

## 4

### Cálculo de Equivalentes Dinâmicos

#### 4.1

##### Introdução

Com o elevado índice de expansão dos sistemas elétricos de potência, os frequentes aumentos nas interligações e o alto número de variáveis que envolvem a modelagem sofisticada do sistema, a sua representação para estudos de estabilidade transitória atingiu uma complexidade considerável.

A possibilidade de alguns distúrbios de grande porte se propagarem aos sistemas vizinhos torna necessária a representação completa do sistema interligado. Como visto, tal representação, quando realizada, apresenta custos muito elevados.

No entanto, a disponibilidade de computadores com uma capacidade maior de memória e o desenvolvimento de programas de simulação mais sofisticados reduziram o tempo gasto na execução de estudos de estabilidade.

O cálculo de equivalentes dinâmicos é uma ferramenta muito importante para auxiliar os estudos de estabilidade transitória através de simulações digitais no domínio do tempo, proporcionando uma redução considerável dos dados envolvidos na representação do sistema e conseqüentemente, uma redução importante no tempo de processamento. A utilização dos equivalentes dinâmicos possibilita também a redução do sistema visando estudos com simuladores em tempo real que têm capacidade limitada de representação [2].

Para realizar o cálculo de equivalentes dinâmicos é preciso fazer a subdivisão do sistema elétrico completo em duas partes: uma área em estudo, cujo comportamento dinâmico é de completo interesse e na qual todas as faltas devem ocorrer, e uma área externa que se deseja representar pelo equivalente dinâmico e cujo comportamento não é de interesse direto, mas apenas seus efeitos sobre a área em estudo.

O sistema em estudo é compreendido pelas barras do sistema interno e pelas barras de fronteira que estabelecem a conexão com o sistema externo.

O procedimento para formar equivalentes dinâmicos baseados em coerência envolve três etapas básicas: a identificação de grupos de geradores coerentes, a redução estática da rede e a agregação dinâmica de modelos de unidades geradoras, como mostrado na figura 4.1.

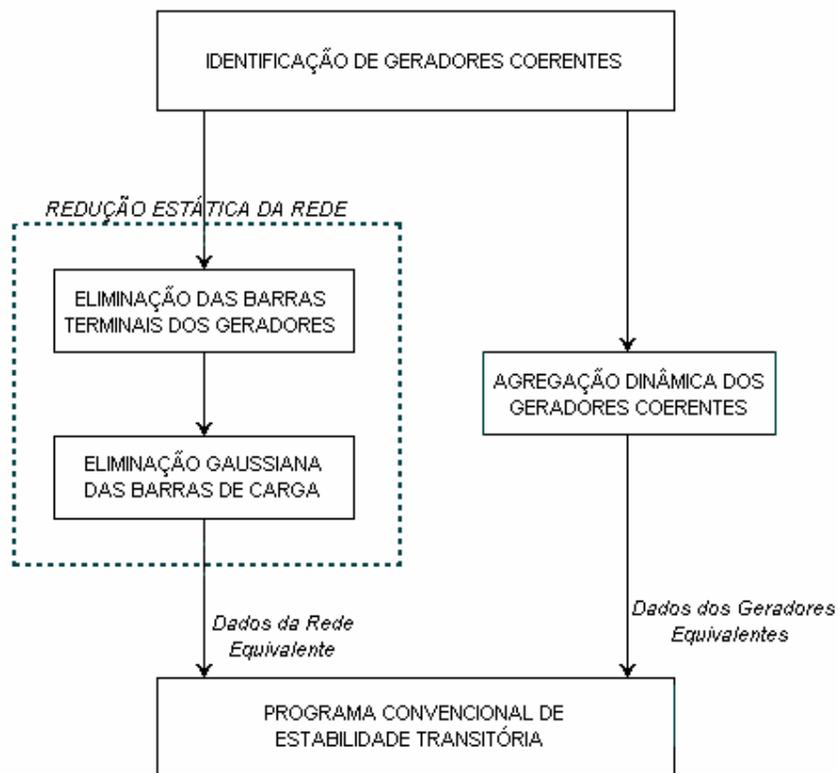


Figura 4.1 – Etapas básicas para o cálculo de equivalentes dinâmicos baseados em coerência.

O processo se inicia com a identificação de geradores coerentes para um dado distúrbio, seguida por duas etapas que independem entre si: a redução estática, que fornece dados da rede equivalente e a agregação dinâmica de geradores coerentes, que fornece dados dos geradores equivalentes. Então, os equivalentes dinâmicos são constituídos por dados de rede equivalente e de geradores equivalentes que podem ser utilizados diretamente nos programas convencionais de estabilidade transitória.

A etapa de agregação dinâmica foi tratada no capítulo 2. As etapas de identificação de geradores coerentes e a redução estática da rede serão abordadas brevemente a seguir.

## 4.2

### Identificação de geradores coerentes

Um sistema elétrico de potência em regime permanente, ao ser submetido a um distúrbio qualquer experimenta oscilações em suas variáveis de estado, até que o novo ponto de operação seja atingido. Definem-se como geradores coerentes aqueles que, para um período oscilatório, apresentam uma mesma velocidade angular e uma razão constante entre suas tensões complexas.

O problema de identificação de coerência pode ser solucionado através de métodos de simulação, utilizando análise no domínio do tempo de um modelo simplificado e linear do sistema de potência. Nesta dissertação serão utilizados os métodos no domínio do tempo que determinam a coerência baseados nas curvas de oscilação dos geradores.

Considerando que tanto a magnitude do distúrbio quanto o detalhamento dos modelos da unidade geradora não exercem uma influência considerável na formação dos grupos de geradores coerentes[12], é justificável a utilização de um modelo dinâmico linear. Portanto, as equações linearizadas da rede e o modelo clássico da máquina síncrona, podem ser utilizados para reduzir o esforço computacional sem perda significativa de precisão. Nesse modelo linear, o efeito do distúrbio pode ser reproduzido incrementando a potência mecânica dos geradores, num valor igual à potência de aceleração, durante o tempo de duração do mesmo.

No presente trabalho é utilizado o método de simulação linear (MSL-II), baseado no cálculo do desvio médio da velocidade angular dos geradores em cada intervalo de tempo da simulação, verificando-se a coerência dos geradores durante o período transitório [3].

### 4.2.1

#### Medida de coerência e algoritmo de agrupamento [22]

Para formar consistentemente os grupos de geradores coerentes, deve ser avaliada a diferença dos desvios de velocidade angular para cada par de unidades geradoras, em cada intervalo de tempo da simulação linear. A diferença máxima de velocidades angulares no período de simulação  $[0, T]$  é considerada uma boa medida de coerência. Conseqüentemente, o grau de coerência entre o  $i$ -ésimo e o  $j$ -ésimo geradores é medido pelo índice de frequência  $C_{ij}$ , em Hertz. Tal índice é dado pela equação (4.1).

$$C_{ij} = \max_{t \in [0, T]} |\Delta\omega_i(t) - \Delta\omega_j(t)| \times f_0 \quad (4.1)$$

Onde:  $i = 1, 2, \dots, n-1$  e  $j = i + 1, i + 2, \dots, n$ .

Ao final do processo de simulação, é obtida uma lista de medidas de coerência  $C_{ij}$ , que representa o máximo desvio de frequência entre cada par de geradores  $i$  e  $j$ . Esta lista é ordenada do par mais coerente para o menos coerente. A ordem das medidas determina a prioridade em agrupar determinados geradores no algoritmo e garante a unicidade dos grupos coerentes formados. Portanto, para um gerador  $k$  pertencer a um grupo de geradores coerentes pré-estabelecido  $G$ , ele deve ser coerente com todos os geradores deste grupo.

Um passo importante no algoritmo de agrupamento é a definição da tolerância, cuja escolha deve retratar a qualidade da coerência dos grupos formados. O valor absoluto da tolerância não garante bons resultados em termos de grupos coerentes e pode variar de um sistema para outro, inclusive no mesmo sistema dependendo das diferentes simulações do distúrbio. Assim, foi definido um índice de qualidade de coerência  $q$ , sendo representado pela equação (4.2).

$$q = \frac{(C_{ij}^{\max} - C_{ij})}{(C_{ij}^{\max} - C_{ij}^{\min})} \quad (4.2)$$

Onde:  $C_{ij}^{\max}$  e  $C_{ij}^{\min}$  são a maior e a menor medidas de coerência, respectivamente, sendo

$$q = 0 \text{ para } C_{ij} = C_{ij}^{\max}$$

$$q = 1 \text{ para } C_{ij} = C_{ij}^{\min}$$

Se o índice de qualidade de coerência diminui, cresce o número de geradores nos grupos coerentes.

### 4.3

#### Redução estática da rede

A redução estática da rede fornece os dados da rede equivalente, que junto com os dados dos geradores equivalentes, são utilizados nos estudos de estabilidade transitória. Esta etapa é sub-dividida em duas fases: substituição das barras terminais dos geradores coerentes por uma barra equivalente e eliminação gaussiana das barras de carga. Um equivalente estático bem calculado é fundamental para o melhor desempenho do equivalente dinâmico.

A eliminação das barras terminais dos geradores coerentes é feita utilizando-se a formulação REI [23], transferindo para uma barra fictícia R os geradores coerentes de cada grupo.

Na etapa seguinte são eliminadas as barras terminais dos geradores coerentes e as barras de carga do sistema externo, utilizando-se a redução gaussiana. São preservadas as barras R terminais dos geradores equivalentes e as barras terminais dos geradores não-coerentes.

#### 4.3.1

##### Formulação REI

O equivalente REI consiste na interligação de nós ativos de um sistema a uma malha do tipo radial (R), equivalente (E) em um nó e independente (I) do restante da rede. O método não apresenta perdas na malha REI e preserva a

identidade dos geradores como fontes de tensão controlada. As figuras 4.2 e 4.3 apresentam a idéia do método.

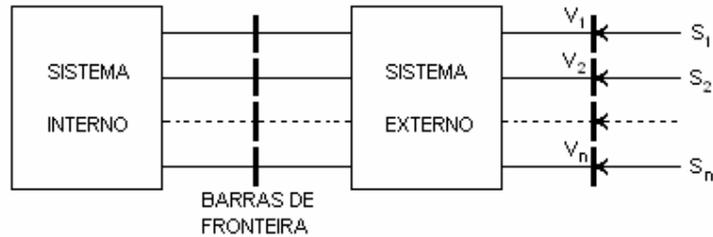


Figura 4.2 – Sistema original mostrando um grupo de barras a serem substituídas por uma barra equivalente.

A figura 4.2 mostra uma rede com  $n$  barras ativas a serem eliminadas, com injeções de potência complexa ( $S_i$ ) e tensões complexas ( $V_i$ ), que serão conectadas à malha REI. Como mostrado na figura 4.3, a malha REI conectada às  $n$  barras ativas possui uma barra ativa ( $R$ ) com uma injeção equivalente ( $S_R$ ), que representa a soma das  $n$  injeções do grupo coerente.

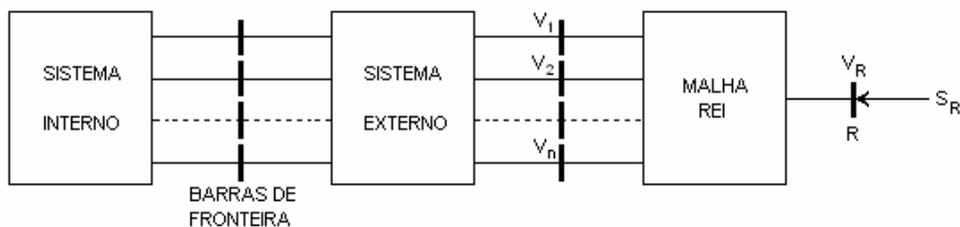


Figura 4.3 – Malha REI conectada ao grupo de barras ativas.

As  $n$  barras ativas do grupo coerente são transformadas em barras passivas após a inserção da malha REI. Com isso, todas as barras passivas da malha REI e do sistema externo, podem ser eliminadas através da redução gaussiana, sem afetar o ponto de operação das barras remanescentes da rede original. A figura 4.4 apresenta uma rede em estrela, composta por elementos passivos, que atende aos requisitos de uma malha REI. Arbitrando o valor da tensão complexa ( $V_G$ ),

correspondente à barra passiva G, os demais elementos da malha REI podem ser determinados.

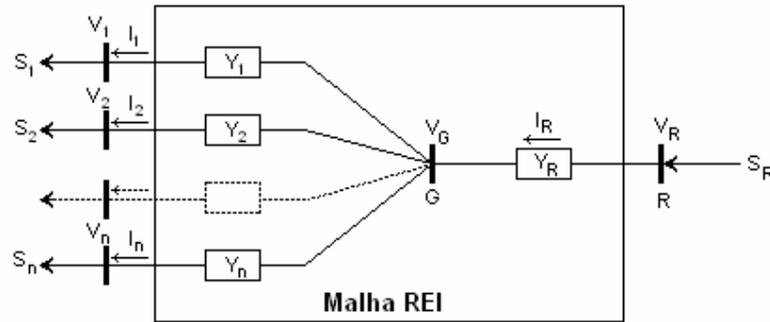


Figura 4.4 – Malha REI com configuração estrela.

De acordo com a figura 4.4, as injeções de corrente  $I_i$  nas  $n$  barras do sistema original, a corrente  $I_R$  e a potência  $S_R$  injetada na barra R são calculadas pelas seguintes equações:

$$I_i = \frac{S_i^*}{V_i^*} \quad (4.3)$$

$$I_R = \sum_{i=1}^n I_i \quad (4.4)$$

$$S_R = \sum_{i=1}^n S_i \quad (4.5)$$

A partir dos resultados das equações (4.3) a (4.5), a tensão na barra R pode ser determinada pela equação (4.6).

$$V_R = \frac{S_R}{I_R^*} \quad (4.6)$$

Os valores das admitâncias  $Y_i$  e  $Y_R$  são, respectivamente,

$$Y_i = \frac{I_i}{V_G - V_i} \quad (4.7)$$

$$Y_R = \frac{I_R}{V_R - V_G} \quad (4.8)$$

Quando  $V_G = 0$ , os valores das admitâncias  $Y_i$  e  $Y_R$  da malha REI tornam-se dependentes apenas da potência injetada e do módulo da tensão, como mostrado nas equações (4.9) e (4.10).

$$Y_i = -\frac{S_i^*}{|V_i|^2} \quad (4.9)$$

$$Y_R = \frac{S_R^*}{|V_R|^2} \quad (4.10)$$

#### 4.4

##### Desempenho dos equivalentes dinâmicos

A metodologia para o cálculo de equivalentes dinâmicos baseados em coerência será avaliada no sistema teste New England (figura 3.1). Os cálculos de fluxo de potência e a redução estática da rede foram feitos com o auxílio do programa ANAREDE [24], e os estudos de estabilidade transitória no programa ANATEM [17]. Para o propósito do presente trabalho, as unidades geradoras são

representadas pelos modelos de máquina síncrona, turbina e regulador de velocidade. O modelo de máquina síncrona é de pólos salientes e considera os efeitos subtransitórios (modelo 02 do Anatem).

As barras 2, 26 e 39 foram consideradas como fronteira, a área acima das barras de fronteira corresponde ao sistema interno (área de interesse para o estudo e onde as faltas ocorrem) e o restante do sistema corresponde ao sistema externo, que será substituído pelo equivalente.

Os testes apresentados a seguir foram feitos considerando-se a aplicação de curto-circuito trifásico na barra 29 e na barra 25 do sistema interno, com uma duração de 67 milissegundos. Foram estudados os comportamentos dos geradores do sistema interno (1, 8, e 9), comparando-se as curvas de oscilação angular e potência elétrica desses geradores, obtidas com o sistema completo e com o sistema equivalente. O gerador 10 foi considerado como referência angular. Curvas de tensão em barras de carga também são apresentadas.

Com o intuito de mostrar a influência da representação de turbinas e reguladores de velocidade nos estudos de estabilidade, é simulado um incremento de carga de 15 MW na barra de carga 29 do sistema teste. As Figura 4.5 e 4.6 apresentam, respectivamente, as curvas de oscilação angular e da frequência do gerador 9, para as situações com e sem turbina e regulador de velocidade.

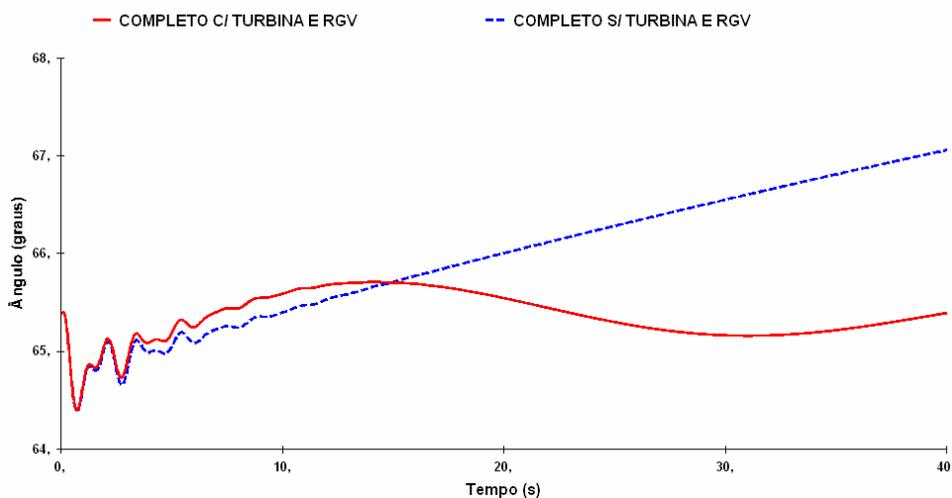


Figura 4.5 – Curvas de oscilação do gerador 9 obtidas com o sistema completo para as situações com e sem turbinas e reguladores de velocidade.

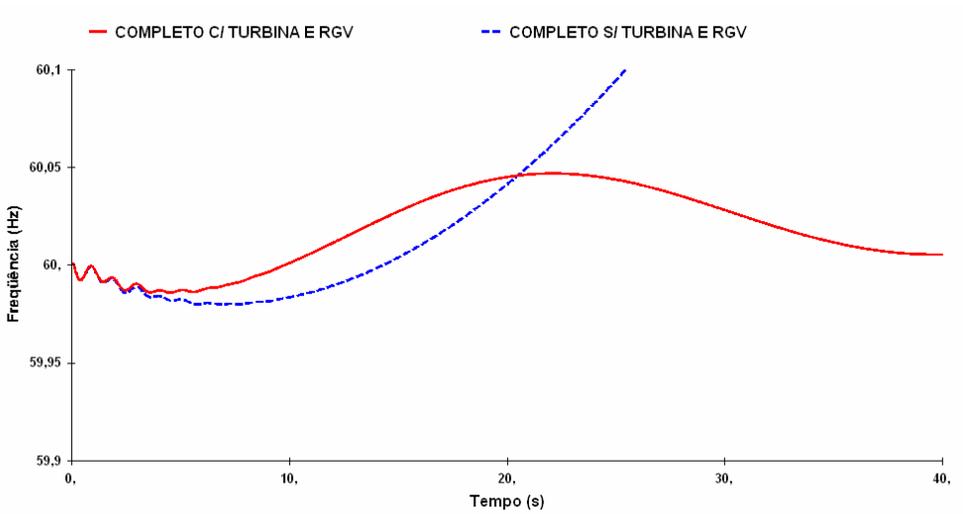


Figura 4.6 – Curvas de frequência do gerador 9 obtidas com o sistema completo para as situações com e sem turbinas e reguladores de velocidade.

As curvas de oscilação angular e frequência do gerador 9 são apresentadas, respectivamente, nas Figuras 4.7 e 4.8, e mostram o desempenho do equivalente calculado em comparação com o sistema completo.

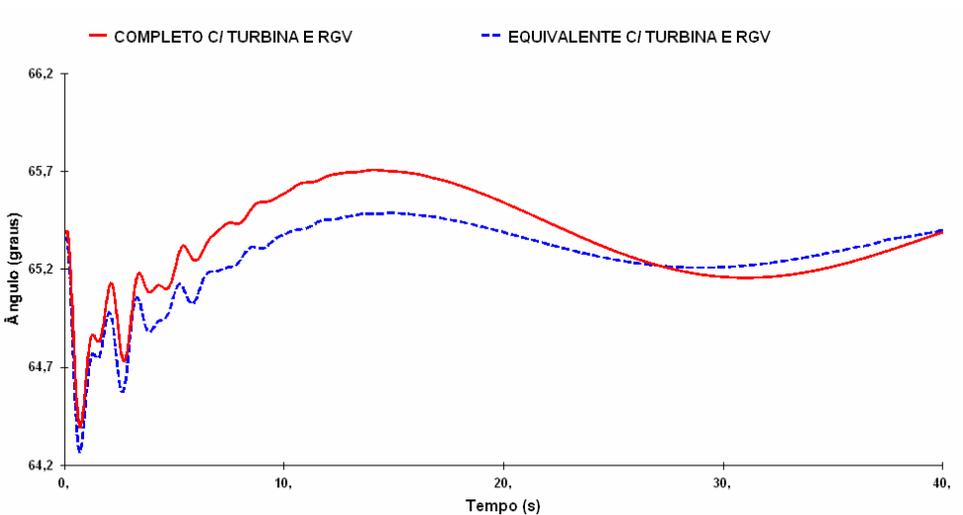


Figura 4.7 – Curvas de oscilação do gerador 9 para curto-circuito trifásico aplicado na barra 29 ( $q=90\%$ ) – sistema completo x sistema equivalente.

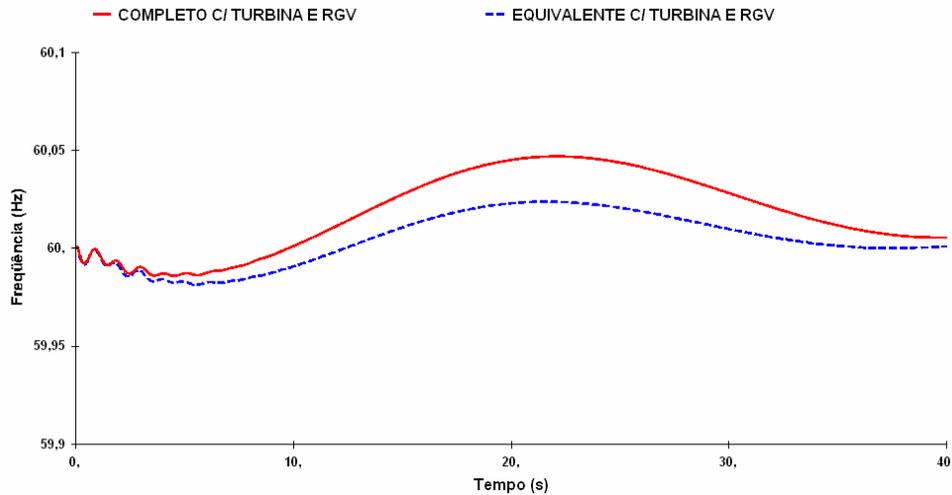


Figura 4.8 – Curvas de frequência do gerador 9 para curto-circuito trifásico aplicado na barra 29 ( $q=90\%$ ) – sistema completo x sistema equivalente.

A seguir são apresentados os testes realizados considerando os modelos 02, 03, 03a e 05 de turbina e regulador de velocidade.

**Teste 1:** Este teste também mostra a influência da representação de turbinas e reguladores de velocidade no desempenho dos sistemas completo e equivalente. As figuras 4.9 e 4.10 apresentam as curvas de oscilação angular do gerador 1 para este caso, considerando um curto-circuito trifásico aplicado na barra 29 ( $q=90\%$ ), com a formação dos grupos coerentes (6,7) e (2,3).

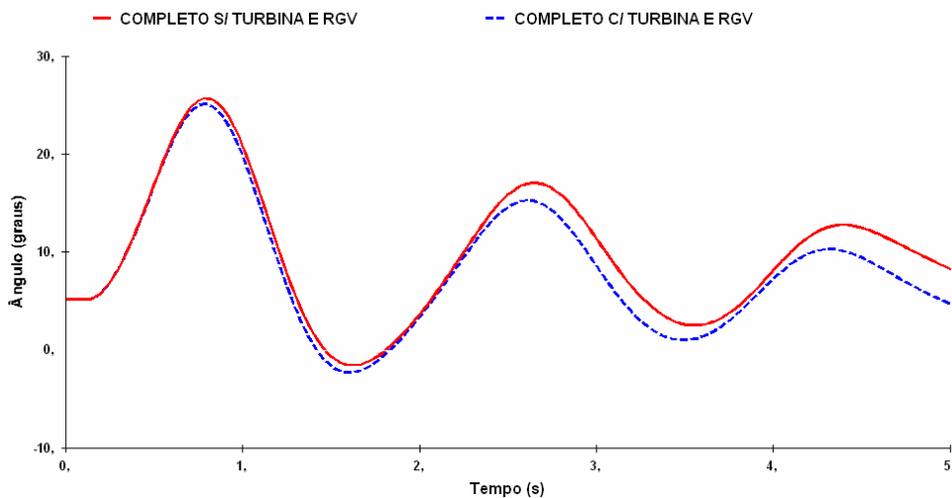


Figura 4.9 – Curvas de oscilação do gerador 1 obtidas com o sistema completo para as situações com e sem turbinas e reguladores de velocidade (Modelo 02).

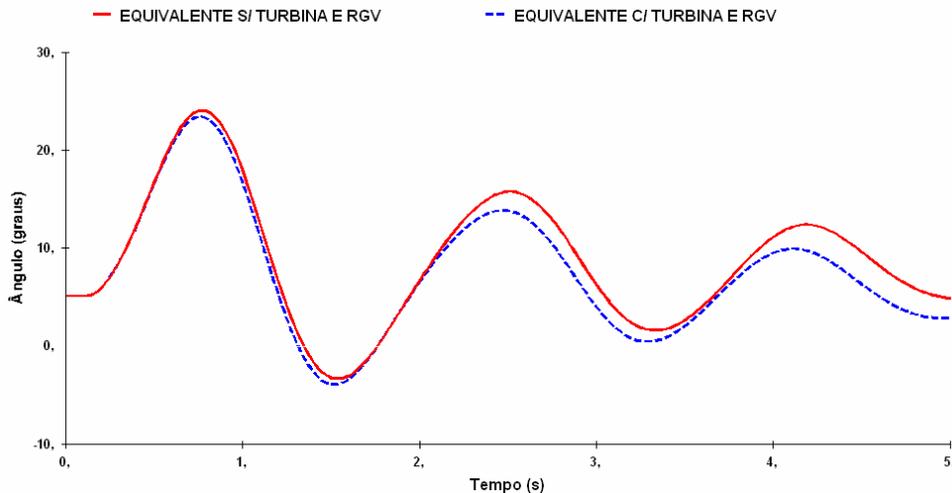


Figura 4.10 – Curvas de oscilação do gerador 1 obtidas com o sistema equivalente para as situações com e sem turbinas e reguladores de velocidade (Modelo 02).

**Teste 2:** Sejam os grupos coerentes (6,7) e (2,3) obtidos para um curto-circuito trifásico na barra 29 ( $q=90\%$ ), eliminado com corte de 20% da carga. Neste caso as unidades geradoras 2 e 6 são equipadas com modelo 05 de turbina e regulador de velocidade e as unidades 3 e 7 com o modelo 02. O equivalente é representado pelo modelo 02.

As figuras 4.11, 4.12 e 4.13 mostram o desempenho dos sistemas completo e equivalente, comparando as curvas de oscilação angular do gerador 8, potência elétrica do gerador 1 e tensão na barra de carga 26.

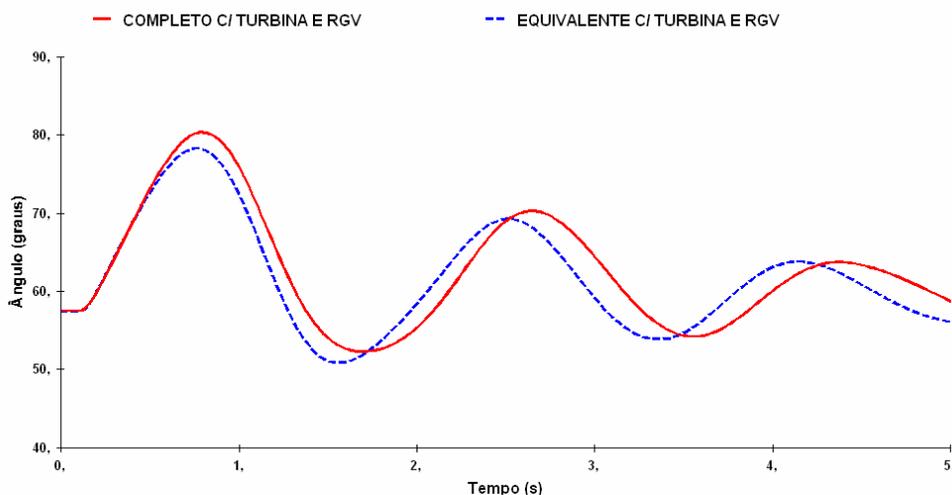


Figura 4.11 – Curvas de oscilação do gerador 8 para curto-circuito trifásico aplicado na barra 29 ( $q=90\%$ ) – sistema completo x sistema equivalente.

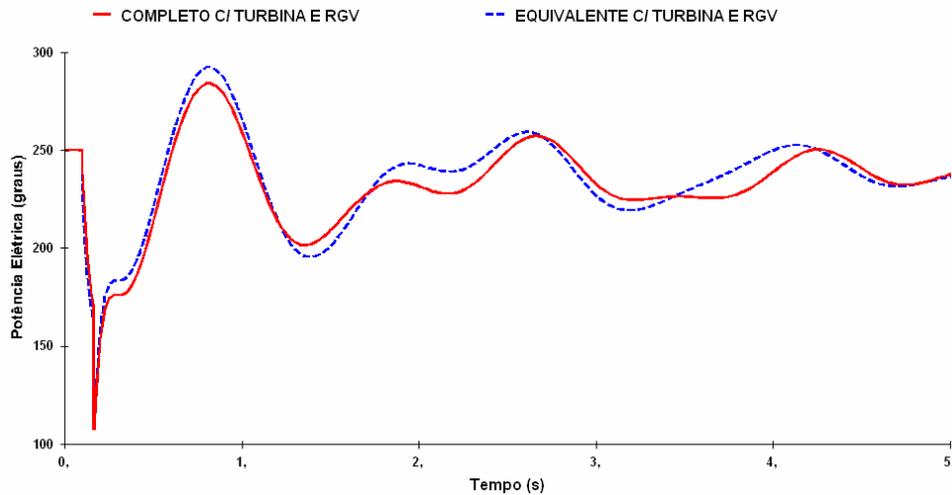


Figura 4.12 – Curvas de potência elétrica do gerador 1 para curto-circuito trifásico aplicado na barra 29 ( $q=90\%$ ) – sistema completo x sistema equivalente.

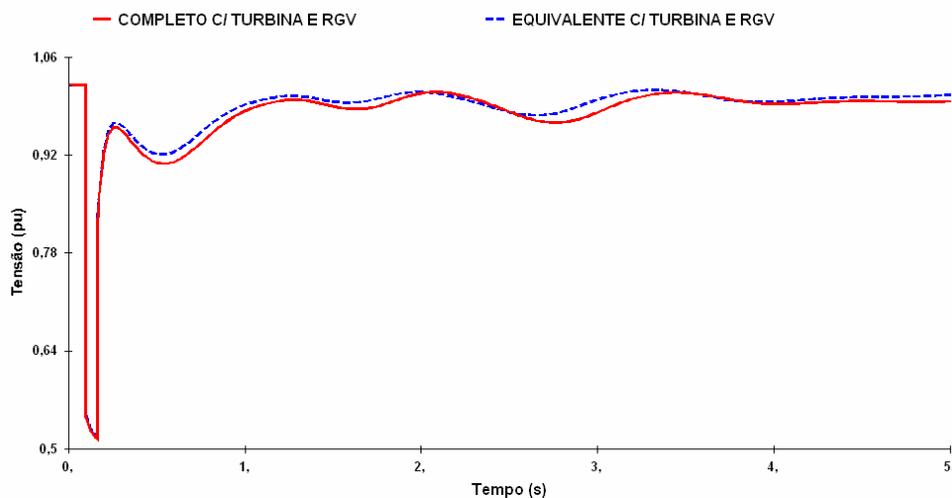


Figura 4.13 – Curvas de tensão na barra de carga 26 para curto-circuito trifásico aplicado na barra 29 ( $q=90\%$ ) – sistema completo x sistema equivalente.

As figuras 4.14, 4.15 e 4.16, apresentadas a seguir, mostram o desempenho dos sistemas completo e equivalente, comparando as curvas de oscilação angular do gerador 8, potência elétrica do gerador 1 e tensão na barra de carga 26 ao se incluir na representação das unidades geradoras individuais e equivalentes do sistema os modelos de reguladores de tensão (RGT) e de estabilizadores de

sistemas de potência (EST). Pode-se observar a influência da representação de tais equipamentos na estabilidade transitória.

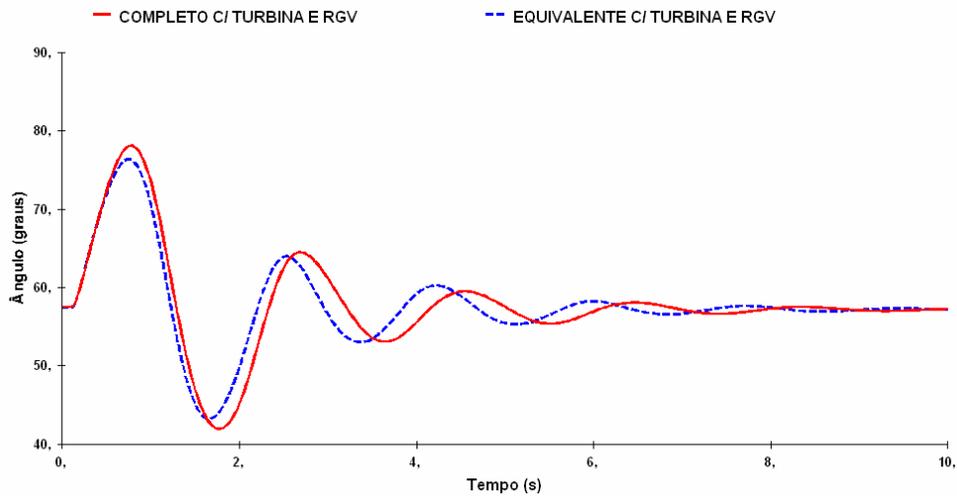


Figura 4.14 – Curvas de oscilação do gerador 8 para curto-circuito trifásico aplicado na barra 29 ( $q=90\%$ ) – sistema completo x sistema equivalente. RGT e EST considerados.

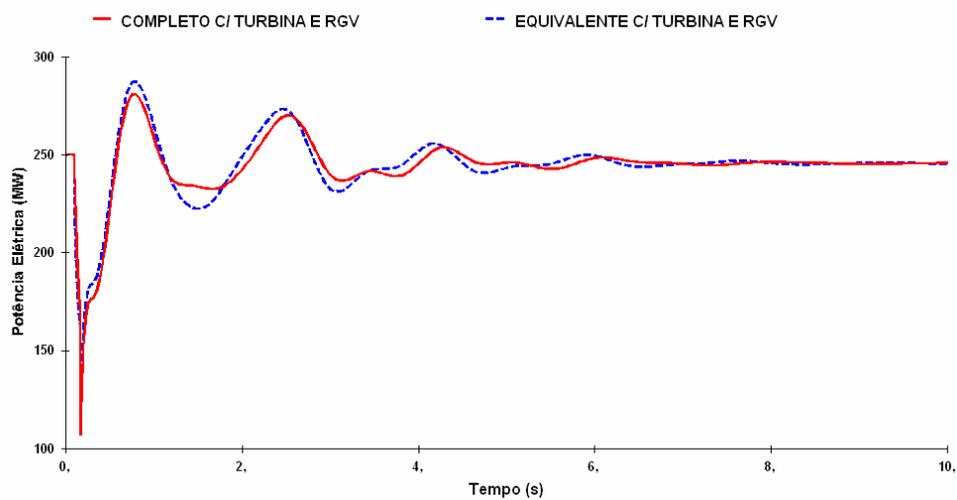


Figura 4.15 – Curvas de potência elétrica do gerador 1 para curto-circuito trifásico aplicado na barra 29 ( $q=90\%$ ) – sistema completo x sistema equivalente. RGT e EST considerados.

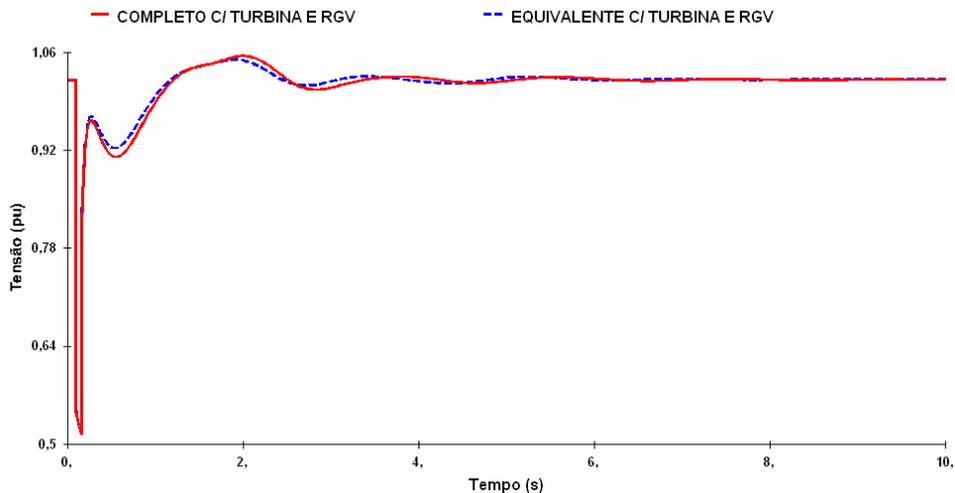


Figura 4.16 – Curvas de tensão na barra de carga 26 para curto-circuito trifásico aplicado na barra 29 ( $q=90\%$ ) – sistema completo x sistema equivalente. RGT e EST considerados.

**Teste 3:** Sejam os grupos coerentes (6,7) e (2,3) obtidos para um curto-circuito trifásico aplicado na barra 29 ( $q=90\%$ ). As unidades geradoras 2 e 7 são equipadas com modelo 03 de turbina e regulador de velocidade e as unidades 3 e 6 com modelo 03a. O equivalente é representado pelo modelo 03.

As figuras 4.17, 4.18 e 4.19 mostram o desempenho dos sistemas completo e equivalente, comparando as curvas de oscilação angular do gerador 1, potência elétrica do gerador 8 e tensão na barra de carga 25.

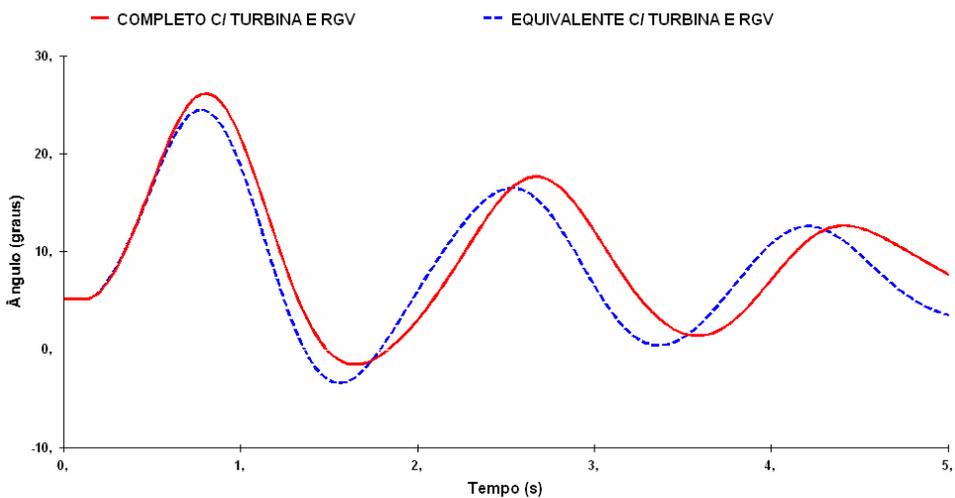


Figura 4.17 – Curvas de oscilação do gerador 1 para curto-circuito trifásico aplicado na barra 29 ( $q=90\%$ ) – sistema completo x sistema equivalente.

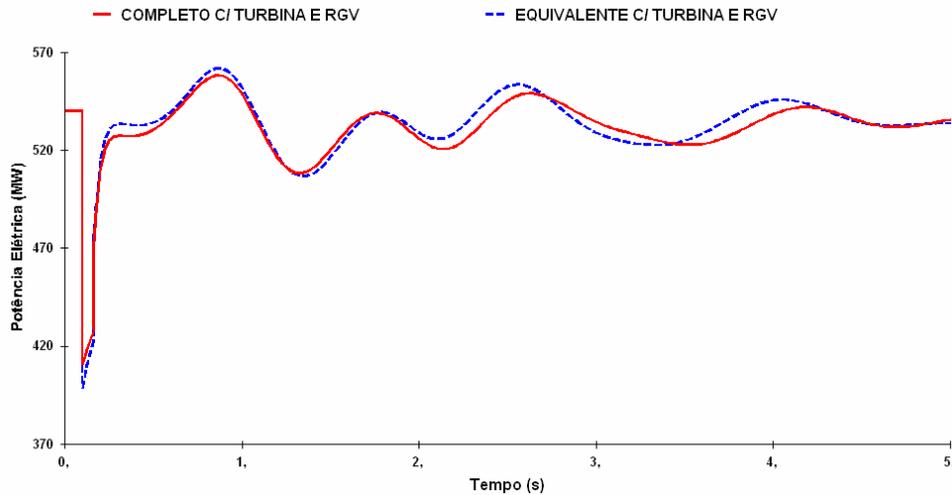


Figura 4.18 – Curvas de potência elétrica do gerador 8 para curto-circuito trifásico aplicado na barra 29 ( $q=90\%$ ) – sistema completo x sistema equivalente.

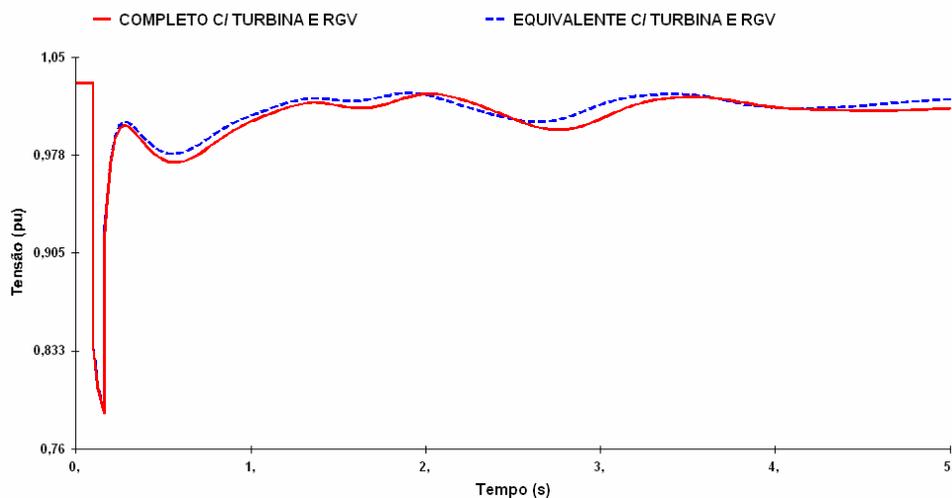


Figura 4.19 – Curvas de tensão na barra de carga 25 para curto-circuito trifásico aplicado na barra de carga 29 ( $q=90\%$ ) – sistema completo x sistema equivalente.

**Teste 4:** Para um curto-circuito trifásico aplicado na barra 25, com um índice de qualidade da coerência  $q=90\%$ , formam-se os grupos coerentes (6,7,4) e (2,3). As unidades geradoras 2 e 4 são equipadas com modelo 02 de turbinas e reguladores de velocidade e as unidades 3, 6 e 7 com modelo 05. O modelo 02 é escolhido como equivalente.

As figuras 4.20, 4.21 e 4.22 apresentam o desempenho dos sistemas completo e equivalente, comparando as curvas de oscilação angular do gerador 9, potência elétrica do gerador 8 e tensão na barra de carga 28.

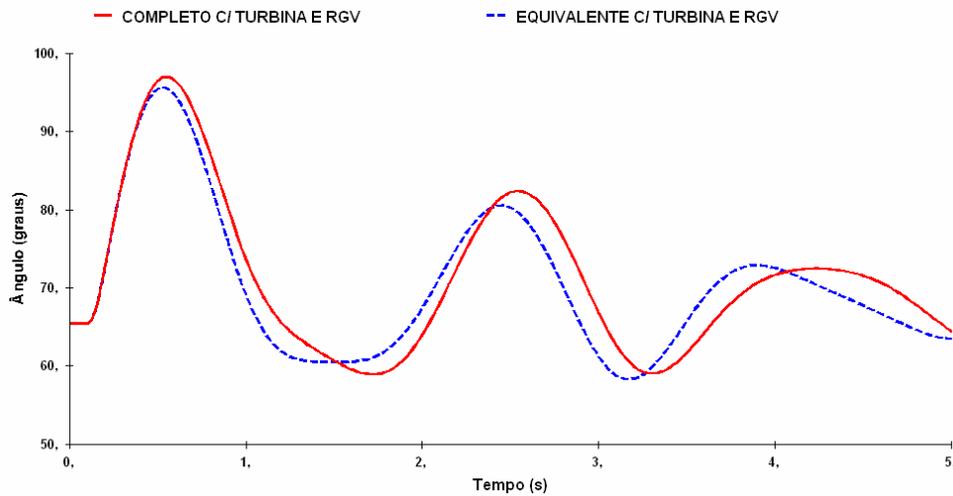


Figura 4.20 – Curvas de oscilação do gerador 9 para curto-circuito trifásico aplicado na barra 25 ( $q=90\%$ ) – sistema completo x sistema equivalente.

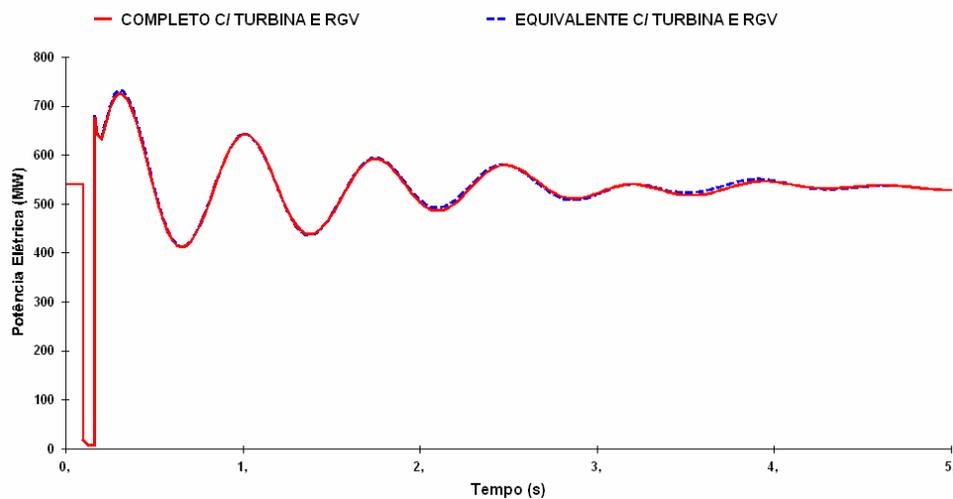


Figura 4.21 – Curvas de potência elétrica do gerador 8 para curto-circuito trifásico aplicado na barra 25 ( $q=90\%$ ) – sistema completo x sistema equivalente.

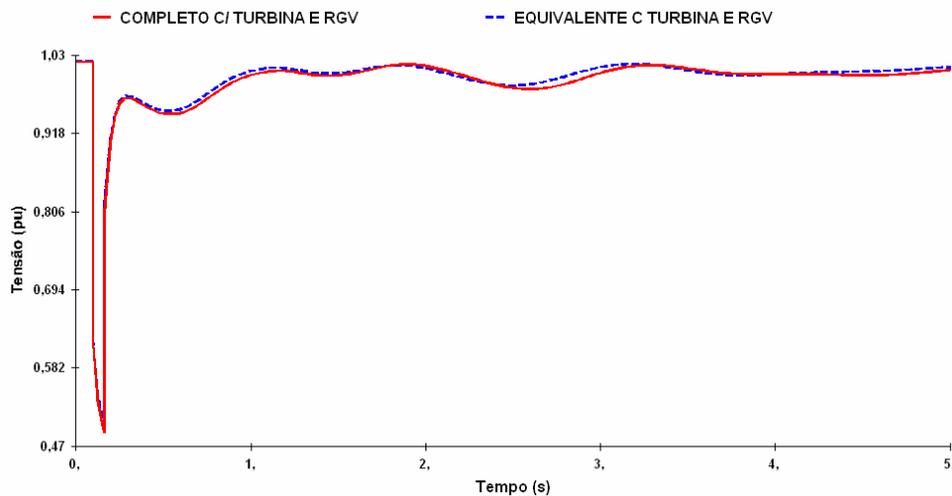


Figura 4.22 – Curvas de tensão na barra de carga 28 para curto-circuito trifásico aplicado na barra de carga 25 ( $q=90\%$ ) – sistema completo x sistema equivalente.

**Teste 5:** Sejam os grupos coerentes (6,7,4) e (2,3) obtidos para um curto-circuito trifásico aplicado na barra 25 ( $q=90\%$ ). As unidades geradoras 2 e 7 têm modelo 03 de turbina e regulador de velocidade e as unidades 3, 4 e 6 modelo 03a. O equivalente é representado pelo modelo 03.

Os desempenhos dos sistemas completo e equivalente são apresentados nas figuras 4.23, 4.24 e 4.25, comparando as curvas de oscilação angular do gerador 8, potência elétrica do gerador 1 e tensão na barra de carga 29.

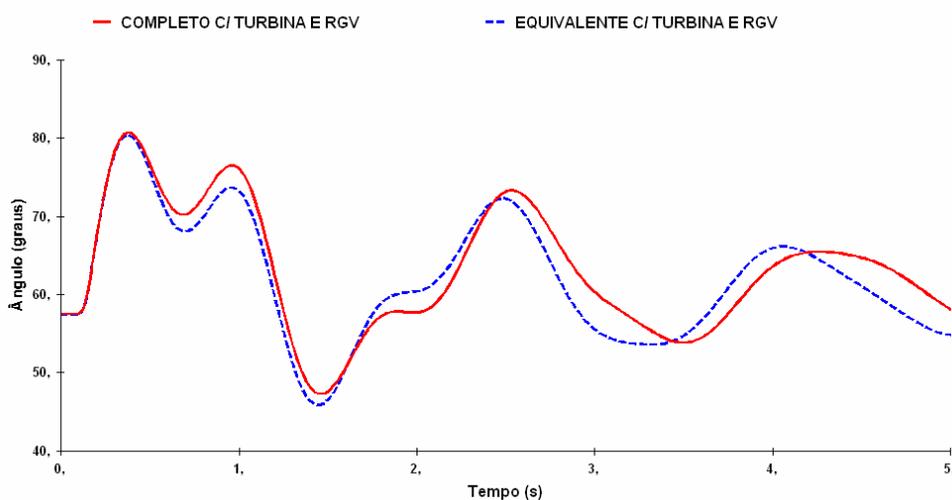


Figura 4.23 – Curvas de oscilação do gerador 8 para curto-circuito trifásico aplicado na barra 25 ( $q=90\%$ ) – sistema completo x sistema equivalente.

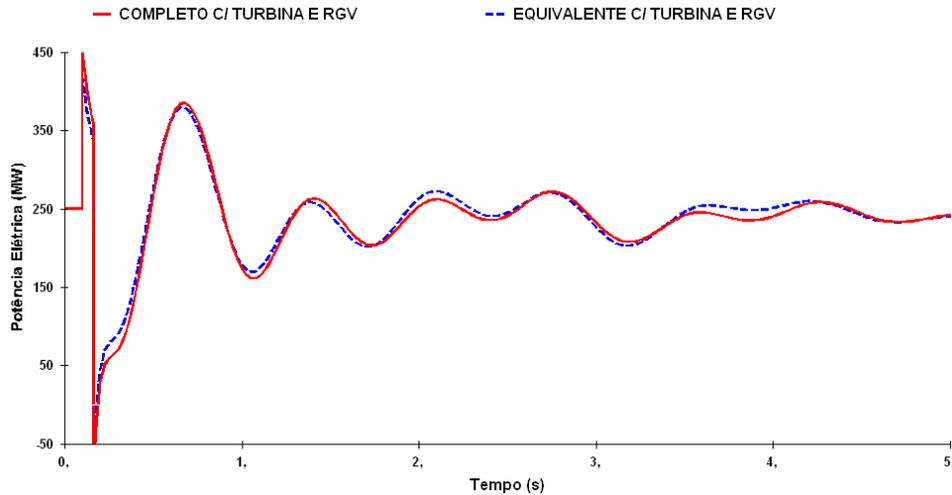


Figura 4.24 – Curvas de potência elétrica do gerador 1 para curto-circuito trifásico aplicado na barra 25 ( $q=90\%$ ) – sistema completo x sistema equivalente.

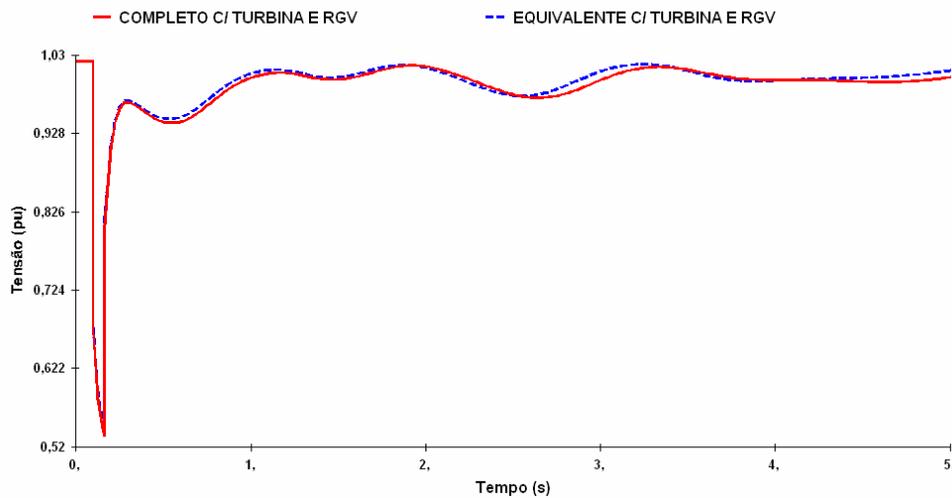


Figura 4.25 – Curvas de tensão na barra de carga 29 para curto-circuito trifásico aplicado na barra de carga 25 ( $q=90\%$ ) – sistema completo x sistema equivalente.

**Teste 6:** Aplicando um curto-circuito trifásico na barra 29 com um índice de qualidade da coerência  $q=50\%$ , o grupo coerente (6,7,4,2,3) se forma. Todas as unidades geradoras são equipadas com modelo 05 de turbina e regulador de velocidade. O equivalente é representado pelo modelo 05.

Os desempenhos dos sistemas completo e equivalente são apresentados nas figuras 4.26, 4.27 e 4.28, comparando as curvas de oscilação angular do gerador 1, potência elétrica do gerador 8 e tensão na barra de carga 2.

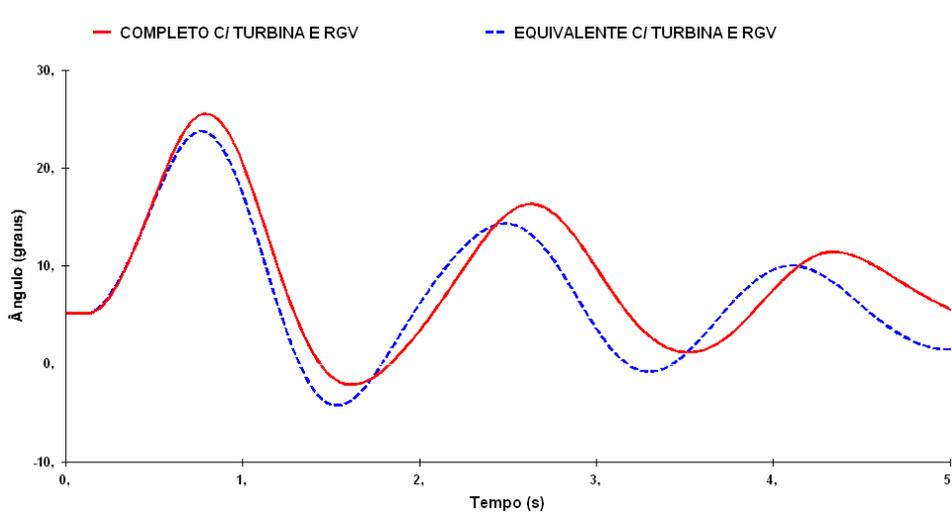


Figura 4.26 – Curvas de oscilação do gerador 1 para curto-circuito trifásico aplicado na barra 29 ( $q=50\%$ ) – sistema completo x sistema equivalente.

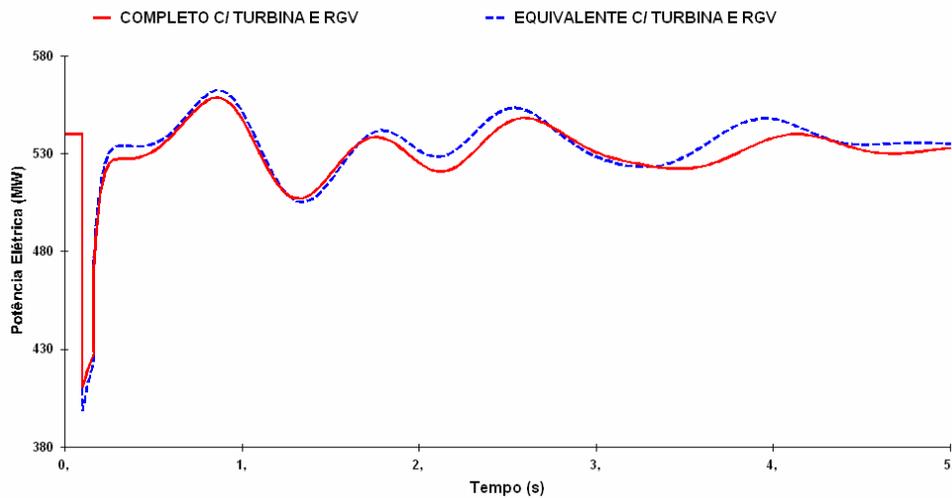


Figura 4.27 – Curvas de potência elétrica do gerador 8 para curto-circuito trifásico aplicado na barra 29 ( $q=50\%$ ) – sistema completo x sistema equivalente.

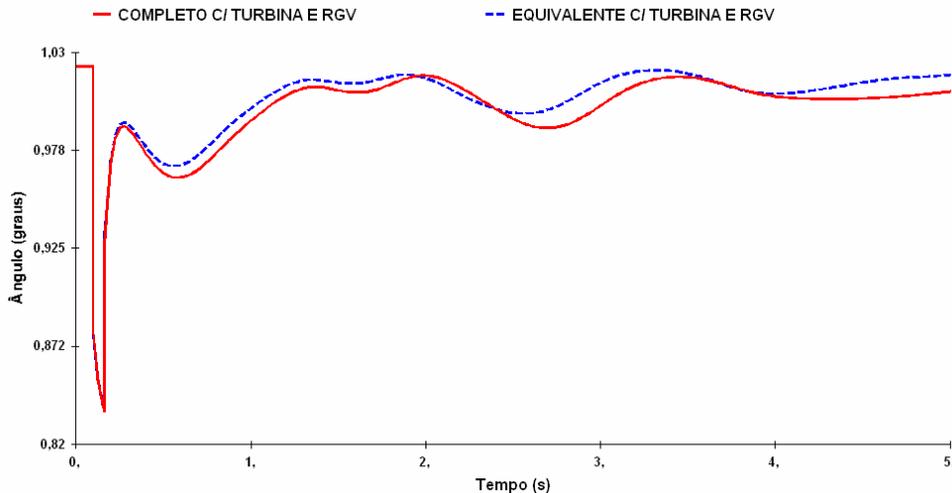


Figura 4.28 – Curvas de tensão na barra de carga 2 para curto-circuito trifásico aplicado na barra de carga 29 ( $q=50\%$ ) – sistema completo x sistema equivalente.

**Teste 7:** Para um curto-circuito trifásico aplicado na barra 29 com um índice de qualidade da coerência  $q=50\%$ , forma-se o grupo coerente (6,7,4,2,3). As unidades geradoras 2, 4 e 6 são equipadas com modelo 05 de turbina e regulador de velocidade, e as unidades 3 e 7 com modelo 02. O equivalente é representado pelo modelo 02.

Os desempenhos dos sistemas completo e equivalente são apresentados nas figuras 4.29, 4.30 e 4.31, comparando as curvas de oscilação angular do gerador 9, potência elétrica do gerador 1 e tensão na barra de carga 25.

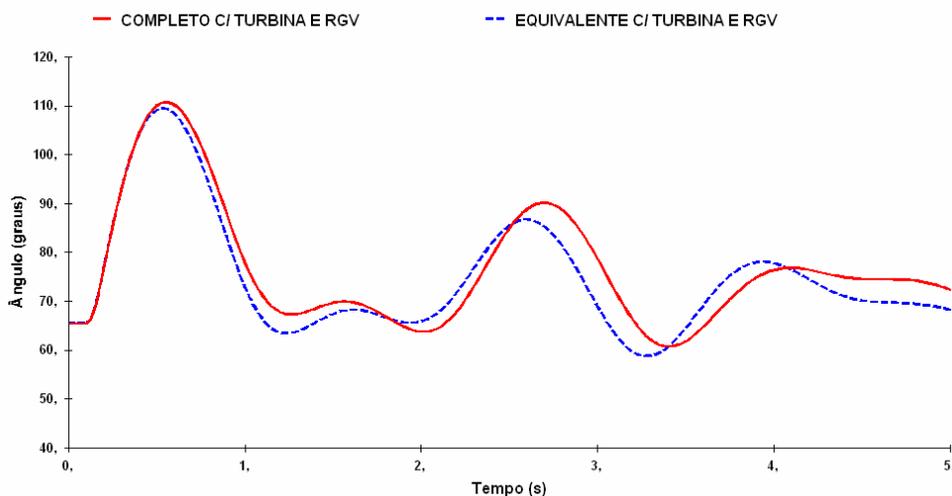


Figura 4.29 – Curvas de oscilação do gerador 9 para curto-circuito trifásico aplicado na barra 29 ( $q=50\%$ ) – sistema completo x sistema equivalente.

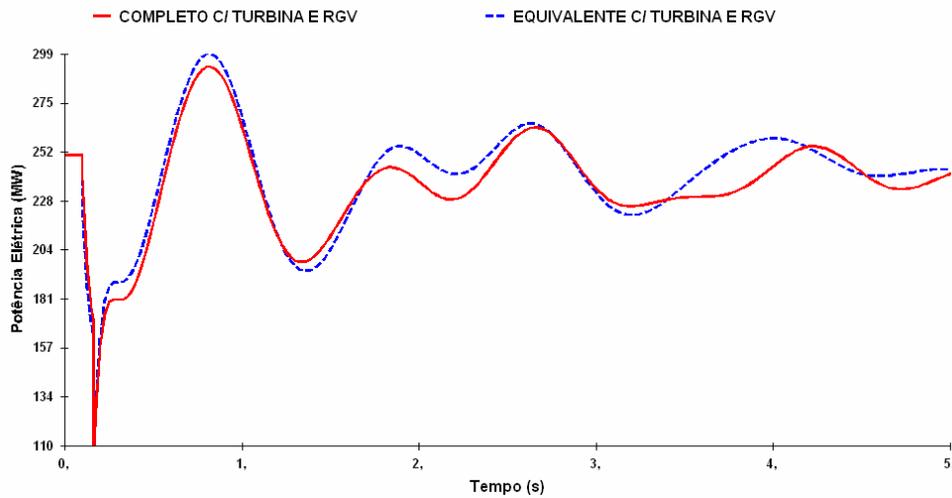


Figura 4.30 – Curvas de potência elétrica do gerador 1 para curto-circuito trifásico aplicado na barra 29 ( $q=50\%$ ) – sistema completo x sistema equivalente.

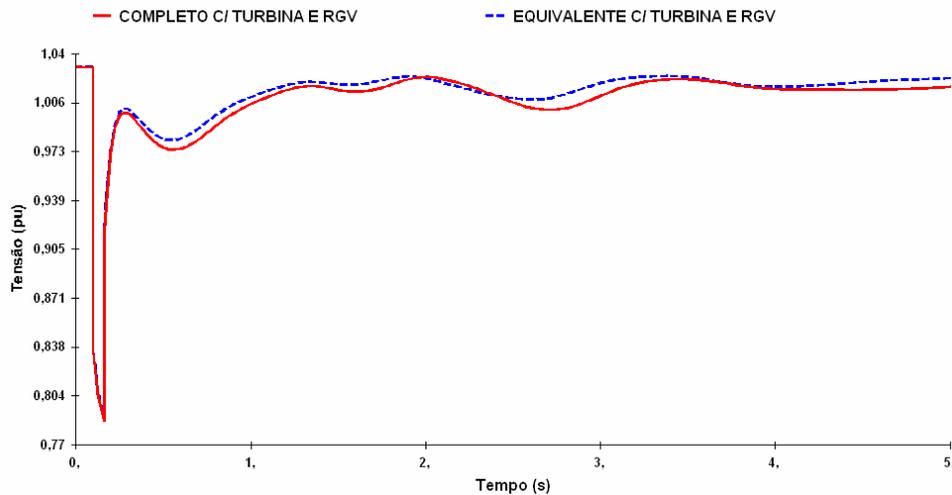


Figura 4.31 – Curvas de tensão na barra de carga 25 para curto-circuito trifásico aplicado na barra de carga 29 ( $q=50\%$ ) – sistema completo x sistema equivalente.

## 4.5

### Conclusões

Os modelos equivalentes 02 e 03 apresentam um bom desempenho dinâmico. O sistema equivalente apresenta um comportamento similar ao sistema completo, validando a metodologia empregada para a agregação dinâmica aplicada a modelos de turbinas e reguladores de velocidade.