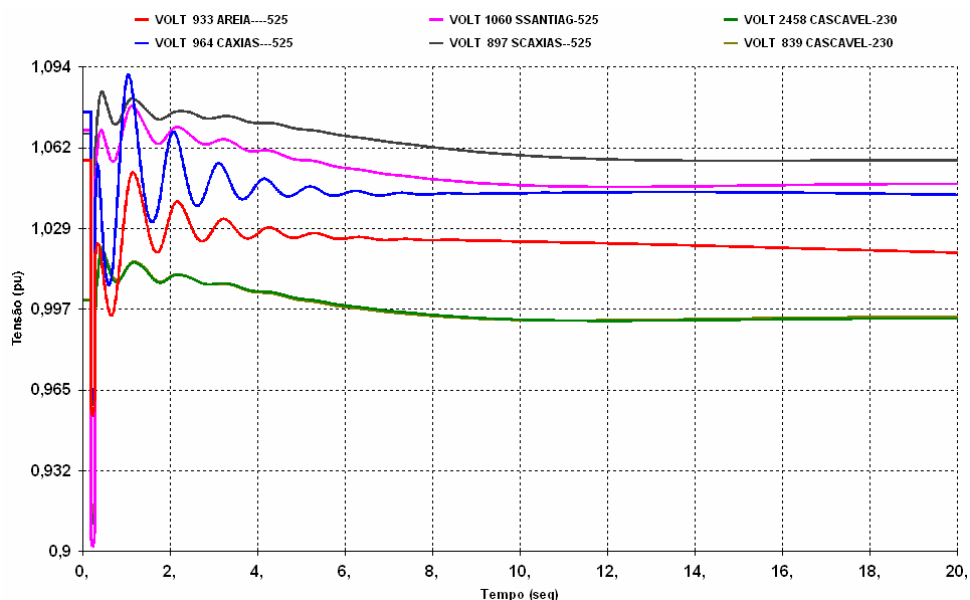
Foi aplicado um curto-circuito monofásico na barra de 500kV de Salto Santiago, com abertura permanente da LT 500kV Salto Santiago-Itá. Para esta emergência, no que se refere à estabilidade angular, a Figura 7.1 mostra que o sistema permaneceu estável.





**Figura 7.1 – Defasamento angular entre as máquinas do sistema em relação a G.B.Munhoz**

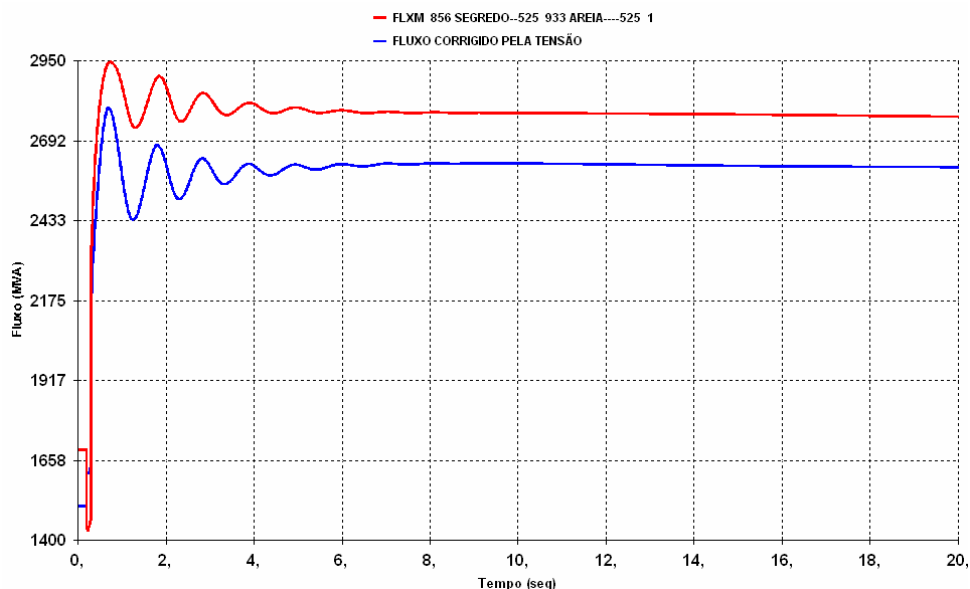
Em relação às tensões na área de influência, as mesmas apresentaram oscilações rapidamente amortecidas. Isto pode ser observado na Figura 7.2 que mostra as tensões nos barramentos de 500kV de Areia, Caxias, Salto Santiago e Salto Caxias e nos barramentos de 230kV de Cascavel e Cascavel do Oeste, indicando que o perfil ficou satisfatório.



**Figura 7.2 – Módulo da tensão nos barramentos de 500kV de Areia, Caxias, Salto Santiago e Salto Caxias e nos barramentos de 230kV de Cascavel e Cascavel do Oeste**

O pior problema identificado nesta contingência foi em relação aos carregamentos nos outros pontos da interligação, mais especificamente na LT 500kV Segredo-Areia, que passa

da condição pré-defeito com 1692 MVA para cerca de 2757 MVA no final da simulação, ficando com uma sobrecarga da ordem de 18%, conforme mostrado na Figura 7.3. A figura apresenta uma curva do fluxo na linha em MVA e outra do mesmo fluxo corrigido pela tensão, em razão dos limites dos equipamentos serem definidos para 1 pu de tensão.



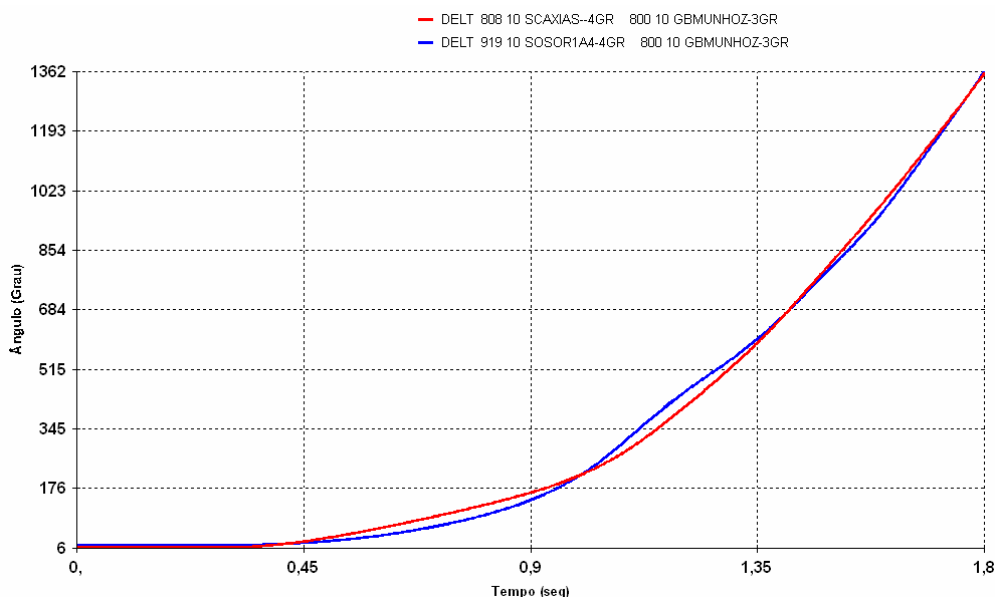
**Figura 7.3 – Módulo do fluxo de potência no circuito S.Segredo-Areia 500 kV**

Em relação à estabilidade eletromecânica, esta contingência apresentou um bom desempenho, sendo suportada pelo sistema sem maiores problemas. Quanto à sobrecarga mostrada na Figura 7.3, deve-se verificar se existe algum sistema de proteção ajustado para este nível de sobrecarga. Caso exista, deve-se representá-lo e simular novamente para observar o comportamento do sistema diante desta nova situação. Senão existir ou o ajuste for maior que o valor de sobrecarga apresentado, deve-se realizar procedimentos operativos de relocação de geração ou, em último caso, corte de carga para eliminar a sobrecarga verificada.

#### 7.4.1.2 Análise da contingência 2

Foi aplicado um curto-circuito monofásico na barra de 500kV de Salto Santiago, com abertura permanente da LT 500kV Salto Santiago-Salto Caxias. Conforme pode ser observado na Figura 7.4, esta contingência causa a perda de sincronismo das máquinas de Salto Caxias e Salto Osório em relação a todas as outras máquinas do sistema. A curva

mostra que ocorre uma instabilidade angular no sistema, com os ângulos relativos dessas máquinas em relação a G.B. Munhoz, apresentando afastamento superior a 1000°.



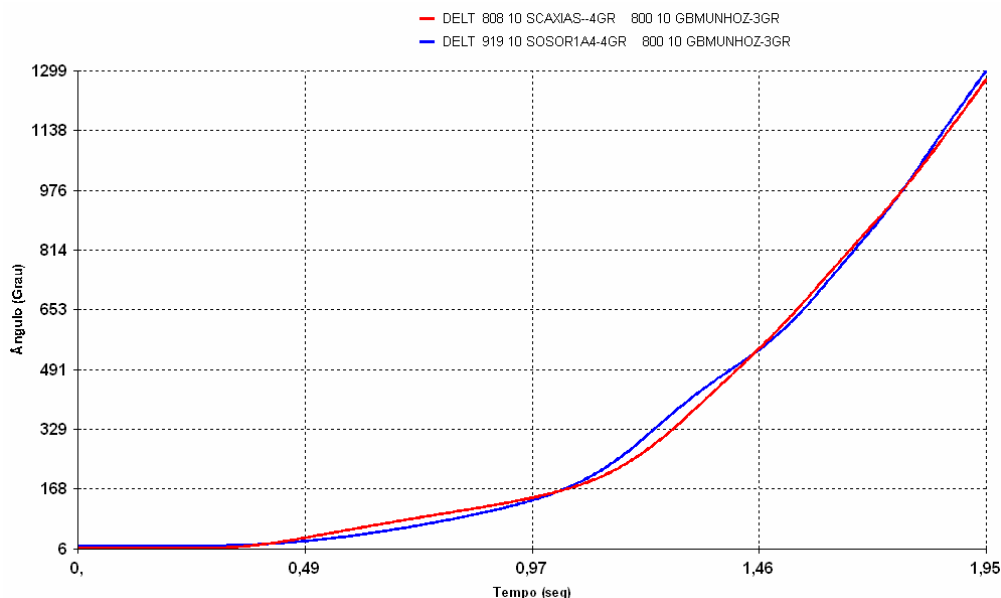
**Figura 7.4 – Defasamento angular das máquinas S.Caxias e S.Osório em relação a G.B.Munhoz**

Fazendo uma análise mais detalhada do sistema a partir do seu diagrama unifilar, podemos observar que, com a perda desta linha, as máquinas da UHE Salto Caxias e da UHE Salto Osório ficam eletricamente distantes porque estão alimentando as cargas radialmente, ligadas ao sistema através do transformador de Areia. Este fato caracteriza um aumento da impedância do sistema, dificultando a transferência de potência. Assim, ocorrem oscilações de potência nessas máquinas em relação as demais máquinas do sistema, levando à perda de sincronismo provocada pelo aumento da distância elétrica.

Nesta situação, pesquisou-se a medida corretiva mais adequada que foi desligar máquinas nas UHE Salto Osório e Salto Caxias para reduzir o montante de fluxo de potência no trecho do sistema que ficou radializado, reduzindo assim a capacidade de transmissão. Essa estratégia é mostrada a seguir, considerando um ECE para desligar máquinas nas usinas mencionadas. As três alternativas abaixo relacionadas foram analisadas e o comportamento do sistema é mostrado nas Figuras 7.5, 7.6, 7.7 e 7.8.

- Desligando uma máquina na UHE Salto Caxias;
- Desligando duas máquinas na UHE Salto Caxias;
- Desligando uma máquina na UHE Salto Caxias e uma na UHE Salto Osório.

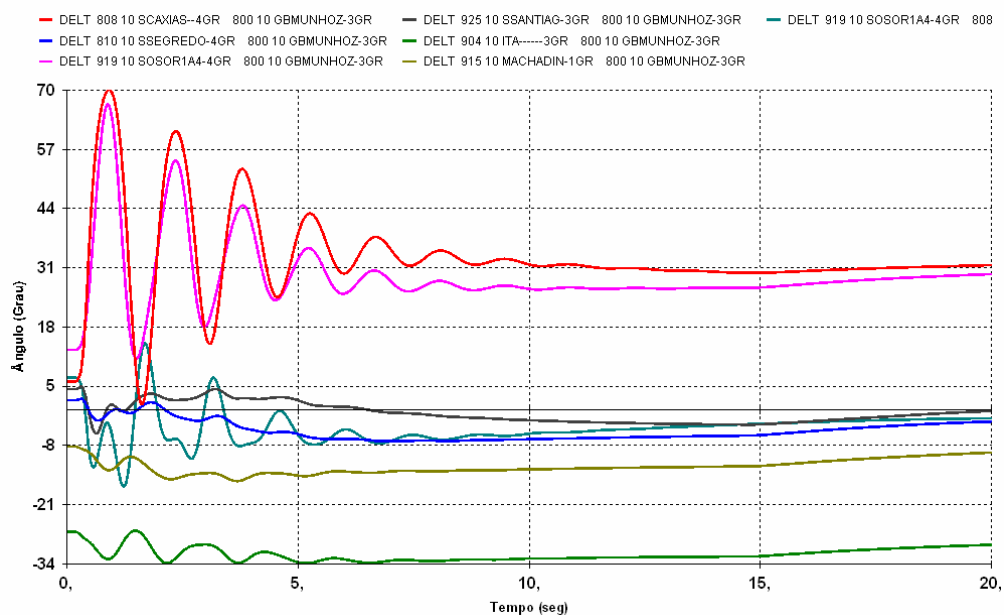
Na Figura 7.5 é mostrada a resposta do sistema ao desligar uma máquina na UHE Salto Caxias.



**Figura 7.5 – Defasamento angular das máquinas S.Caxias e S.Osório em relação a G.B.M**

Observa-se que a medida tomada não foi suficiente para manter o sistema estável.

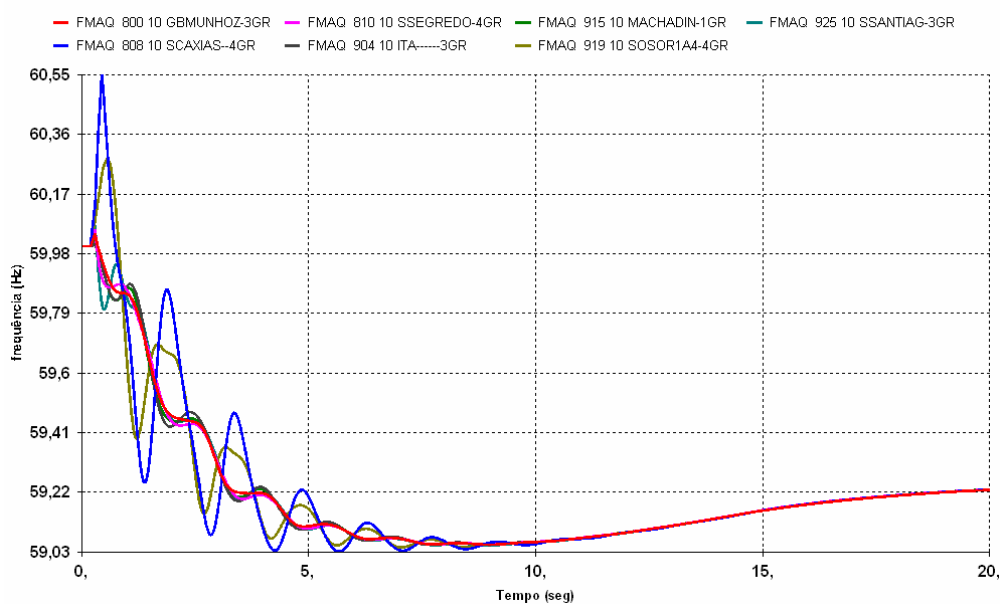
A Figura 7.6 a seguir, mostra o comportamento dinâmico do sistema desligando duas máquinas na UHE Salto Caxias.



**Figura 7.6 – Defasamento angular das máquinas do sistema**

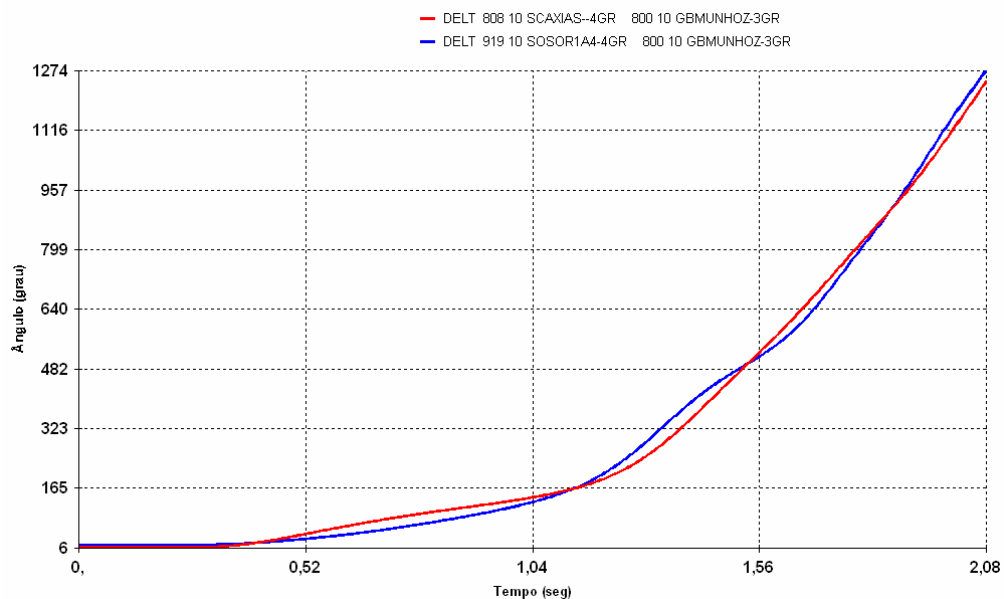
Esta medida surtiu efeito e manteve a estabilidade do sistema. Porém houve uma queda no valor da frequência de aproximadamente 1 Hz conforme mostra a Figura 7.7, indicando que a redução de geração obtida com a medida foi maior que a necessária. Neste caso, deve-se avaliar a adoção de medidas que possam recuperar a frequência do sistema, para um valor próximo de 60 Hz, como relocação de geração das usinas da área A, ou da área B, mas preferencialmente em usina fora da região afetada pela contingência. Além disso, o tempo para adoção de tais medidas deve ser suficiente para restabelecer este equilíbrio sem que haja prejuízos ao sistema.

Supondo-se que não tenha disponível equipamento para melhorar o desempenho do sistema, e que também não seja possível a relocação de geração, caracterizando assim o esgotamento total dos recursos, pode-se utilizar o corte de carga, como última medida para restabelecer a condição de equilíbrio entre geração e carga.



**Figura 7.7 – Frequência do sistema**

Na Figura 7.8 é mostrado o resultado da medida corretiva que opera o corte de duas máquinas, sendo uma na UHE Salto Caxias e outra na UHE Salto Osório.



**Figura 7.8 – Defasamento angular das máquinas S.Caxias e S.Osório em relação a G.B.M**

Com esta medida também não foi obtido um desempenho satisfatório do sistema, pois como Salto Caxias ficou eletricamente mais distante, é mais eficaz desligar máquinas nesta usina.

#### 7.4.1.3 Análise da contingência 3

Foi aplicado um curto-circuito monofásico na barra de 500kV de Areia, com abertura permanente do transformador de 500/230kV de Areia. Esta contingência não acarreta maiores problemas para a estabilidade do sistema, uma vez que o carregamento no transformador de Areia é baixo, em comparação com as outras linhas de interligação entre a área A e a área B (Figura 7.9).

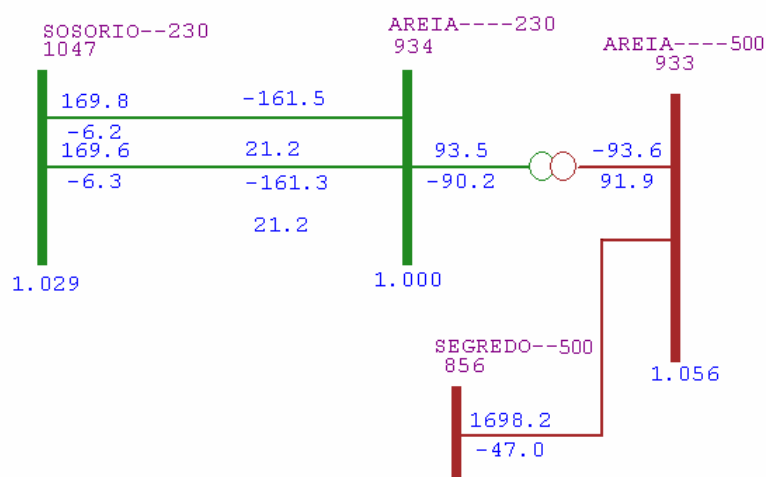


Figura 7.9 – Fluxo de potência ativa no transformador de Areia e na LT Segredo - Areia

A seguir é mostrado na curva da Figura 7.10 o comportamento do ângulo das máquinas, que mostram um sistema estável após ocorrência da contingência.

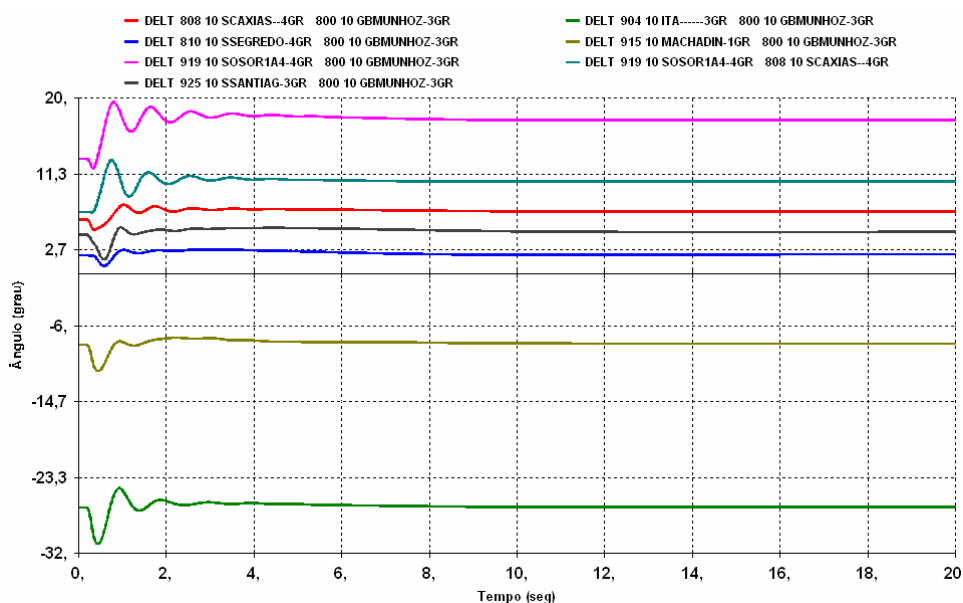
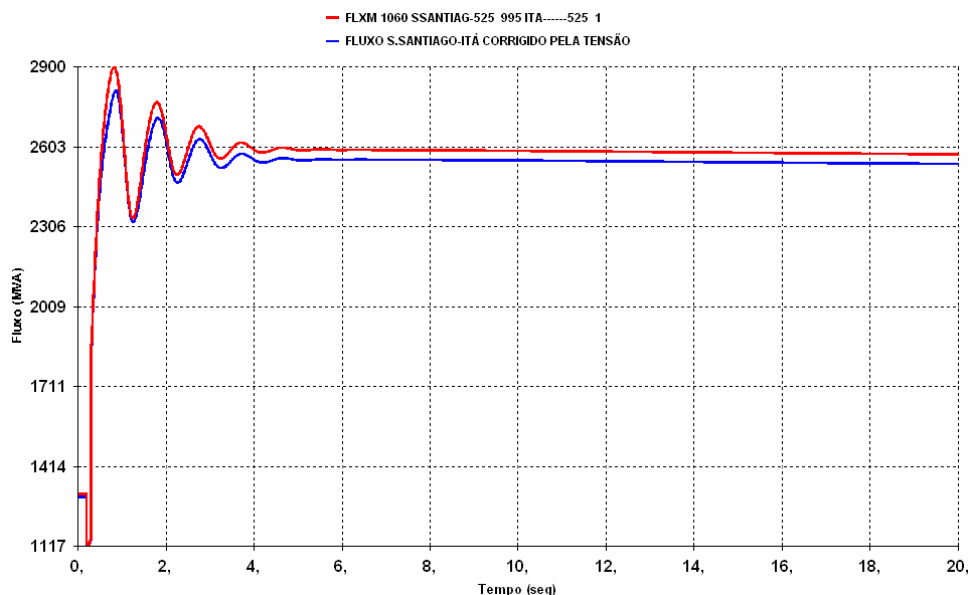


Figura 7.10 – Defasamento angular das máquinas do sistema

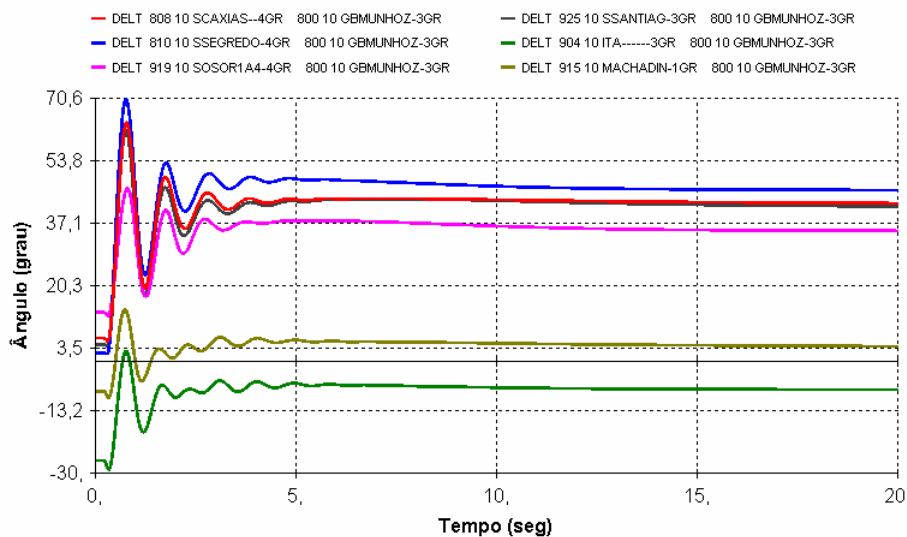
#### 7.4.1.4 Análise da contingência 4

Foi aplicado um curto-circuito monofásico na barra de 500kV de Areia, com abertura permanente da LT 500kV Segredo-Areia. Esta contingência provoca uma sobrecarga da ordem de 22% na LT 500kV Salto Santiago – Itá, que passa da condição pré-defeito com 1310 MVA, para cerca de 2575 MVA no final da simulação, conforme

mostrado na Figura 7.11. Quanto ao aspecto dinâmico, no que se refere à estabilidade angular, o sistema permaneceu estável, conforme pode ser observado nas Figuras 7.12 e 7.13, que mostram os ângulos das máquinas em relação a máquina de G.B. Munhoz e a potência elétrica das máquinas, respectivamente.

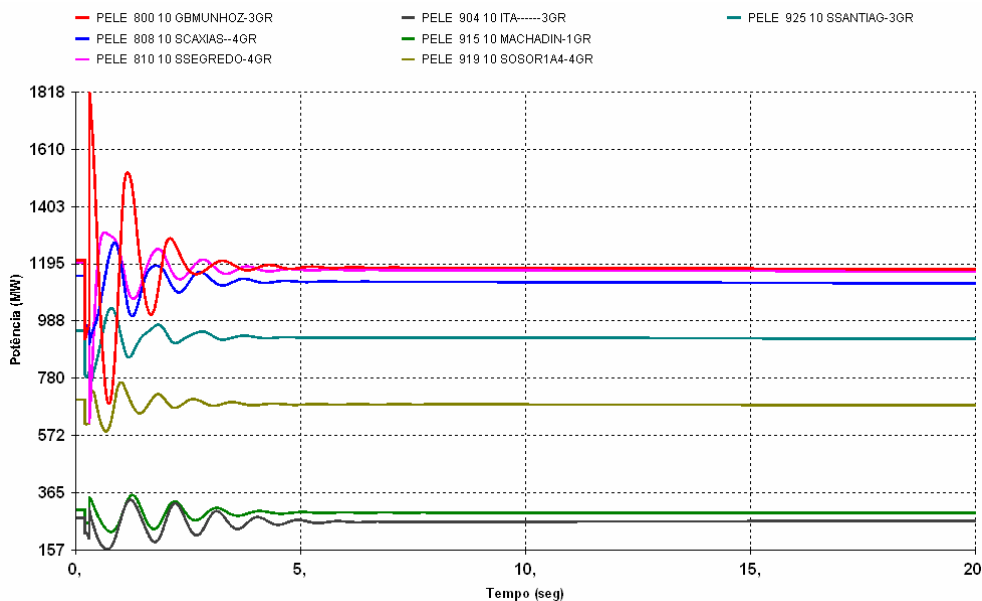


**Figura 7.11 – Carregamento na LT 500kV S.Santiago-Itá**



**Figura 7.12 – Defasamento angular das máquinas do sistema**





**Figura 7.13 – Potência elétrica das máquinas do sistema**

Duas medidas corretivas poderiam ser aplicadas para eliminar a sobrecarga na LT 500kV S.Santiago-Itá: a primeira consiste em elevar geração nas UHE's Itá, Machadinho ou G.B. Munhoz, conforme a disponibilidade e o tempo necessário para realizar esse procedimento. A outra é realizar corte de carga na área A, até que o carregamento na linha fique dentro do seu limite de regime contínuo.

#### 7.4.2. Estudo do fenômeno de colapso de tensão

Este fenômeno é um tópico importante na área de análise de sistemas elétricos de potência. Diversos artigos apresentam formas diferentes de determinação do ponto de colapso, tal como [29], que faz uma análise através da matriz jacobiana verificando a singularidade. Este problema resulta da tentativa de suprir as cargas além da capacidade de potência máxima que o conjunto geração e sistema de transmissão pode fornecer. As principais causas desse problema estão relacionadas a:

- Carregamentos excessivos nas linhas de transmissão;
- Fontes de tensão muito afastadas dos centros de carga;
- Insuficiente compensação reativa da carga.

No presente estudo, o objetivo é demonstrar a ocorrência de um evento do tipo colapso de tensão através da aplicação de uma rampa de carga no sistema, provocando um crescimento rápido de carga no tempo.

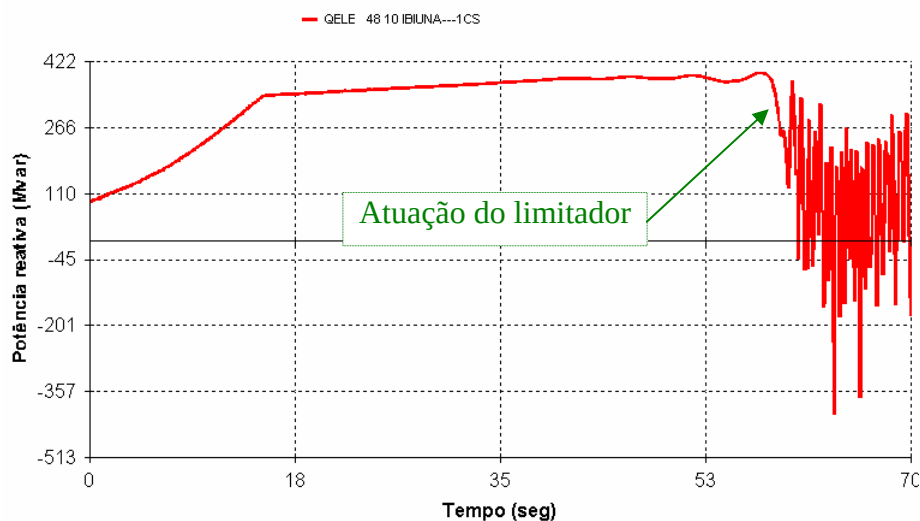
Para observar o efeito do colapso de tensão foi utilizado o **sistema-teste de 65 barras**, que oferece boas condições topológicas para reprodução do problema. O caso a ser estudado foi ajustado num ponto de operação onde os recursos de potência reativa do sistema apresentavam pouca margem de regulação, com as tensões nas máquinas próximas do seu limite máximo e considerando apenas uma máquina em operação no compensador síncrono de Ibiúna. Os dados referentes a este ponto de operação encontram-se no Anexo I Tabelas 10a e 10b.

Para atingir o ponto de colapso, o subsistema Sudeste (área Um) foi submetido a um rampeamento sucessivo de carga pelo tempo de 40 segundos, totalizando um acréscimo máximo de 20% do montante da carga da área Um, atingindo o esgotamento da capacidade do compensador síncrono de Ibiúna em controlar a tensão.

Por simplicidade, não foram representados os modelos dinâmicos dos transformadores LTC. A representação desses equipamentos mostraria com mais realidade o problema, uma vez que eles contribuem com maior influência para o colapso de tensão.

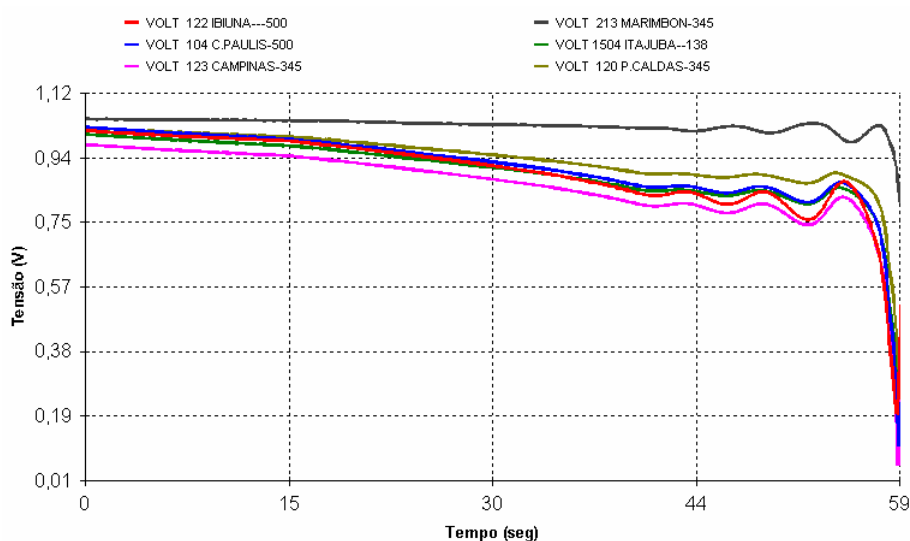
Durante as oscilações de tensão, a tensão mínima não deve ultrapassar o valor de 80% instantaneamente e 85% por 200 ms, de forma a reduzir a perda natural de carga. A tensão pós-distúrbio deve estabilizar-se entre 90 e 110%.

A Figura 7.14 mostra o comportamento do compensador síncrono de Ibiúna quando da aplicação de rampa de carga no subsistema Sudeste, com atuação do limitador de sobre-excitação e sem medida corretiva no sistema.



**Figura 7.14 – Potência reativa do CS Ibiúna**

Observa-se que o compensador síncrono de Ibiúna atinge o seu valor máximo de sobrecarga, permanecendo neste valor por cerca de 60 segundos, período de tempo que o compensador síncrono suporta a sobrecarga. Quando o limitador de sobre-excitação atua para eliminar a sobrecarga, o valor de potência reativa gerada pelo compensador síncrono é reduzido até seu valor nominal. Neste instante, o sistema que está com o perfil de tensão degradado, com a falta da potência reativa gerada pelo compensador síncrono quando em sobrecarga, atinge uma situação de colapso, com afundamento das tensões do sistema, conforme mostra a Figura 7.15.



**Figura 7.15 – Módulo da tensão nos barramentos da área Um**

A seguir serão adotadas algumas medidas corretivas na tentativa de evitar o colapso. Essas medidas consistem na adoção de um esquema de alívio de carga por subtensão que corta automaticamente carga, quando a tensão atinge um determinado valor. Neste estudo foram considerados dois valores como limite mínimo de tensão de corte iguais a 0,85 pu e 0,80 pu.

A Tabela 7.4 apresenta os esquemas de corte de carga considerados com a descrição do que cada um realiza.

**Tabela 7.4 – Esquema de corte de carga**

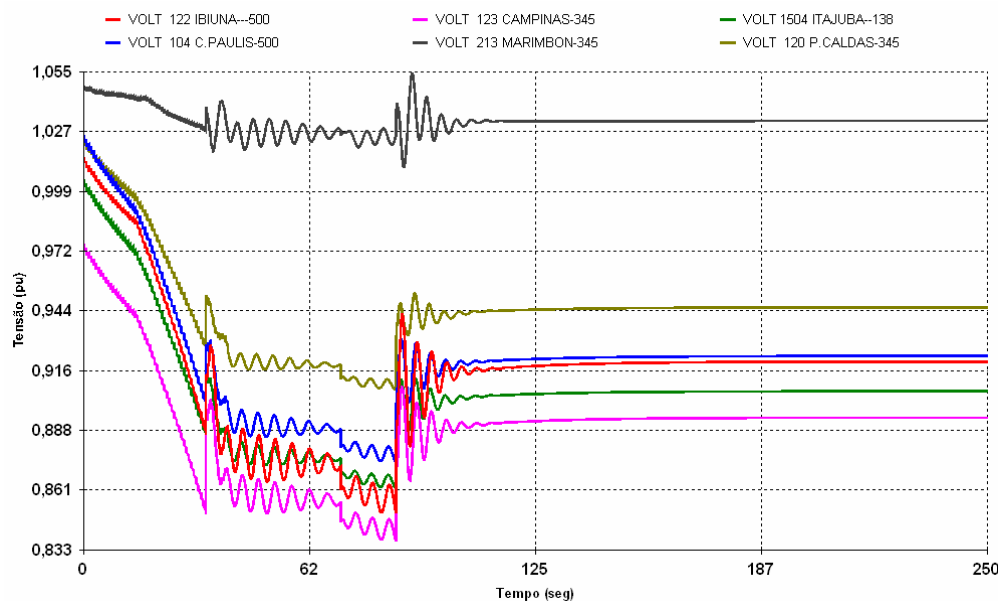
| <b>Esquema</b> | <b>Descrição</b>                                                                                                                                                            |
|----------------|-----------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|
| Situação-1A    | Corte de 30% da carga nas barras das áreas Um e Dois que atingirem a tensão de corte de 0,85 pu.                                                                            |
| Situação-1B    | Corte de 30% da carga nas barras das áreas Um e Dois que atingirem a tensão de corte de 0,80 pu.                                                                            |
| Situação- 2A   | Corte apenas nas barras da região Sudeste (área Um) que apresentaram valores de tensão abaixo de 0,80 pu. O montante de corte e as barras estão apresentados na Tabela 7.5. |

A Tabela 7.5 mostra os locais e as barras do sistema onde foram instalados os relés de subtensão. Essas barras foram selecionadas porque apresentaram um perfil de tensão abaixo do nominal durante as simulações. Além disso, tais barras pertencem a uma região do sistema que não dispõe de muitos equipamentos de suporte de potência reativa para realizar um controle de tensão mais efetivo.

**Tabela 7.5 – Montante de corte da situação-2A**

| <b>Barra</b> | <b>Local</b>        | <b>Montante de corte (%)</b> | <b>Tensão de corte (pu)</b> |
|--------------|---------------------|------------------------------|-----------------------------|
| 104          | Cach.Paulista 500kV | 70                           | 0,80                        |
| 122          | Ibiúna 500kV        | 70                           | 0,80                        |
| 1504         | Itajubá 138kV       | 50                           | 0,80                        |
| 123          | Campinas 345kV      | 50                           | 0,80                        |

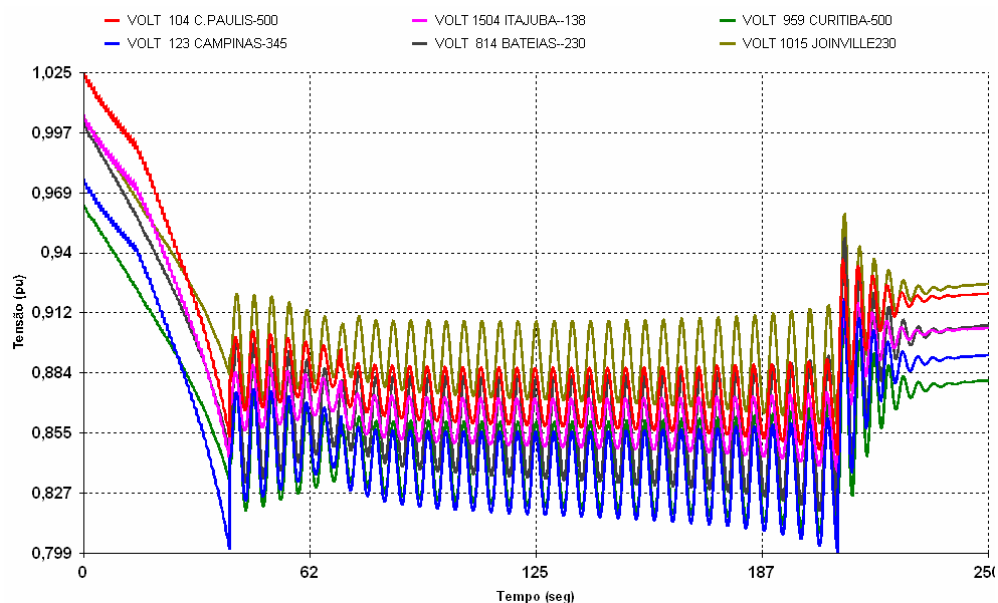
A Figura 7.16 mostra um gráfico com as curvas das tensões em barras do sistema quando da adoção do esquema da situação-1A que considera 0,85 pu como tensão mínima de corte.



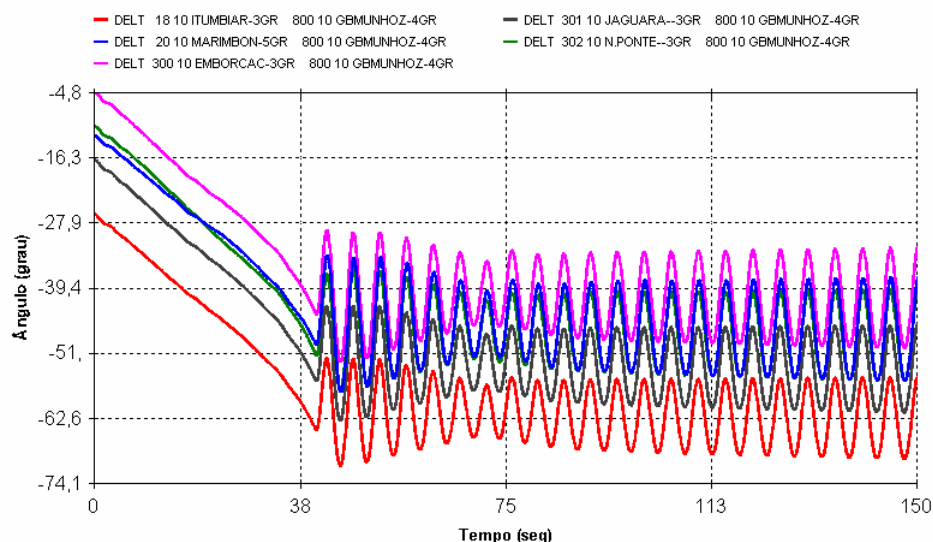
**Figura 7.16 – Módulo da tensão em barramentos de carga da área Um**

Observa-se que a atuação do relé de subtensão cortando carga evitou o colapso, porém os níveis de tensão em alguns pontos do sistema ainda permanecem críticos, implicando na necessidade de mais corte de carga para sair desta situação.

A Figura 7.17 mostra um gráfico com as curvas das tensões do sistema quando da adoção do esquema da situação-1B, que considera 0,80 pu como tensão mínima de corte e, em seguida, a Figura 7.18 que mostra um gráfico com as curvas dos ângulos das máquinas do sistema quando da adoção do mesmo esquema.



**Figura 7.17 – Módulo da tensão em barramentos do sistema**



**Figura 7.18 – Defasamento angular das máquinas da área Um em relação área Dois**

Observa-se neste caso que, como as tensões nas barras de carga praticamente não atingem o valor de 0,80 pu, que provoca a atuação do relé de subtensão, exceção feita para a barra de 345kV de Campinas, o montante de corte de carga realizado não foi suficiente para evitar que o sistema vá para uma condição de colapso. Observa-se também que as tensões oscilam por mais de 1 minuto, caracterizando uma situação inaceitável e conduzindo o sistema a uma condição de instabilidade.

A Figura 7.19 mostra um gráfico com as curvas dos ângulos das máquinas da área Um e a Figura 7.20 da área Dois do sistema quando da adoção do esquema da situação-2A, que possui um outro arranjo que promove cortes de carga localizados em barras que foram previamente selecionadas. Na Figura 7.21 são mostradas as tensões nas barras onde o esquema de corte de carga foi instalado.

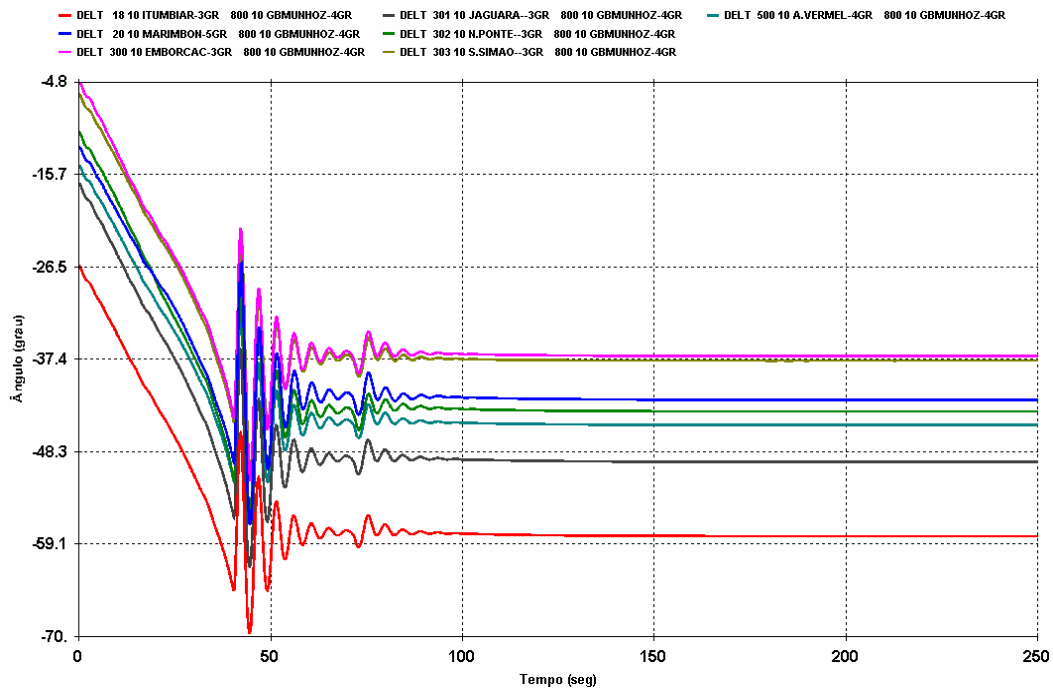


Figura 7.19 – Defasamento angular das máquinas da área Um em relação área Dois

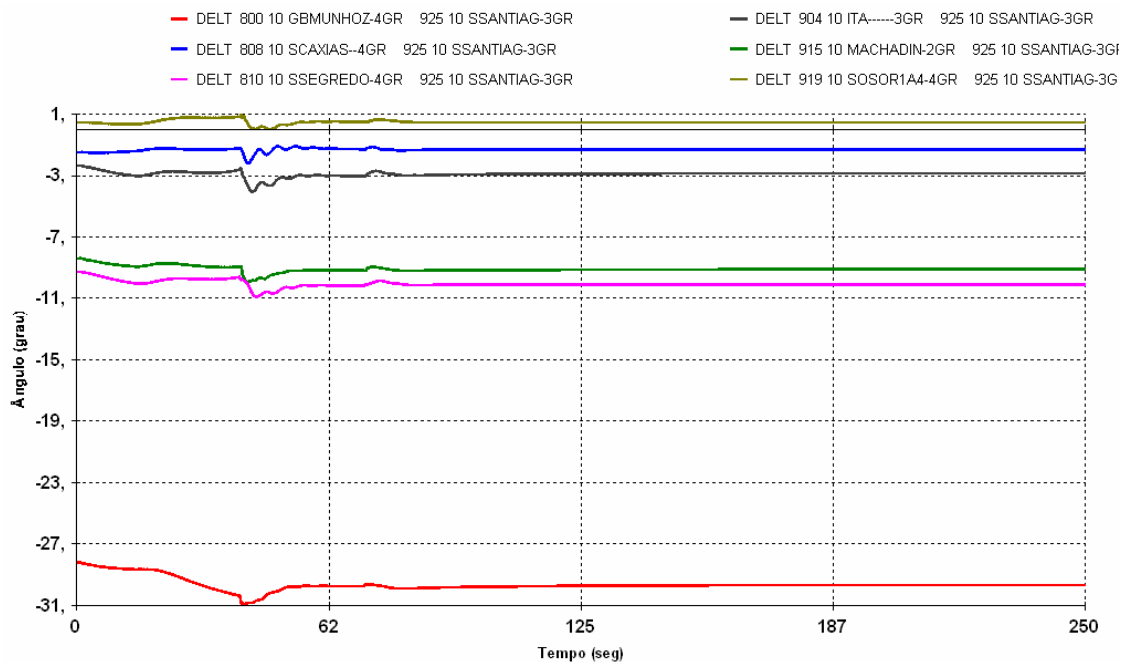
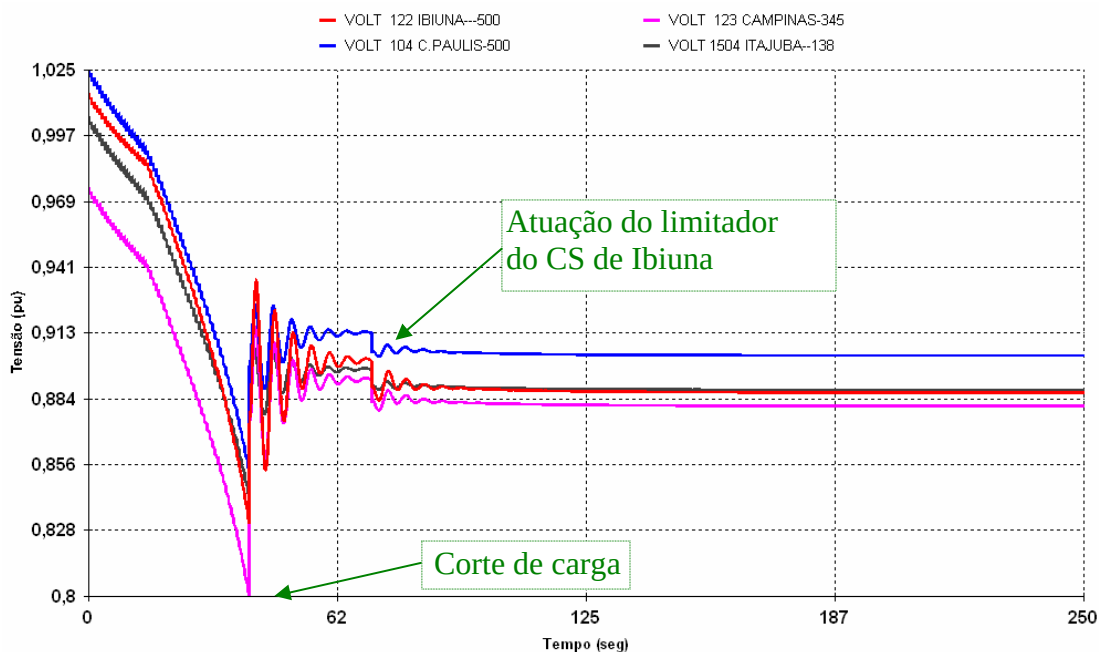


Figura 7.20 – Defasamento angular das máquinas da área Dois



**Figura 7.21 – Módulo da tensão em barramentos de carga da área Um**

Observa-se neste caso, que a atuação do relé de sub-tensão no esquema da situação-2A, que corta carga em determinadas barras, evitou o colapso. Porém a Figura 7.21 mostra que o corte foi efetuado apenas na barra de Campinas 345kV no montante de 50% da sua carga. Apesar desta ação, pode ser verificado ainda que os níveis de tensão nessas barras estão abaixo do valor desejado em contingência, precisando de medidas adicionais para retornar para um patamar de segurança.

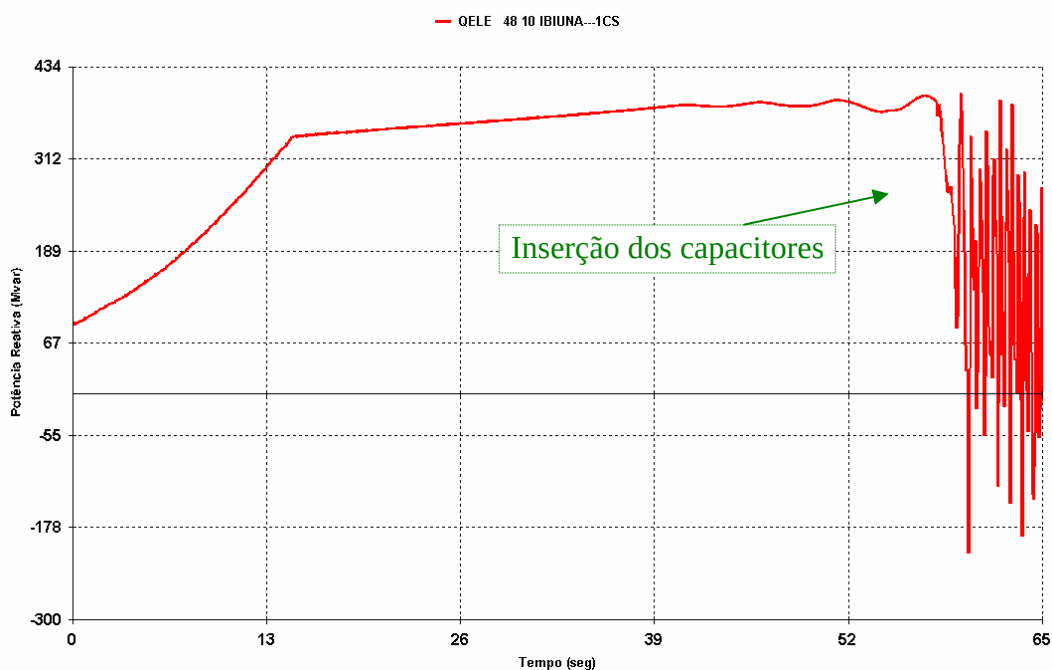
A seguir serão comentadas outras medidas corretivas que podem ser adotadas para tentar evitar o colapso de tensão. Elas envolvem ações de ligar capacitor ou desligar reator no sistema. Como neste caso, não havia nenhum reator ligado no sistema, foi realizada apenas a ação de ligar capacitor. Os capacitores foram ligados somente na área Um, porque esta área contém barras que apresentam menores valores de tensão. Os locais e montantes onde foram ligados são mostrados na Tabela 7.6.

**Tabela 7.6 – Locais e montantes de capacitores**

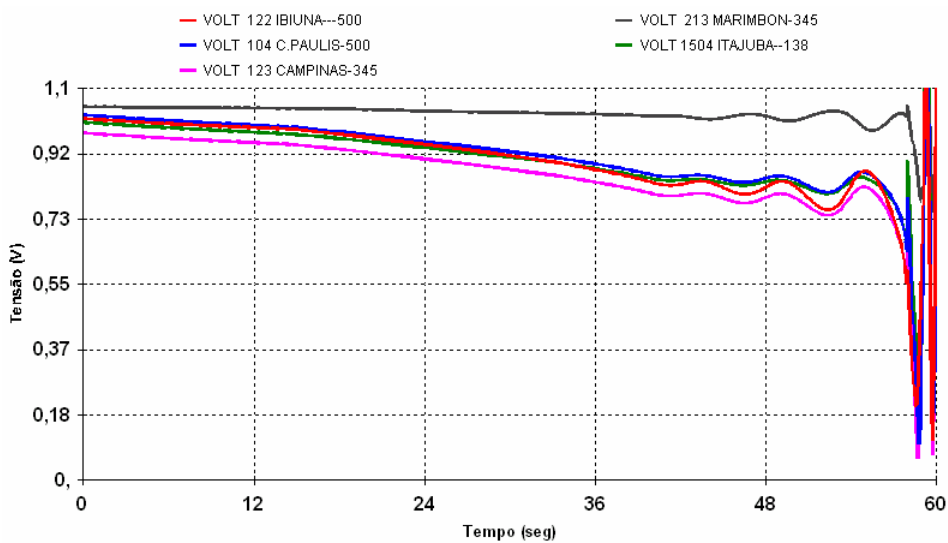
| Local               | Montante (Mvar) |
|---------------------|-----------------|
| Cach.Paulista 500kV | 200             |
| Ibiúna 500kV        | 200             |
| Itajubá 138kV       | 200             |
| Campinas 345kV      | 200             |
| Poços 345kV         | 200             |
| <b>Total</b>        | <b>1000</b>     |



A Figura 7.22 mostra o comportamento do compensador síncrono de Ibiúna quando da aplicação de rampa de carga no subsistema Sudeste, ligando capacitores para tentar evitar o colapso em 58 segundos de simulação, após atuação do limitador de sobrecarga do CS de Ibiúna. A Figura 7.23 mostra o comportamento das tensões para esta mesma situação.

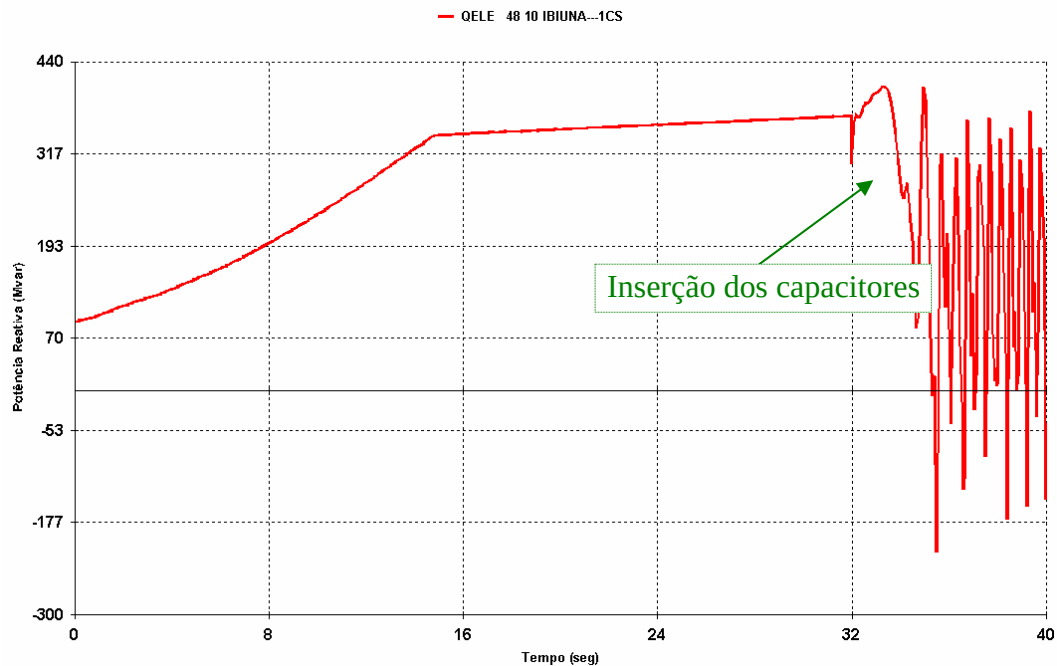


**Figura 7.22 – Potência reativa do CS de Ibiúna**

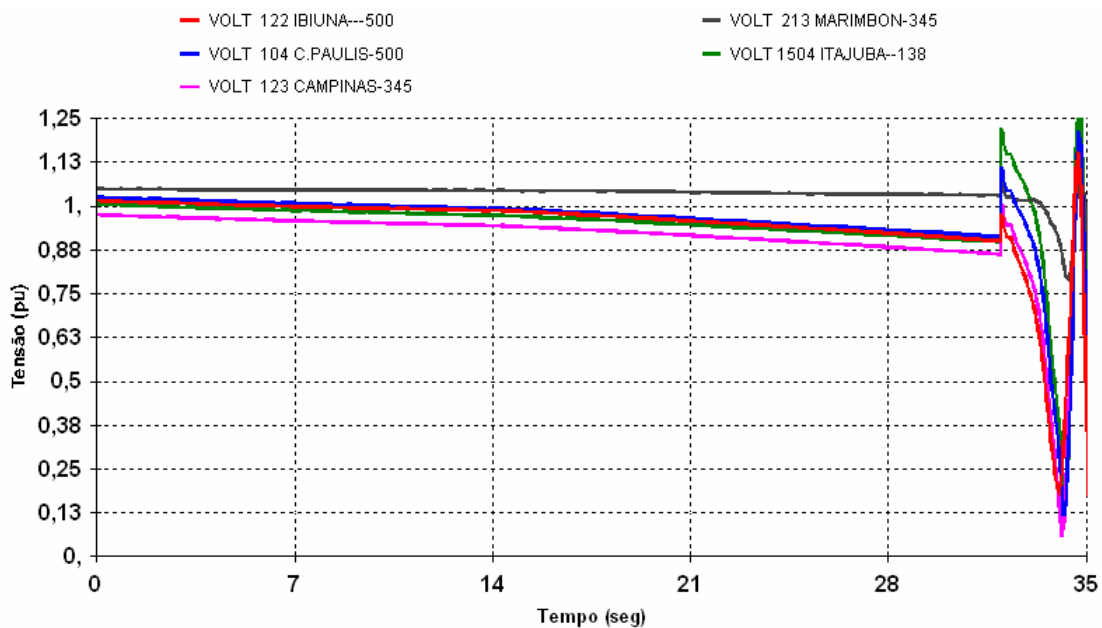


**Figura 7.23 – Tensão em barras de carga da área Um**

A Figura 7.24 mostra o comportamento do compensador síncrono de Ibiúna quando da aplicação de rampa de carga no subsistema Sudeste, ligando capacitores para tentar evitar o colapso em 32 segundos de simulação, durante o período de sobrecarga do CS de Ibiúna e antes da atuação do limitador. A Figura 7.25 mostra o comportamento das tensões para esta mesma situação.



**Figura 7.24 – Potência reativa do CS de Ibiúna**



**Figura 7.25 – Tensão em barras de carga da área Um**

Finalmente, na Figura 7.26 é mostrado o comportamento do compensador síncrono de Ibiúna quando da aplicação de rampa de carga no subsistema Sudeste, ligando capacitores para tentar evitar o colapso em 15 segundos de simulação, no início da sobrecarga do CS de Ibiúna.

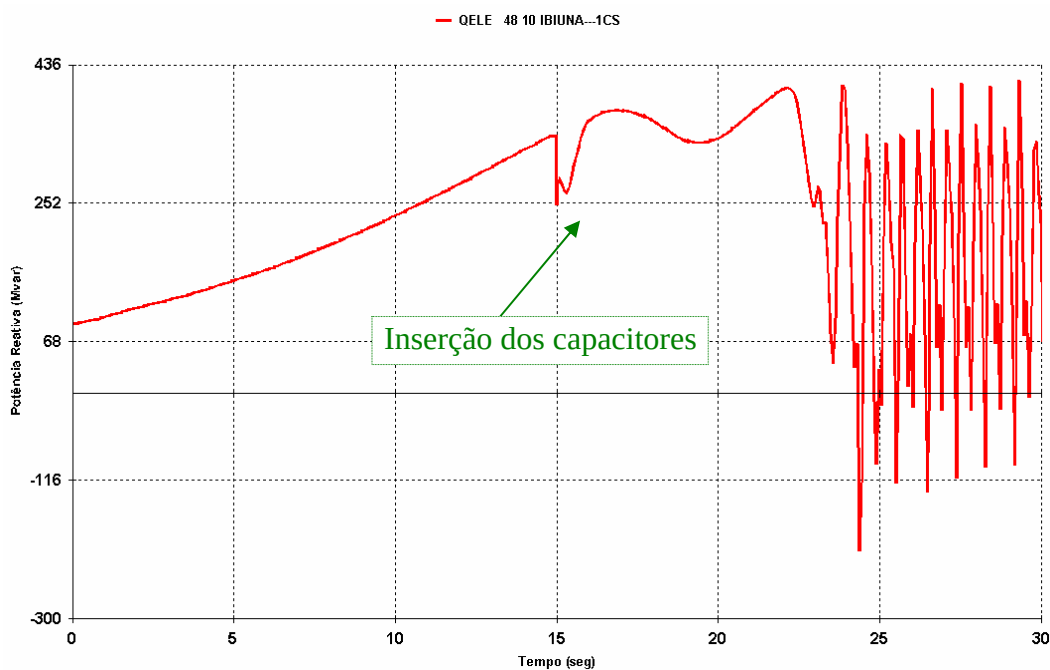


Figura 7.26 – Potência reativa do CS de Ibiúna

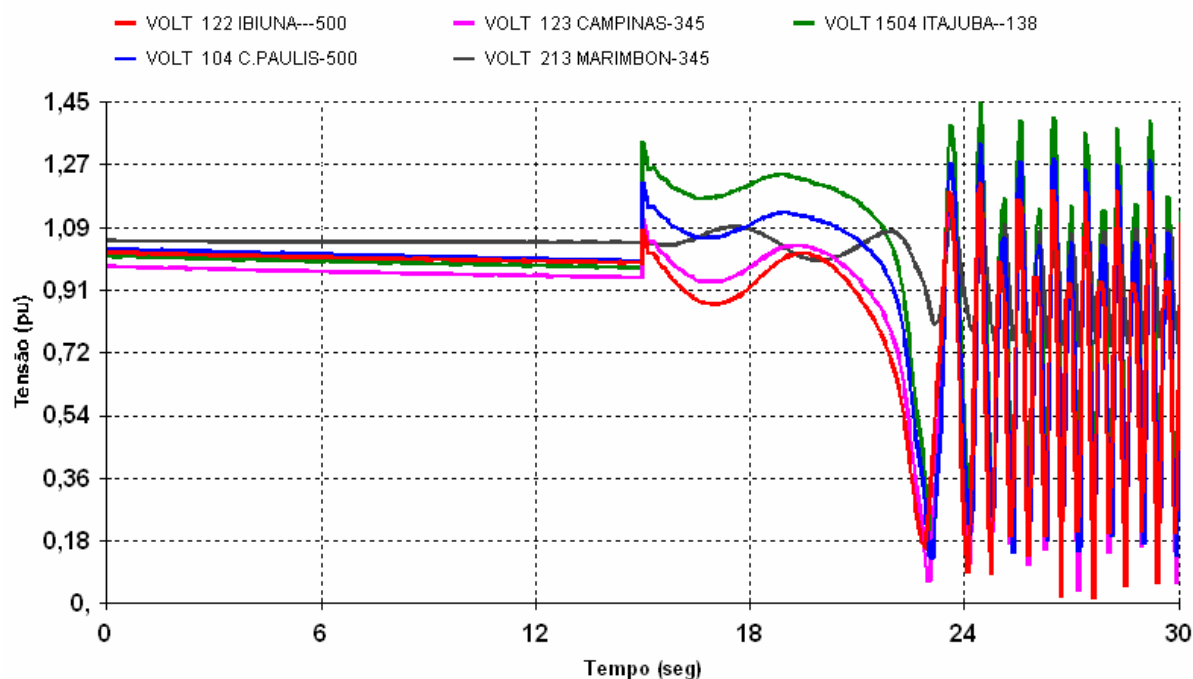


Figura 7.27 – Tensão em barras de carga da área Um

Observando as três situações de inserção de capacitores no sistema, temos que no primeiro caso, onde a inserção foi feita, após a atuação do limitador de sobre-excitação do síncrono, não surtiu efeito em razão das tensões já estarem em nível muito baixo. Como a potência reativa gerada pelo capacitor varia com o quadrado da tensão, quanto menor a tensão, menor é o reativo fornecido por esse elemento.

No segundo caso, também não se conseguiu recuperar a tensão a nível desejado. Houve uma pequena redução na sobrecarga do síncrono, mas como a carga ainda estava crescendo, esse acréscimo de potência reativa inserida no sistema não resolveu o problema. Observa-se que, quando são ligados os capacitores, ocorre uma sobretensão instantânea nessas barras, que podem acarretar a atuação da proteção de sobretensão, dependendo do ajuste.

No terceiro caso, também se observa a ocorrência de sobretensão instantânea nos pontos onde foram inseridos os capacitores e, cerca de 10 segundos depois o sistema entra em colapso. Este exemplo mostra que é importante conhecer a margem de crescimento de carga que o sistema suporta, sem ligar capacitor e ligando capacitor, de modo que as tensões nas barras permaneçam nos valores desejados, sendo esse o limite do sistema.

#### **7.4.3. Estudo de Máxima Transferência de Potência**

No planejamento da operação em regime dinâmico, estes estudos visam determinar medidas de segurança quando o sistema estiver operando próximo aos limites de transmissão.

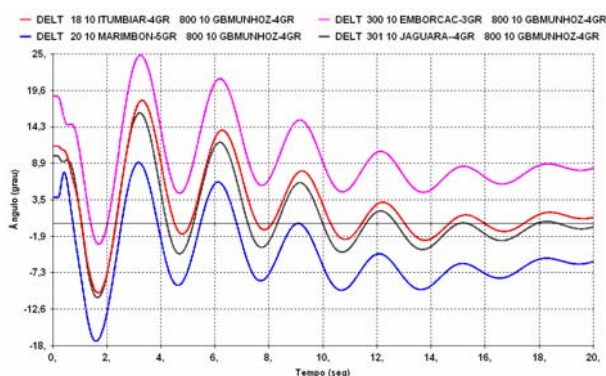
O objetivo é avaliar o desempenho dinâmico da interligação entre as áreas Sul-Sudeste do caso estudado no item 5.4.6 do Capítulo 5, cujo intercâmbio foi maximizado em condição normal através do FLUPOT. Naquele caso, buscou-se obter a máxima transferência de potência entre as áreas considerando a rede completa, sem provocar sobrecarga em equipamentos ou problemas no controle de tensão.

Na situação a ser avaliada, alto carregamento em linhas de interligação, é importante o estabelecimento de um limite de transmissão para que o sistema possa operar de modo a não cair em uma região de operação perigosa caso uma eventual contingência venha a ocorrer. Mesmo com adoção de medidas preventivas, esta situação de carregamentos

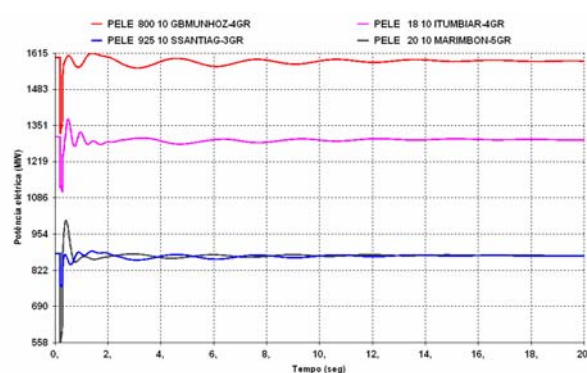
excessivos impõe uma redução nas margens de segurança do sistema, tornando-o mais vulnerável a interrupções de serviço.

Como segurança e economia são condições opostas, isso significa que a existência de sistemas totalmente seguros são inviáveis economicamente. Dessa forma, sempre existirá algum grau de risco em qualquer condição de operação.

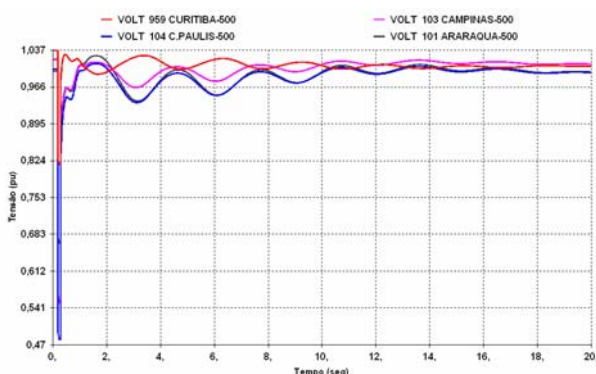
A seguir a comparação entre o caso inicial e o caso maximizado quando da eventual perda da LT 500 kV Ibiúna-Bateias C.1, considerando a mesma representação da carga usada no processo de maximização realizado no Capítulo 5, ou seja, 50% da potência ativa constante, 50% variando com o quadrado da tensão e 100% da potência reativa variando com o quadrado da tensão.



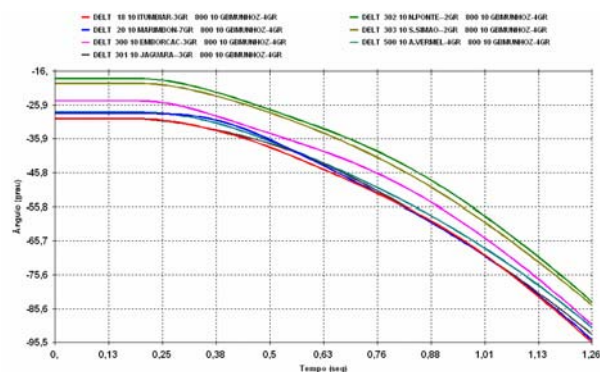
**Figura 7.28 – Variação angular dos rotores de Itumbiara, Marimbondo, Emborcação e Jaguará em relação a G.B.Munhoz**



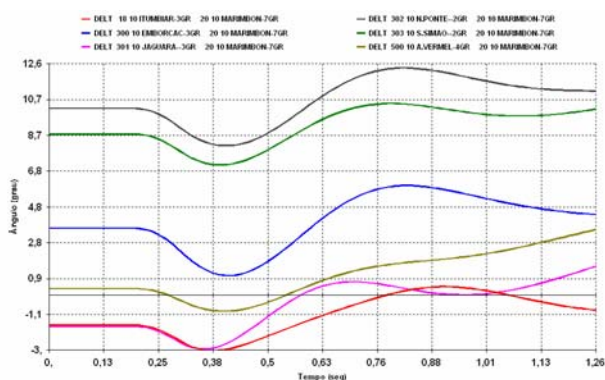
**Figura 7.29 – Potência elétrica de G.B.Munhoz, S.Santiago, Itumbiara e Marimbondo**



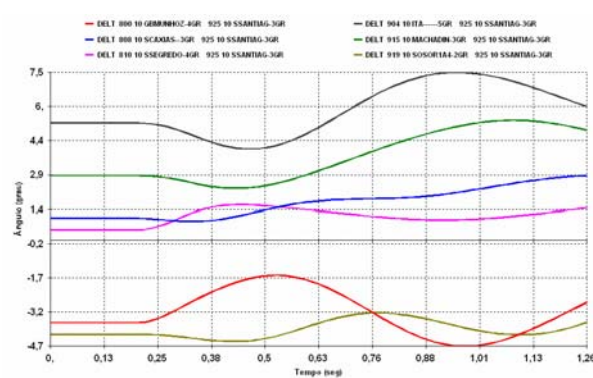
**Figura 7.30 – Tensão em Curitiba, C.Paulista, Campinas e Araraquara**



**Figura 7.31 – Variação angular dos rotores das máquinas do Sudeste em relação a G.B.Munhoz no Sul**



**Figura 7.32 – Variação angular dos rotores das máquinas do Sudeste em relação a Marimbondo no Sudeste**

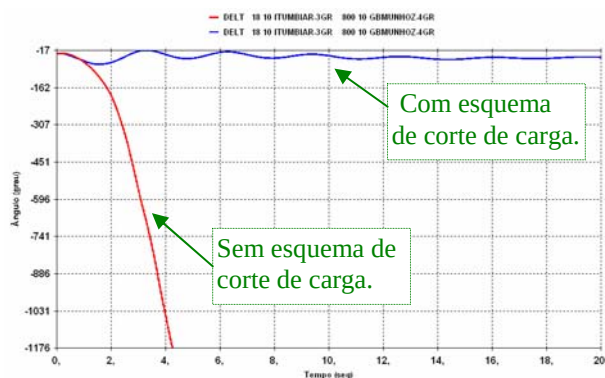


**Figura 7.33 – Variação angular dos rotores das máquinas do Sul em relação a S. Santiago no Sul**

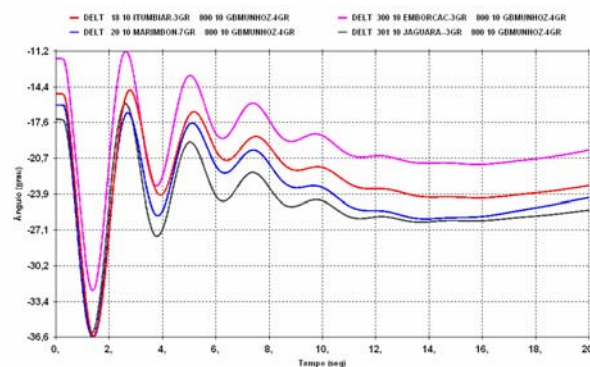
As Figuras 7.28, 7.29 e 7.30 mostram o comportamento dinâmico do sistema para a condição de carregamento na interligação do caso inicial. Observa-se que para este valor de intercâmbio, o sistema se mantém estável após a perda de uma das linhas da interligação.

Para o caso onde o carregamento foi maximizado, a Figura 7.31 mostra que o sistema perde a estabilidade quando ocorre a abertura de uma das linhas da interligação. Já as Figuras 7.32 e 7.33 mostram o comportamento dinâmico dos geradores de cada área em relação a uma referência na mesma área, antes do programa interromper a simulação do caso em 1,26 segundos pela abertura angular de mais de 360° graus entre as duas áreas. Observa-se nestas curvas um comportamento ligeiramente estável, indicando que o problema está na dificuldade de transmitir potência pela interligação devido às condições extremas de operação. Tais condições levam o sistema a operar com pouca margem de segurança, comprometendo seu desempenho.

Para o caso maximizado, foram avaliadas duas possibilidades de solução para o problema observado na Figura 7.31. A primeira, no âmbito do planejamento da operação, consiste da adoção de um esquema automático de proteção que corte carga na área Sudeste, quando da ocorrência da perda de uma das linhas de transmissão da interligação. Como exemplo, foi considerado um esquema de corte de carga que rejeita um montante de 30% da carga de Campinas e Cachoeira Paulista. A segunda possibilidade de solução, no âmbito do planejamento da expansão, consiste do uso de compensação série nas linhas Ibiúna-Bateias C.1 e C.2 no valor de 60% da reatância total da linha.



**Figura 7.34 – Variação angular dos rotores de Itumbiara em relação a G.B.Munhoz com e sem esquema**



**Figura 7.35 – Variação angular dos rotores de Itumbiara, Marimbondo, Emborcação e Jaguará em relação a G.B.Munhoz com compensação na interligação**

A Figura 7.34 mostra a comparação do caso maximizado sem o uso de esquema e com esquema de corte de carga. Nota-se que, naquele onde o esquema reduziu carga, o sistema ficou estável.

A Figura 7.35 mostra o efeito da compensação série, que diminui a impedância da linha, aproximando os dois subsistemas e aumentando a capacidade de transmissão das linhas. Observa-se que o sistema ficou estável, indicando que em linhas longas, com alta impedância, a instalação de compensação série pode ser uma boa solução no aumento da capacidade de transmissão.

A comparação feita entre o caso inicial e o caso maximizado, em condições de regime permanente e regime dinâmico, mostrou que a transmissão de potência através de linhas de transmissão está limitada principalmente pelo limite dinâmico.

#### **7.4.4. Influência dos Controladores na Estabilidade do Sistema**

Os controladores das máquinas síncronas são projetados para evitar o máximo possível a perda de sincronismo entre as máquinas, quando o sistema é submetido a impactos. Eles são projetados para suportar a maioria dos distúrbios que possam ocorrer no sistema, tais como contingências simples e algumas contingências múltiplas.

Contingências múltiplas mais severas caracterizadas como N-2, N-3, etc. podem provocar a instabilidade do sistema. Para superar este problema lança-se mão de esquemas de emergência que irão desligar geradores e/ou cargas para levar o sistema a uma condição onde os controladores restabelecerão a estabilidade do mesmo.

Para que o sistema possa ser capaz de manter o sincronismo durante e após uma perturbação, é importante que se disponha de equipamentos de controle tais como: regulador automático de tensão (RAT), regulador automático de velocidade (RAV) e estabilizador (ESP) implementados nos geradores. Individualmente, cada controlador tem sua função e em conjunto devem responder às solicitações do sistema buscando manter os geradores operando em sincronismo e o equilíbrio entre carga e geração, condições essenciais ao funcionamento de qualquer sistema elétrico de potência.

Neste exemplo, o objetivo é mostrar a influência exercida pelos controladores (RAT, RAV e ESP) sobre geradores, e os efeitos da presença ou da ausência destes controladores sobre a estabilidade transitória de sistemas elétricos de potência. Observando que, a estabilidade do sistema está associada ao comportamento do ângulo do rotor, da frequência e da tensão do sistema.

Para análise do problema, foi utilizado o caso-base do sistema-teste de 9 barras, com a tensão terminal dos geradores no valor de 1,050 pu. Essa medida operativa visou melhorar o perfil de tensão no sistema, aumentando as margens de operação e o suporte de potência reativa dos geradores. A carga foi representada considerando a potência ativa constante e a potência reativa variando com o quadrado da tensão.

A Tabela 7.7 apresenta a seqüência dos eventos aplicados, conforme a simulação. Os desenvolvimentos e as análises apresentadas neste item foram baseados principalmente nas referências [30, 31 e 32].

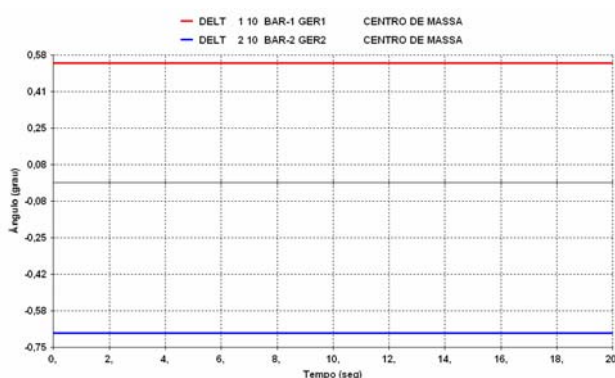


**Tabela 7.7 – Lista de simulações**

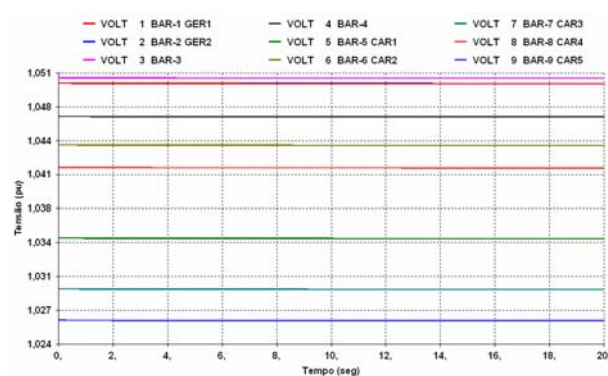
| Simulação | Descrição                                                                |
|-----------|--------------------------------------------------------------------------|
| 1         | Sistema sem distúrbio e sem controladores.                               |
| 2         | Sistema com distúrbio e sem controladores.                               |
| 3         | Sistema com distúrbio e RAT.                                             |
| 4         | Sistema com distúrbio, RAT e RAV.                                        |
| 5         | Sistema com distúrbio, RAT, RAV e ESP.                                   |
| 6         | Sistema com distúrbio, RAT, RAV e ESP com ganho alterado de 12 para 100. |

#### 7.4.4.1 Análise da simulação 1

Nesta situação, o sistema apresenta um comportamento de regime permanente, sem variações significativas nas grandezas de ângulo, frequência e tensão conforme mostra as Figuras 7.36 e 7.37. Como não houve distúrbios, não ocorreram variações nas grandezas do sistema e o equilíbrio entre a potência elétrica gerada pelas máquinas e a potência elétrica consumida pelas cargas mais as perdas nas linhas foi mantido. Essa simulação é importante para verificar se existe algum modelo ou dado errado nos controladores ou máquinas. Havendo algum erro ocorrerão variações nas grandezas observadas.



**Figura 7.36 – Variação angular dos rotores das máquinas 1 e 2 em relação ao centro de massa**



**Figura 7.37 – Tensão nas barras do sistema**

#### 7.4.4.2 Análise da simulação 2

Aplicando um curto-circuito monofásico através da inserção de um reator de 450 Mvar na barra 3 durante 100ms e removendo-o no mesmo instante da abertura da LT 3-5, resulta no comportamento mostrado na Figura 7.38 onde o distúrbio aplicado provocou a perda de estabilidade do sistema. Neste caso, a Figura 7.39 mostra que ocorre uma instabilidade de

tensão conduzindo ao colapso de tensão e a conseqüente perda de sincronismo entre as máquinas do sistema.

A Figura 7.40 mostra que a tensão de campo das máquinas permanece constante porque não existe regulador de tensão. Dessa forma não ocorre nenhuma ação do sistema de excitação para regular a tensão. Para um gerador sem sistema de excitação, a instabilidade acontece devido a insuficiência de torque sincronizante, provocando aumento do ângulo do rotor.

A Figura 7.41 mostra que ocorre redução da frequência do sistema, cujo valor nominal é de 60 Hz. Isso ocorre porque durante o período do distúrbio, a potência elétrica fornecida pelos geradores, mostrada na Figura 7.42 aumentou, enquanto que a potência mecânica aplicada ao eixo dos geradores, mostrada na Figura 7.43, permanece constante. Como as máquinas estão sem regulador de velocidade, nenhuma ação de controle para corrigir o desvio da frequência é realizada. Além disso, a representação da carga contribuiu para a queda da frequência, uma vez que a potência ativa da carga é mantida constante.

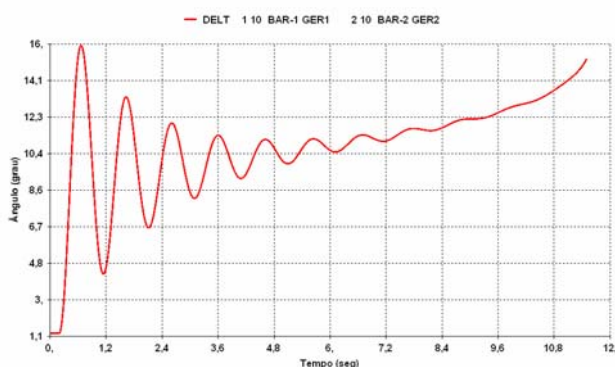


Figura 7.38 – Variação angular dos rotores da máquina 1 contra a máquina 2.

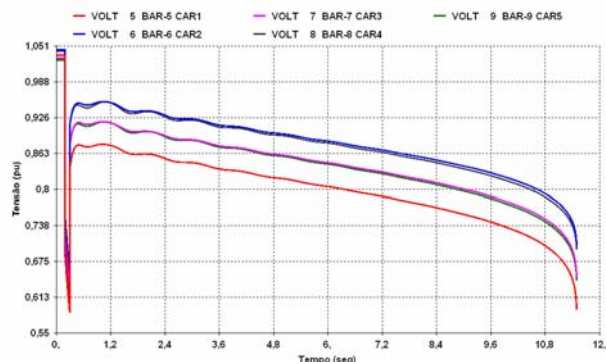


Figura 7.39 – Tensão nas barras de carga.

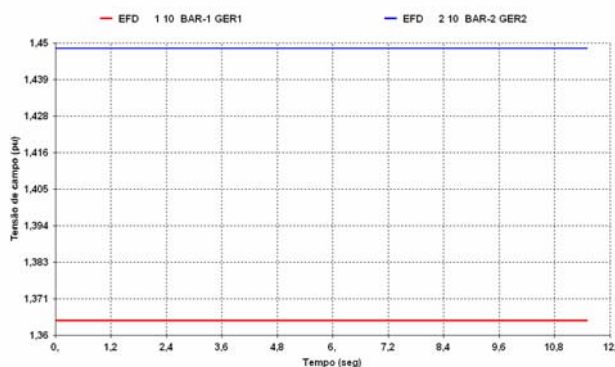


Figura 7.40 – Tensão de campo das máquinas.

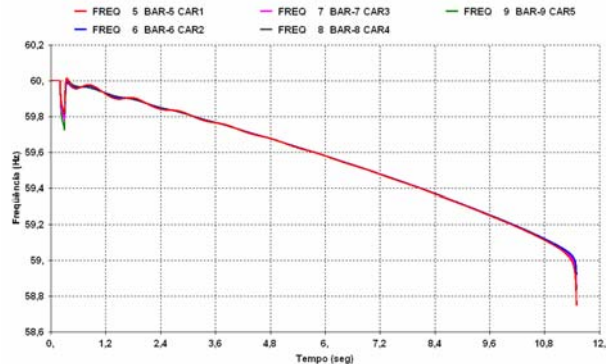


Figura 7.41– Frequência do sistema medida nas barras de carga.

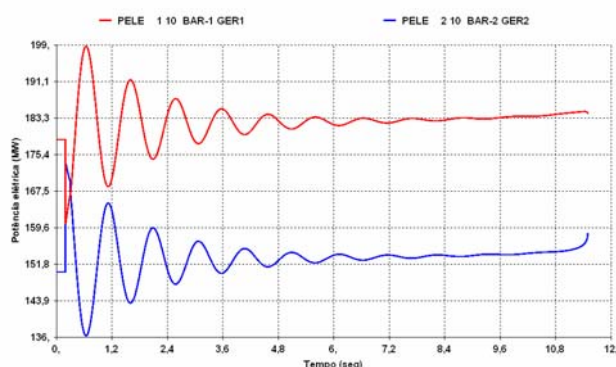


Figura 7.42 – Potência elétrica das máquinas 1 e 2.

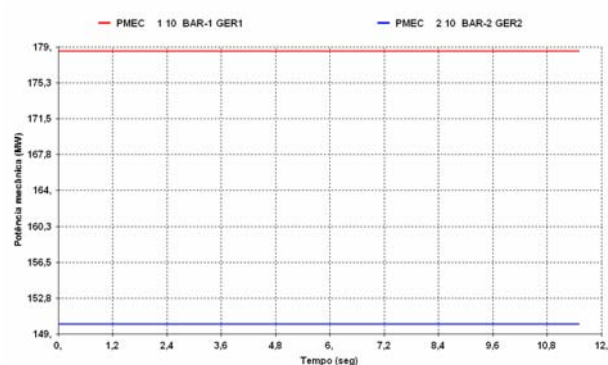


Figura 7.43 – Potência mecânica das máquinas 1 e 2.

### 7.4.4.3 Análise da simulação 3

Nesta simulação foi considerado o mesmo evento da simulação 2, incluindo nas máquinas ligadas as barras 1 e 2, um regulador de tensão cujo modelo e parâmetros encontra-se no Adendo I, item A-1.7 do Capítulo 3.

Observa-se na Figura 7.44 a influência da inclusão deste controlador. Ele fornece torque sincronizante e mantém a estabilidade do sistema, que pode ser vista na Figura 7.45, que compara o ângulo do rotor da máquina 1 em relação a máquina 2 obtido na simulação 2 (sem RAT) com o obtido na simulação 3 (com RAT).

Quanto às tensões mostradas na Figura 7.46, verifica-se que após os primeiros instantes de oscilações, retornam para um patamar próximo do seu valor inicial. Com relação à frequência, houve uma redução na taxa de queda, porém ainda sem controle efetivo, conforme mostra a Figura 7.47 que compara a frequência ocorrida na simulação 2 (sem RAT) com a frequência da simulação 3 (com RAT).

As Figuras 7.48 e 7.49 mostram o comportamento da potência elétrica e da potência reativa das máquinas respectivamente. Observa-se que a inclusão do RAT melhorou o comportamento da potência reativa fornecida pelas máquinas durante o período do distúrbio, por sua vez este controlador não tem influência na potência mecânica da máquina como mostrando na Figura 7.50.

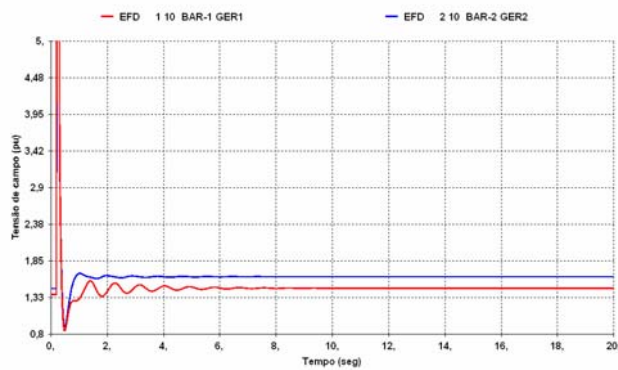


Figura 7.44– Tensão de campo das máquinas.

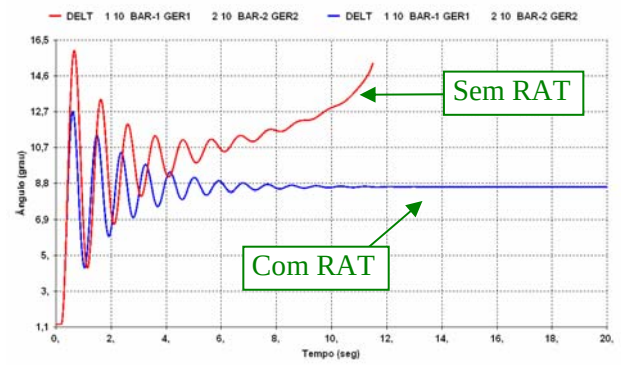


Figura 7.45 – Comparação da variação angular dos rotores da máquina 1 contra a máquina 2 com e sem regulador de tensão.

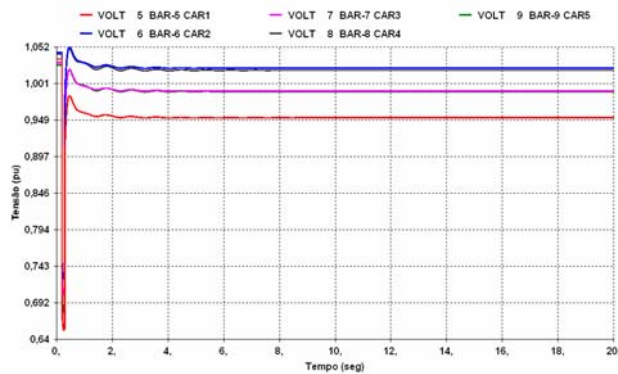


Figura 7.46 – Tensão nas barras de carga.

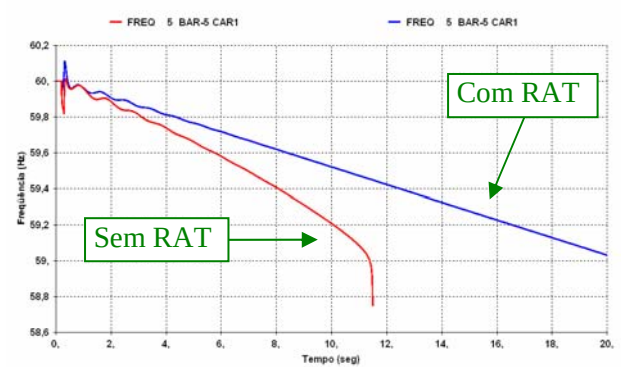


Figura 7.47 – Comparação do comportamento da frequência do sistema medida na barra 5 com e sem regulador de tensão.

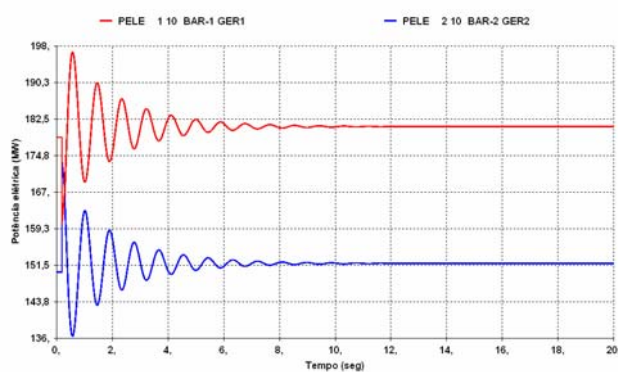


Figura 7.48 – Potência elétrica das máquinas 1 e 2.

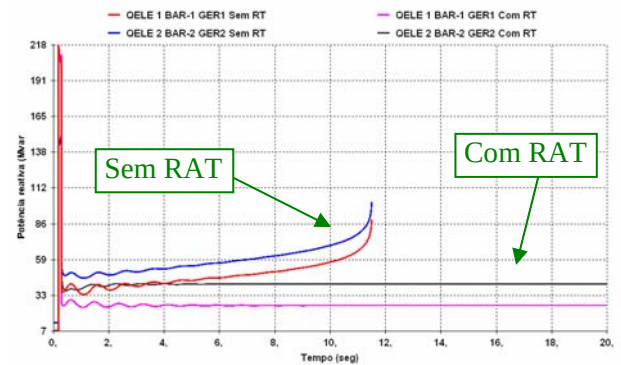


Figura 7.49 – Comparação da potência reativa das máquinas 1 e 2 com e sem regulador de tensão.

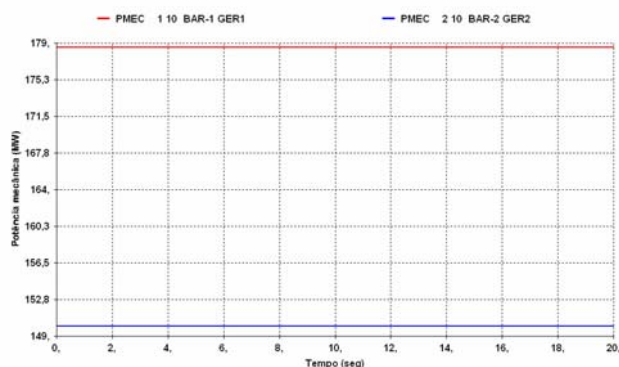


Figura 7.50 – Potência mecânica das máquinas 1 e 2.

#### 7.4.4.4 Análise da simulação 4

Com a mesma configuração da simulação 3, são acrescentados agora às máquinas ligadas às barras 1 e 2, os respectivos reguladores de velocidade, cujo modelo e parâmetros encontram-se no Adendo I, item A-1.8 do Capítulo 3.

Verifica-se então, que é obtido o controle da frequência do sistema como mostrado na Figura 7.51, onde é feita uma comparação da frequência ocorrida na simulação 3 (sem RAV) com a frequência da simulação 4 (com RAV). Observa-se que, após o regime transitório, a frequência estabiliza em torno do valor inicial (60Hz).

Como os reguladores de velocidade em turbinas hidráulicas não atuam no primeiro momento da perturbação, devido a constante de tempo da água ser grande, relacionada ao efeito de “Penstock” ou tempo de transitório hidráulico ( $T_w$ ), seu efeito se dá num tempo maior como mostrado na Figura 7.52. No início da resposta pode ser verificado que ocorre redução de potência na turbina da máquina 1, devido a turbina hidráulica ser de fase não mínima, que em vez de aumentar, a potência decresce inicialmente, para aumentar somente após certo tempo. Após este período o regulador de velocidade atua aumentando a potência mecânica e conseqüentemente a potência elétrica gerada pela máquina, como mostrado nas Figuras 7.52 e 7.53 respectivamente, na tentativa de restabelecer a frequência do sistema. Quando atinge a condição de regime permanente, a potência elétrica é igual a potência mecânica, não havendo mais variação de potência acelerante, como mostra a Figura 7.54.

Em seguida, são mostradas nas Figuras 7.55 e 7.56 as grandezas de ângulo e tensão, que comparadas em relação a simulação 3, não apresentaram variações significativas.



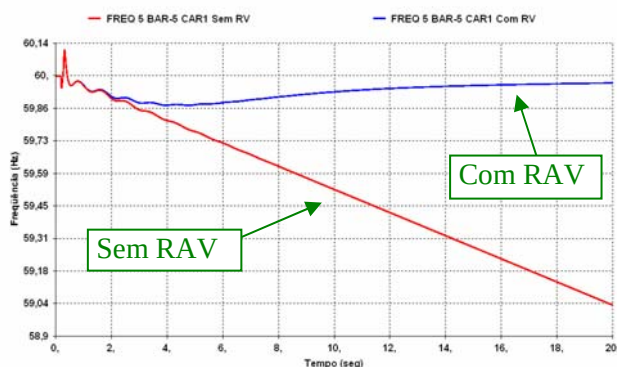


Figura 7.51– Comparação da frequência do sistema medida na barra 5 com e sem regulador de velocidade.

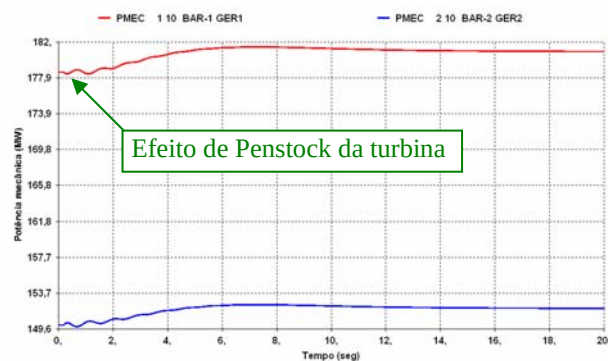


Figura 7.52– Potência mecânica das máquinas 1 e 2.

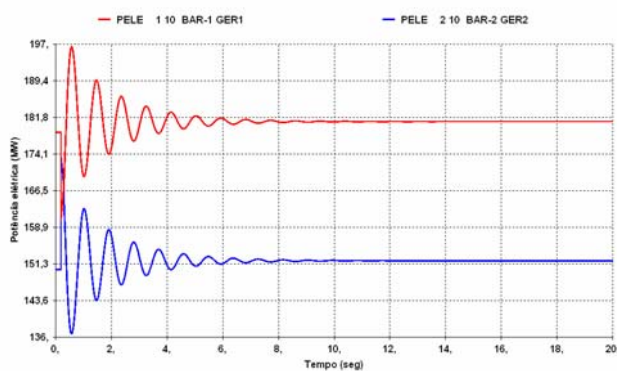


Figura 7.53 – Potência elétrica das máquinas 1 e 2.

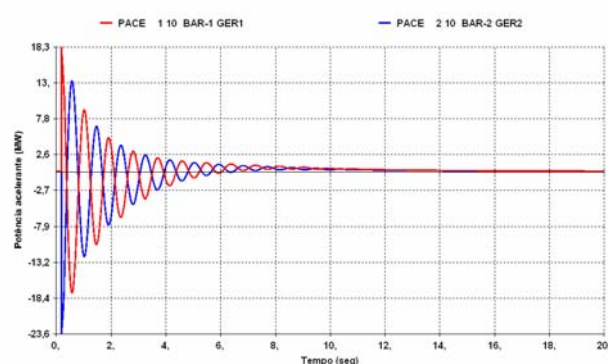


Figura 7.54 – Potência acelerante das máquinas 1 e 2.

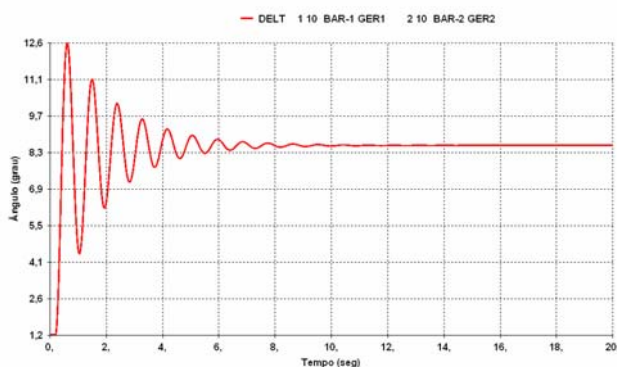


Figura 7.55 – Variação angular dos rotores da máquina 1 contra a máquina 2.

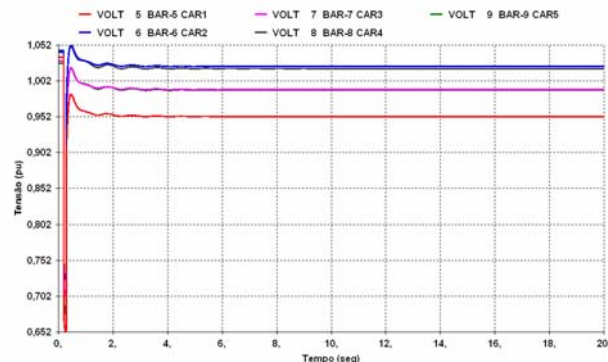


Figura 7.56 – Tensão nas barras de carga.

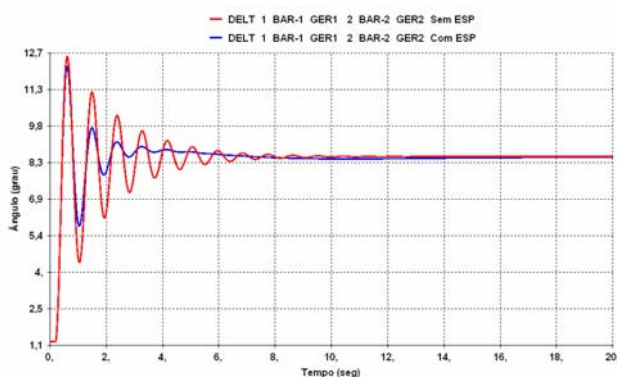
#### 7.4.4.5 Análise da simulação 5

Com a mesma configuração da simulação 4, são incluídos agora nas máquinas ligadas às barras 1 e 2, seus respectivos estabilizadores, cujo modelo e parâmetros encontram-se no Adendo I, item A-1.9 do Capítulo 3.

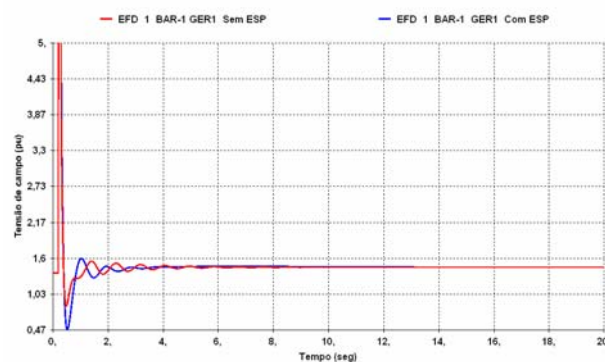
Observa-se claramente na Figura 7.57, o efeito da inclusão do estabilizador no amortecimento das oscilações. A diferença pode ser observada, comparando as respostas da variação angular relativa entre os rotores de ambas as máquinas na simulação 4 (sem estabilizador) e a atual (com estabilizador), ocorrendo um maior amortecimento, quando o estabilizador é implementado nas máquinas. As oscilações angulares amortecem em cerca de 4 segundos de simulação.

Na figura 7.58 é comparada a tensão de campo da máquina 1, ocorrida na simulação 4 (sem o estabilizador), em relação a atual (com estabilizador) que fornece sinal adicional estabilizante para aumentar o torque de amortecimento.

A figura 7.59 mostra o comportamento da potência elétrica, também comparada com a simulação 4 (sem o estabilizador) em relação a atual (com estabilizador). Observa-se claramente uma redução da oscilação de potência na máquina 1, devido à ação do estabilizador. Na Figura 7.60 é mostrada, nas mesmas condições de comparação, a tensão da barra 9, onde pode ser observado que o valor da tensão após os 20 segundos de simulação ficam praticamente iguais.



**Figura 7.57 – Comparação da variação angular dos rotores da máquina 1 versus máquina 2 com e sem estabilizador.**



**Figura 7.58 – Comparação da tensão de campo da máquina 1 com e sem o estabilizador.**

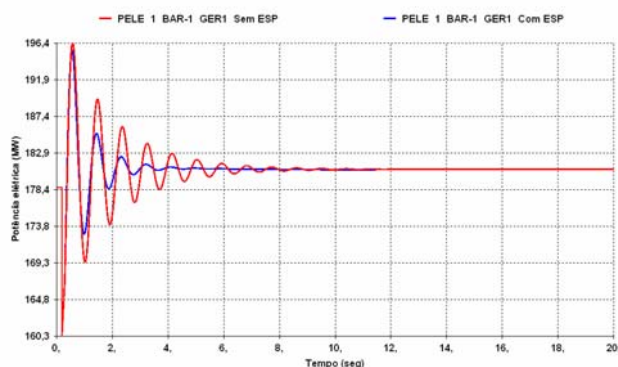


Figura 7.59 – Comparação da potência elétrica das máquinas 1 com e sem o estabilizador.

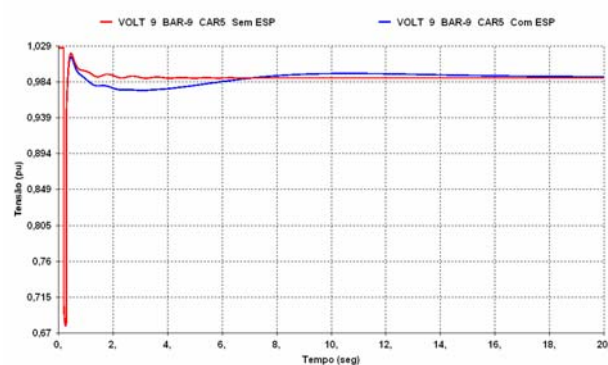


Figura 7.60 – Comparação da tensão da barra 9 com e sem estabilizador.

#### 7.4.4.6 Análise da simulação 6

Nesta análise, foi mantida a mesma configuração da simulação 5, sendo que o valor do ganho dos estabilizadores associados às máquinas 1 e 2 foram alterados de 12 para 100.

A Figura 7.61 mostra o efeito provocado pelo aumento elevado no ganho do estabilizador sobre o amortecimento das oscilações do sistema. Esta situação retrata a importância de ajustes adequados dos parâmetros do estabilizador, para se obter uma ação efetiva, evitando provocar uma instabilidade no sistema resultando em aumento das amplitudes de oscilações. Neste caso pode ser observado que o comportamento do ângulo das máquinas foi degradado.

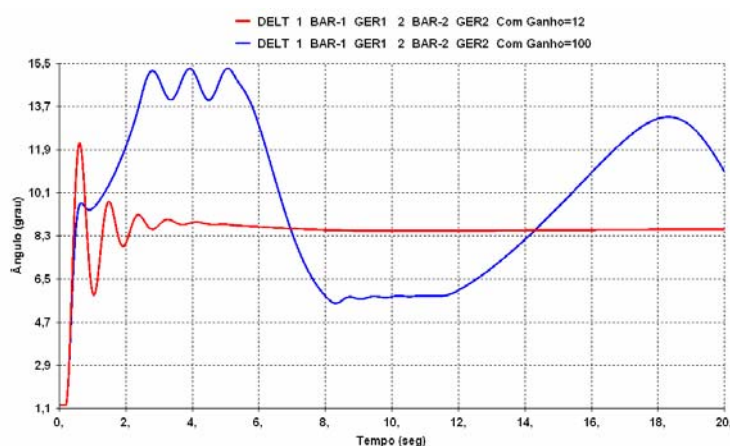


Figura 7.61 – Variação angular dos rotores da máquina 1 versus máquina 2 com ganho do estabilizador normal e elevado.

Com relação às análises realizadas, cabe ressaltar que, quando da análise de um sistema de grande porte, além dos controladores, outros fatos também influenciam no



desempenho e na análise da estabilidade transitória. Portanto, os resultados que foram mostrados nesses exemplos podem variar se as seguintes características forem consideradas:

- Tipo e duração do distúrbio;
- Topologia do sistema antes do distúrbio (indisponibilidade de elementos);
- Condições de carregamento e despacho antes do distúrbio;
- Características dinâmicas das máquinas.

## 7.5. SUMÁRIO

Estudos de natureza dinâmica ajudam na avaliação da robustez de um sistema, na determinação do quanto ele é capaz de suportar distúrbios sem perder o sincronismo e na determinação do limite dinâmico do sistema. Uma avaliação mais precisa depende da representação dos modelos dos equipamentos que influenciam no processo dinâmico. Nesse aspecto, a utilização dos modelos reais dos controladores se faz necessária, além da representação dos esquemas de proteção existentes.

O estudo de análise de contingências permitiu observar algumas situações onde foi necessário adotar medidas para restabelecer a estabilidade do sistema, realizar o controle de tensão, reduzir sobrecarga e estabelecer limite de intercâmbio. No estudo de colapso de tensão foi possível observar o surgimento do fenômeno e aplicar algumas medidas que afastassem o sistema do ponto de colapso para uma condição operativa aceitável. Porém, foi possível observar que apesar de ser um fenômeno lento no tempo, ele exige medidas rápidas e precisas, pois uma vez iniciado, a reversão do processo fica muito difícil. Por outro lado pode-se determinar a margem de aumento de carga que o sistema pode suportar sem entrar em colapso.

Além dessas, outras duas avaliações foram realizadas neste capítulo, exemplificando o uso dos sistemas-teste propostos de 9, 33 e 65 barras em estudos de rede operando em regime dinâmico transitório. As simulações realizadas encontram-se registradas nos arquivos dentro da pasta “Capítulo 7” no CD em apenso.