



UNIVERSIDADE FEDERAL DO RIO DE JANEIRO
ESCOLA DE ENGENHARIA
DEPARTAMENTO DE ENGENHARIA ELÉTRICA

**IMPLEMENTAÇÃO E CONTROLE DE FREQUÊNCIA EM
SISTEMA DE POTÊNCIA COM O USO DA FERRAMENTA
DIgSILENT**

RODRIGO RIBEIRO FERREIRA

RIO DE JANEIRO, RJ - BRASIL

ABRIL 2009

IMPLEMENTAÇÃO E CONTROLE DE FREQUÊNCIA EM SISTEMA DE POTÊNCIA COM O USO DA FERRAMENTA DIgSILENT

RODRIGO RIBEIRO FERREIRA

PROJETO SUBMETIDO AO CORPO DOCENTE DO DEPARTAMENTO DE
ELETROTÉCNICA DA ESCOLA DE ENGENHARIA DA UNIVERSIDADE FEDERAL
DO RIO DE JANEIRO COMO PARTE DOS REQUISITOS NECESSÁRIOS PARA
OBTENÇÃO DO GRAU DE ENGENHEIRO ELETRICISTA

APROVADO POR:

Glauco Nery Taranto , Ph.D.
(Orientador)

Antonio Carlos Siqueira de Lima, D.Sc.

Alessandro Manzoni, D.Sc.

RIO DE JANEIRO, RJ. - BRASIL

ABRIL 2009

AGRADECIMENTOS

Primeiramente a Deus, pela sua misericórdia, sua maravilhosa graça e sua mão mantenedora em todos os momentos e sua ação em minha vida.

À minha família, meus pais, Maria Lucia e Jorge, e à minha irmã, Amanda, pela compreensão, sustento e incentivo durante todos os anos de minha vida e aos entes queridos de quem tantas vezes me privei da presença em detrimento aos estudos.

Aos professores, técnicos e servidores que contribuíram para meu amadurecimento e formação tanto profissional quanto pessoal, particularmente ao professor Glauco Nery Taranto e ao Engenheiro da PETROBRAS (CENPES), Dr. José Mauro Teixeira Marinho.

Aos meus companheiros nessa árdua peleja de uma fase inesquecível de minha jornada da vida, ao partilhar o sofrimento, as angústias, mas também os risos e alegrias.

Muito obrigado a todos!

RESUMO

Este projeto visa principalmente o controle carga - frequência em sistemas elétricos de potência, com enfoque no controle da malha de regulação secundária, denominado Controle Automático de Geração (CAG). Este controle tem objetivo principal de restabelecer a frequência ao seu valor de referência (no Brasil, a frequência de referência é fixada em 60 Hz). Para isso é feita uma comparação de resultados proporcionados com e sem a regulação secundária.

Como parte dos estudos foi utilizada a ferramenta DIgSILENT PowerFactory™, ferramenta no ramo da engenharia para análise industrial, utilidade e sistemas de potência comerciais. Foi designada como um pacote de software avançado e interativo dedicado a sistemas de potência elétrico e análise de controle com objetivo de alcançar os objetivos de planejamento principal e otimização da operação. Tive a oportunidade de utilizar este programa em meu projeto no CENPES (Petrobras) e no LASPOT (Laboratório de Sistema de Potência) que se encontra na UFRJ.

A análise foi feita sobre um caso-base do ANAREDE (sistema de potência com 16 barras, separado por duas áreas) e para isso foi necessário adaptar no PowerFactory™ todo o projeto com seus respectivos parâmetros do ANAREDE. Após toda a adaptação do sistema, foi assim implementado um sistema de controle de frequência adequado, em busca de bons resultados para os testes a serem realizados nas simulações.

Como o foco do trabalho é a regulação de velocidade, para o controle de tensão foi utilizado um modelo pronto da biblioteca do programa PowerFactory™.

SUMÁRIO

RESUMO	iv
SUMÁRIO.....	v
LISTA DE FIGURAS	vi
LISTA DE TABELAS	viii
1. INTRODUÇÃO.....	1
2. MODELAGEM	2
2.1. Modelos dos Equipamentos.....	2
2.1.1 Modelo para Turbinas Hidráulicas	2
2.1.2 Modelo de Máquina Síncrona	3
2.1.2.1. Dinâmica do rotor da máquina síncrona.....	5
3. CONTROLE DE VELOCIDADE.....	8
3.1. Potência ativa e o controle de frequência	8
3.2. Regulação primária.....	10
3.2.1 Reguladores de velocidade com estatismo	10
3.3. Regulação Secundária.....	15
4. OPERAÇÃO EM SISTEMAS INTERLIGADOS	18
4.1. Operação sem regulação secundária.....	18
4.2. Operação com regulação secundária	20
4.3. Ajuste do Bias (B)	22
5. CONTROLE DE TENSÃO.....	24
5.1. Controle da Excitação.....	24
5.1.1 Efeito do controle da excitação sobre a estabilidade transitória.....	24
5.1.2 Efeito do controle de excitação sobre a estabilidade dinâmica	25
6. DESCRIÇÃO DO PROGRAMA	26
6.1. Aspectos do uso do PowerFactory™.....	26
6.1.1 Manuais	26
6.1.2 Interface Gráfica	27
6.1.3 Gerenciador de dados	30
6.1.4 Simulação	30
6.1.5 Formulação de modelos no PowerFactory™	32
7. RESULTADOS	36
7.1. Objetivo	36
7.2. Considerações iniciais	36
7.3. Apresentação do sistema	36
7.4. Dados do problema.....	38
7.5. Análise com reguladores primário e secundário de velocidade	45
7.6. Escolha do ganho adequado	49
7.7. Uso do regulador de velocidade em alguns casos	56
8. CONCLUSÕES E TRABALHOS FUTUROS	94
8.1. Conclusões.....	94
8.2. Trabalhos Futuros	95
REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS	97

LISTA DE FIGURAS

Figura 1 – Sistema elétrico de potência.....	2
Figura 2 – Sistema elétrico de potência.....	3
Figura 3 – Esquema da máquina síncrona.....	3
Figura 4 – Circuito equivalente da máquina síncrona em regime permanente	4
Figura 5– Rotor da máquina síncrona.....	5
Figura 6 – Rotor com referencial que gira na velocidade síncrona.....	6
Figura 7 – Curva carga x frequência	9
Figura 8 – Diagrama de blocos do sistema.....	9
Figura 9 – Regulador com queda de velocidade.....	10
Figura 10 – Diagrama de blocos de um regulador de velocidade isócrono.....	11
Figura 11 – Diagrama de blocos de um regulador de velocidade com queda de velocidade...	11
Figura 12 – Resposta no tempo de uma unidade geradora com regulador de velocidade com estatismo.	12
Figura 13 – Característica frequência x potência	13
Figura 14 – Característica frequência x potência	13
Figura 15 – Divisão de carga por duas unidades geradoras dotadas de reguladores com estatismo	14
Figura 16 – Sinal de Controle Secundário.....	15
Figura 17 – Malha de Controle Secundário.....	16
Figura 18 – Representação esquemática de um sistema com duas áreas interligadas.....	18
Figura 19 – Representação esquemática de um sistema com com duas áreas interligadas.....	19
Figura 20 – Sistema com três áreas de controle interligadas.....	20
Figura 21 – Diagrama de blocos para sistema de duas áreas interligadas com regulação secundária	21
Figura 22 – Gerador Síncrono ligado a barra infinita.....	25
Figura 23 – Tela com interface para construção de redes: a - Tela para construção da rede; b - Caixa de ferramenta com elementos que podem ser usados para compor a rede.....	28
Figura 24 – Tela com interface para modelos de controladores e turbinas: a - Tela para conexão dos blocos de controle; b - Caixa de ferramenta com elementos que podem ser usados para conexão dos blocos de controle.	29
Figura 25 – Tela com interface para construção de gráficos.	29
Figura 26 – Gerenciador de dados.	30
Figura 27 – Interface do programa PowerFactory™ do bloco que contém o modelo da turbina.	33
Figura 28 – Exemplo de um modelo composto usando o frame do gerador.....	34
Figura 29 – Frame composto do Gerador.....	34
Figura 30 – Exemplo de um modelo comum usando as definições de um controlador de tensão (VCO).....	34
Figura 31 – Exemplo da definição de um modelo de controlador de tensão.....	35
Figura 32 – Sistema elétrico a ser utilizado.....	37
Figura 33 – Diagrama Unifilar	44
Figura 34 – Regulador Primário de Velocidade.....	45
Figura 35 – Parâmetros do Regulador Primário de Velocidade.....	46
Figura 36 – Regulador de tensão	47
Figura 37 – Parâmetros do Regulador de tensão	47
Figura 38 – Módulo de controle	48

Figura 39 – Regulador de velocidade com CAG.....	49
Figura 40 – Comparação dos ganhos.....	55
Figura 41 – Resultados - Carga Leve – Potência – Carga 14	56
Figura 42 – Resultados - Carga Leve – Potência – sem CAG.....	57
Figura 43 – Resultados - Carga Leve – Potência – com CAG	58
Figura 44 – Resultados - Carga Leve – frequência – sem CAG.....	59
Figura 45 – Resultados - Carga Leve – frequência – com CAG	60
Figura 46 – Resultados - Carga Leve – Tensão – com CAG.....	63
Figura 47 – Resultados - Carga Pesada – Potência – Carga 14	64
Figura 48 – Resultados - Carga Pesada – Potência – sem CAG.....	65
Figura 49 – Resultados - Carga Pesada – Potência – com CAG	65
Figura 50 – Resultados - Carga Pesada – frequência – sem CAG	67
Figura 51 – Resultados - Carga Pesada – frequência – com CAG	68
Figura 52 – Resultados - Carga Pesada – Tensão – com CAG.....	70
Figura 53 – Resultados – Perda do Intercâmbio – Potência nos trafos	71
Figura 54 – Resultados – Perda do Intercâmbio – Potência – sem CAG	72
Figura 55 – Resultados – Perda do Intercâmbio – Potência – com CAG.....	73
Figura 56 – Resultados – Perda do Intercâmbio – frequência – sem CAG.....	75
Figura 57 – Resultados – Perda do Intercâmbio – frequência – com CAG.....	76
Figura 58 – Resultados – Perda do Intercâmbio – Tensão – com CAG	78
Figura 59 – Resultados – Perda de Carga – Potência – Carga 14.....	79
Figura 60 – Resultados – Perda de Carga – Potência – sem CAG	80
Figura 61 – Resultados – Perda de Carga – Potência – com CAG.....	80
Figura 62 – Resultados – Perda de Carga – frequência – sem CAG.....	82
Figura 63 – Resultados – Perda de Carga – frequência – com CAG.....	83
Figura 64 – Resultados – Perda de carga – Tensão – com CAG	85
Figura 65 – Resultados – Perda do Compensador Síncrono – Potência – sem CAG.....	87
Figura 66 – Resultados – Perda do Compensador Síncrono – Potência – com CAG	88
Figura 67 – Resultados – Perda do Compensador Síncrono – frequência – sem CAG.....	89
Figura 68 – Resultados – Perda do Compensador Síncrono – frequência – com CAG	90
Figura 69 – Resultados – Perda de carga – Tensão – com CAG	93
Figura 70 – Regulador de velocidade com intercâmbio	95

LISTA DE TABELAS

Tabela 1- Dados das barras tirados dos arquivos do ANAREDE.....	39
Tabela 2- Dados dos geradores e compensador síncrono tirados dos arquivos do ANATEM .	39
Tabela 3- Dados das barras implementados no PowerFactory TM	40
Tabela 4- Dados dos geradores e compensador síncrono implementados no PowerFactory TM	40
Tabela 5- Dados dos transformadores tiradas dos arquivos do ANAREDE.....	41
Tabela 6- Dados dos transformadores implementados no PowerFactory TM	41
Tabela 7- Dados das linhas tiradas dos arquivos do ANAREDE	42
Tabela 8- Dados das linhas implementados no PowerFactory TM	43

1. INTRODUÇÃO

Quando se realiza o planejamento da operação de um sistema elétrico para condições de regime permanente, normalmente se estabelece uma premissa de analisá-lo em suas condições extremas de carga.

Diz-se que um sistema de potência encontra-se no estado normal de operação quando as seguintes condições são cumpridas:

- A demanda de todas as cargas alimentadas pelo sistema é satisfeita;
- A frequência é mantida constante em seu valor nominal (60Hz).

As cargas variam a cada instante nos diversos barramentos, fazendo com que o estado de equilíbrio entre carga e geração seja sempre alterado, e logo, determinando a necessidade de constante restabelecimento do estado de equilíbrio original. Pode-se observar que esta função de constante restabelecimento é a principal função do sistema de controle.

O controle do sistema de regulação primária consiste, basicamente, da atuação do regulador automático de velocidade. Esse controle monitora a velocidade do eixo do conjunto turbina - gerador e controla o torque mecânico da turbina de modo a fazer com que a potência elétrica gerada pela unidade se adapte às variações de carga.

Como a atuação do controle primário normalmente resulta em desvios de frequência, é necessário que se conte com a atuação de outro sistema de controle para restabelecer a frequência ao seu valor nominal. Este sistema é chamado de Sistema de Regulação Secundária ou Controle Automático de Geração (CAG). Atualmente os CAGs são baseados em integrais do erro de controle, definidos mais comumente como Erro de Controle de Área (ECA).

Pode-se igualmente dizer que o desempenho de vários componentes da carga é também fortemente ligado à tensão. Contudo, há possibilidade de se poder contar com fontes locais de reativo (bancos de capacitores, compensadores síncronos e estáticos, reatores) e com outros meios de controle além da excitação dos geradores e taps de transformadores, isso faz com que sejam toleradas variações de tensão bem maiores do que é normalmente admitido para a frequência.

2. MODELAGEM

2.1. Modelos dos Equipamentos

De uma forma sucinta serão definidos os principais elementos de um sistema elétrico de potência e seus referentes modelos:

- Linha de transmissão;
- Transformador (Trafo);
- Gerador;
- Carga;
- Reator;
- Banco de capacitores;
- etc.



Figura 1 – Sistema elétrico de potência

2.1.1 Modelo para Turbinas Hidráulicas

A representação da turbina hidráulica em estudos de estabilidade é normalmente baseada nas seguintes aproximações:

- A tubulação do conduto forçado é inelástica e a água é incompressível.
- A velocidade da água é diretamente proporcional a abertura da válvula e a raiz quadrada da coluna hidráulica líquida.
- A potência da turbina é proporcional ao produto entre altura da água e a vazão.
- As perdas de pressão no conduto forçado são desprezíveis.

Usando as hipóteses acima citadas pode-se desenvolver o modelo da turbina. O diagrama de bloco que representa a função de transferência desta turbina é mostrado na figura 2.

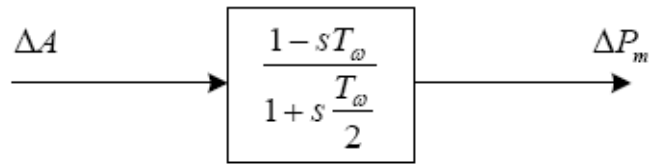


Figura 2 – Sistema elétrico de potência

Onde:

$$T_{\omega} = \frac{uL}{gH}$$

Esta função de transferência representa um sistema de fase não mínima, ou seja, a variação inicial da potência é oposta à variação final. Pode-se observar que, caso se aplique um degrau unitário àquela função de transferência tem-se:

$$\Delta P_m(s) = \frac{1 - sT_{\omega}}{1 + s \frac{T_{\omega}}{2}} \cdot \frac{1}{s}$$

2.1.2 Modelo de Máquina Síncrona

Um esquema da máquina síncrona de pólos salientes, figura 3, demonstra que no estator serão induzidas as tensões e o rotor é alimentado com corrente contínua.

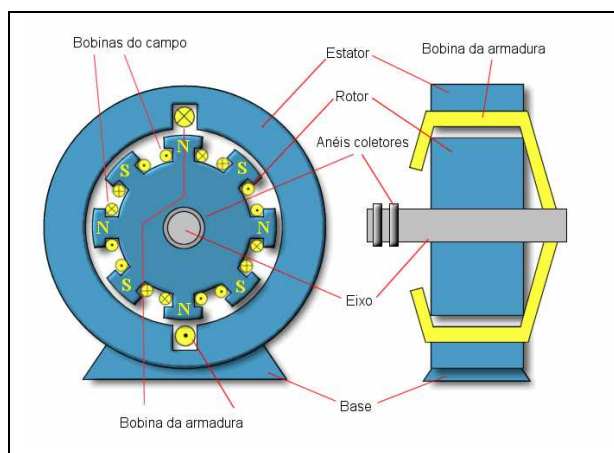


Figura 3 – Esquema da máquina síncrona

Deve-se alimentar o enrolamento do rotor com corrente contínua com a máquina desconectada da rede, o que gera um fluxo magnético estacionário (ΦF). Com o auxílio de

uma máquina motriz gira-se o eixo do rotor e este fluxo magnético enlaça os enrolamentos do estator, produzindo uma tensão induzida nestes enrolamentos [4].

$$\omega_{mecânico} = \frac{4\pi f}{p} = \frac{2\omega}{p}$$

onde:

$\omega_{mecânico}$ = velocidade angular do rotor em radianos mecânicos/segundo,

ω = velocidade angular da tensão em radianos elétricos/segundo,

f = frequência elétrica em Hz,

p = número de pólos da máquina síncrona,

δ = ângulo de carga.

Vai existir circulação de correntes nas bobinas do estator quando a máquina alimentar uma carga, logo estas correntes criam um campo ΦE . A preocupação deste estudo está no balanço eletro-mecânico entre a potência mecânica fornecida ao gerador e a potência elétrica gerada. A figura 4 mostra o circuito equivalente da máquina síncrona em regime permanente.

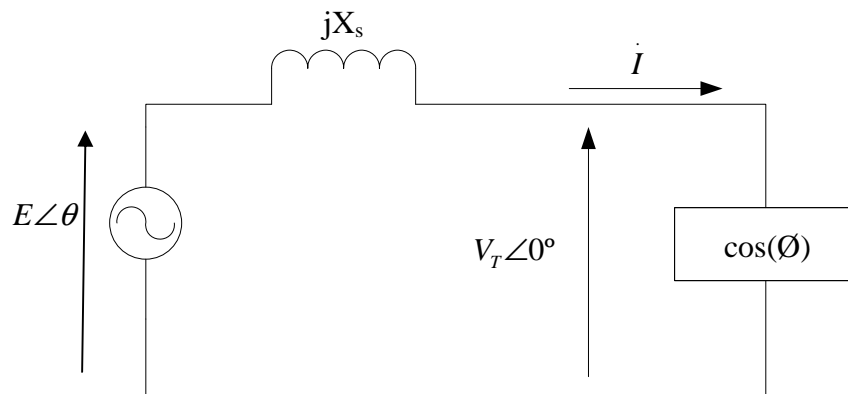


Figura 4 – Circuito equivalente da máquina síncrona em regime permanente

A partir da figura 4 pode-se escrever:

$$E \angle \delta = V_t \angle 0^\circ + jX_s I$$

Considera-se para o estudo de estabilidade transitória que a tensão interna da máquina $|E|$ é constante. Assume-se com isto que o controle de tensão é rápido. A potência elétrica fornecida pela máquina síncrona em regime permanente será:

$$P_e = \frac{EV_t}{X_s} \text{sen}(\delta)$$

2.1.2.1. Dinâmica do rotor da máquina síncrona

A figura 5 mostra os torques envolvidos e o sentido de rotação da máquina [4].

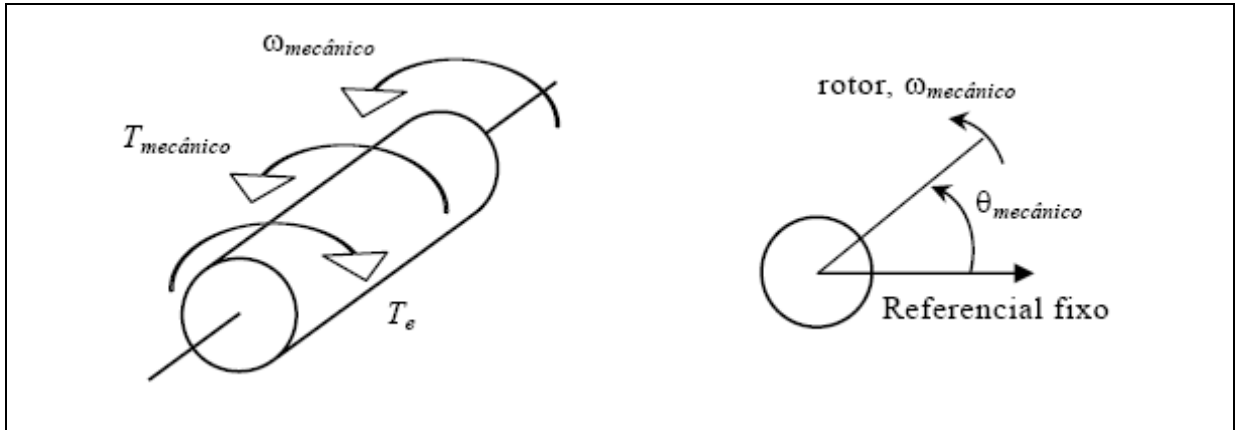


Figura 5– Rotor da máquina síncrona

onde:

$\theta_{mecânico}$ = deslocamento angular do rotor em relação a um referencial fixo em radianos mecânicos,

$T_{mecânico}$ = torque mecânico em Nm,

T_e = torque eletromagnético ou torque elétrico líquido, já descontando atrito, ventilação e outros, em Nm.

Da figura 5 pode-se escrever:

$$T_a = T_{mecânico} - T_e = \frac{Jd^2\theta_{mecânico}}{dt^2}$$

onde:

J = momento de inércia do rotor em kgm^2 ;

T_a = torque de aceleração em Nm.

Se a máquina estiver em regime permanente,

$$T_{mecânico} = T_e, T_a = 0, \frac{d^2\theta_{mecânico}}{dt^2} = 0$$

E a velocidade do rotor é igual a velocidade síncrona do rotor. Quando $T_{mecânico}$ é diferente de T_e, T_a e $\omega_{mecânico} \neq \omega_{Smecânico}$.

Como o interesse é com relação ao desvio da velocidade do rotor em relação à velocidade síncrona, o referencial agora gira com a velocidade síncrona, como mostra a figura abaixo [4].

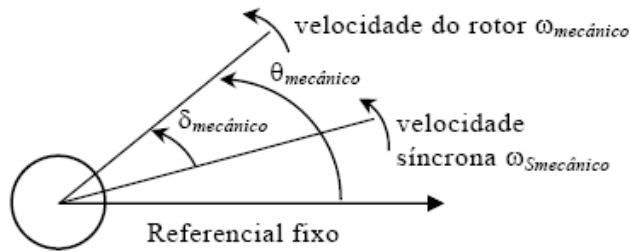


Figura 6 – Rotor com referencial que gira na velocidade síncrona

A velocidade do rotor $\frac{d\theta_{mecânico}}{dt}$ é a soma da velocidade síncrona do rotor com o deslocamento angular do rotor em relação a velocidade síncrona e

$$\frac{d\theta_{mecânico}}{dt} = \frac{d\delta_{mecânico}}{dt}$$

com isso, a aceleração do rotor em relação ao referencial fixo é a mesma que a aceleração do deslocamento angular do rotor.

$$T_a = T_{mecânico} - T_e = J \frac{d^2\delta_{mecânico}}{dt^2} Nm$$

Chama-se $J\omega_{mecânico}$ de momento angular. A velocidade da máquina não difere da velocidade síncrona em operação estável. Define-se $M = J\omega_{mecânico}$ de constante de inércia da máquina medida na velocidade síncrona, logo:

$$P_a = P_{mecânico} - P_e = M \frac{d^2\delta_{mecânico}}{dt^2}$$

onde $\delta_{mecânico}$ é a defasagem angular do rotor em relação ao eixo que gira na velocidade síncrona.

Define-se a constante H da máquina como a razão entre a energia cinética armazenada no motor da máquina síncrona e sua potência elétrica trifásica aparente.

$$H = \frac{E_c}{S}$$

$$P_a = P_{mecânico} - P_e = \frac{2H}{\omega_s} \cdot \frac{d^2 \delta}{dt^2}$$

onde:

E_c = energia cinética armazenada no rotor na velocidade síncrona

H = constante da máquina em MJ/MVA ou segundos

$\omega_s = 2\pi f$ (radianos elétricos por segundo),

δ (radianos elétricos),

P_a , $P_{mecânico}$, P_e estão em pu na base da máquina

3. CONTROLE DE VELOCIDADE

Em estudos elétricos de sistemas de potência que retratam o desempenho em regime permanente costuma-se analisar as condições destes sistemas para certa condição específica do mesmo. Geralmente são analisadas as condições extremas de carga, como por exemplo, carga pesada e carga mínima. Uma premissa adotada para estes estudos é considerar a frequência do sistema constante e igual a 60 Hz, no caso do sistema brasileiro.

Na realidade o comportamento do sistema elétrico é bem diferente, pois as cargas nos diversos barramentos variam a todo o momento fazendo com que o estado de equilíbrio carga-geração seja sempre alterado. À medida que a carga do sistema se altera, é necessário que também altere a potência mecânica dos geradores do sistema, pois a variação de carga é suprida inicialmente pela energia cinética das massas girantes provocando desvios de velocidade de rotação das máquinas e conseqüentemente desvios de frequência.

3.1. Potência ativa e o controle de frequência

Para uma operação satisfatória do sistema de potência, a frequência deve se manter constante, porém esta é um ponto comum no sistema e é dependente do balanço da potência ativa. Logo, uma mudança na demanda de potência ativa em um ponto do sistema reflete em todo ele, alterando também a frequência. [6,7]

Quando há uma variação na carga, esta é refletida imediatamente como uma mudança na saída do torque elétrico T_e do gerador. Isto causa uma diferença entre o torque mecânico T_m e o torque elétrico T_e que gera variações de velocidade como determinadas pela equação de movimento.

A característica de dependência de uma carga composta deve ser expressa como:

$$\Delta P_e = \Delta P_L + D\Delta f$$

Sendo:

ΔP_L = Variação na carga não variável com a frequência

$D.\Delta f$ = Variação na carga variável com a frequência

D = Coeficiente de amortecimento

Com isso:

$$D = \frac{\Delta P_d}{\Delta f}$$

ΔP_d = Variação na carga

A propriedade de um sistema de potência de chegar a um novo estado de equilíbrio sozinho é denominada “Regulação Própria do Sistema”, e se expressa pelo parâmetro D , Coeficiente de Amortecimento.

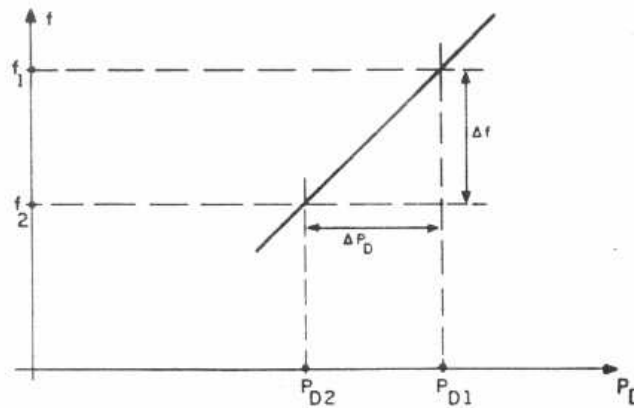


Figura 7 – Curva carga x frequência

Num sistema de potência de grande porte as variações de carga (ΔP_d) podem atingir valores consideráveis. Por outro lado, valores típicos de D para tais sistemas são relativamente baixos (variando de 1% a 2%) mostrando que variações inadmissíveis de frequência podem ser alcançadas.

O diagrama de blocos do sistema incluindo o efeito de amortecimento da carga é mostrado na figura 8.

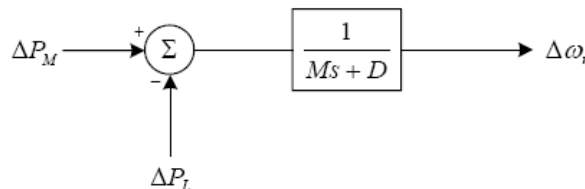


Figura 8 – Diagrama de blocos do sistema

3.2. Regulação primária

Um sistema de potência tem uma característica inerente de alcançar um novo ponto de equilíbrio quando ocorre um desbalanço carga - geração, que denominamos Regulação Própria. Porém, esta regulação pode levar o sistema a níveis operativos inaceitáveis e torna-se portanto necessária a atuação de um controle que auxilie na condução do sistema a um novo ponto de equilíbrio mais favorável.

Por esta razão as unidades geradoras são dotadas de mecanismos de regulação de velocidade automática que atuam no sentido de aumentar ou diminuir a potência gerada quando a frequência se afasta da frequência de referência. Esta primeira fase de controle de velocidade em uma unidade geradora é denominada Regulação Primária [6].

Os reguladores mais comuns a serem estudados são os isócronos e os reguladores com estatismo, para o foco do trabalho abordaremos abaixo um detalhamento no regulador com estatismo. O uso deste supera os inconvenientes dos reguladores isócronos referentes aos problemas de estabilidade e de repartição de carga.

3.2.1 Reguladores de velocidade com estatismo

Os reguladores destas unidades devem apresentar uma característica de queda de velocidade para que se tenha uma divisão estável da carga entre duas ou mais unidades geradoras operando em paralelo. A figura 9 mostra o esquema de um regulador de velocidade com queda de velocidade (estatismo).

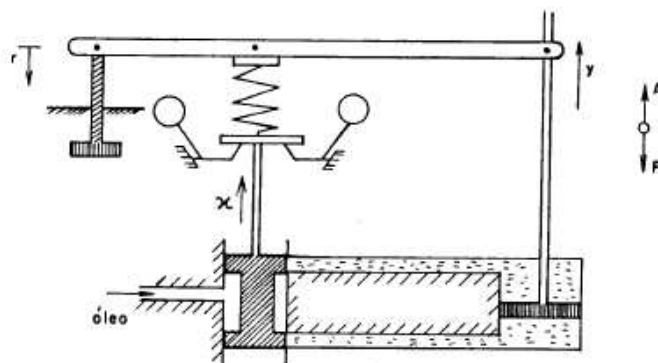


Figura 9 – Regulador com queda de velocidade.

Como mostrado na figura 11, esta característica de regulação pode ser obtida adicionando-se um sinal de realimentação em paralelo ao integrador do regulador isócrono (figura 10).

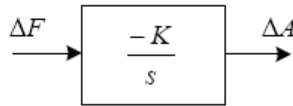


Figura 10 – Diagrama de blocos de um regulador de velocidade isócrono.

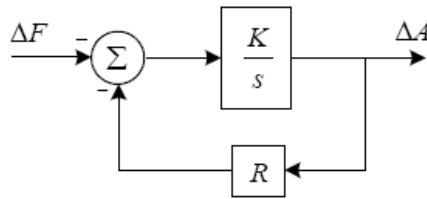


Figura 11 – Diagrama de blocos de um regulador de velocidade com queda de velocidade.

A malha de realimentação o regulador de velocidade apresenta uma característica estática representada pelo parâmetro R, também chamado de estatismo. Essa malha adicional promove uma redução no valor de referência à medida que a unidade assume carga, ou seja, à medida que a máquina assume carga o sistema de controle de velocidade admite uma queda de velocidade.

A função de transferência, que converterá um ΔF em um ΔA , representada pelo diagrama de blocos da figura 11, pode ser escrita da seguinte forma:

$$\frac{\Delta A}{\Delta F} = \frac{-1/R}{1 + s \frac{1}{R.K}}$$

O parâmetro $1/R$ é conhecido como Energia de Regulação da máquina. Sendo:

$$T_G = \frac{1}{R.K}$$

tem-se:

$$\frac{\Delta A}{\Delta F} = \frac{-1/R}{1 + sT_G}$$

Pode-se demonstrar que o acréscimo provocado na admissão ΔA é proporcional ao acréscimo na potência gerada pela máquina ΔP [6], logo $\Delta A = \Delta P$, em pu. Portanto a função de transferência pode ser reescrita da seguinte forma:

$$\frac{\Delta P}{\Delta F} = \frac{-1/R}{1 + sT_G}$$

Aplicando-se o teorema do valor final na função de transferência acima, pode determinar o erro em regime permanente deste tipo de regulador.

$$\left(\frac{\Delta P}{\Delta F} \right)_{r.p} = \frac{-1}{R}$$

A figura 12 mostra a resposta no tempo de uma unidade geradora, dotada de um regulador com estatismo, quando submetida a um aumento de carga.

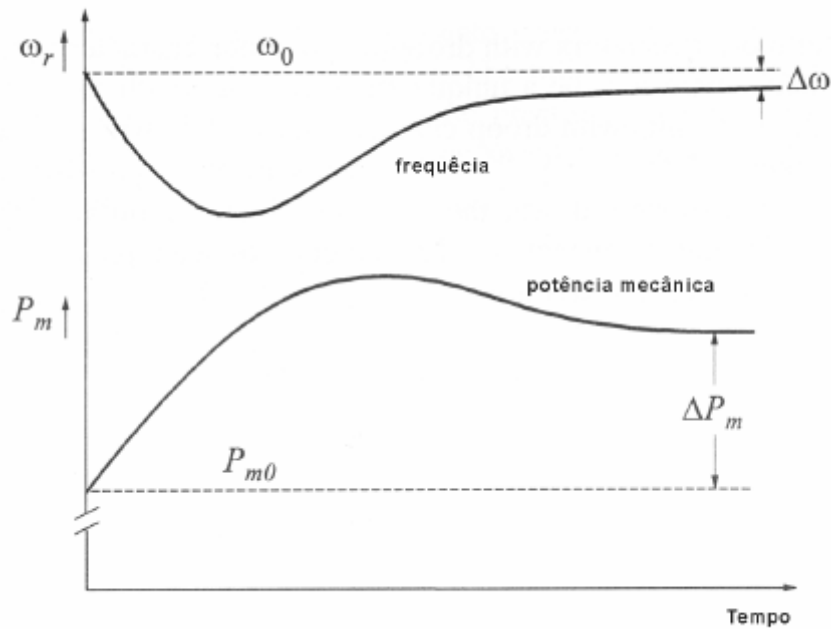


Figura 12 – Resposta no tempo de uma unidade geradora com regulador de velocidade com estatismo.

Com isso:

$$P - P_0 + \frac{1}{R}(f - f_0) = 0$$

Esta última equação corresponde à equação de uma reta conforme indicado na figura 13.

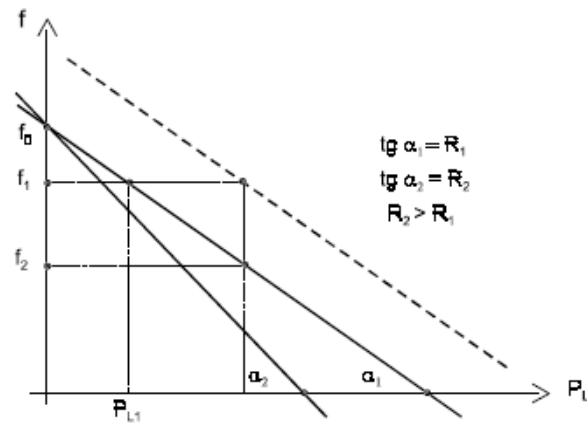


Figura 13 – Característica frequência x potência

O estatismo (R) é definido como a variação da velocidade que se tem ao passar-se de carga zero para plena carga, em pu da velocidade nominal [6].

$$R(\%) = \frac{f_v - f_c}{f_n} \times 100$$

O ajuste do parâmetro R implica em uma rotação da reta em torno do ponto (P_0, f_0) , como mostrado na figura 14.

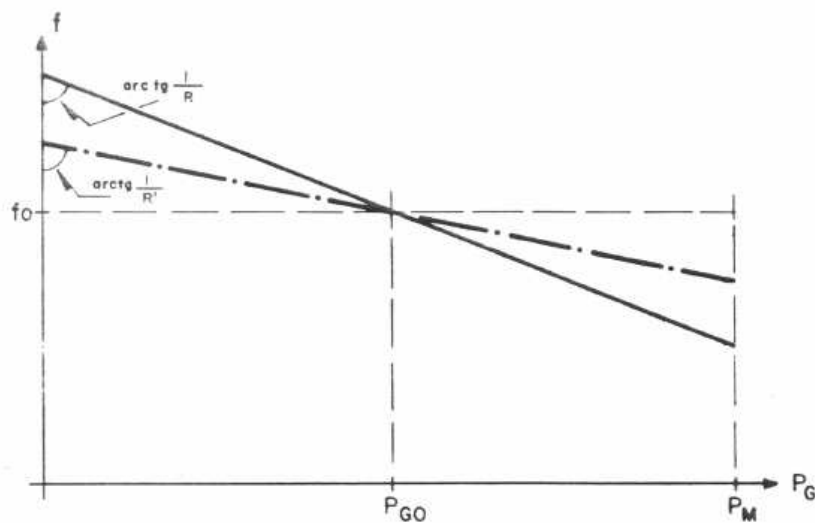


Figura 14 – Característica frequência x potência

Se duas ou mais unidades geradoras dotadas de reguladores com estatismo estão conectadas a um mesmo sistema de potência, existirá somente um único valor de frequência para o qual as unidades dividirão o aumento de carga.

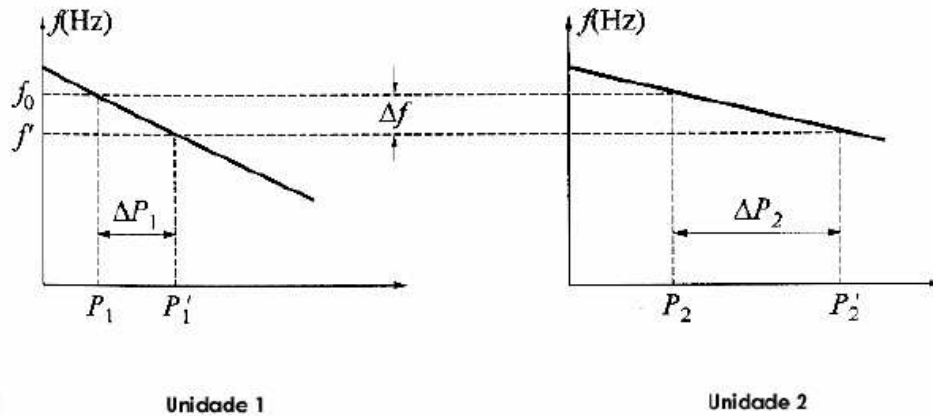


Figura 15 – Divisão de carga por duas unidades geradoras dotadas de reguladores com estatismo

A Figura 15 apresenta duas unidades geradoras com estatismos R_1 e R_2 (sendo $R_1 > R_2$) respectivamente. Inicialmente o sistema está operando a uma frequência nominal f_0 , e cada máquina gerando P_1 e P_2 . Quando temos um aumento de carga ΔP_d os reguladores farão com que a potência mecânica de cada gerador aumente até se atingir um novo ponto de equilíbrio com um novo valor de frequência. A parcela do aumento de geração que cada gerador absorverá, dependerá do estatismo de cada máquina e pode ser calculado através das relações:

$$\Delta P_{d1} = P'_1 - P_1 = \frac{-\Delta f}{R_1}$$

$$\Delta P_{d2} = P'_2 - P_2 = \frac{-\Delta f}{R_2}$$

$$\Delta P_{d1} + \Delta P_{d2} = \Delta P_d = -\left(\frac{1}{R_1} + \frac{1}{R_2}\right)\Delta f$$

A utilização de reguladores de velocidade com estatismo supera os inconvenientes dos reguladores isócronos, ou seja, os problemas de estabilidade e de repartição de carga. No entanto, como consequência da característica estática do regulador, a frequência não retorna ao valor nominal permanecendo no sistema um erro de frequência proporcional ao montante de desequilíbrio de potência ocorrido. É desejável que o sistema seja capaz de manter o seu

equilíbrio dentro de erros de frequência admissíveis. Para solucionar este inconveniente é o objetivo da introdução na estrutura do regulador de velocidade de um segundo estágio de regulação, que constitui a chamada regulação secundária.

3.3. Regulação Secundária

Embora a regulação primária atenda a demanda, através da sua repartição entre as diversas unidades geradoras do sistema, isto se dá à custa de um desvio na frequência do sistema em regime permanente. Variações de frequência no sistema poderiam se tornar inaceitáveis devido a impactos sucessivos de carga.

É necessário, portanto, a existência de um controle suplementar que faça a frequência retornar ao seu valor original. Este controle atua na referência dos reguladores de velocidade e constitui a chamada regulação secundária.

Como mostra a figura 16 equivale à introdução do sinal $\Delta\gamma$ no diagrama de blocos da figura 10.

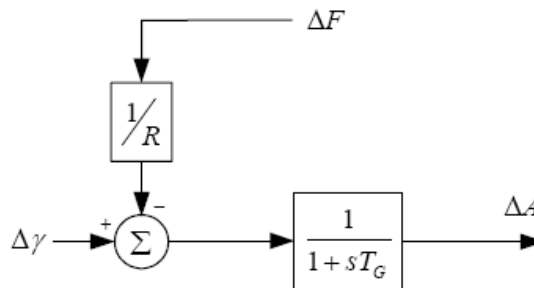


Figura 16 – Sinal de Controle Secundário

Uma estratégia de controle suplementar deve ter os seguintes requisitos segundo a referência [6]:

- A malha de controle resultante deve ser estável.
- Após uma variação de carga, ou geração, o erro de frequência deve retornar a zero.

Para atender os requisitos acima mencionados, é necessária uma malha de controle que verifique o erro de frequência do sistema e atue no regulador de velocidade de modo a eliminar esse erro. Para realizar essa função e introduzir a possibilidade de ajuste, um controlador integral associado a um ganho K_i deve ser usado, conforme mostrado na figura 17.

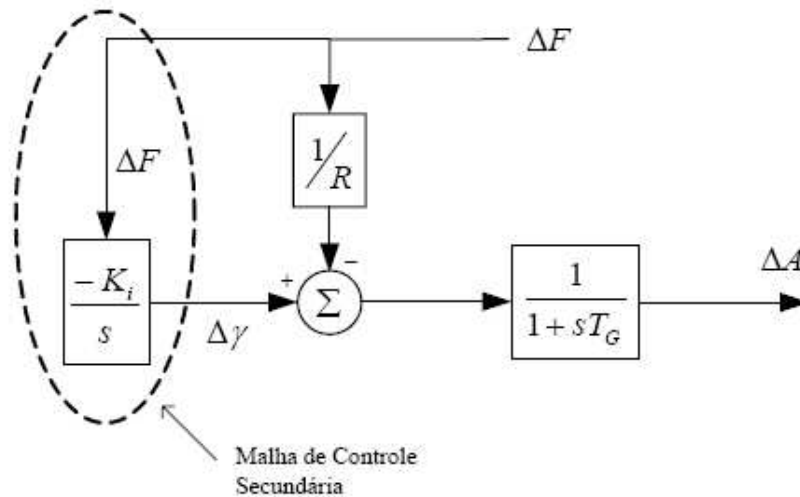


Figura 17 – Malha de Controle Secundário

A característica estática do regulador para esse novo controle permanece com a mesma inclinação, ou seja, o mesmo valor de R .

O raciocínio desenvolvido pode ser estendido a um sistema de uma única área de controle com n máquinas. Considerando-se como área de controle a parte de um sistema de potência na qual os grupos de unidades geradoras respondem às variações de cargas contidas nesta parte do sistema. Deste modo pode-se deduzir que [6]:

- As áreas de controle deverão, sempre que possível, ser balanceadas em termos de carga e geração.
- As linhas de interligação entre áreas de controle deverão, sempre que possível, trabalhar com folgas suficientes para garantir intercâmbios de auxílio, intercâmbios de emergência e intercâmbios para otimização operativa do sistema.
- As unidades geradoras de uma área de controle deverão ser as mais coerentes possíveis.

A ação de controle secundário deve ser repartida entre as unidades geradoras participantes do controle, cada uma recebendo um sinal $\Delta\gamma_i = \alpha \cdot \Delta\gamma$ onde α é o fator de participação e $\sum \alpha_i = 1$, em pu. Tais fatores definem o montante que cada máquina tomará, do acréscimo de demanda, após a regulação secundária.

Uma grandeza muito utilizada nos estudos de análises de controle automático de geração é o Erro de Controle de Área (ECA), que corresponde ao sinal de entrada do integrador e portanto a grandeza que deve ser corrigida. No caso de uma única área de controle esse sinal é igual ao desvio de frequência.

$$ECA = \Delta F$$

Cabe ressaltar que no caso de sistemas interligados este controle secundário tem ainda a incumbência de manter o intercâmbio de potência entre áreas de controle vizinhas tão próximo quanto possível dos valores previamente programados.

Contudo, convém salientar que ao se introduzir o controle de intercâmbio em um sistema de controle secundário, o objetivo principal permanece: o de se anular o erro de frequência do sistema.

Com o objetivo de se controlar tanto os desvios de frequência como os desvios de intercâmbio, o sinal de *ECA* a ser aplicado à entrada do integrador será uma combinação destes dois sinais.

$$ECA = B.\Delta F + \Delta T$$

Onde:

B → fator que converte um desvio de frequência em unidade de potência, e é denominado Bias, [MW/Hz].

ΔT → representa a variação do intercâmbio, [MW].

Existem três modalidades de operação que podem ser utilizadas pelos sistemas de controle automático de geração:

- Controle de Intercâmbio e Frequência (TLB – “Tie Line Bias Control”).

$$ECA = B.\Delta F + \Delta T$$

- Controle em Frequência Constante (FF – “Flat Frequency Control”).

$$ECA = B. \Delta F$$

- Controle de Intercâmbio Constante (FTL – “Flat Tie Line Control”).

$$ECA = \Delta T$$

4. OPERAÇÃO EM SISTEMAS INTERLIGADOS

4.1. Operação sem regulação secundária

A Figura 18 representa esquematicamente um sistema composto por duas áreas de controle. Cada área é representada por uma unidade geradora equivalente, com seus respectivos controles, e por suas respectivas cargas.

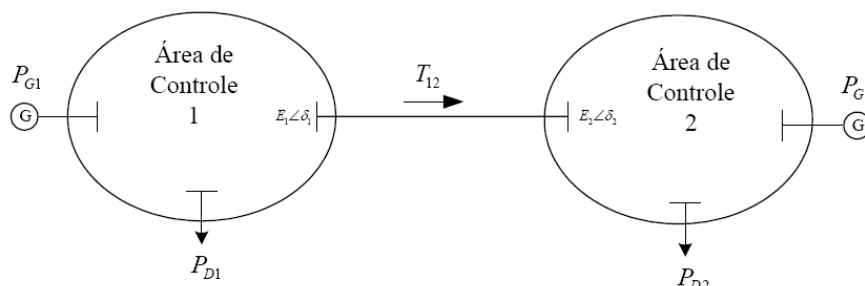


Figura 18 – Representação esquemática de um sistema com duas áreas interligadas

O fluxo de potência na linha da área 1 para a área 2 é dado por:

$$T_{12} = \frac{E_1 E_2}{X_{12}} \text{sen}(\delta_{12})$$

Onde:

$$\delta_{12} = \delta_1 - \delta_2$$

Definindo-se como sendo o coeficiente de potência sincronizante entre os pontos 1 e 2, temos:

$$K_{12} = \frac{E_1 E_2}{X_{12}} \cos(\delta_{12})$$
$$T_{12} = K_{12} \cdot \Delta \delta_{12}$$

O diagrama de blocos da figura 19 ilustra a representação de duas áreas de controle. Note que, o fluxo de potência na linha (T_{12}) foi definido como indo da área 1 para a área 2.

Portanto o fluxo é visto pela área 1 como sendo uma carga e como uma fonte de potência pela a área 2.

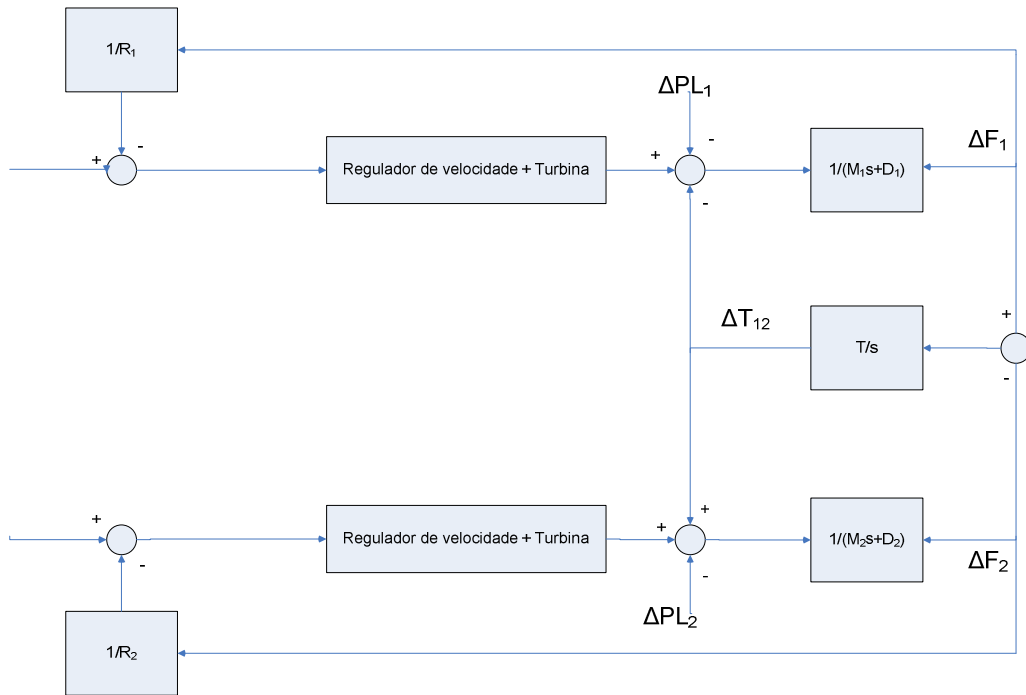


Figura 19 – Representação esquemática de um sistema com com duas áreas interligadas

Vamos agora analisar os desvios, em regime permanente, de freqüência e intercâmbio após um distúrbio de carga no sistema da figura 16 sem considerar a ação do controle secundário. Considere uma variação da carga ΔP_{L1} na área 1, e ΔP_{L2} na área 2. Em regime permanente a freqüência será igual nas duas áreas.

$$(\Delta F_1)_{r.p.} = (\Delta F_2)_{r.p.} = \Delta F_{r.p.}$$

A partir do diagrama de blocos da figura 17 podemos escrever que:

$$\begin{aligned} \Delta P_{G1} - (\Delta T_{12})_{r.p.} - \Delta P_{L1} &= \Delta F_{r.p.} \cdot D_1 \\ \Delta P_{G2} - (\Delta T_{12})_{r.p.} - \Delta P_{L2} &= \Delta F_{r.p.} \cdot D_2 \end{aligned}$$

Com isso:

$$\Delta F_{r.p.} = -\frac{\Delta P_{L1} + \Delta P_{L2}}{\frac{1}{R_1} + D_1 + \frac{1}{R_2} + D_2}$$

$$(\Delta T_{12})_{r.p.} = \frac{\left(\frac{1}{R_1} + D_1\right)\Delta P_{L2} - \left(\frac{1}{R_2} + D_2\right)\Delta P_{L1}}{\frac{1}{R_1} + D_1 + \frac{1}{R_2} + D_2}$$

No caso de mais de duas áreas de controle interligadas é conveniente não se considerar o intercâmbio entre uma área e outra isoladamente, mas sim os intercâmbios líquidos globais entre as diversas áreas [5], como ilustrado na figura 20.

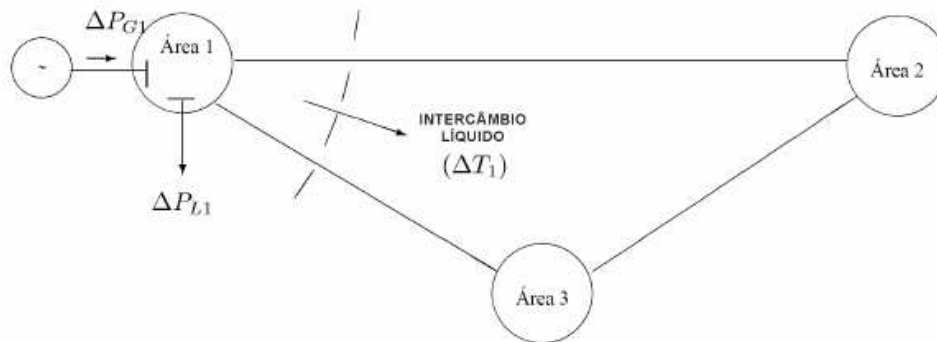


Figura 20 – Sistema com três áreas de controle interligadas

4.2. Operação com regulação secundária

Consideremos agora a introdução da regulação secundária no sistema da figura 18. O novo diagrama de blocos do sistema, com a representação da regulação secundária, é mostrado na figura 21.

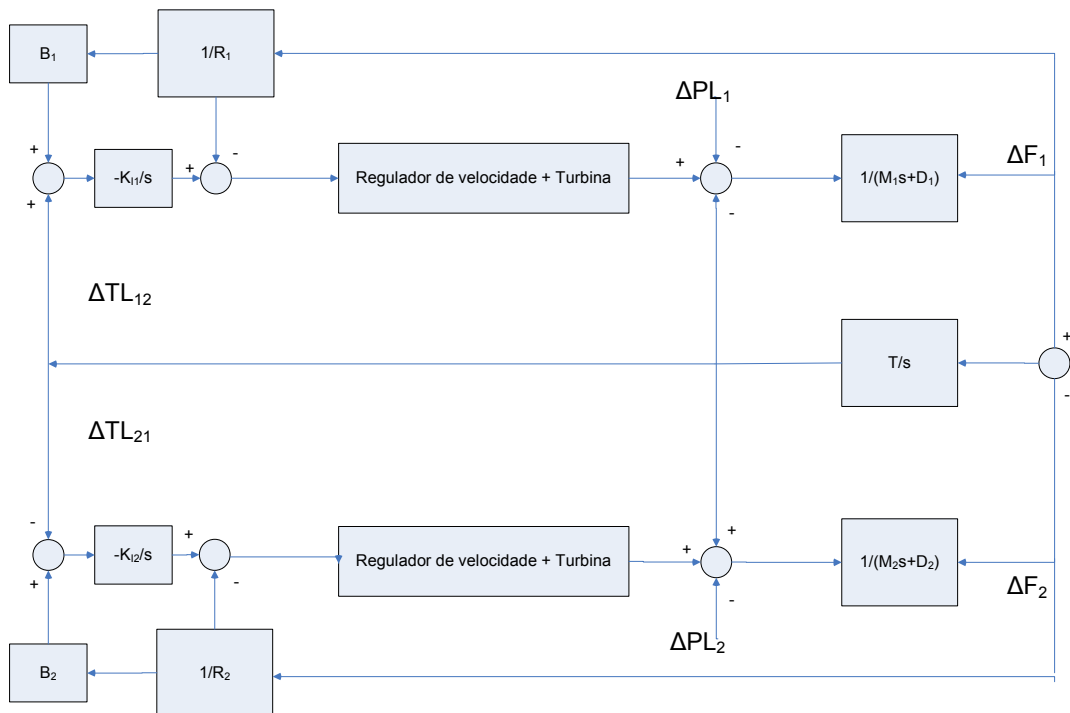


Figura 21 – Diagrama de blocos para sistema de duas áreas interligadas com regulação secundária

No caso de sistemas interligados, exige-se que quando terminada a atuação dos controladores secundários os desvios de frequência e de intercâmbio sejam nulos. Isto significa que os erros de controle de área (ECA) serão também nulos [6], como podemos constatar a seguir:

$$\begin{aligned}
 ECA_1 &= ECA_2 = 0 \\
 B_1 \cdot \Delta F_1 + \Delta T_{12} &= 0 \\
 B_2 \cdot \Delta F_2 + \Delta T_{21} &= 0
 \end{aligned}$$

Depois de atingido o novo ponto de equilíbrio:

$$\begin{aligned}
 (\Delta F_1)_{r.p.} &= (\Delta F_2)_{r.p.} = \Delta F_{r.p.} \\
 \Delta T_{12} &= -\Delta T_{21} \\
 B_1 \cdot \Delta F_{r.p.} + \Delta T_{12} &= 0 \\
 B_2 \cdot \Delta F_{r.p.} - \Delta T_{12} &= 0 \\
 \Delta F_{r.p.} &= \frac{-\Delta T_{12}}{B_1} \\
 \Delta F_{r.p.} &= \frac{\Delta T_{12}}{B_2}
 \end{aligned}$$

4.3. Ajuste do Bias (B)

Classicamente, o ajuste do bias (B) tem se baseado no princípio de que cada área tem condições de atender às suas próprias variações de carga. Sendo assim, o controle suplementar em uma dada área deveria corrigir somente variações de carga naquela área, sem ocasionar variações de geração em outras áreas. Em outras palavras, é desejável que, se a alteração de carga for na área 1, não haja ação de controle em outras áreas, mas apenas na área 1 [5].

Baseando-se neste princípio, o procedimento tradicional é o de se considerar os seguintes ajustes para os coeficientes de polarização:

$$B_i = \beta_i, i = 1, \dots, n$$

Sendo n o número de áreas de controle. Isto é, o bias da área i deve ser igual à característica natural da área i. Supondo que:

$$\begin{aligned} B_1 &= \beta_1, \Delta P_{L1} = 0 \\ B_2 &= \beta_2, \Delta P_{L2} = \Delta L \end{aligned}$$

Temos:

$$\begin{aligned} \Delta F_{r.p.} &= -\frac{\Delta L}{\beta_1 + \beta_2} \\ (\Delta T_{12})_{r.p.} &= \frac{\beta_1 \cdot \Delta L}{\beta_1 + \beta_2} \end{aligned}$$

Calculamos o ECA_1 e ECA_2 da seguinte forma:

$$\begin{aligned} ECA_1 &= \frac{\beta_1 \cdot \Delta L}{\beta_1 + \beta_2} + \beta_1 \cdot \left(\frac{-\Delta L}{\beta_1 + \beta_2} \right) = 0 \\ ECA_2 &= -\frac{\beta_1 \cdot \Delta L}{\beta_1 + \beta_2} + \beta_2 \cdot \left(\frac{-\Delta L}{\beta_1 + \beta_2} \right) = -\Delta L \end{aligned}$$

Na área 1, onde não houve impacto de carga, não haveria nenhuma ação suplementar, mantendo-se apenas o acréscimo de carga ΔP_{G1} da regulação primária de modo a garantir a

assistência à área 2 enquanto sua regulação secundária não agir. Na área 2, como $ECA_2 < 0$, a ação do controle suplementar será a de elevar sua geração para absorver sua própria variação de carga. Ou seja, para $B_i = \beta_i$, a tendência é não haver elevação de geração em uma determinada área na fase de regulação secundária quando o aumento de carga ocorre em outra área.

De maneira análoga pode-se demonstrar que:

- Se $B_i < \beta_i$, haveria redução de geração na fase de regulação suplementar, quando o aumento de carga ocorrer em outra área (isto é, $ECA_i > 0$). Este ajuste é aconselhável para áreas com pequena disponibilidade de geração com respeito à própria carga.
- Se $B_i > \beta_i$, haveria aumento de geração na fase de regulação secundária, mesmo quando o aumento de carga se dá em outra área (isto é, $ECA_i < 0$). Este ajuste pode ser usado para áreas com excesso de geração com respeito à própria carga, garantindo desta forma maior socorro a áreas vizinhas com carência de geração.

5. CONTROLE DE TENSÃO

5.1. Controle da Excitação

Serão analisados os efeitos do controle de excitação sobre a estabilidade, especialmente sobre a estabilidade dinâmica. O estudo de um gerador a uma barra infinita permite o entendimento da natureza dos torques desenvolvidos na máquina e a relação com o comportamento em uma vizinhança do ponto de equilíbrio. [5,6,7]

5.1.1 Efeito do controle da excitação sobre a estabilidade transitória

A estabilidade transitória está relacionada a grandes perturbações que levam as variáveis do sistema a uma excursão tal que as não-linearidades devem ser consideradas. [5,6,7]

Para uma única máquina ligada a uma barra infinita através de uma impedância X_e , a potência elétrica transmitida é dada por

$$P_e = \frac{V_t V_{inf}}{X_e} \text{sen}(\delta)$$

onde:

V_t = tensão da máquina

V_{inf} = tensão da barra infinita

δ = ângulo do rotor medido, em relação a algum referencial (normalmente a barra infinita)

Do ponto de vista da estabilidade transitória os atributos desejáveis do sistema de excitação são:

- Rapidez de resposta, o que implica em baixas constantes de tempo do regulador de tensão e altos ganhos.
- Alto valor máximo da tensão de campo

Na estabilidade transitória, interessa saber se o sistema é capaz de manter o sincronismo durante e logo após a perturbação. O primeiro ciclo é muito importante. Como os reguladores de velocidade não têm tempo de atuar, o sistema de excitação deve tentar tanto

quanto possível manter a potência elétrica de saída no período de interesse, de modo a reduzir a potência de aceleração.

Assim o sistema de excitação pode ajudar a manter a estabilidade transitória de dois modos:

- Reduzindo a magnitude da primeira oscilação. Mesmo um sistema de excitação muito rápido apresenta um efeito limitado sobre a primeira oscilação.
- Amortecendo oscilações subseqüentes. A perda de sincronismo pode, em alguns casos, ocorrer em oscilações subseqüentes pelo batimento de curvas de ângulos. O sistema de excitação, através do uso de sinais estabilizadores, pode aumentar o amortecimento e evitar a perda de sincronismo.

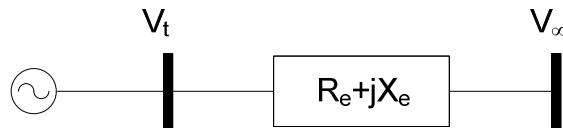


Figura 22 – Gerador Síncrono ligado a barra infinita

5.1.2 Efeito do controle de excitação sobre a estabilidade dinâmica

A estabilidade está relacionada ao comportamento da trajetória do sistema em uma vizinhança do ponto de equilíbrio. As perturbações consideradas são pequenas e as equações do sistema podem ser linearizadas. [5,6,7]

Um estudo de estabilidade dinâmica deve indicar se variações de carga ou variações na topologia do sistema resultam em um ponto de equilíbrio para o qual o sistema se ajusta com amortecimento suficiente. Em determinadas configurações, o sistema apresenta pequeno amortecimento ou até amortecimento negativo.

6. DESCRIÇÃO DO PROGRAMA

O programa PowerFactoryTM foi desenvolvido pela empresa DigSILENT GmbH – **D**igital **S**imuLation and **E**lectrical **N**eTwork. Esta companhia é especializada no desenvolvimento de programas para análise da integração da geração, transmissão e distribuição de energia em sistemas de potência [1].

O PowerFactoryTM é uma ferramenta matemática implementada em ambiente computacional com interface gráfica que permite a montagem de sistemas de potência e esquemas de controle utilizando diagramas unifilares. A precisão e validação dos resultados foram obtidas com grande número de implementações feitas por concessionárias de energia em estudos de planejamento, operação e manutenção de sistemas reais. Dentre as ferramentas disponibilizadas pelo programa destacam-se os cálculos de fluxo de carga, curto-circuito, harmônicas, transitórios eletromecânicos e eletromagnéticos, proteção de sobrecorrente e de distância e estudo de confiabilidade.

6.1. Aspectos do uso do PowerFactoryTM

Esta seção trata dos principais componentes do PowerFactoryTM e suas características, relacionando modelos de componentes e de simulação. É importante destacar que este trabalho não pretende descrever minuciosamente todas as funções e modelos do PowerFactoryTM, contudo para bom entendimento da implementação da proposta é importante o conhecimento dos aspectos relevantes da construção do modelo da rede e dos controladores no programa.

6.1.1 Manuais

Dentre as principais fontes de pesquisa do PowerFactoryTM que contribuem para o aprendizado do programa destacam-se três manuais.

1. Getting Started - Manual para Iniciantes - Descreve os princípios e diretrizes do programa, além de iniciar os passos necessários para construção de projetos de redes com suas respectivas estratégias de controle.
2. Users Manual - Manual do Usuário - Apresenta instruções para o aprendizado da interface do programa com mais profundidade e riqueza de detalhes que o Manual para Iniciantes. Descreve as ferramentas disponíveis para o usuário interagir com o programa.

3. Technical Reference - Manual Técnico - Disponibiliza os modelos dos componentes, como linhas de transmissão e cargas, utilizados para construção da rede, bem como as técnicas escolhidas para realização de cálculo de fluxo de carga, curto-circuito e harmônicos.

Todos os três manuais citados auxiliaram no desenvolvimento da proposta do presente trabalho, contudo algumas ressalvas devem ser consideradas, relativas a esta documentação, como por exemplo:

- Alguns passos importantes, que serão mais a frente mencionados, necessários para a construção de um projeto de rede, principalmente na implementação dos controladores, não foram descritos nos manuais. Tais passos tiveram que ser descobertos por meio de análise de exemplos contidos no programa;
- Alguns elementos do circuito, como o conversor dc/dc, não são citados no Manual Técnico;
- O método numérico utilizado para solução das equações algébricas e diferenciais não é informado, contudo sabe-se que o método permite passo de integração variável.

A falta de informações adequadas pode gerar dúvidas e conseqüentemente levar o usuário a erros. Por isso, em fase de aprendizado é importante a simulação de modelos já implementados, por meio de exemplos contidos no programa para que o usuário possa adquirir experiência necessária para construção dos seus próprios modelos.

6.1.2 Interface Gráfica

O PowerFactoryTM é um programa comercial utilizado para estudo dinâmico de redes de potência que permite a simulação e construção de modelos de controladores usando digramas unifilares [1]. Além disso, a interface gráfica do programa permite acesso direto, no diagrama unifilar, aos parâmetros dos elementos relacionados à rede e aos controladores, como máquinas, cargas e linhas de transmissão. Há três tipos de telas de construção para diferentes aplicações:

- Grid - Rede - interface com ferramentas que permitem a construção de redes de sistemas de potência, como mostra a figura 23;

- Block Diagram - Diagrama de blocos - Tela para implementação dos modelos dos controladores e turbina, como mostra a figura 24; diferentemente da tela para construção das redes, onde a caixa de ferramentas permite o acesso a todos os elementos que irão compor a rede, nesta não há ferramentas disponíveis para montagem dos blocos de controle.
- Virtual Instrument Painel - Construção de Gráficos - Tela para construção de gráficos, como mostra a figura 25.

Uma característica de destaque do PowerFactory™ é a geração de gráficos em tempo real de simulação. Isso permite fazer análises parciais sem a necessidade de aguardar o fim da simulação, no caso, em que esta é demorada. Além disso, o programa torna possível o aumento do tempo total de simulação, mesmo após o tempo previsto.

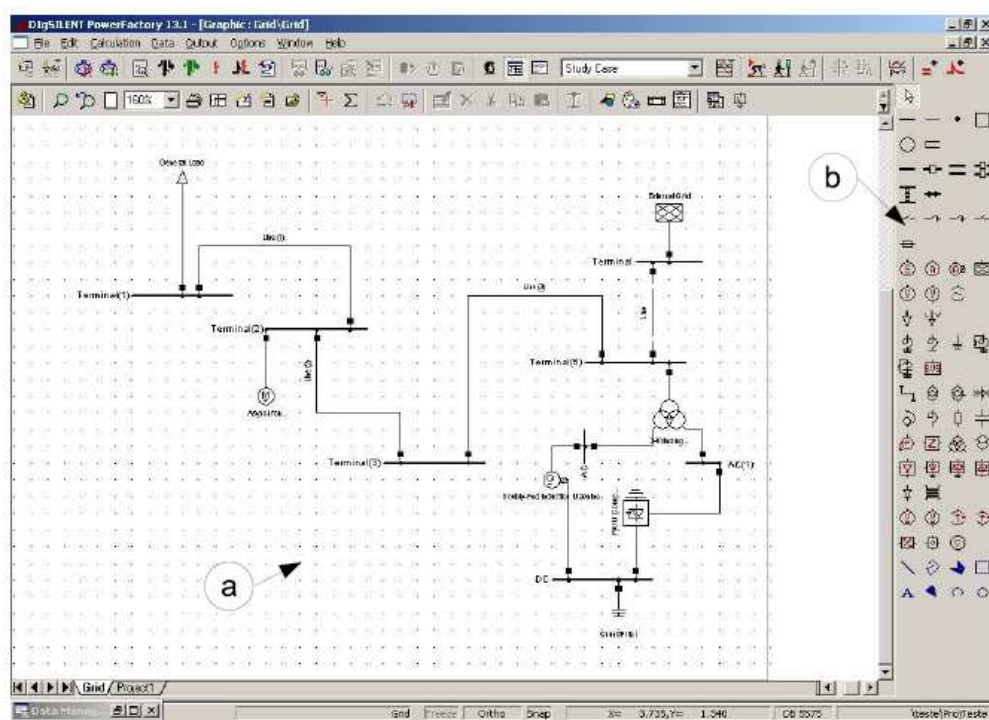


Figura 23 – Tela com interface para construção de redes: a - Tela para construção da rede; b - Caixa de ferramenta com elementos que podem ser usados para compor a rede.

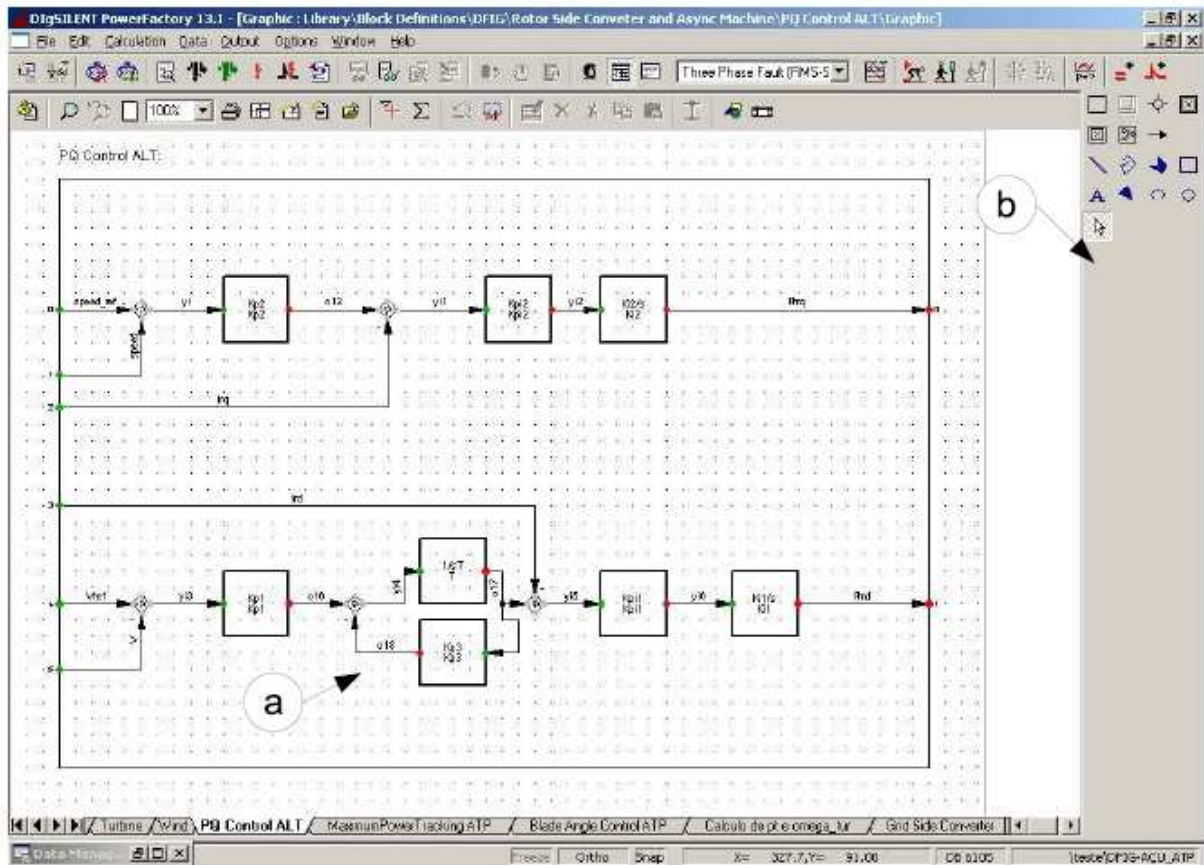


Figura 24 – Tela com interface para modelos de controladores e turbinas: a - Tela para conexão dos blocos de controle; b - Caixa de ferramenta com elementos que podem ser usados para conexão dos blocos de controle.

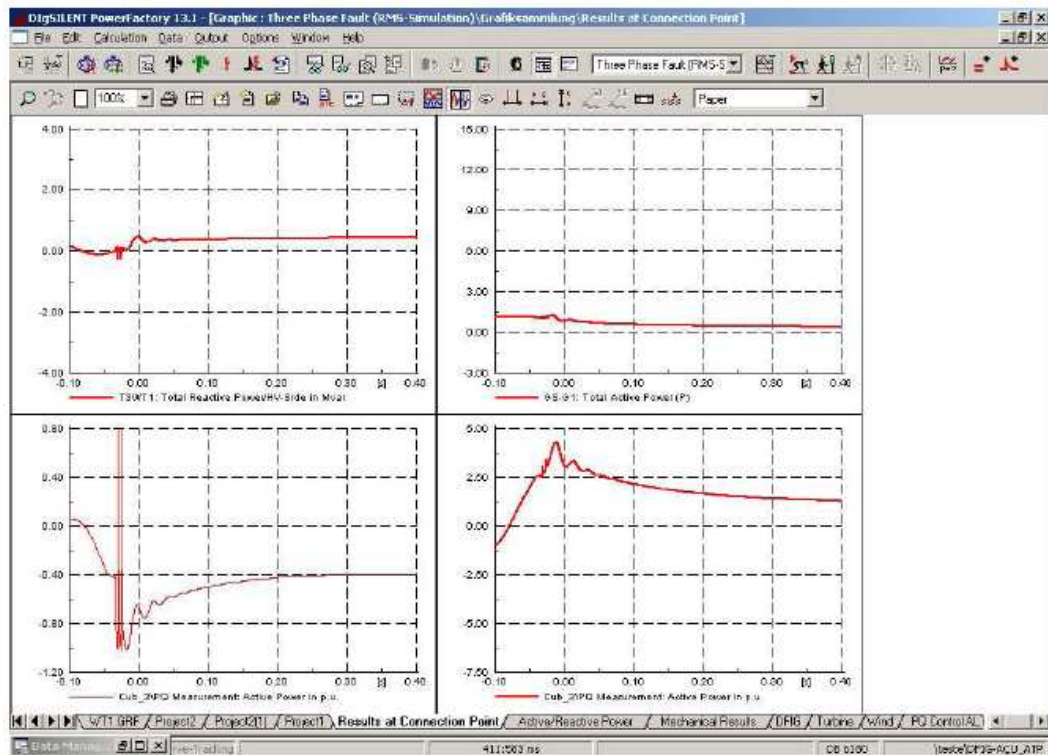


Figura 25 – Tela com interface para construção de gráficos.

6.1.3 Gerenciador de dados

Todas as construções feitas na interface gráfica são automaticamente identificadas, relacionadas e armazenadas em um banco de dados. Esse banco permite a construção de blocos de controle e gerencia a interligação destes blocos com elementos de rede, como por exemplo conversores e seus controles. Essa característica torna essencial o domínio e conseqüente uso deste dispositivo pelo usuário, haja vista que não é possível a construção de blocos de controle diretamente no diagrama unifilar.

A figura 26 mostra a tela do gerenciador de dados. Na coluna da esquerda estão os projetos de diferentes sistemas de potência e na coluna da direita os elementos de rede e de controle de um projeto.

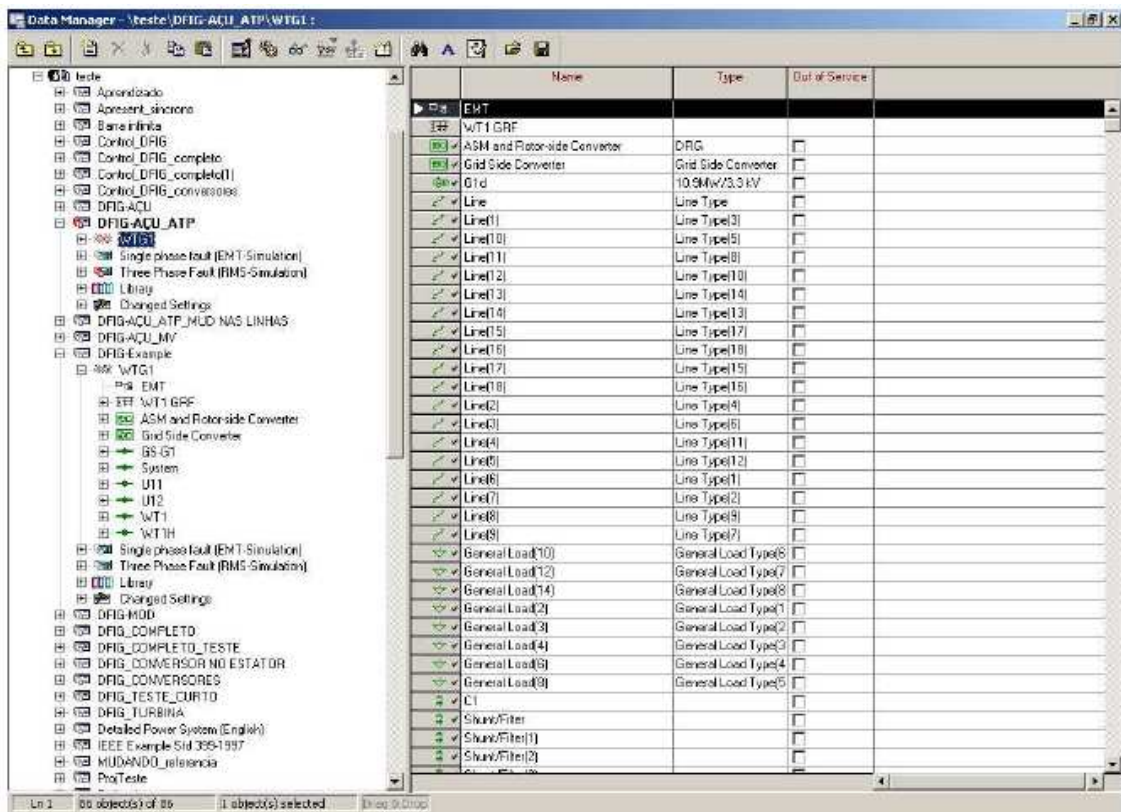


Figura 26 – Gerenciador de dados.

6.1.4 Simulação

Os elementos de rede são adicionados conforme figura 23, ao clicar nos elementos estes são adicionados na interface gráfica, tomando o cuidado que os barramentos devem ser definidos primeiramente, para haver terminais onde interligar os elementos de rede. Ao clicar duas vezes nos elementos, abre uma tela em que se pode configurar cada elemento (varia para

cada modelo: transformador, linha de transmissão, gerador, etc). Para um maior controle de todos elementos, pode-se utilizar o gerenciador de dados, havendo total controle sobre a rede. A construção dos controladores serão vistos no capítulo 6.1.5.

Após a montagem da rede e dos controladores, o usuário tem disponível pelo PowerFactoryTM três tipos de simulação:

1. Fluxo de carga - cálculo da rede em regime permanente utilizando o método linear (fluxo de carga CC) ou método de Newton Raphson, possibilitando a simulação de sistemas balanceados ou desbalanceados [2];
2. Cálculo das condições iniciais - possibilita o cálculo das condições iniciais, mesmo sem iniciar a análise dinâmica [2]. Os modelos já existentes no PowerFactoryTM possuem inicialização automática de suas variáveis, cujos valores são obtidos baseado no cálculo do fluxo de carga. Contudo todos os blocos dos modelos montados pelo usuário devem conter valores iniciais das variáveis de entrada e saída ou equações que permitem o cálculo das mesmas automaticamente;
3. Cálculo de estabilidade transitória - cálculo do comportamento dinâmico do sistema. Antes do início do processo de simulação dinâmica, automaticamente calcula-se o fluxo de carga e as condições iniciais. Esse procedimento é padrão em programas utilizados para estudo de estabilidade transitória. O PowerFactoryTM permite simulação dinâmica de duas formas:
 - EMT - Cálculo dinâmico utilizando valores instantâneos. Durante a simulação, todos os elementos de rede são modelados usando equações diferenciais, portanto, em geral, os resultados dos transitórios eletromagnéticos dessa simulação são mais precisos e o custo computacional é alto, quando comparado com a simulação RMS;
 - RMS - Cálculo dinâmico utilizando valores eficazes. Nesse caso, a rede é modelada usando equações algébricas, isto é, usando o modelo de regime permanente. Esta representação visa à redução de esforços computacionais e é indicada para análise de transitórios mecânicos, pois não há diferenças nos resultados dos parâmetros mecânicos obtidos pela simulação usando valores eficazes ou valores instantâneos.

6.1.5 Formulação de modelos no PowerFactory_{TM}

A correta simulação de sistemas de potência exige formulação adequada dos modelos de elementos que compõem a rede. Boa parte dos elementos de rede possuem modelos prontos para o uso no PowerFactory_{TM}. Estes modelos padrões foram aproveitados, incorporando a estes novos elementos, como o modelo da turbina e dos controladores.

O primeiro passo para a implementação de controladores e turbinas é a montagem da biblioteca do projeto, que irá conter todos os modelos de elementos construídos pelo usuário. O elemento padrão que constitui a biblioteca chama-se bloco. Os blocos são classes que possuem entradas, saídas, parâmetros, variáveis de estado e variáveis internas. Através dos blocos é possível a construção de controladores e modelos de alguns elementos da rede. O PowerFactory_{TM} é um programa totalmente orientado a objeto e por isso baseia-se na construção dessas classes.

A biblioteca padrão do PowerFactory_{TM} possui blocos que podem ser reaproveitados, bem como também nos exemplos demonstrativos já implementados. Contudo, quase sempre, principalmente para os controladores, não existem blocos exatamente iguais ao desejado. Por isso, é de extrema importância o aprendizado do procedimento adequado à construção desses blocos.

O procedimento deve seguir os seguintes passos:

1. Construção dos diretórios na biblioteca, onde os blocos serão armazenados;
2. Montagem do bloco que será responsável pela coordenação e conexão das classes dos modelos;
3. Construção dos blocos dos modelos, definindo as variáveis e os parâmetros além das funções da classe, não esquecendo de inicializar as variáveis de entrada e saída.
4. Conectar os blocos dos modelos utilizando a interface gráfica.

A figura 27 mostra a interface do bloco do modelo da turbina no programa PowerFactory_{TM}.

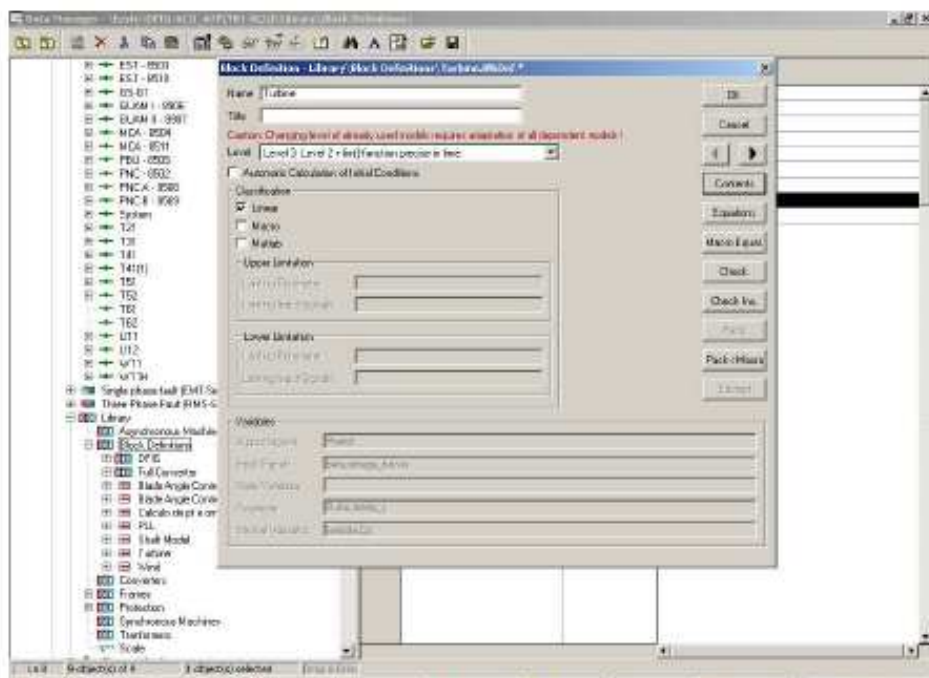


Figura 27 – Interface do programa PowerFactory™ do bloco que contém o modelo da turbina.

A utilização desta classe deve seguir os seguintes passos:

1. Construção dos blocos de combinação;
2. Montagem das classes, chamada de bloco comum - *common model*, relacionando os blocos em que serão determinados os parâmetros.
3. Atualizar os blocos de combinação selecionando cada ítem encontrado com cada bloco comum;

A base da estrutura é a biblioteca e logo acima estão os blocos comuns que serão gerenciados pelo bloco de combinação.

Na figuras 28 e 29 podemos ver os blocos compostos e sua tela de configuração e nas figuras 30 e 31, vemos um exmplo de um bloco comum de controlador de tensão e sua tela de configuração.

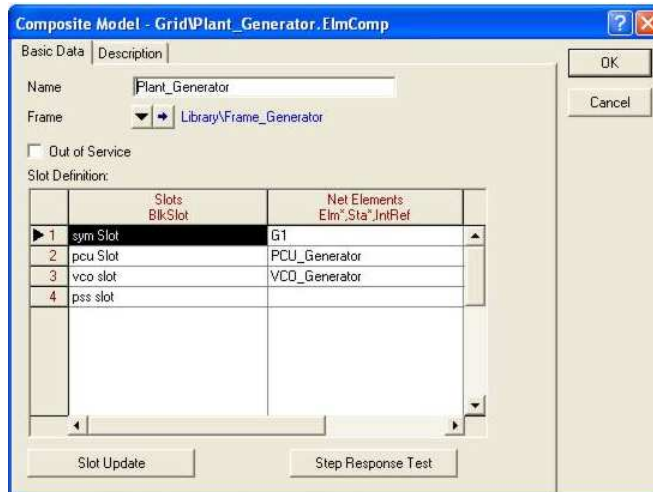


Figura 28 – Exemplo de um modelo composto usando o frame do gerador

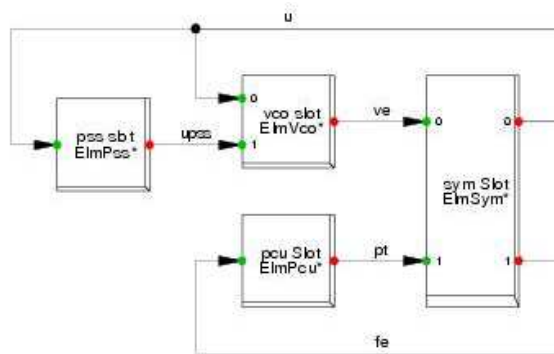


Figura 29 – Frame composto do Gerador

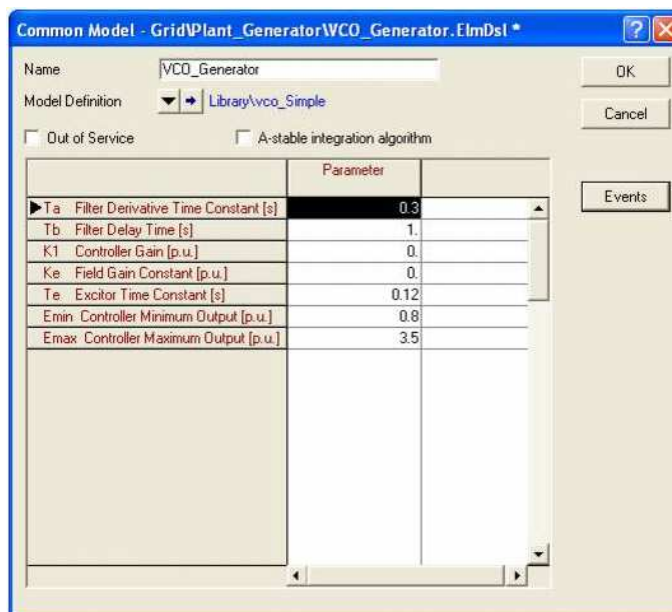


Figura 30 – Exemplo de um modelo comum usando as definições de um controlador de tensão (VCO)

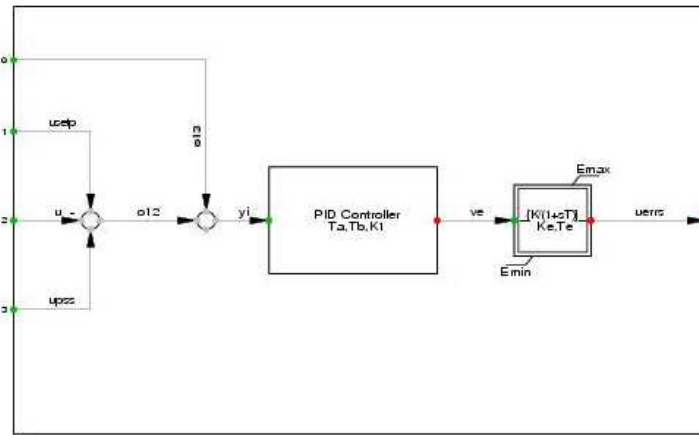


Figura 31 – Exemplo da definição de um modelo de controlador de tensão

7. RESULTADOS

7.1. Objetivo

O objetivo deste capítulo consiste em analisar um sistema elétrico de potência contendo 16 barras, para várias perturbações. Com isso implementando um controlador de velocidade, e parametrizando o mesmo até conseguir uma boa reação a essas perturbações.

Dos resultados, são feitas avaliações da simulação, sob o ponto de vista do comportamento dinâmico e da estabilidade transitória do sistema, comparando seus resultados.

Para esse estudo foi utilizado o programa PowerFactoryTM.

7.2. Considerações iniciais

Para uma melhor interpretação das tabelas deve-se levar em consideração que há três tipos de barras no sistema apresentado:

- Barra e carga (tipo PQ)
- Barra de tensão controlada (tipo PV)
- Barra swing ($V\theta$)

7.3. Apresentação do sistema

O caso a ser estudado consiste em um sistema de 16 barras apresentado na figura 19. Algumas observações podem ser feitas sobre as características do sistema. O sistema foi dividido em duas áreas:

- Área 1 que consiste de barras de 345kV e 138kV (somente a barra-14);
- Área 2 que consiste de barras de 230kV.

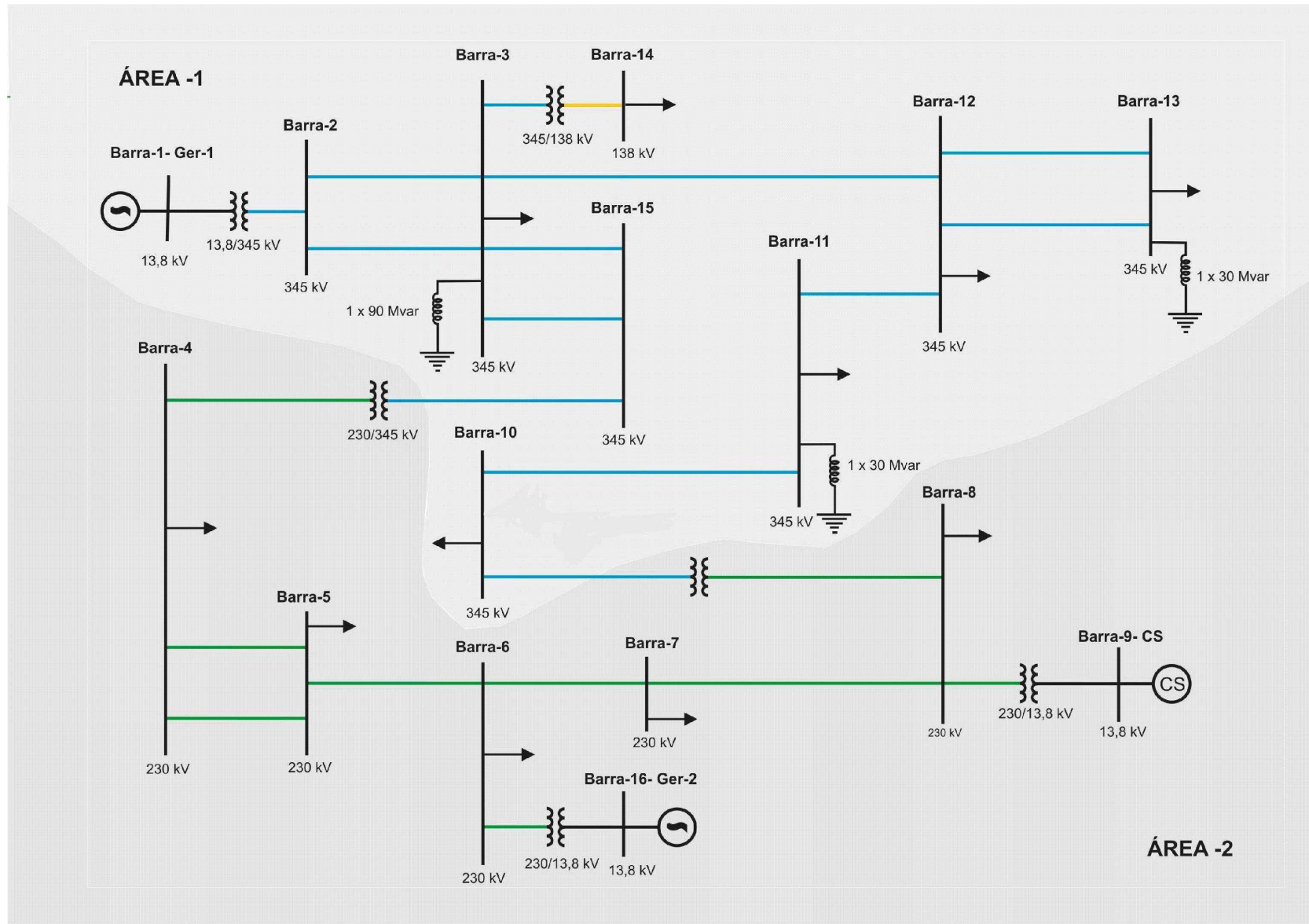


Figura 32 – Sistema eléctrico a ser utilizado

7.4. Dados do problema

As informações utilizadas foram obtidas de um caso-base de 16 barras já utilizado pelo ANAREDE e pelo ANATEM, porém com toda a parametrização dentro de seu código fonte, com isso foi necessário uma adaptação dos parâmetros para a entrada dos mesmos no PowerFactory™. Foram criadas as tabelas abaixo para auxiliar nas informações.

Tipo	Gerador 1					
	Barra 1	Barra 2	Barra 3	Barra 4	Barra 5	Barra 6
Tensão (Valor inicial da magnitude da tensão, em p.u.)	0,9707	1,007	1,015	1,049	1,039	1,012
Ângulo (Ângulo de fase inicial da tensão da barra, em graus.)	7,17	3,65	0,811	-0,56	0,18	1,85
Geração Ativa (Valor de geração de potência ativa na barra, em MW.)	200					
Geração Reativa (Valor de geração de potência reativa na barra, em Mvar.)	-115					
Geração Reativa Mínima (Valor do limite mínimo de geração de potência reativa na barra, em Mvar.)	-180					
Geração Reativa Máxima (Valor do limite máximo de geração de potência reativa na barra, em Mvar.)	180					
Carga Ativa (Valor da carga ativa da barra, em MW.)			26	58	16	10
Carga Reativa (Valor da carga reativa da barra, em Mvar.)			16	39	11	7
Capacitor / Reator (Valor total da potência reativa injetada na barra, em Mvar, por bancos de capacitores/reatores. O valor a ser preenchido neste campo refere-se a potência reativa injetada na tensão nominal (1.0 p.u.))			-90			
Área (Número da área à qual pertence a barra.)	1	1	1	2	2	2
Tensão p/ definição de carga (Entre neste campo com o valor em p.u. da tensão para a qual foi medido o valor das parcelas ativa e reativa da carga definidos nos campos Carga Ativa e Carga Reativa, respectivamente.)	1	1,036	1,041	1,024	1,028	1,021
Grupo de Limite de Tensão	A	C	C	B	B	B

Tipo	Compensador Sincrono				
	Barra 7	Barra 8	Barra 9	Barra 10	Barra 11
Tensão (Valor inicial da magnitude da tensão, em p.u.)	1,02	1,02	0,97	1,009	1,022
Ângulo (Ângulo de fase inicial da tensão da barra, em graus.)	0,156	-0,88	-0,88	-1,7	-1,6
Geração Ativa (Valor de geração de potência ativa na barra, em MW.)			0		
Geração Reativa (Valor de geração de potência reativa na barra, em Mvar.)			-38,8		
Geração Reativa Mínima (Valor do limite mínimo de geração de potência reativa na barra, em Mvar.)			-50		
Geração Reativa Máxima (Valor do limite máximo de geração de potência reativa na barra, em Mvar.)			70		
Carga Ativa (Valor da carga ativa da barra, em MW.)	9	21		23	22
Carga Reativa (Valor da carga reativa da barra, em Mvar.)	8	13		16	15
Capacitor / Reator (Valor total da potência reativa injetada na barra, em Mvar, por bancos de capacitores/reatores. O valor a ser preenchido neste campo refere-se a potência reativa injetada na tensão nominal (1.0 p.u.))					-30
Área (Número da área à qual pertence a barra.)	2	2	2	1	1
Tensão p/ definição de carga (Entre neste campo com o valor em p.u. da tensão para a qual foi medido o valor das parcelas ativa e reativa da carga definidos nos campos Carga Ativa e Carga Reativa, respectivamente.)	1,025	1,02	1,01	1,021	1,034
Grupo de Limite de Tensão	B	B	A	C	C

	Barra 12	Barra 13	Barra 14	Barra 15	Gerador 2 Barra 16
Tipo	PQ	PQ	PQ	PQ	SL
Tensão (Valor inicial da magnitude da tensão, em p.u.)	1,028	1,027	1,01	1,01	0,97
Ângulo (Ângulo de fase inicial da tensão da barra, em graus.)	-0,98	-1,2	-0,66	0,306	5
Geração Ativa (Valor de geração de potência ativa na barra, em MW.)					108
Geração Reativa (Valor de geração de potência reativa na barra, em Mvar.)					-78
Geração Reativa Mínima (Valor do limite mínimo de geração de potência reativa na barra, em Mvar.)					-180
Geração Reativa Máxima (Valor do limite máximo de geração de potência reativa na barra, em Mvar.)					180
Carga Ativa (Valor da carga ativa da barra, em MW.)	56	33	32		
Carga Reativa (Valor da carga reativa da barra, em Mvar.)	31	19	21		
Capacitor / Reator (Valor total da potência reativa injetada na barra, em Mvar, por bancos de capacitores/reatores. O valor a ser preenchido neste campo refere-se a potência reativa injetada na tensão nominal (1.0 p.u.))		-30			
Área (Número da área à qual pertence a barra.)	1	1	1	1	2
Tensão p/ definição de carga (Entre neste campo com o valor em p.u. da tensão para a qual foi medido o valor das parcelas ativa e reativa da carga definidos nos campos Carga Ativa e Carga Reativa, respectivamente.)	1,039	1,039	1,01	1,01	1
Grupo de Limite de Tensão	C	C	A	C	A

Grupos de Limite de Tensão	A	B	C
Limite de tensão mínimo	0,95	0,95	0,95
Limite de tensão máximo	1,05	1,07	1,08

Tabela 1- Dados das barras tirados dos arquivos do ANAREDE

	Gerador 1	Compensador Síncrono	Gerador 2
Modelo (Clássico, Pólos Salientes ou Lisos)	Pólos Salientes	Pólos Salientes	Pólos Salientes
X1 (Reatância de seq. positiva em %)	10,68	12,36	15,36
X0 (Reatância de seq zero)	99999	99999	99999
R0 (Resistência de seq zero)	99999	99999	99999
Ld (Indutância síncrona de eixo direto, em %.)	100	198	102
Lq (Indutância síncrona de eixo em quadratura, em %.)	69	125	67
L'd (Indutância transitória de eixo direto, em %.)	30	43	32
L*d (Indutância subtransitória de eixo direto, em %.)	20	25	28
LI (Indutância de dispersão da armadura, em %.)	14	17,7	18
T'do (Constante de tempo transitória de eixo direto em circuito aberto, em segundos.)	5,7	9,2	6,29
T"do (Constante de tempo subtransitória de eixo direto em circuito aberto, em segundos.)	0,06	0,093	0,07
T"qo (Constante de tempo subtransitória de eixo em quadratura em circuito aberto, em segundos.)	0,16	0,041	0,17
H (Constante de inércia, em segundos. Representa a relação entre a energia cinética armazenada no grupo turbina-gerador, à velocidade síncrona, e a potência aparente nominal da máquina.)	2,17	1,27	2,17
D (Constante de amortecimento, em pu/pu. Representa a relação entre a potência de amortecimento, em pu na base da máquina e a variação da velocidade do rotor em pu na base da velocidade síncrona.)			
Potência Aparente Nominal (MVA)	422	70	140
Frequência (Frequência síncrona da máquina, em Hz.)	60	60	60

Curva de Saturação	Gerador 1	Compensador Síncrono	Gerador 2
Valor de A	0,0248	0,019	0,02529
Valor de B	6,6089	8,371	7,5413
Valor de C	0,8	0,8	0,8

Tabela 2- Dados dos geradores e compensador síncrono tirados dos arquivos do ANATEM

Barras

	Gerador 1								Compensador Sincrono
	Barra 1	Barra 2	Barra 3	Barra 4	Barra 5	Barra 6	Barra 7	Barra 8	Barra 9
Tensão Nominal (kV)	13,8	345	345	230	230	230	230	230	13,8
Tipo de Barra (PQ, PV, SL)	PV	PQ	PQ	PQ	PQ	PQ	PQ	PQ	PV

Cargas

	Barra 1	Barra 2	Barra 3	Barra 4	Barra 5	Barra 6	Barra 7	Barra 8
Potência Ativa (MW)	0	26	58	16	10	9	21	
Potência Reativa (MVar)	0	16	39	11	7	8	13	
Tensão (pu)	1,007	1,015	1,049	1,039	1,012	1,02	1,02	
Ângulo (graus)	3,65	0,811	-0,56	0,18	1,85	0,156	-0,88	
Fator de escala								

Barras

	Barra 10	Barra 11	Barra 12	Barra 13	Barra 14	Barra 15	Gerador 2 Barra 16
Tensão Nominal (kV)	345	345	345	345	138	345	13,8
Tipo de Barra (PQ, PV, SL)	PQ	PQ	PQ	PQ	PQ	PQ	SL

Cargas

	Barra 10	Barra 11	Barra 12	Barra 13	Barra 14	Barra 15	Barra 16
Potência Ativa (MW)	23	22	56	33	32	0	
Potência Reativa (MVar)	16	15	31	19	21	0	
Tensão (pu)	1,009	1,022	1,028	1,027	1,01	1,01	
Ângulo (graus)	-1,7	-1,6	-0,98	-1,2	-0,66	0,306	
Fator de escala							

Tabela 3- Dados das barras implementados no PowerFactory™

Geradores

	Gerador 1	Compensador Sincrono	Gerador 2
(Ohm)	0	0	0
Potência Ativa (MW)	200	0	108
Potência Reativa (MVar)	-115	-38,8	-78
Tensão (pu)	0,9707	0,97	0,97
Ângulo (graus)	7,17	-0,88	5
(MW/Hz)			
Reativo Mínimo (MVar)	-180	-50	-180
Reativo Máximo (MVar)	180	70	180
Ativo Mínimo (MW)	999999	999999	999999
Ativo Máximo (MW)	0	0	0
(MVA)	422	422	422
Tensão Nominal (kV)	13,8	13,8	13,8
Fator de Potência			
...)			
Reatância Xd (pu)	1	1,98	1,02
Reatância Xq (pu)	0,69	1,25	0,67
Resistência R0 (pu)	999999	999999	999999
Reatância X0 (pu)	999999	999999	999999
Resistência R2 (pu)	0,1068	0,1236	0,1536
Reatância X2 (pu)			
Xd" saturado (pu)	0,2	0,25	0,28
Xd' (pu)	0,3	0,43	0,32
Inércia H (s)	2,17	1,27	2,17
Xe			
Re			
Td' (s)	5,7	9,2	6,29
Td" (s)	0,06	0,093	0,07
Tq" (s)	0,16	0,041	0,17
Xq" (pu)			
Amortecimento D (pu)			

Tabela 4- Dados dos geradores e compensador síncrono implementados no PowerFactory™

DADOS DOS TRAFOS

	Trafo 13,8/345 KV	Trafo 345/138 KV	Trafo 230/345 KV	Trafo 230/13,8 KV	Trafo 230/13,8 KV	Trafo 345/230 KV
Da barra	1	3	4	6	8	10
Para barra	2	14	15	16	9	8
Reatância (Valor da reatância do circuito, em %. Para transformadores este valor corresponde ao valor da reatância para o tap nominal.)	3	8,33	6,67	5	12,5	10
Tap (Valor do tap referido à barra definida no campo Da Barra, em p.u., para os transformadores de tap fixo ou, uma estimativa deste valor para os transformadores com variação automática de tap (LTC) 3.)	1	0,9882	1,068	1	1	0,945
Tap Mínimo (Valor mínimo que o tap pode assumir, em p.u., para transformadores com variação automática de tap.)		0,9	0,9			0,9
Tap Máximo (Valor máximo que o tap pode assumir, em p.u., para transformadores com variação automática de tap.)		1,1	1,1			1,1
Barra Controlada (No caso de circuitos tipo transformador com variação automática de tap, este campo é destinado ao número da barra cuja magnitude da tensão deve ser controlada.)		-14	-15			-8
Capacidade Normal (Capacidade de carregamento do circuito em condições normais para fins de monitoração de fluxo, em MVA.)	400	120	150	240	80	100
Capacidade de Emergência (Capacidade de carregamento do circuito em condições de emergência para fins de monitoração de fluxo, em MVA.)	560	164	210	336	112	140
Número de Steps (Número de posições intermediárias entre o tap mínimo e o tap máximo para transformadores de tap variável.)		32	32			32
Sbase	100	100	100	100	100	100

Tabela 5- Dados dos transformadores tiradas dos arquivos do ANAREDE

DIGSILENT

Potência Nominal (MVA)	400	120	150	240	80	100
Frequência Nominal (Hz)	60	60	60	60	60	60
Tensão do Lado de Alta (kV)	345	138	345	13,8	13,8	230
Tensão do Lado de Baixa (kV)	13,8	345	230	230	230	345
Impedância de Seq Positiva (%)	12	9,996	10,005	12	10	10
Impedância de Seq Negativa (%)	12	9,996	10,005	12	10	10
Lado Controlado (HV ou LV) (pu)	Barra 1 (1)	LV (0,9882)	LV (1,068)	Barra 6 (1)	Barra 8 (1)	LV (0,945)
Tensão adicional por Tap (%)		0,64516129	0,64516129			0,64516129
Posição de Neutro		0	0		0	
Posição Negativa		-16	-16		-16	
Posição Positiva		16	16		16	
Setpoint Voltage	1	0,9882	1,068	1	1	0,945
Tensão Mínima (pu)		0,9	0,9			0,9
Tensão Máxima (pu)		1,1	1,1			1,1

Tabela 6- Dados dos transformadores implementados no PowerFactory™

DADOS DAS LINHAS

Da barra	2	2	3	3	3	4	4	5	6	7	10	11	12	12
Para barra	3	3	12	15	15	5	5	6	7	8	11	12	13	13
Resistência R1 (Valor da resistência do circuito, em %. Para transformadores este valor corresponde ao valor da resistência para o tap nominal.)	0,45	0,45	0,24	0,79	0,79	0,69	0,69	0,5	0,6	0,47	0,34	0,39	0,22	0,22
Reatância X1 (Valor da reatância do circuito, em %. Para transformadores este valor corresponde ao valor da reatância para o tap nominal.)	4,96	4,96	2,64	8,38	8,38	7,37	7,37	5,36	6,37	5,03	3,72	4,34	2,48	2,48
Resistência R0 (Valor da resistência do circuito, em %)	2,64	2,64	2,4	7,7	7,7	7,79	7,79	5,53	5,03	2,48	3,6	2,3	2,4	2,4
Reatância X0 (Valor da reatância do circuito, em %)	20,96	20,96	7,77	30,73	30,73	30,05	30,05	15,19	18,09	12,9	14	18,27	7,77	7,77
Susceptância (Valor total da susceptância shunt do circuito, em Mvar.)	84,8	84,8	45,05	30,63	30,63	26,95	26,95	19,6	23,28	18,38	63,6	74,2	42,4	42,4
Capacidade Normal (Capacidade de carregamento do circuito em condições normais para fins de monitoração de fluxo, em MVA.)	300	300	300	200	200	200	200	200	200	200	300	300	300	300
Capacidade de Emergência (Capacidade de carregamento do circuito em condições de emergência para fins de monitoração de fluxo, em MVA.)	300	300	300	200	200	200	200	200	200	200	300	300	300	300
Circuito (Número de identificação da circuito CA em paralelo.)	1	2	1	1	2	1	2	1	1	1	1	1	1	2
Potência Base (100 MVA)	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100

Tabela 7- Dados das linhas tiradas dos arquivos do ANAREDE

DIGSILENT

Distância (Km)	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
Tensão Nominal (kV)	345	345	345	345	345	230	230	230	230	230	345	345	345	345
Corrente Nominal (kA)														
Frequência Nominal (Hz)	60	60	60	60	60	60	60	60	60	60	60	60	60	60
Tipo de Cabo	Overhead Cable	Overhead Cable	Overhead Cable	Overhead Cable	Overhead Cable	Overhead Cable	Overhead Cable	Overhead Cable	Overhead Cable	Overhead Cable	Overhead Cable	Overhead Cable	Overhead Cable	Overhead Cable
Sistema AC ou DC	AC	AC	AC	AC	AC	AC	AC	AC	AC	AC	AC	AC	AC	AC
R1 (Ohm/Km)	5,356125	5,356125	2,8566	9,402975	9,402975	3,6501	3,6501	2,645	3,174	2,4863	4,04685	4,641975	2,61855	2,61855
X1 (Ohm/Km)	59,0364	59,0364	31,4226	99,74295	99,74295	38,9873	38,9873	28,3544	33,6973	26,6087	44,2773	51,65685	29,5182	29,5182
R0 (Ohm/Km)	31,4226	31,4226	28,566	91,64925	91,64925	41,2091	41,2091	29,2537	26,6087	13,1192	42,849	27,37575	28,566	28,566
X0 (Ohm/Km)	249,4764	249,4764	92,482425	365,763825	365,763825	158,9645	158,9645	80,3551	95,6961	68,241	166,635	217,458675	92,482425	92,482425
Susceptância B1 (uS/Km)	712,4553665	712,4553665	378,4919135	257,3408948	257,3408948	509,4517958	509,4517958	370,510397	440,0756144	347,4480151	534,3415249	623,3984457	356,2276833	356,2276833

Tabela 8- Dados das linhas implementados no PowerFactory™

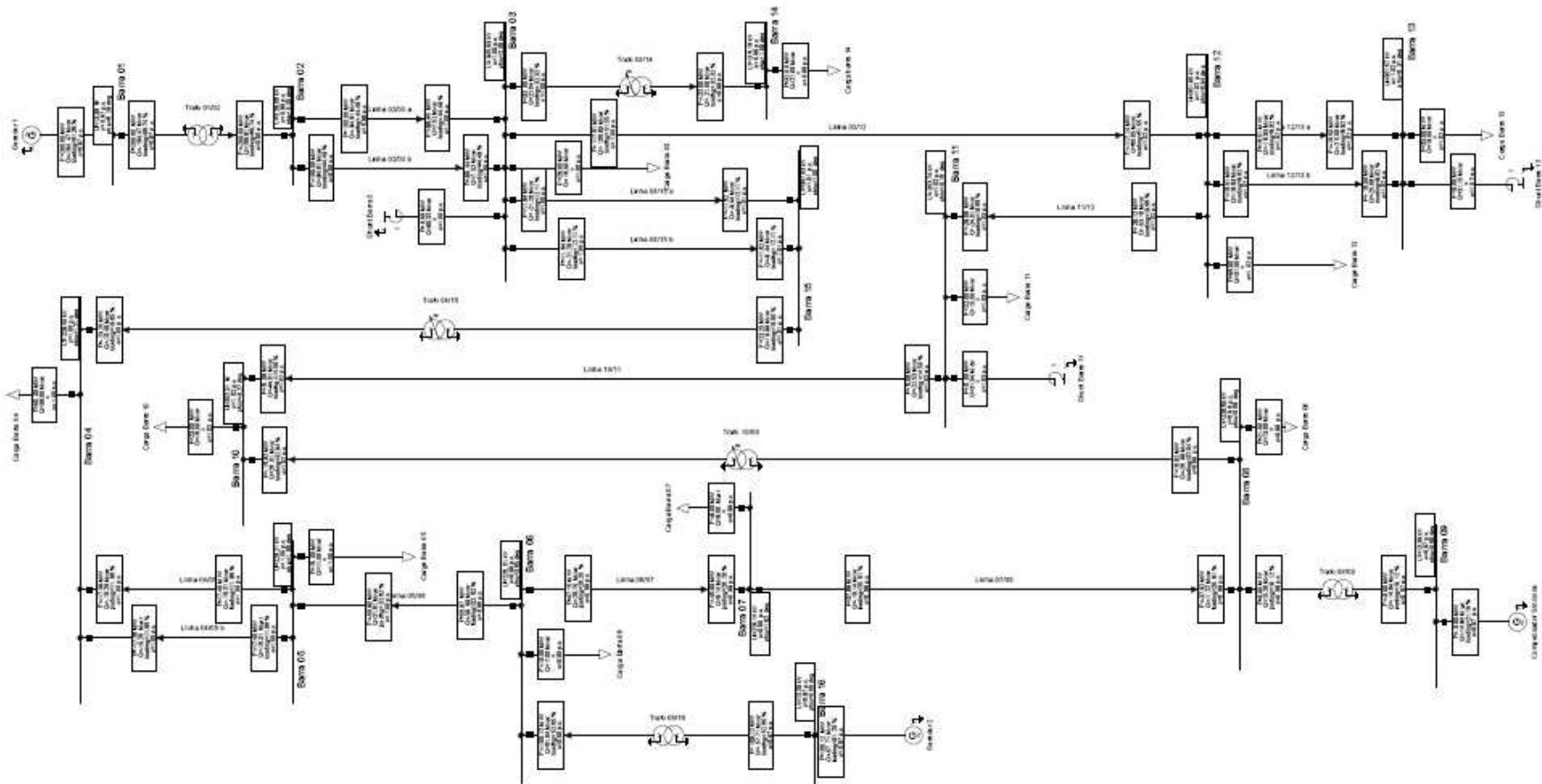


Figura 33 – Diagrama Unifilar

Com as seguintes informações parametrizadas em cada elemento do sistema elétrico, iniciou-se a análise a ser feita no sistema com o uso dos reguladores. O unifilar do sistema encontra na figura 33.

7.5. Análise com reguladores primário e secundário de velocidade

Primeiramente foi montado o regulador de velocidade sem o uso de um CAG, e testado o mesmo para ver suas condições no sistema utilizado. Em seguida foi utilizado o CAG no regulador acima para análise de seu uso no controle.

Inicialmente é comparada a frequência do sistema com a frequência de referência (60 Hz), este resultado considerado como Δf entra no bloco de controle para regular a velocidade. O regulador de velocidade envia um sinal de potência para turbina, em busca de gerar mais ou reduzir a produção de potência ativa no sistema, este sinal é inserido no modelo da turbina e assim gerado um sinal de potência elétrica (pt) ao gerador.

Na figura a seguir podemos ver como foi montado o regulador primário de velocidade e seus seguintes resultados:

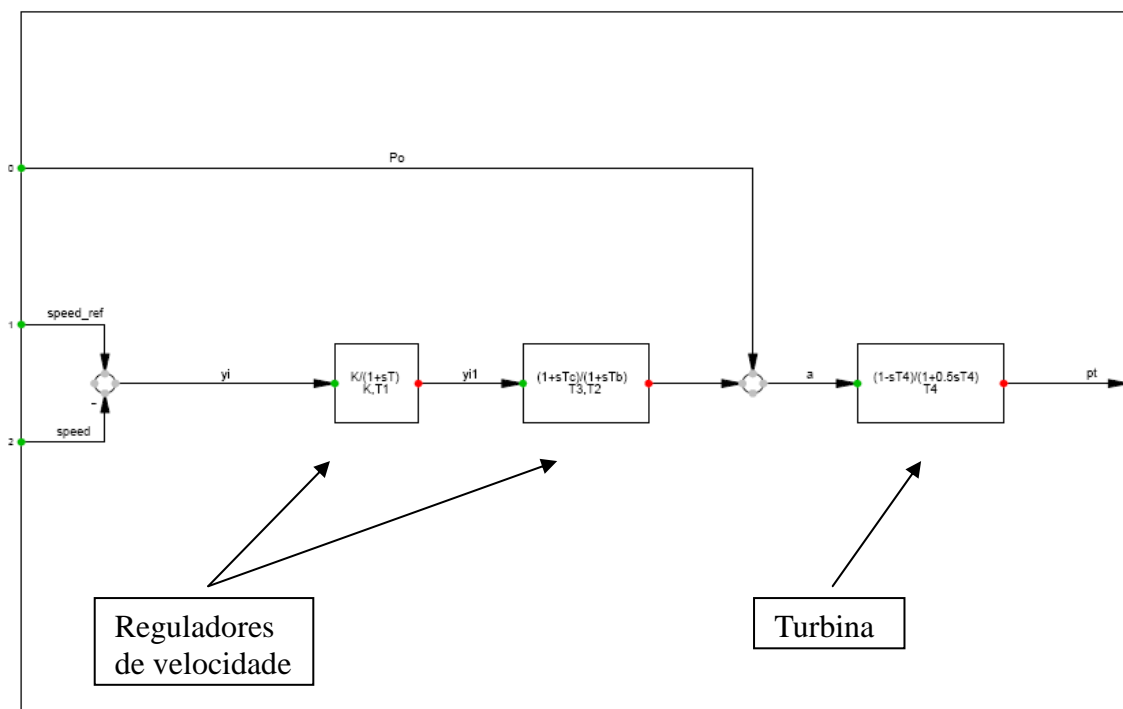


Figura 34 – Regulador Primário de Velocidade

O regulador de velocidade foi parametrizado de acordo com o campo abaixo, não foi utilizado os dados do ANATEM referentes aos reguladores, pois foi implementado um novo

modelo no PowerFactoryTM, utilizando novos parâmetros de ganhos. Este ganho do controlador será calculado a seguir em busca do melhor ganho a ser utilizado no sistema, os outros parâmetros são constantes, característicos de cada equipamento a ser utilizado.

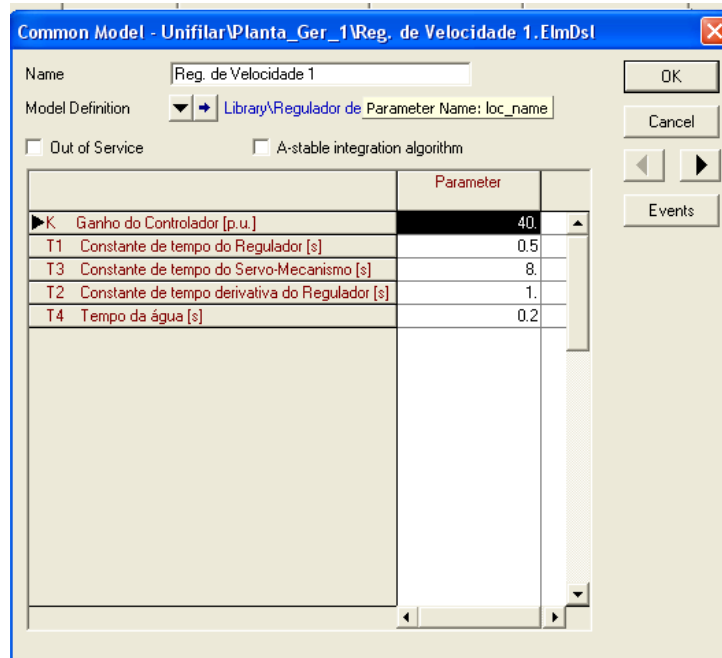


Figura 35 – Parâmetros do Regulador Primário de Velocidade

Como não é o objetivo do trabalho criar um regulador de tensão, foi utilizado um regulador modelo que é apresentado na biblioteca do programa PowerFactoryTM. Este regulador irá facilitar no conjunto do trabalho, mas toda a parametrização e ajustes serão feitos somente no regulador de velocidade. O regulador de tensão pode ser visto abaixo.

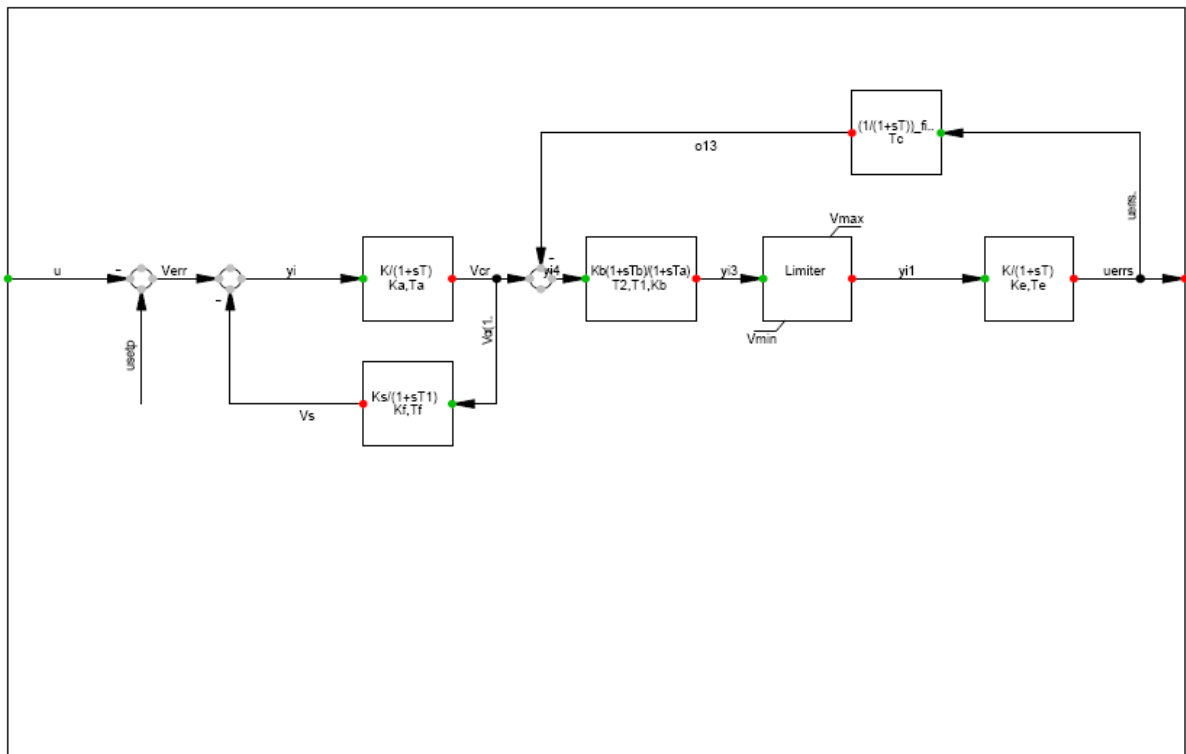


Figura 36 – Regulador de tensão

Da mesma forma que o regulador de velocidade, existe para o regulador de tensão seus meios de parametrização.

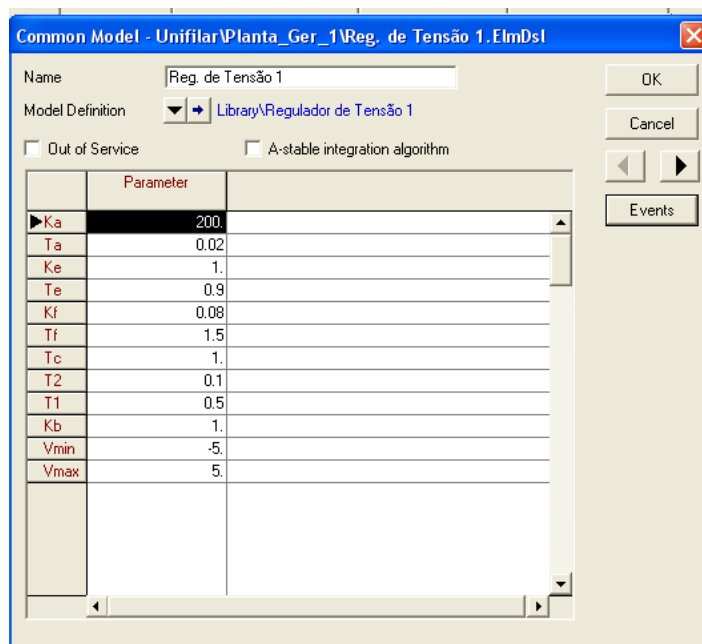


Figura 37 – Parâmetros do Regulador de tensão

Os reguladores foram adicionados num módulo de controle e serão interligados a cada gerador. No módulo de controle de tensão está incluído o regulador de tensão visto acima e no módulo de controle de velocidade está incluído o regulador de velocidade. Nessa visão macro dos reguladores, podemos ver que existem variáveis de entrada e saída dos reguladores que trabalham com o bloco módulo do gerador, este está ligado diretamente ao gerador, com sinais de saída de tensão e frequência e com entrada das variáveis de cada controle.

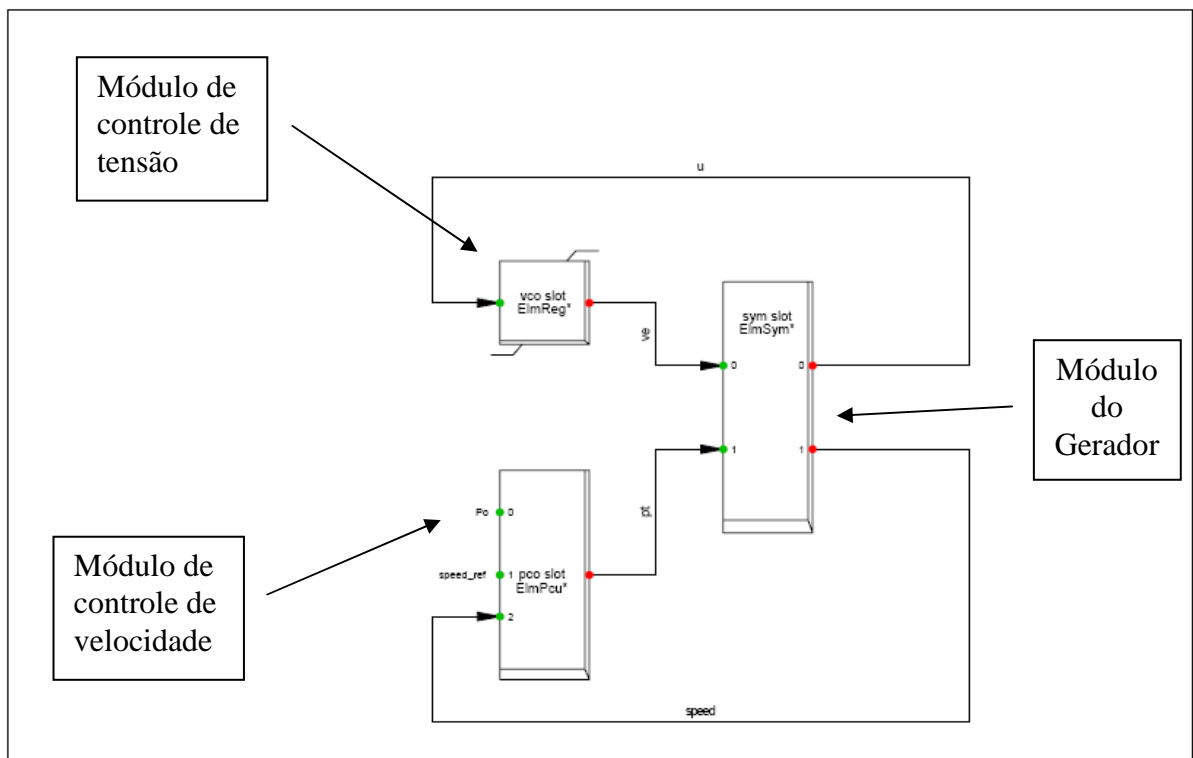


Figura 38 – Módulo de controle

O uso de um integrador sobre o regulador de velocidade pode corrigir o problema do valor final não ser igual ao valor de partida, logo de acordo com o diagrama de blocos abaixo podemos ver a implementação de um CAG (Controle automático de geração) com o uso desse integrador sobre o sistema.

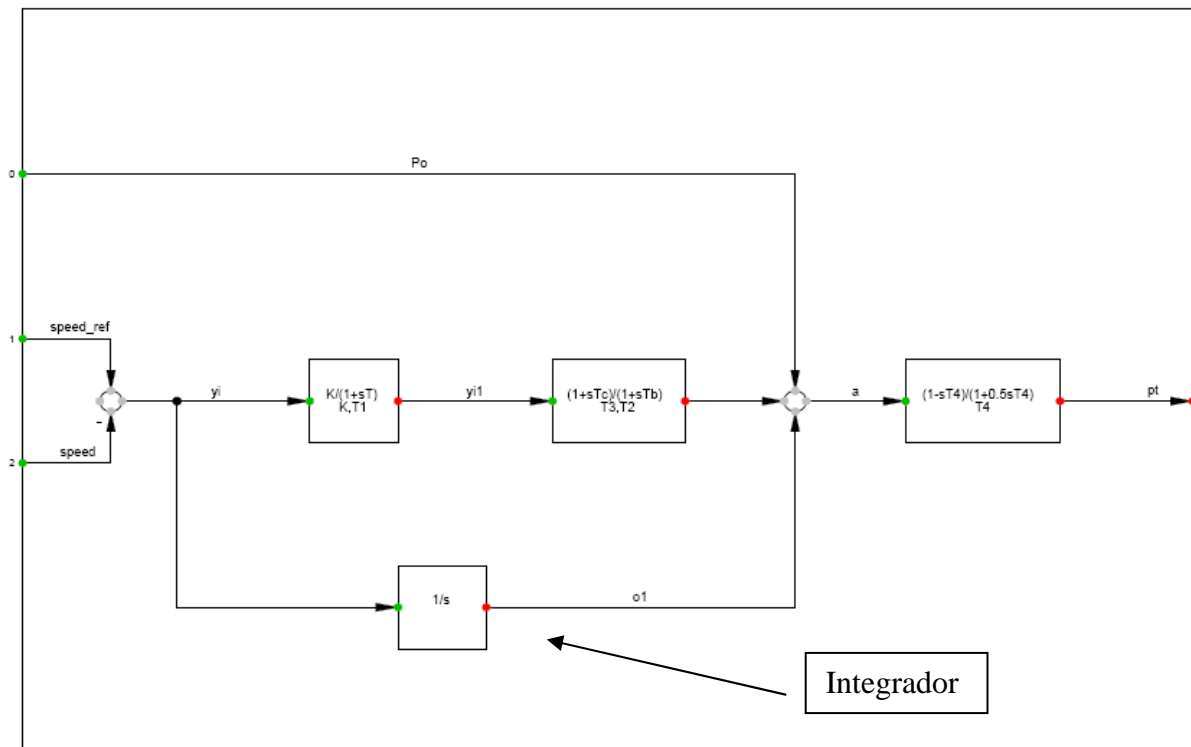


Figura 39 – Regulador de velocidade com CAG

Logo serão feitas as mesmas análises para o caso anterior sem o CAG, e será possível comparar seus resultados, o uso do integrador deixa a resposta do processo um pouco mais lenta, porém ganha mais confiabilidade ao estabilizar a frequência no ponto de referência. Nos gráficos de frequência foi feito um marcador definindo a frequência de 60 Hz que deve ser mantida.

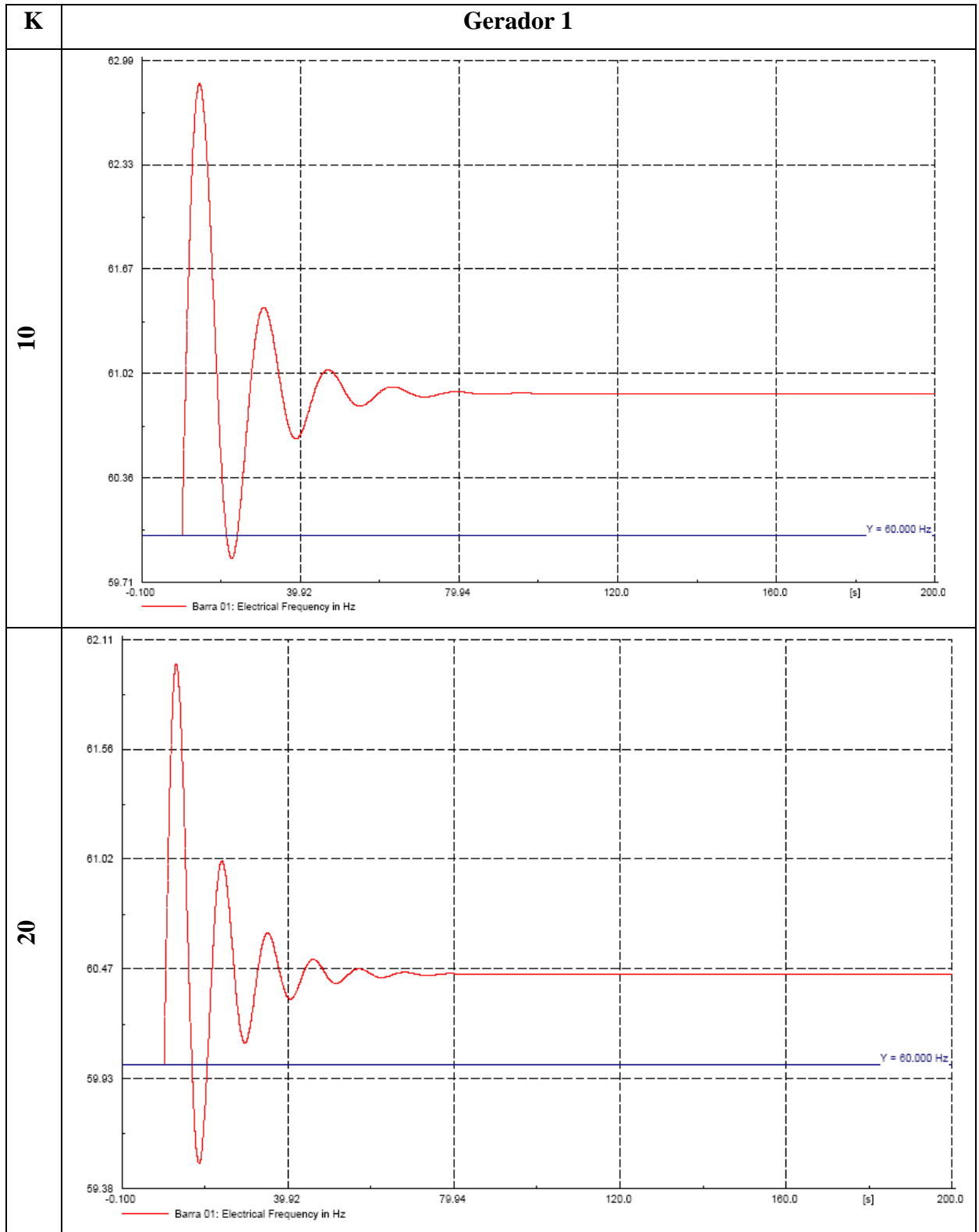
O programa pode medir qualquer elemento no sistema, foi então adicionado para essa parte do trabalho, o gráfico da tensão de excitação do campo dos geradores, para que possamos analisar que o regulador de tensão atua na tensão de campo do gerador em busca de encontrar um meio de estabilizar o sistema.

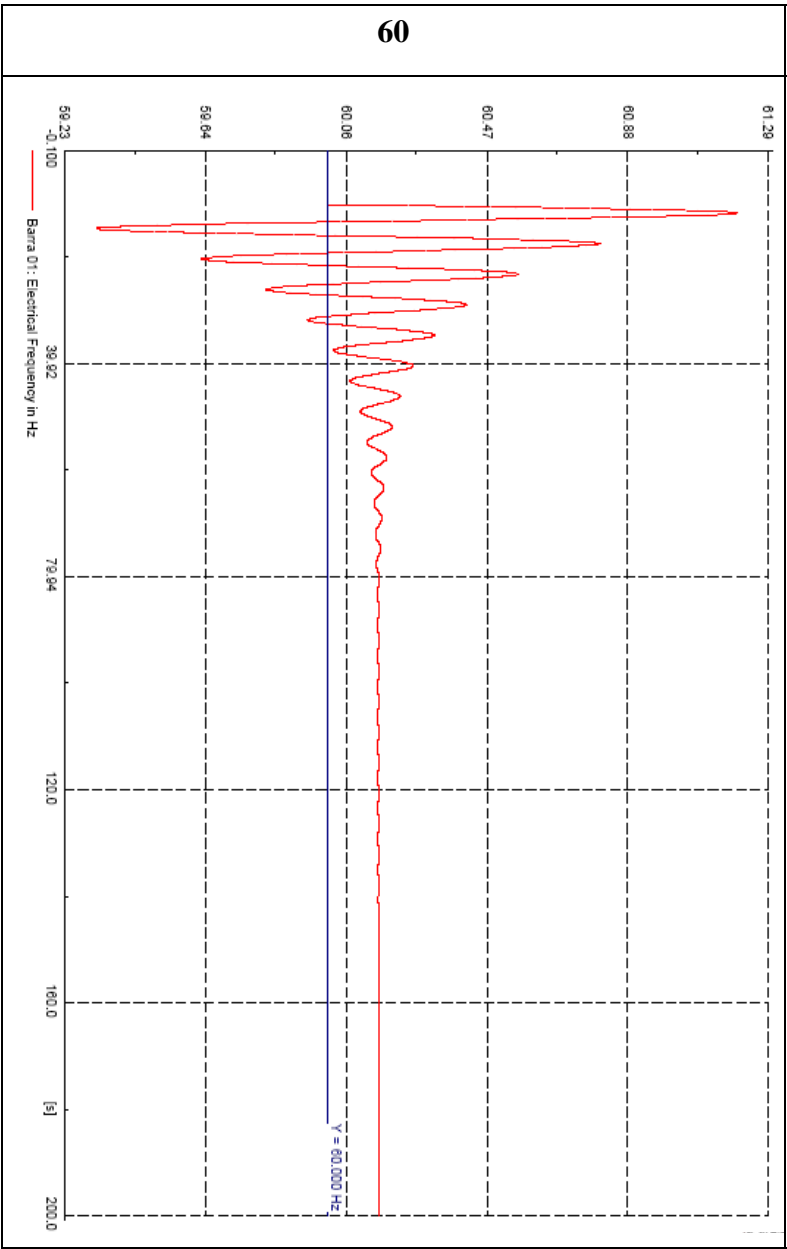
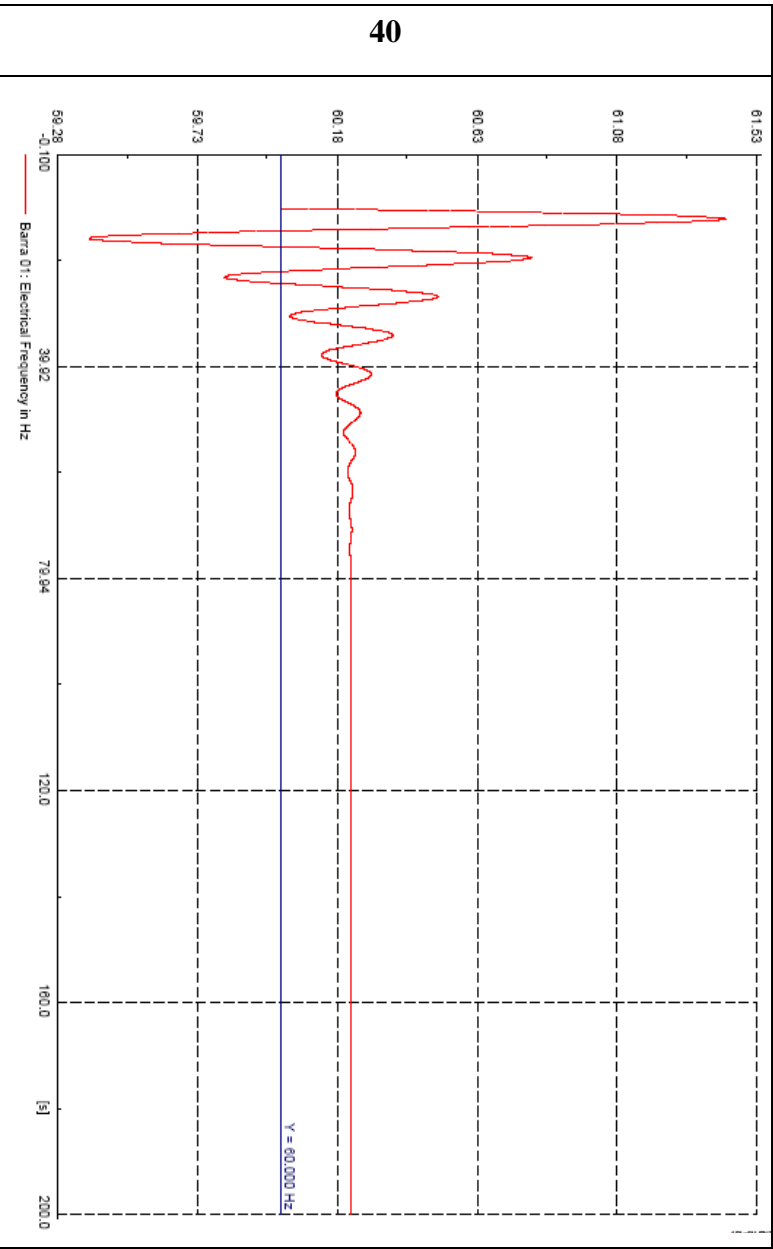
7.6. Escolha do ganho adequado

Para o controle escolhido acima, deve-se definir qual o ganho do regulador de velocidade adequado para obter o melhor desempenho.

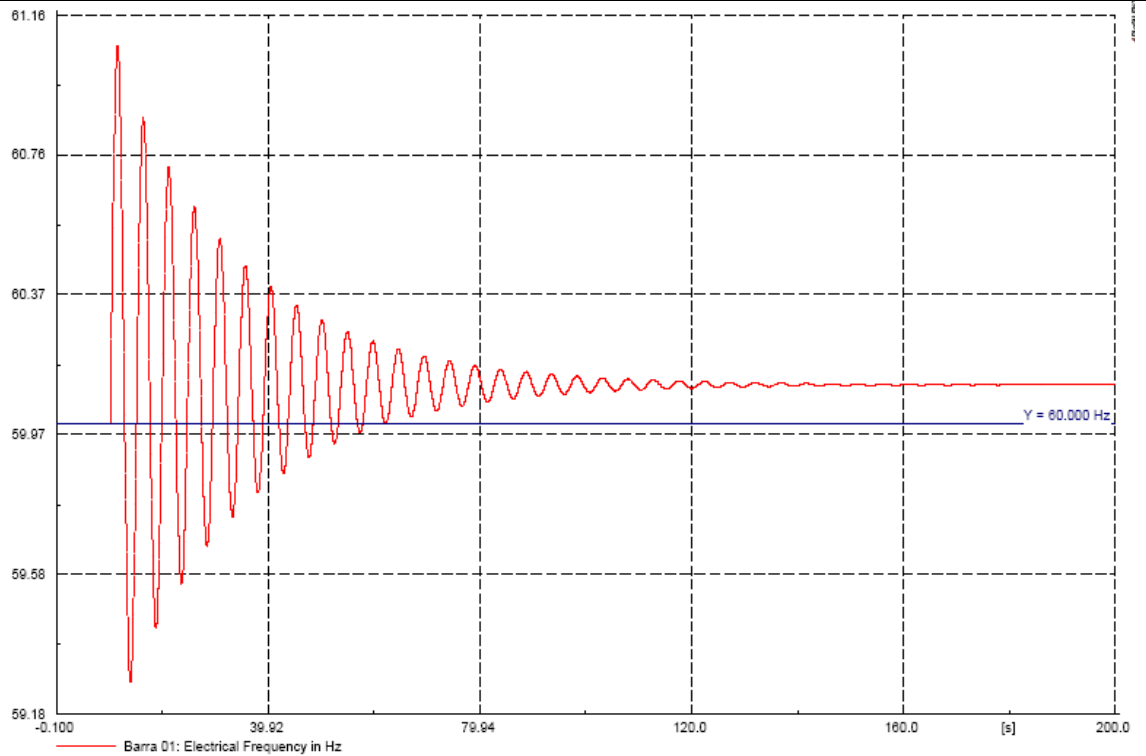
O ganho, K , do bloco $\frac{K}{1+sT}$ pode ser configurável em busca do melhor desempenho para o sistema. Utilizando como base o caso de carga leve, aplicando uma redução de 30%

nas cargas do sistema após o instante de 10s, foram testados vários ganhos, e seus resultados em relação à frequência são mostrados abaixo. Foi considerado o mesmo ajuste para ambos os geradores.

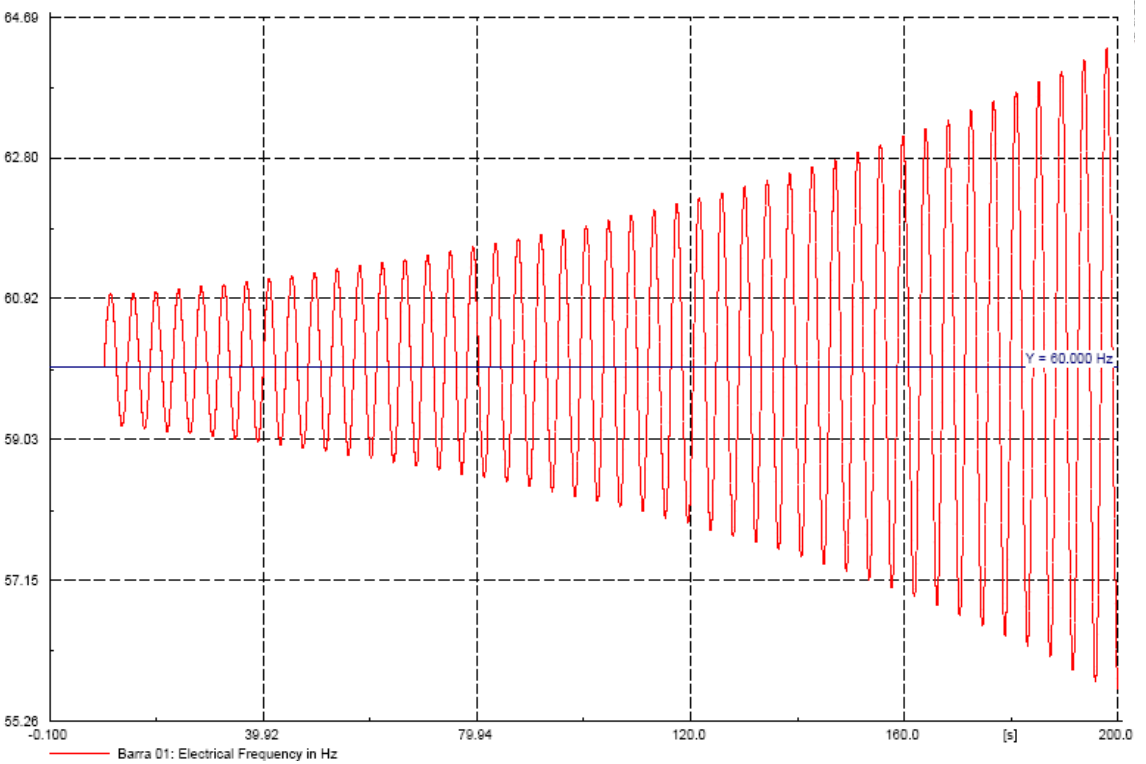


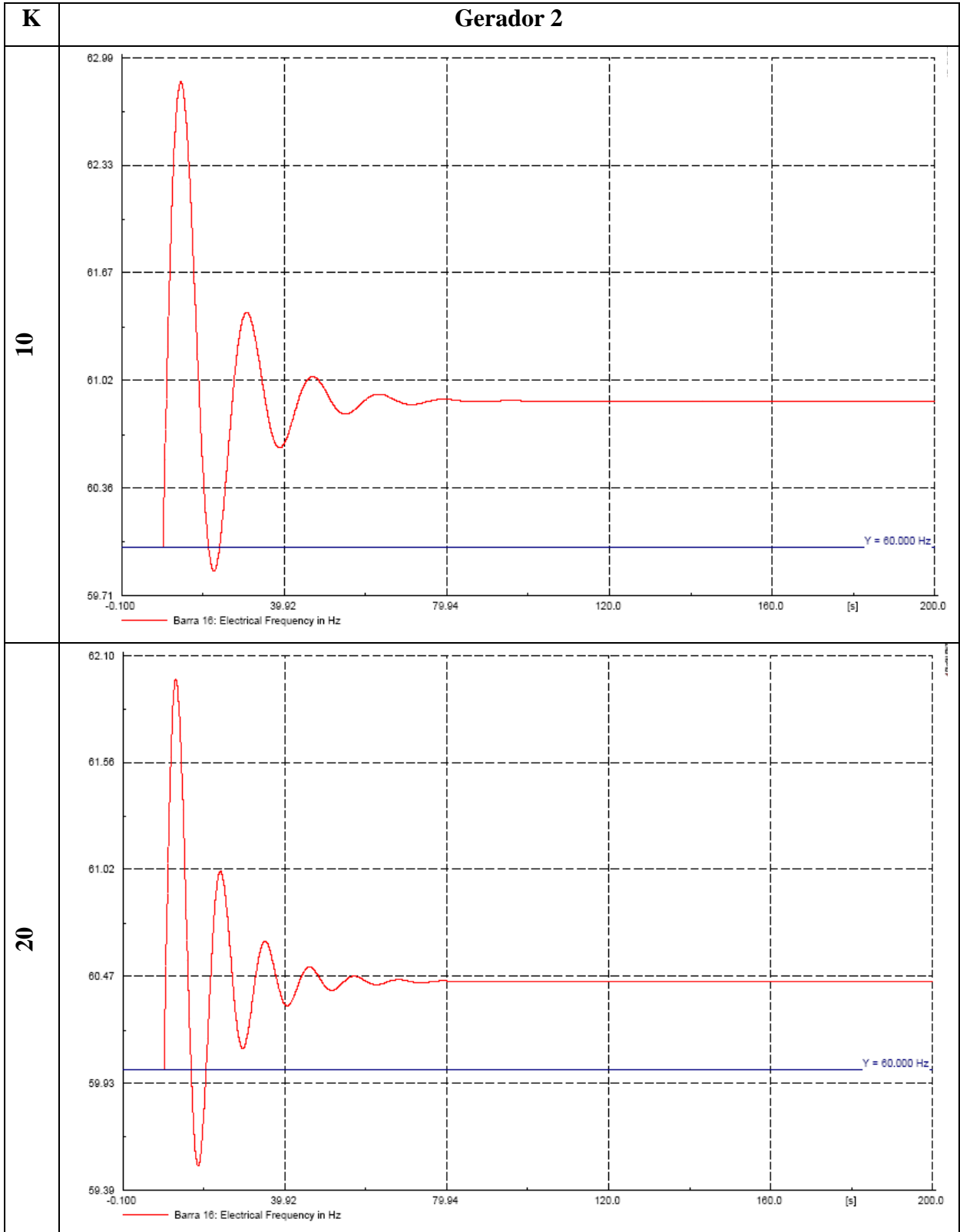


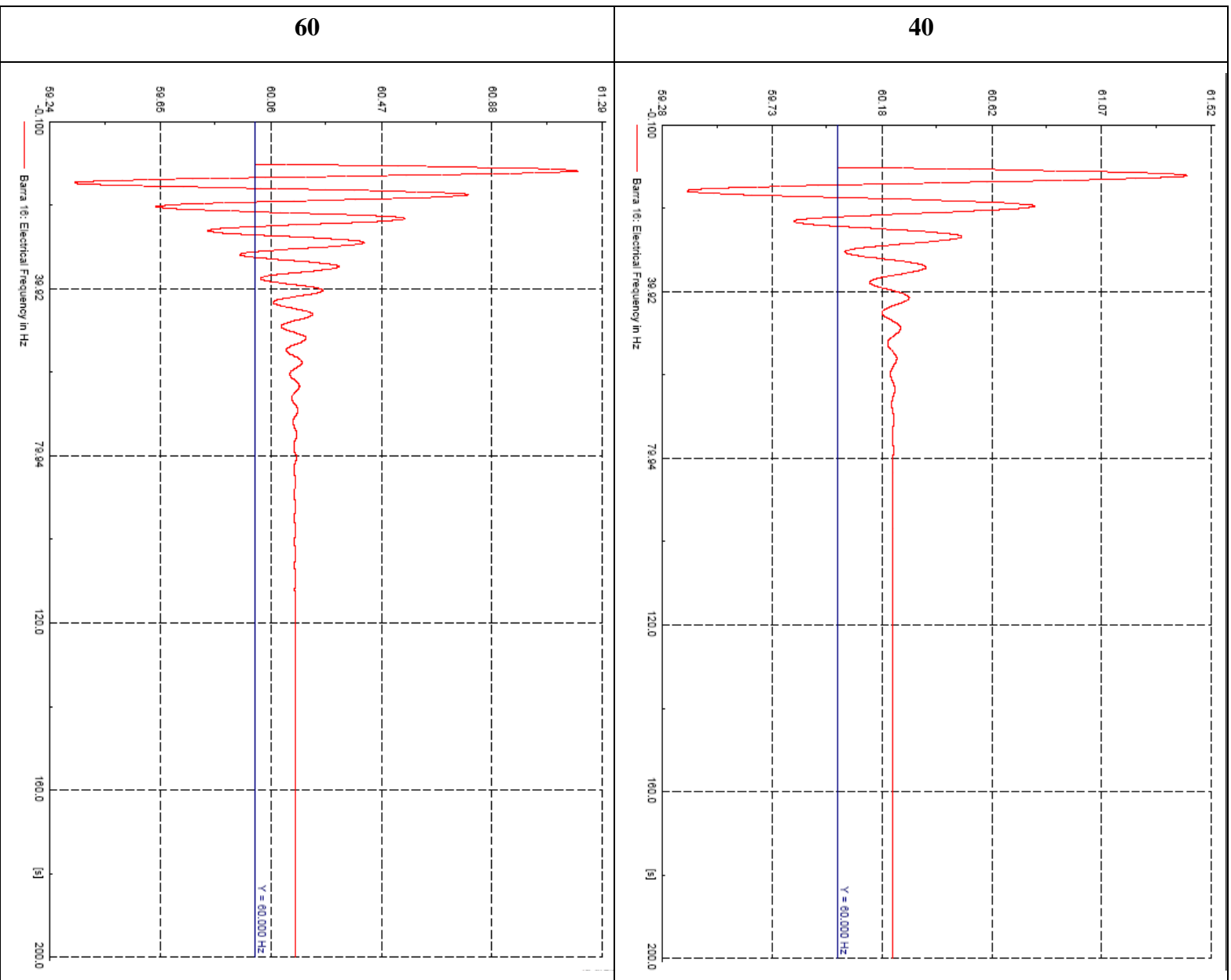
80



100







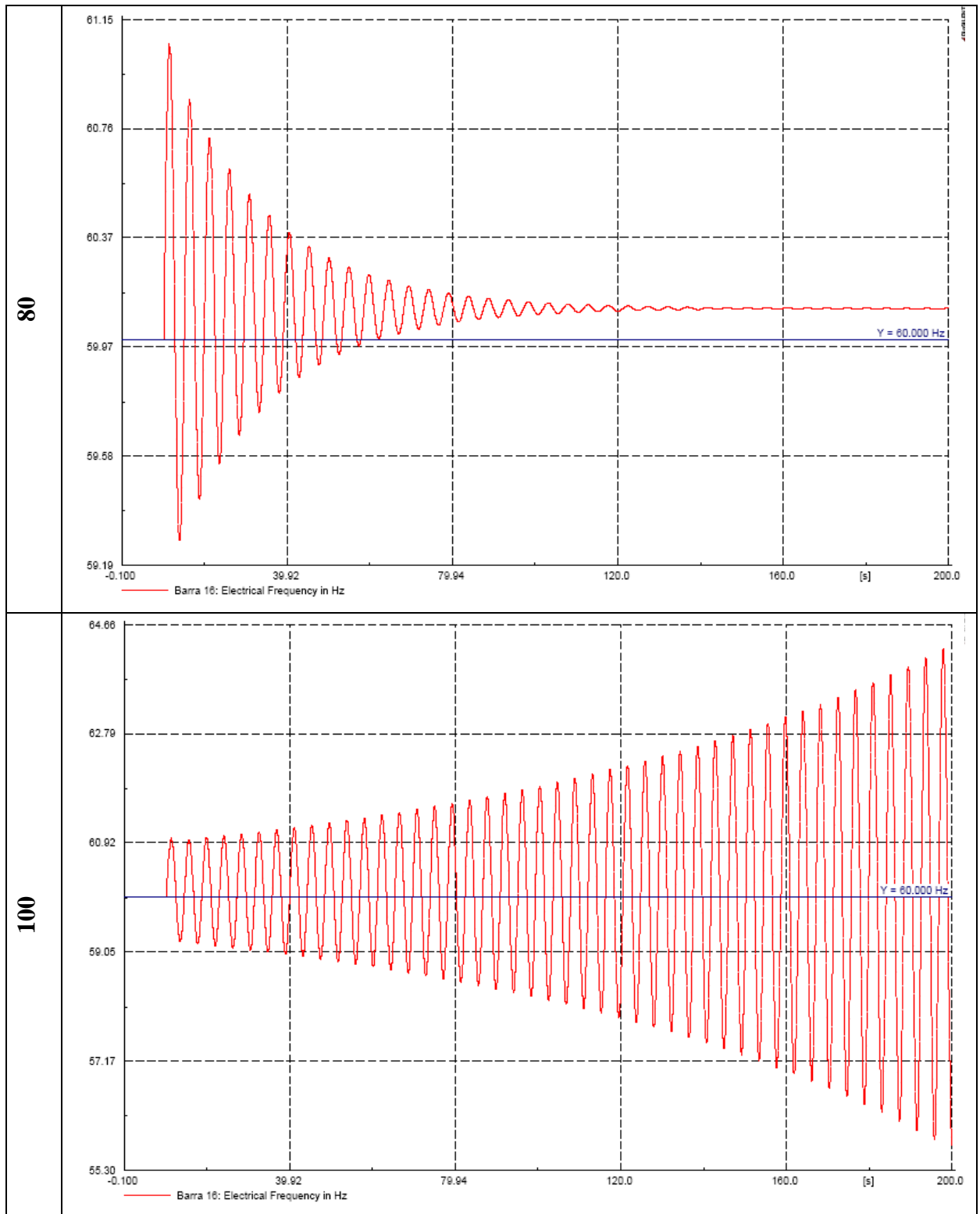


Figura 40 – Comparação dos ganhos

Como pode ser analisado, de acordo com o comparativo dos ganhos acima, podemos considerar que o ganho $K=40$, nos define o melhor desempenho, pois oscila pouco, tem um tempo de resposta consideravelmente baixo, sendo ótimo para a resposta a perturbação e de

acordo com os limites físicos dos equipamentos.

7.7. Uso do regulador de velocidade em alguns casos

Vamos analisar o resultado deste regulador para os seguintes casos:

1. Carga leve (-30%)
2. Carga pesada (+30%)
3. Perda do Intercâmbio
4. Perda das cargas 03, 11, 12 e 14 (Área 1)
5. Perda do compensador síncrono (Área 2)

1º caso) Carga leve

Foi efetuada a redução em degrau de 30% na potência ativa em todas as cargas do sistema após o instante de 10s. Segue abaixo o resultado gráfico da resposta do sistema a perturbação, as análises estão em conjunto com os gráficos para um melhor entendimento.

Antes de tudo, como forma de comprovar a redução de 30%, foi medida a potência na carga 14 durante o evento em busca de comprovar a seguinte redução.

Sem e com CAG

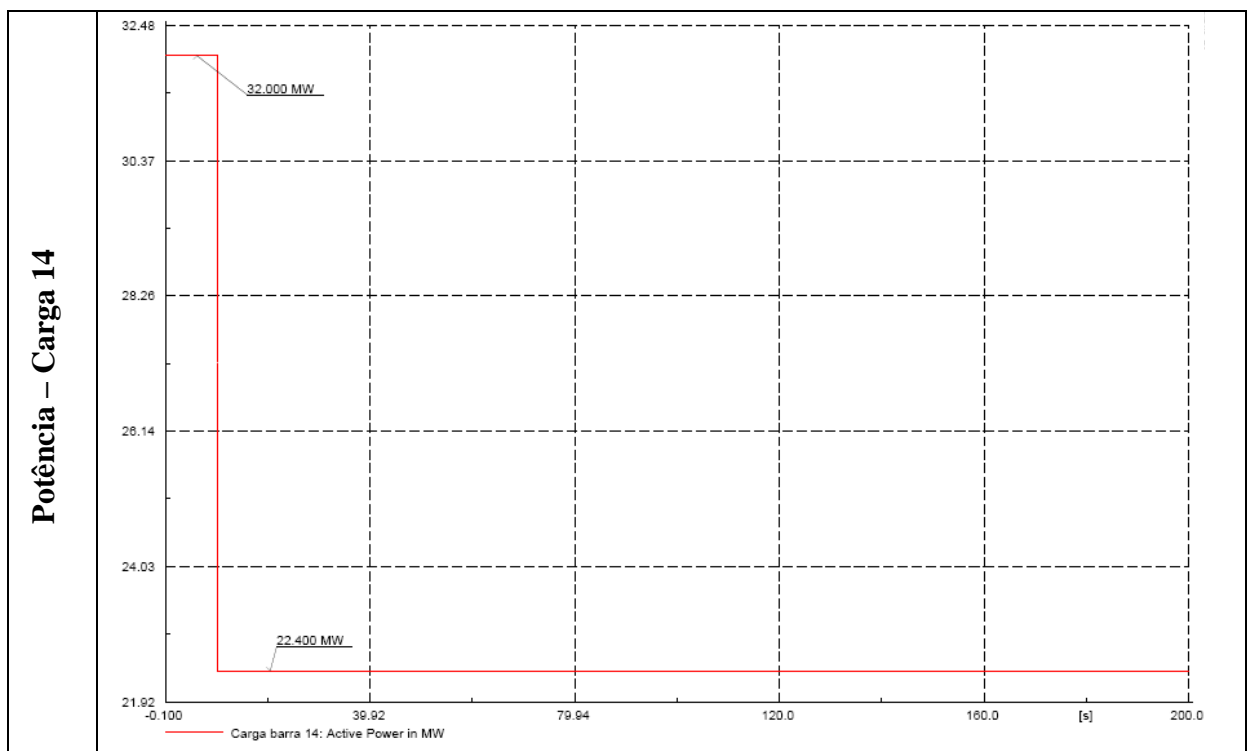


Figura 41 – Resultados - Carga Leve – Potência – Carga 14

Acima podemos confirmar que houve a seguinte redução pois havia 32MW e este degraui a conduziu a 22,4 MW (redução de 30%). Esta mesma idéia serve para todas as cargas no sistema.

O resultado da atuação de cada unidade geradora será visto abaixo.

Sem CAG

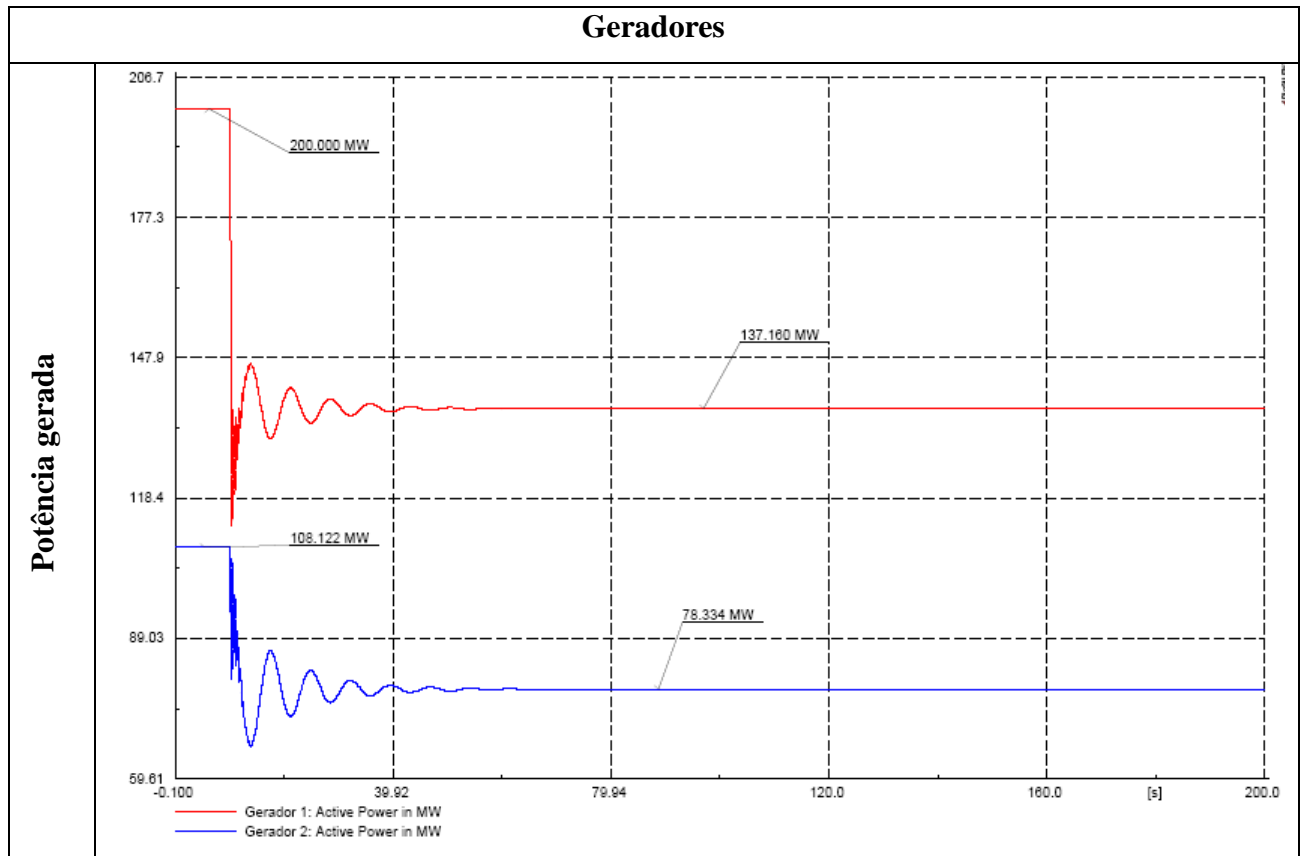


Figura 42 – Resultados - Carga Leve – Potência – sem CAG

Com CAG

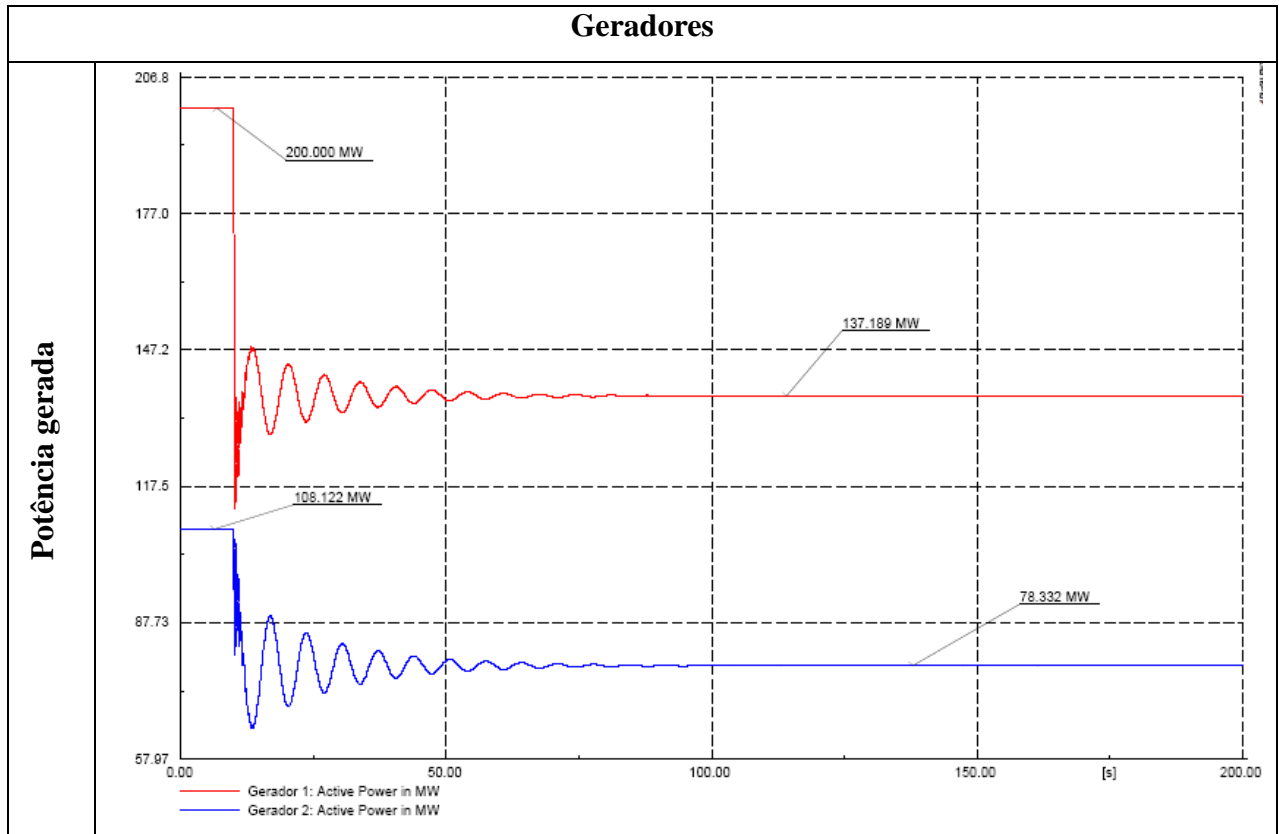


Figura 43 – Resultados - Carga Leve – Potência – com CAG

Acima podemos concluir que houve um decréscimo de potência gerada pelas unidades geradoras, para um estudo mais aprofundado foi contabilizado o total de cargas no sistema que é de 306 MW, com a redução de 30%, este total passa a ser 214,2 MW. Com a redução da geração ativa, que podemos ver pelo gráfico, foi num tempo baixo de 50s, haverá um aumento da frequência no sistema de acordo com a característica estática do regulador.

Sem CAG

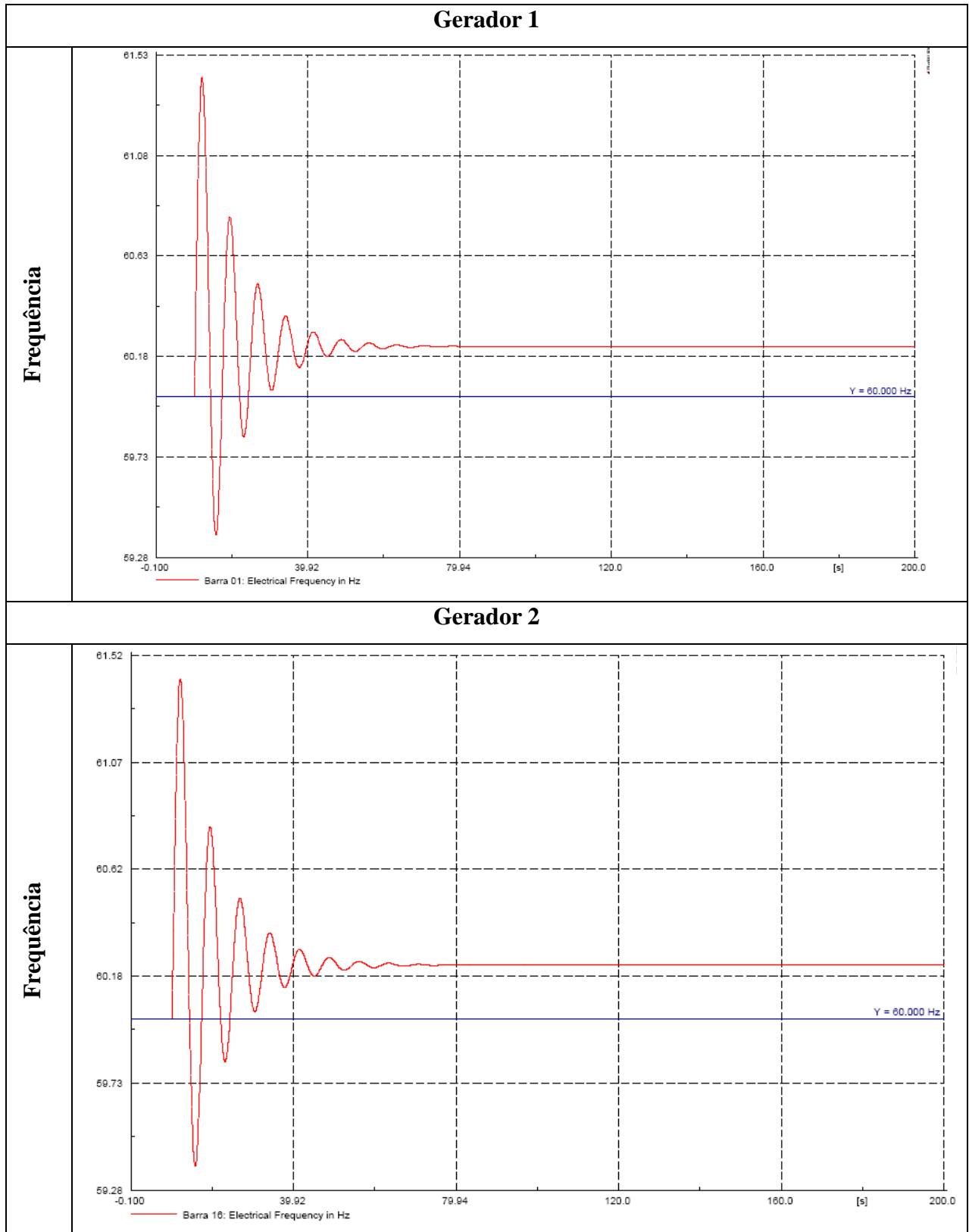


Figura 44 – Resultados - Carga Leve – frequência – sem CAG

Com CAG

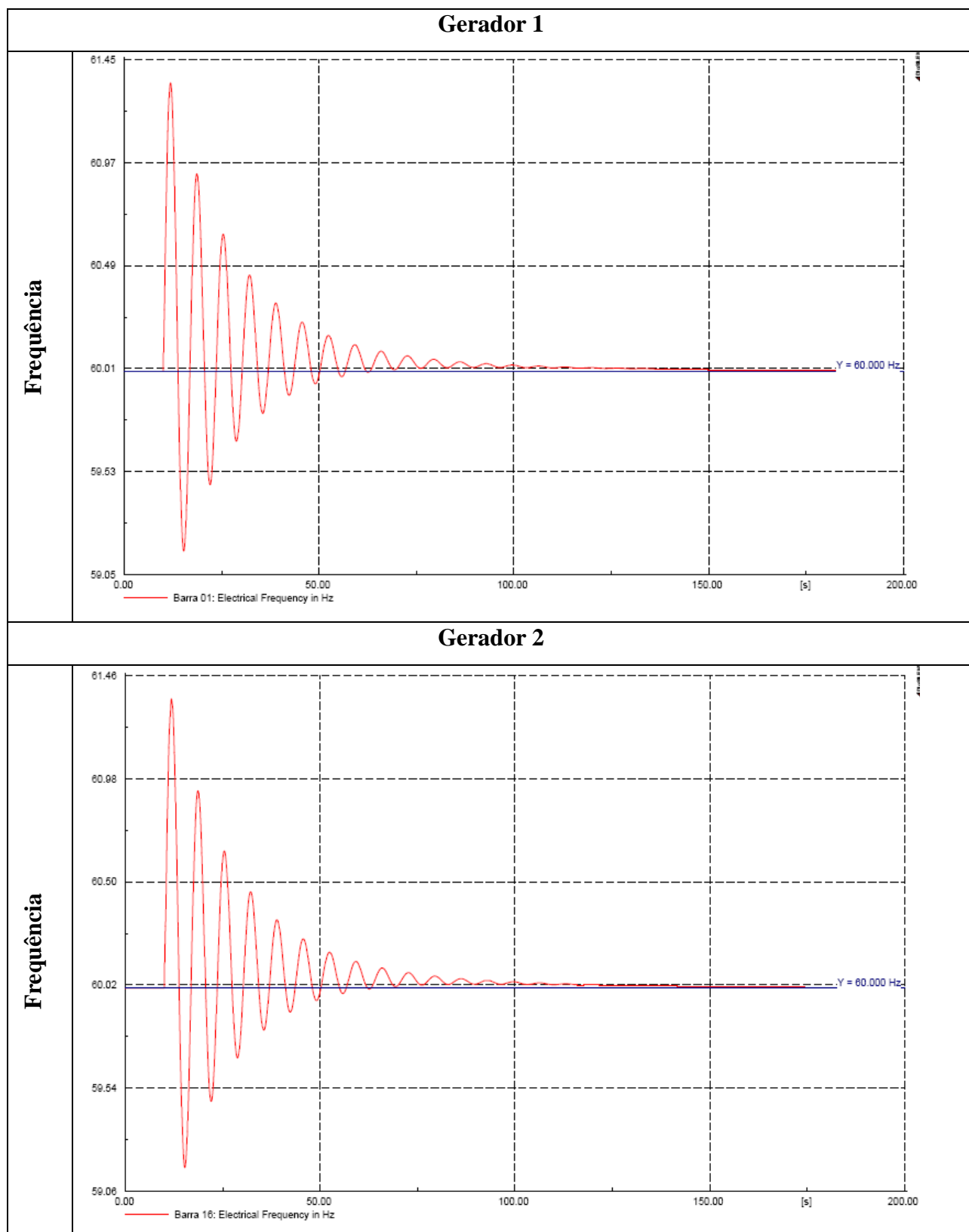
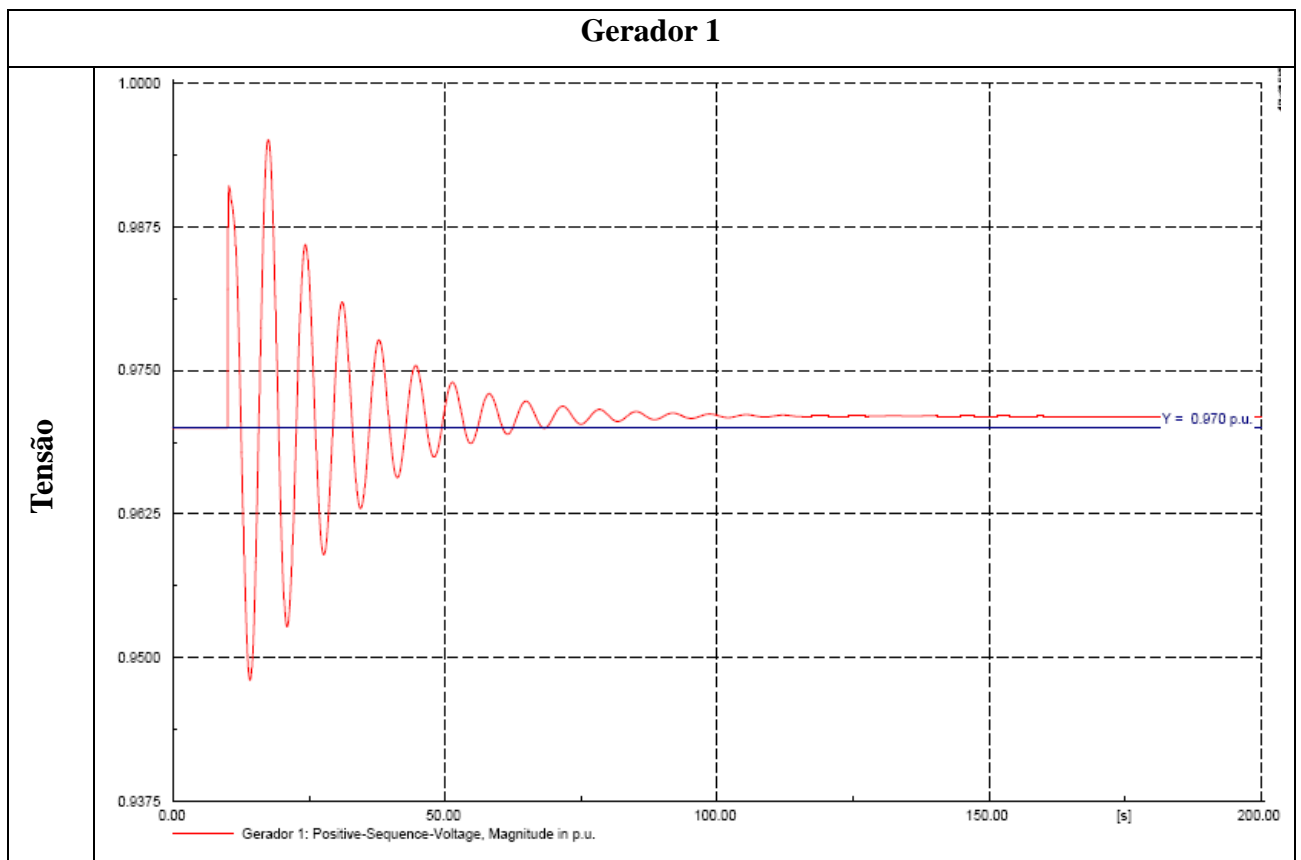


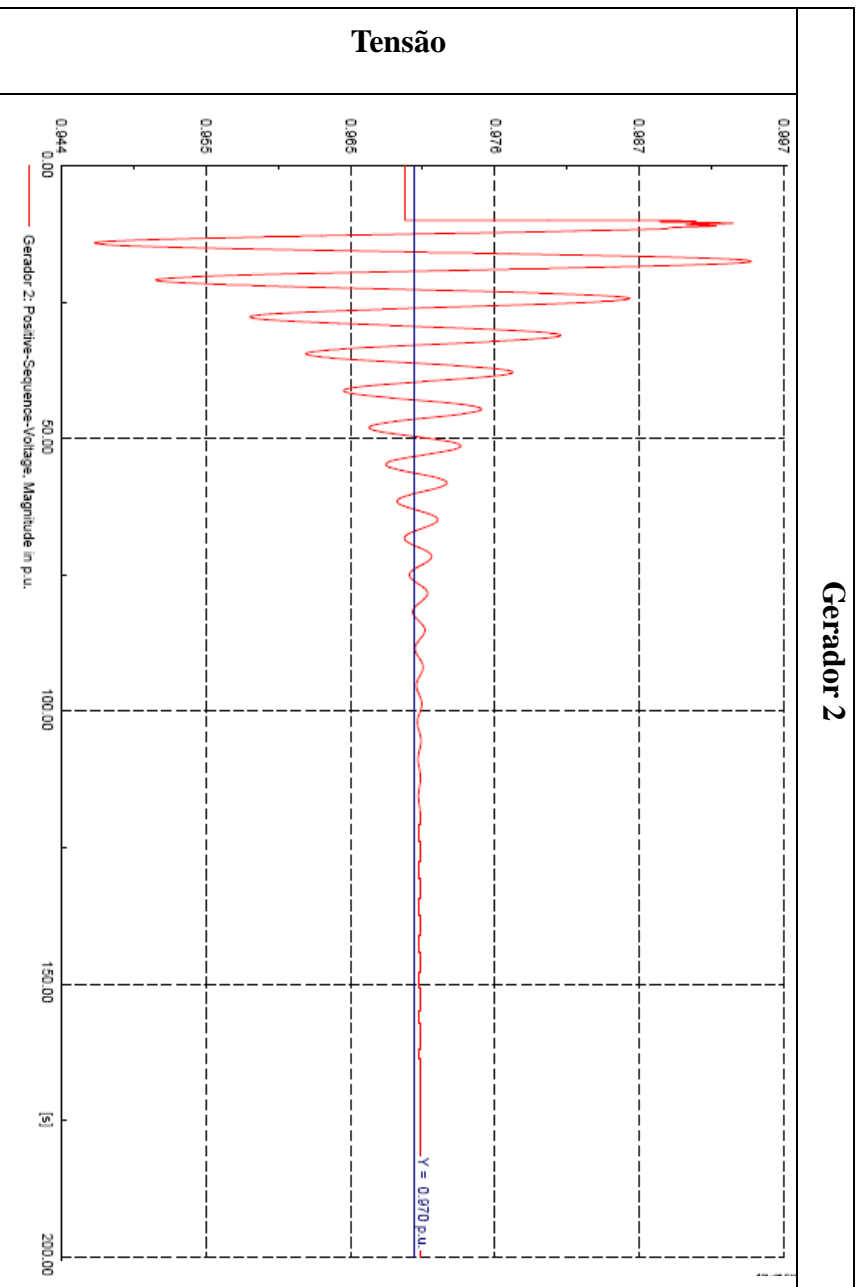
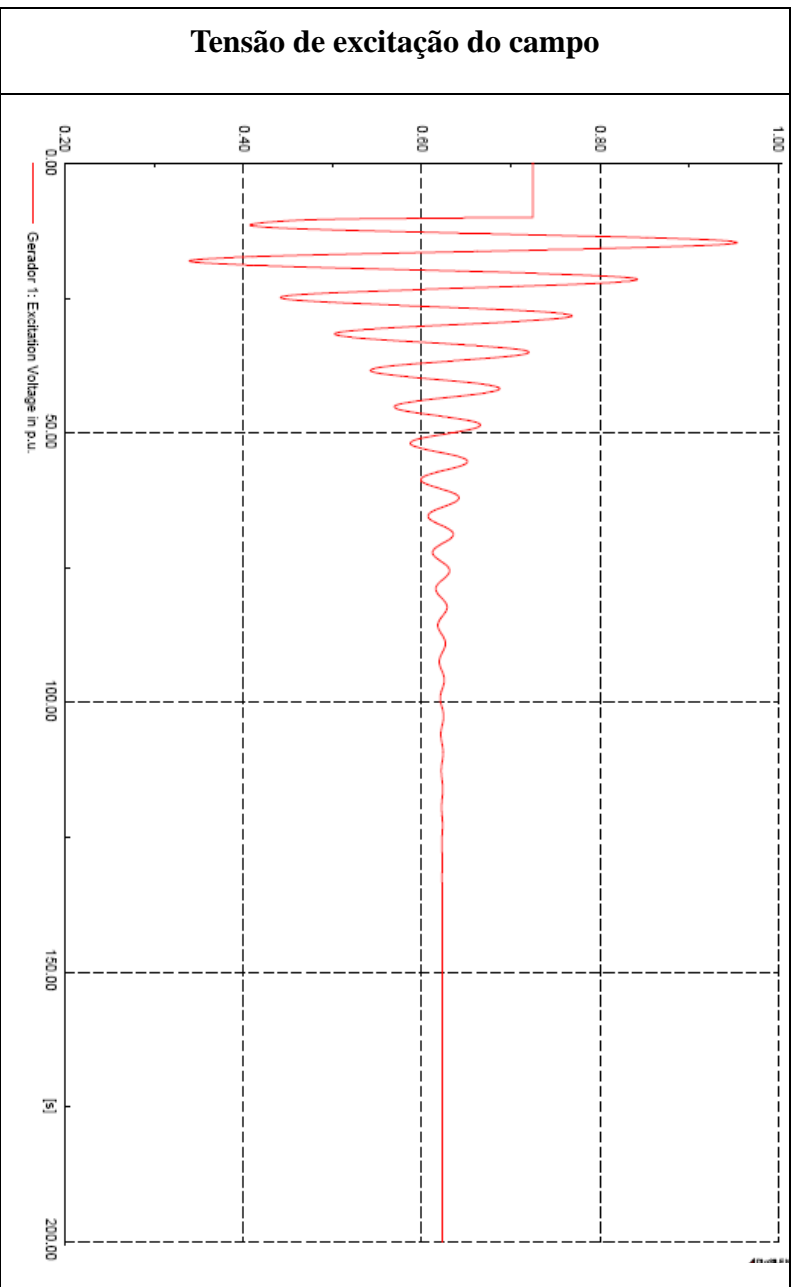
Figura 45 – Resultados - Carga Leve – frequência – com CAG

Devido a falta de um CAG, ambas as frequências nesse caso sofreram um aumento, isso foi corrigido a seguir com o uso de um CAG no regulador de velocidade. Podemos analisar que a frequência retornou ao seu ponto de referência porém levando um tempo maior para se estabilizar.

Abaixo veremos uma breve observação na tensão das barras e na tensão de excitação do campo em cada gerador, para análise dos resultados referentes ao regulador de tensão.

Com CAG





Gerador 2

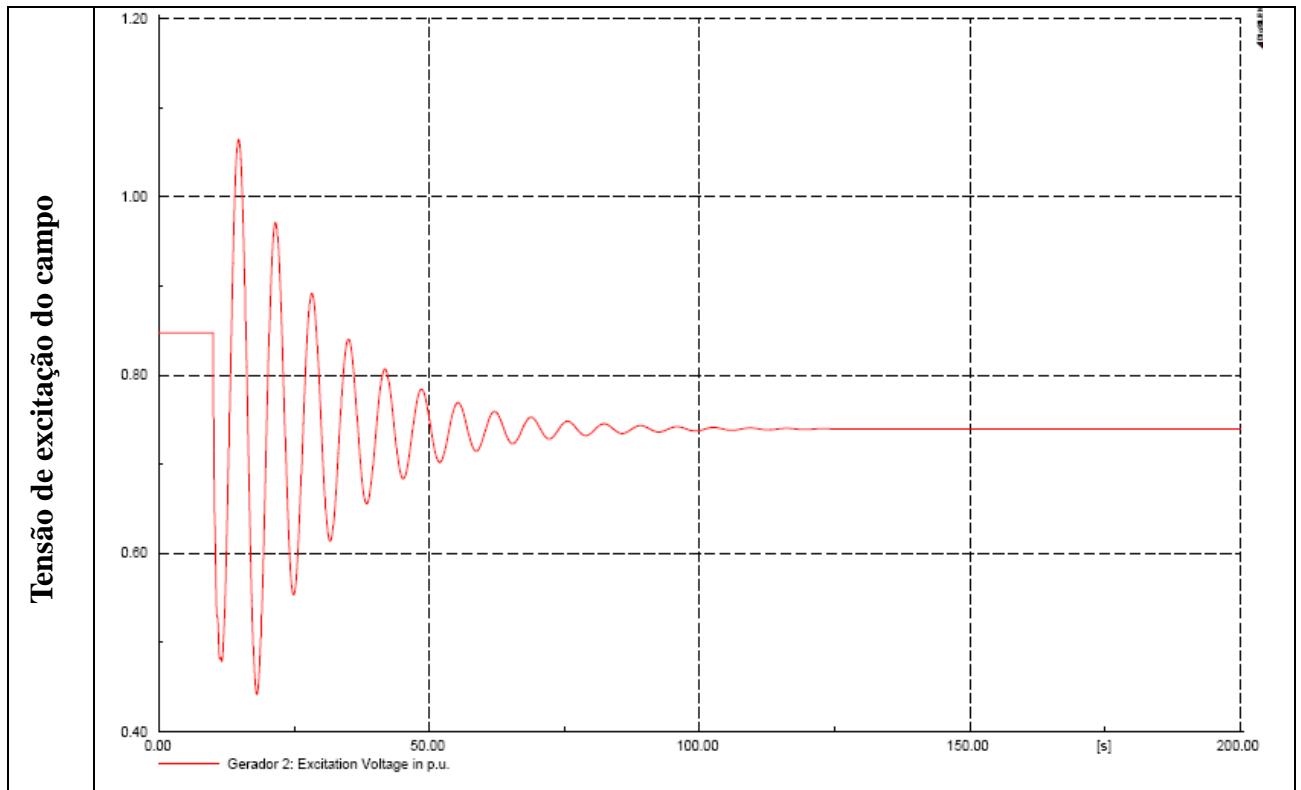


Figura 46 – Resultados - Carga Leve – Tensão – com CAG

Podemos analisar que o regulador de tensão atuou no campo do gerador e este auxiliou em manter a tensão nos limites adequados do sistema.

2º caso) Carga pesada

Foi efetuado um aumento de 30% na potência ativa em todas as cargas do sistema após o instante de 10s. Segue abaixo o resultado gráfico da resposta do sistema a perturbação, as análises estão em conjunto com os gráficos para um melhor entendimento.

Antes de tudo, como forma de comprovar o aumento de 30%, foi medida a potência na carga 14 durante o evento em busca de comprovar o seguinte aumento.

Sem e com CAG

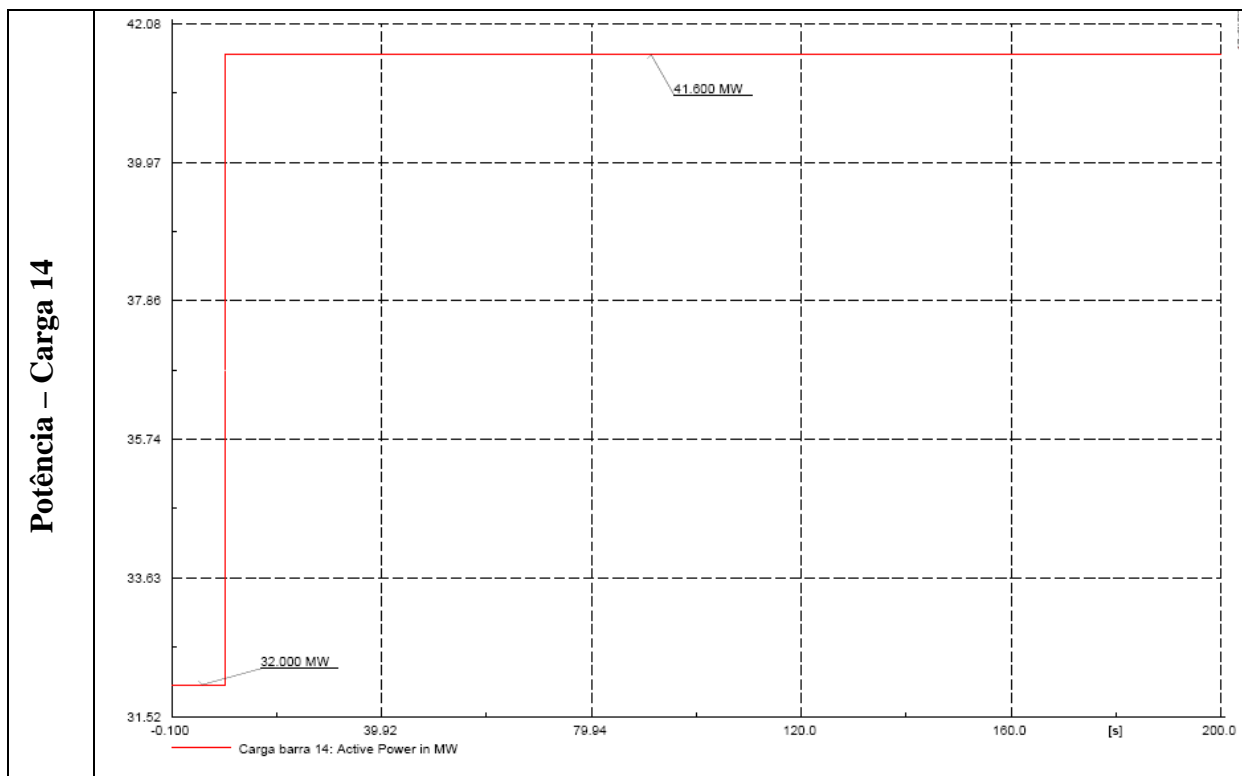


Figura 47 – Resultados - Carga Pesada – Potência – Carga 14

Acima podemos confirmar que houve o seguinte aumento pois havia 32MW e este degrau a conduziu a 41,6 MW (aumento de 30%). Esta mesma idéia serve para todas as cargas no sistema.

O resultado da atuação de cada unidade geradora será visto a seguir.

Sem CAG

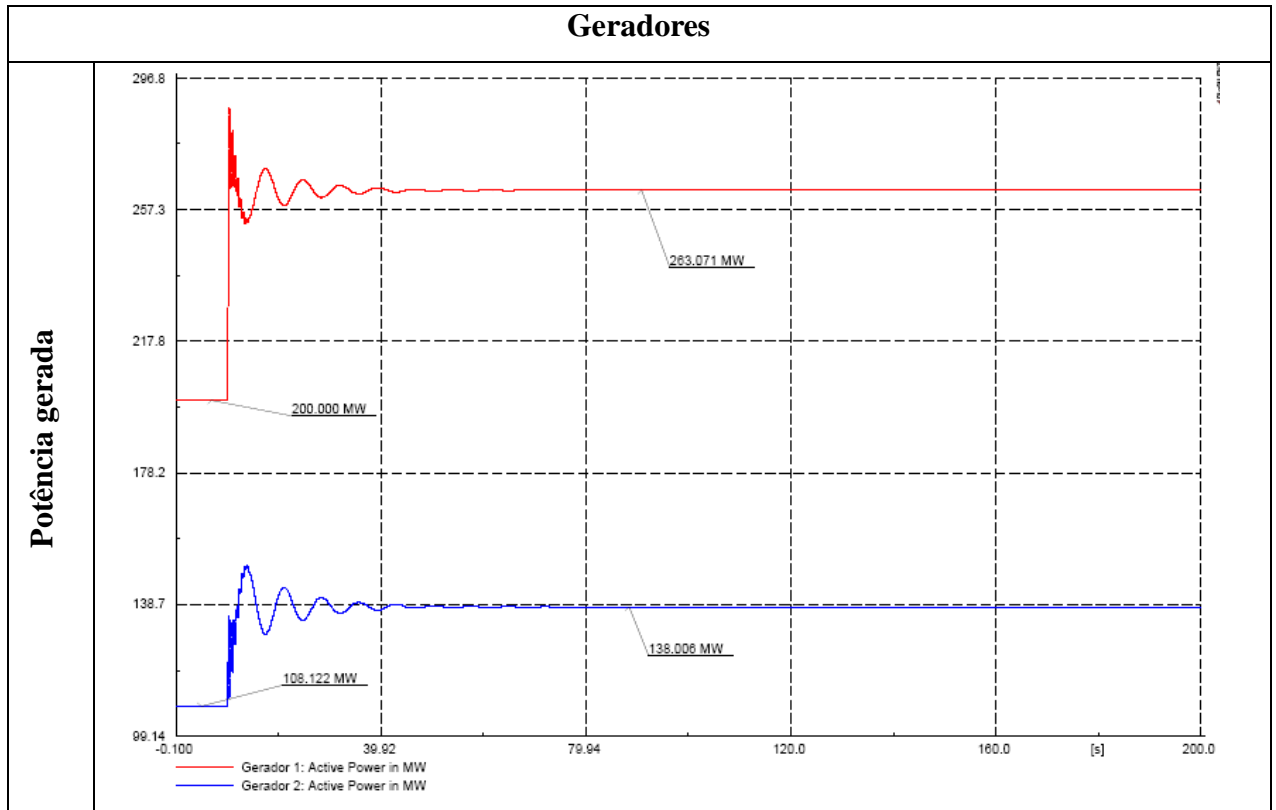


Figura 48 – Resultados - Carga Pesada – Potência – sem CAG

Com CAG

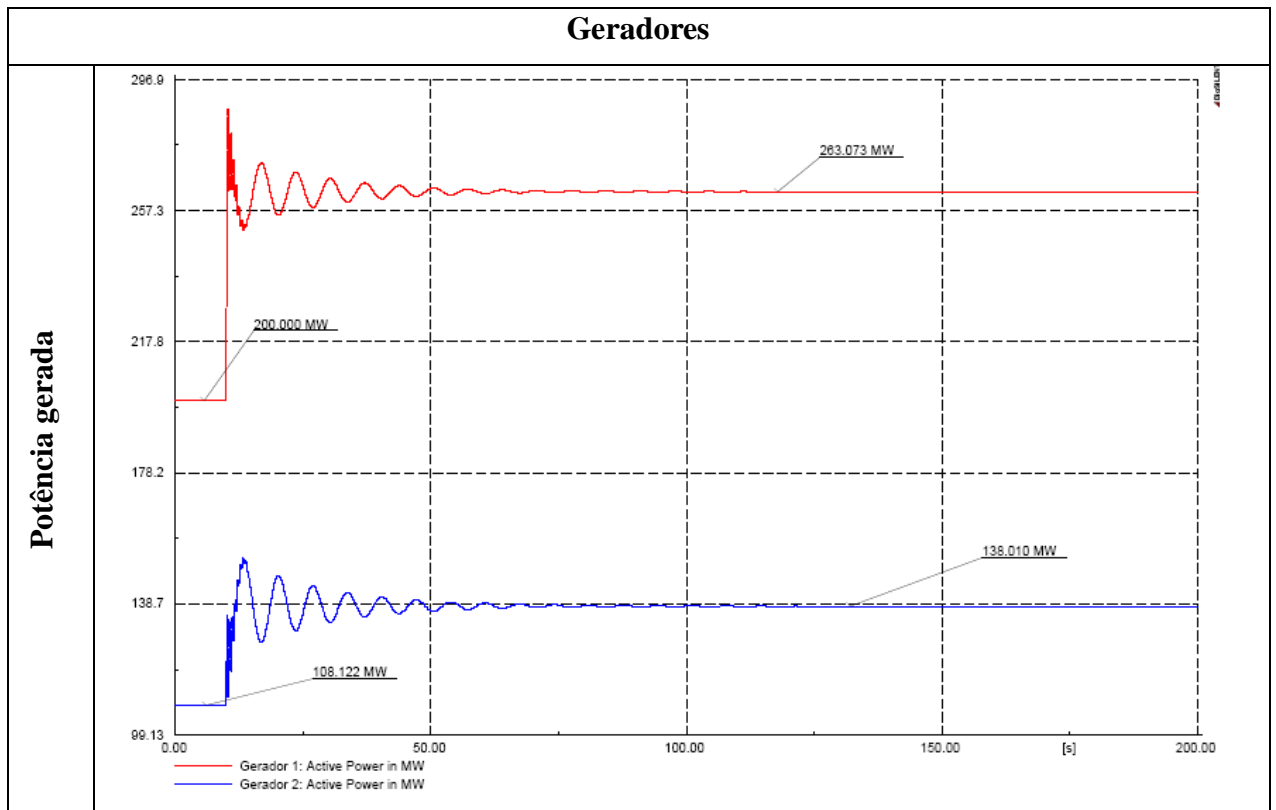
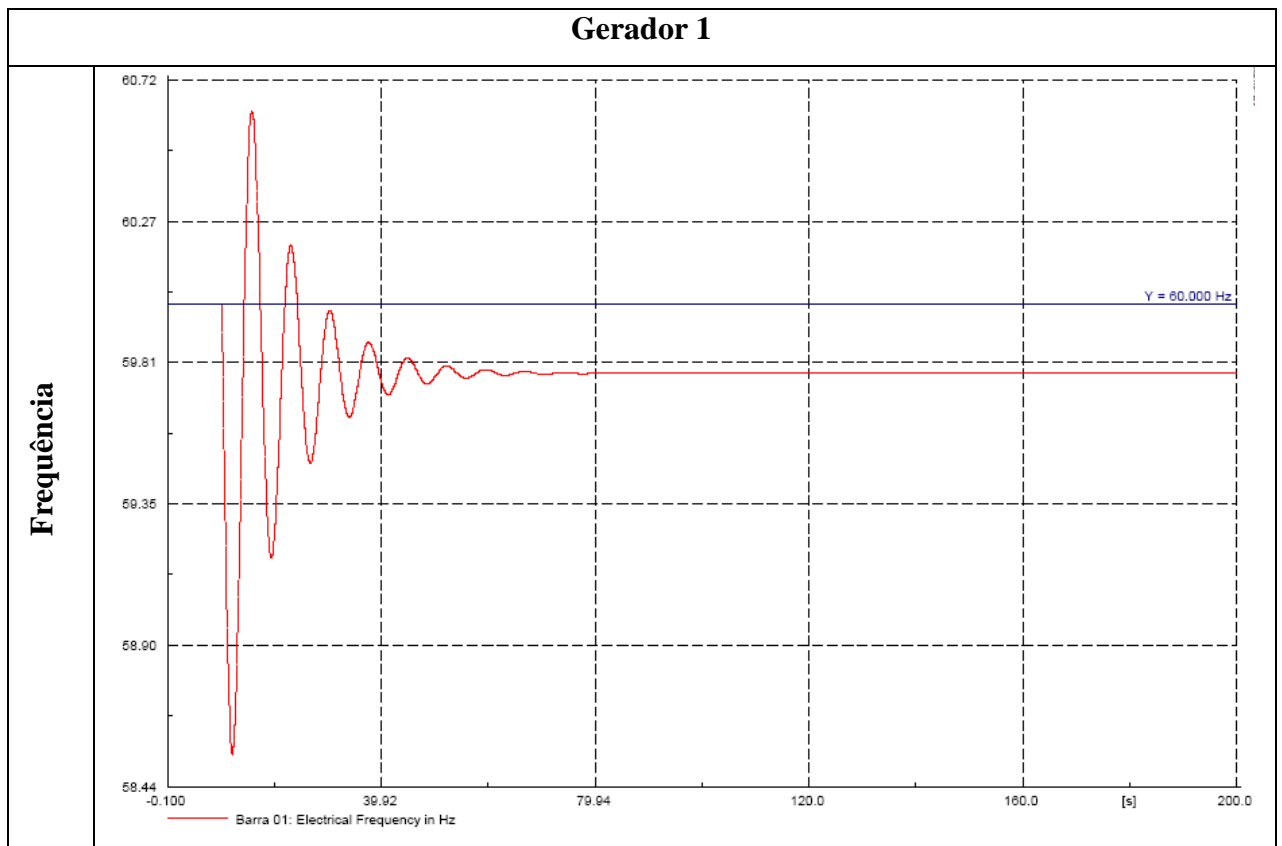


Figura 49 – Resultados - Carga Pesada – Potência – com CAG

Acima podemos concluir que houve um aumento de potência gerada pelas unidades geradoras, para um estudo mais aprofundado foi contabilizado o total de cargas no sistema que é de 306 MW, com o aumento de 30%, este total passa a ser 397,8 MW. Com o aumento da geração ativa, que podemos ver pelo gráfico, foi num tempo baixo de 50s, haverá uma redução da frequência no sistema de acordo com a característica estática do regulador.

Sem CAG



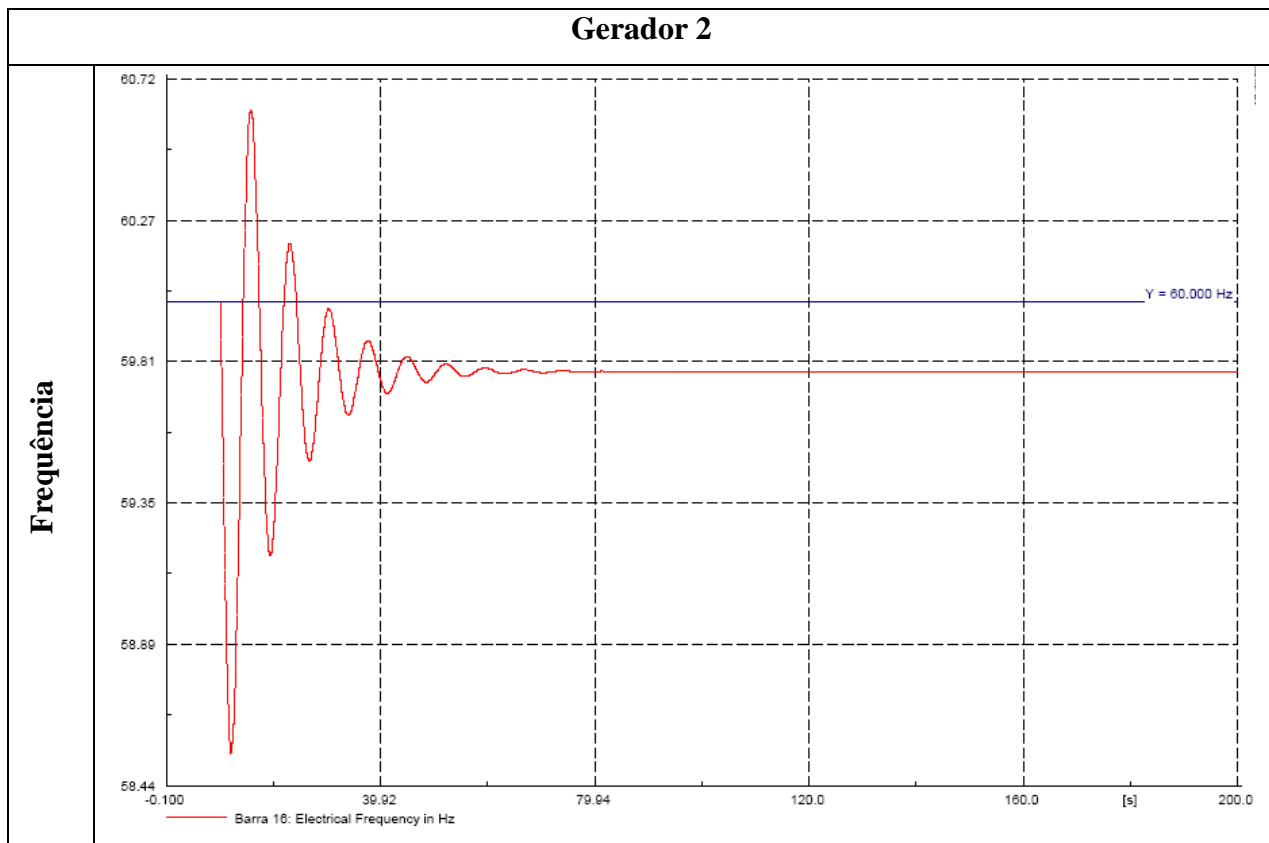
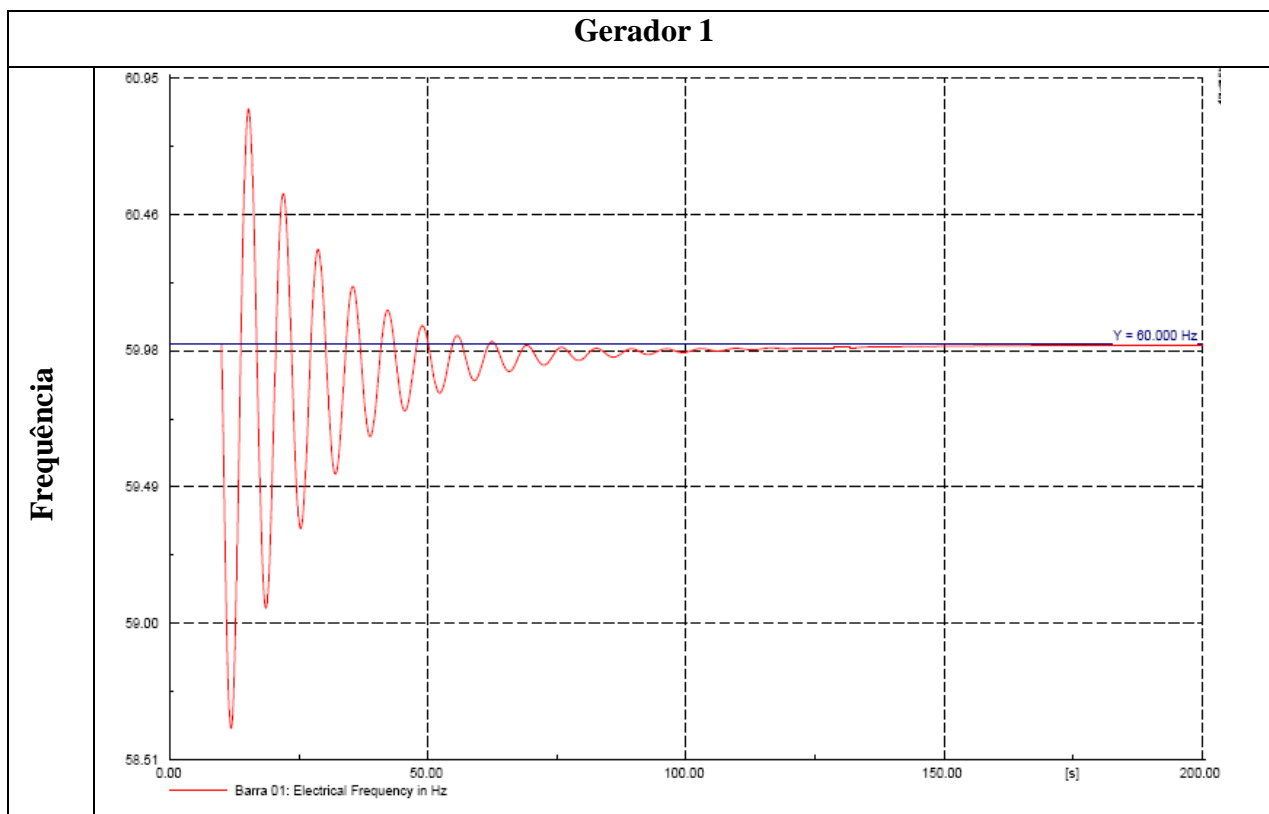


Figura 50 – Resultados - Carga Pesada – frequência – sem CAG

Com CAG



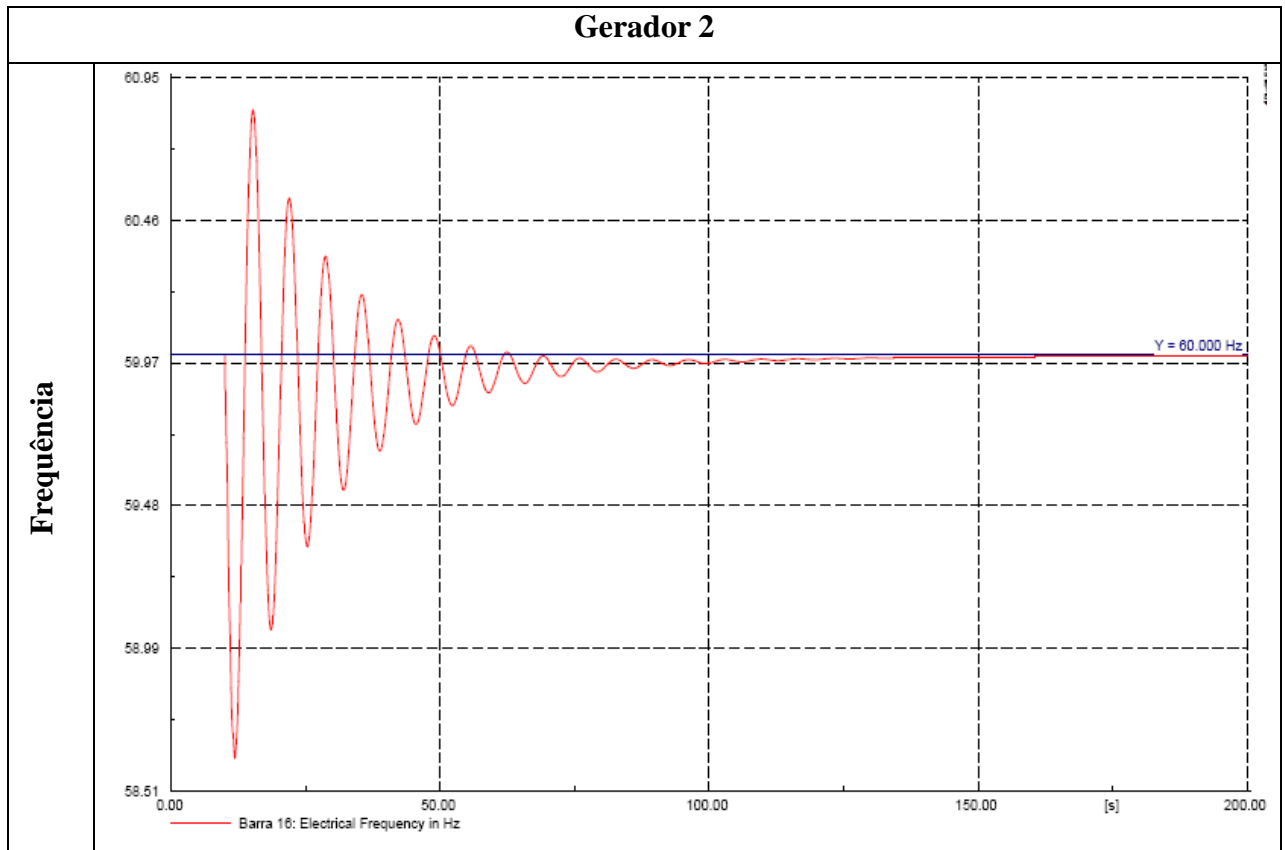
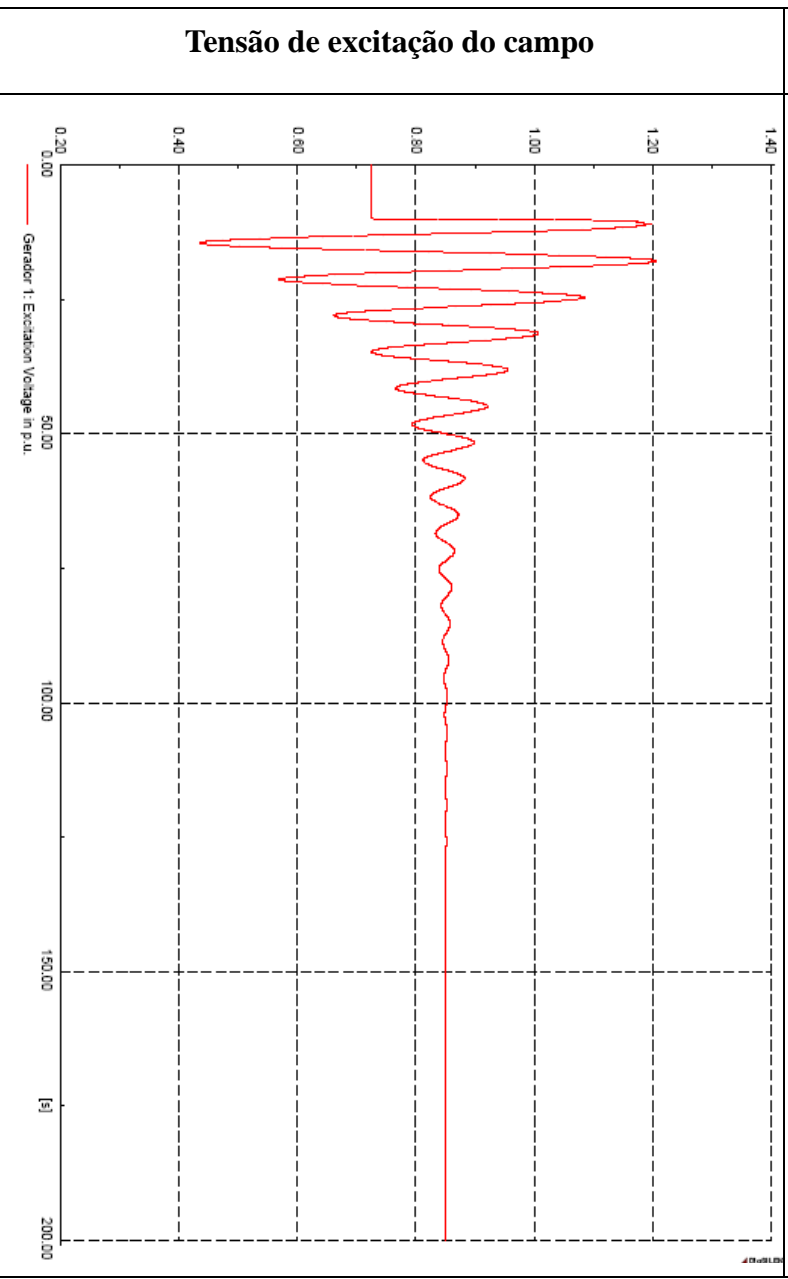
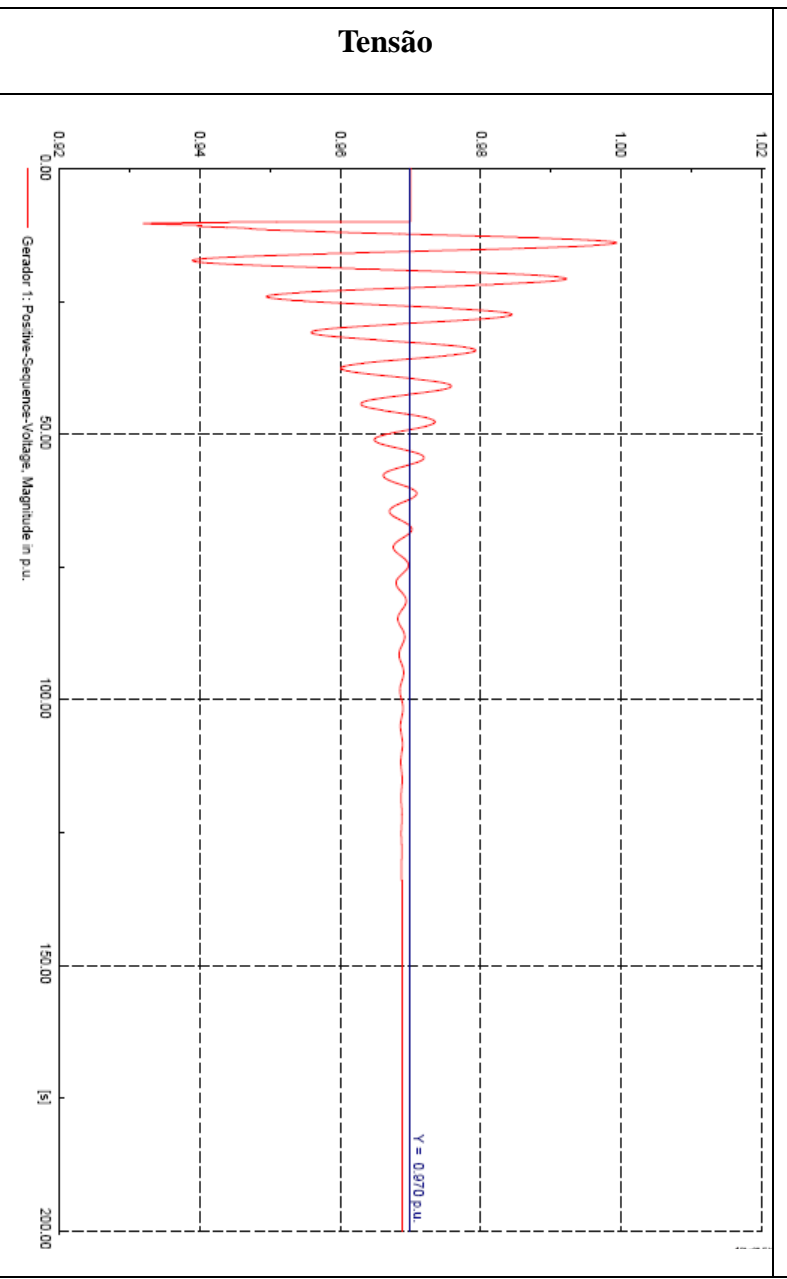


Figura 51 – Resultados - Carga Pesada – frequência – com CAG

Devido a falta de um CAG, ambas as frequências nesse caso sofreram uma redução, isso será corrigido a seguir com o uso de um CAG no regulador de velocidade. Podemos analisar que a frequência retornou ao seu ponto de referência porém levando um tempo maior para se estabilizar.

Abaixo veremos uma breve observação na tensão das barras e na tensão de excitação do campo em cada gerador, para efeito de conhecer os resultados referentes ao regulador de tensão.

Gerador 1



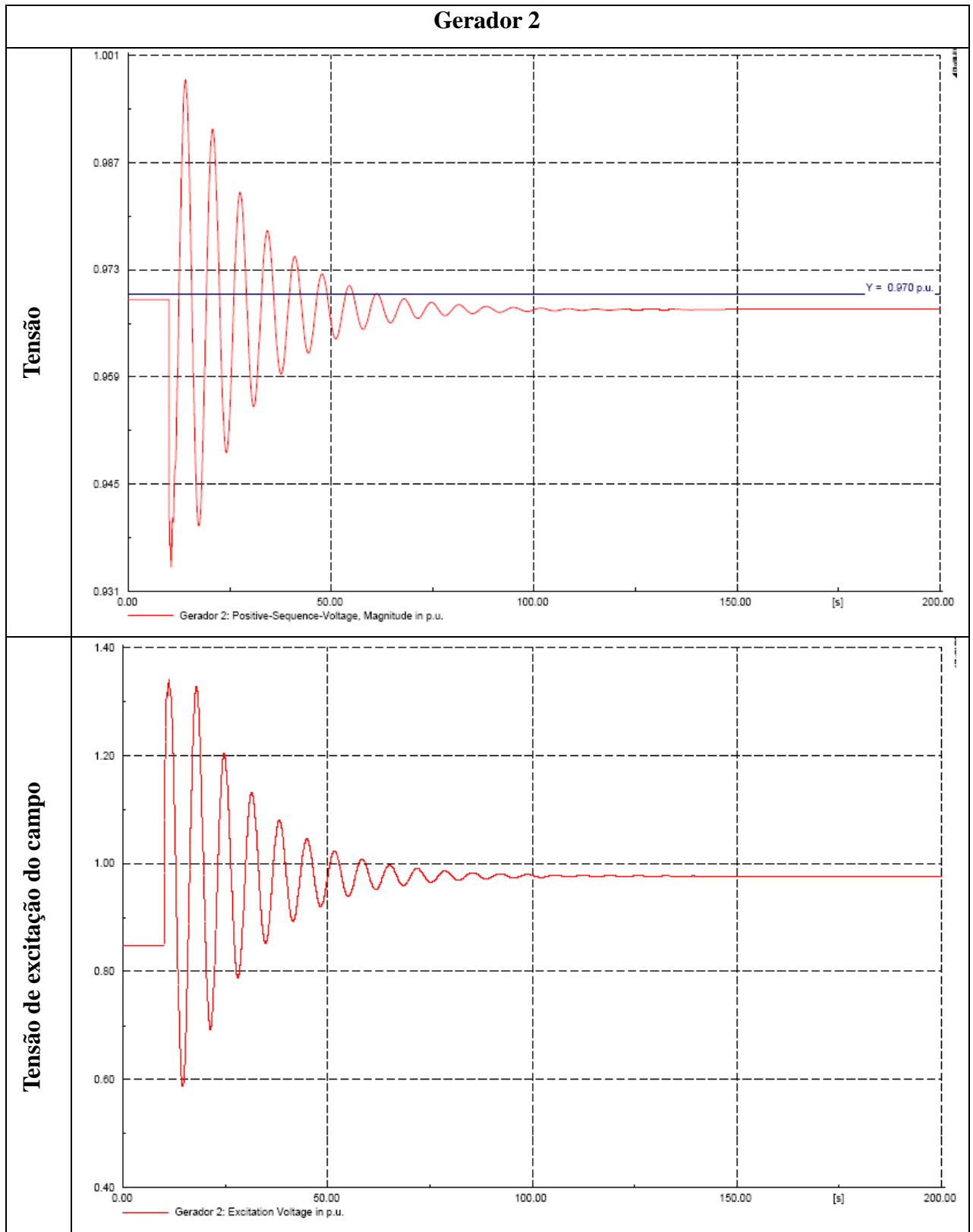


Figura 52 – Resultados - Carga Pesada – Tensão – com CAG

Podemos analisar que o regulador de tensão atuou no campo do gerador e este auxiliou em manter a tensão nos limites adequados do sistema.

3º caso) Perda do Intercâmbio

Este caso possui uma particularidade que deve ser vista antes de analisar resultados obtidos. A potência no intercâmbio se segue por dois transformadores:

- Trafo que liga as barras 4 e 15
- Trafo que liga as barras 10 e 8

Referenciando o lado de alta (345 kV) de ambos os transformadores, estes se encontram na área 1, foi medida a potência nesses pontos durante o fluxo de potência e foi constatado que:

- Trafo 4-15 existe um fluxo de 23,25 MW (da área 1 para área 2)
- Trafo 8-10 existe um fluxo de - 16,92 MW (da área 1 para área 2)

Com isso sabemos que o intercâmbio (soma dos fluxos em ambos os trafos) é somente 6,33 MW (da área 1 para área 2), valor consideravelmente baixo e com a perda do mesmo, o sistema irá sentir um pequeno desbalanço na potência ativa, provocando pequenas variações na frequência.

O corte do intercâmbio foi feito abrindo os disjuntores de ambos os trafos no instante de 10s. Criando um ilhamento, isolando as áreas. Na figura abaixo podemos ver o resultado no intercâmbio.

Sem e com CAG

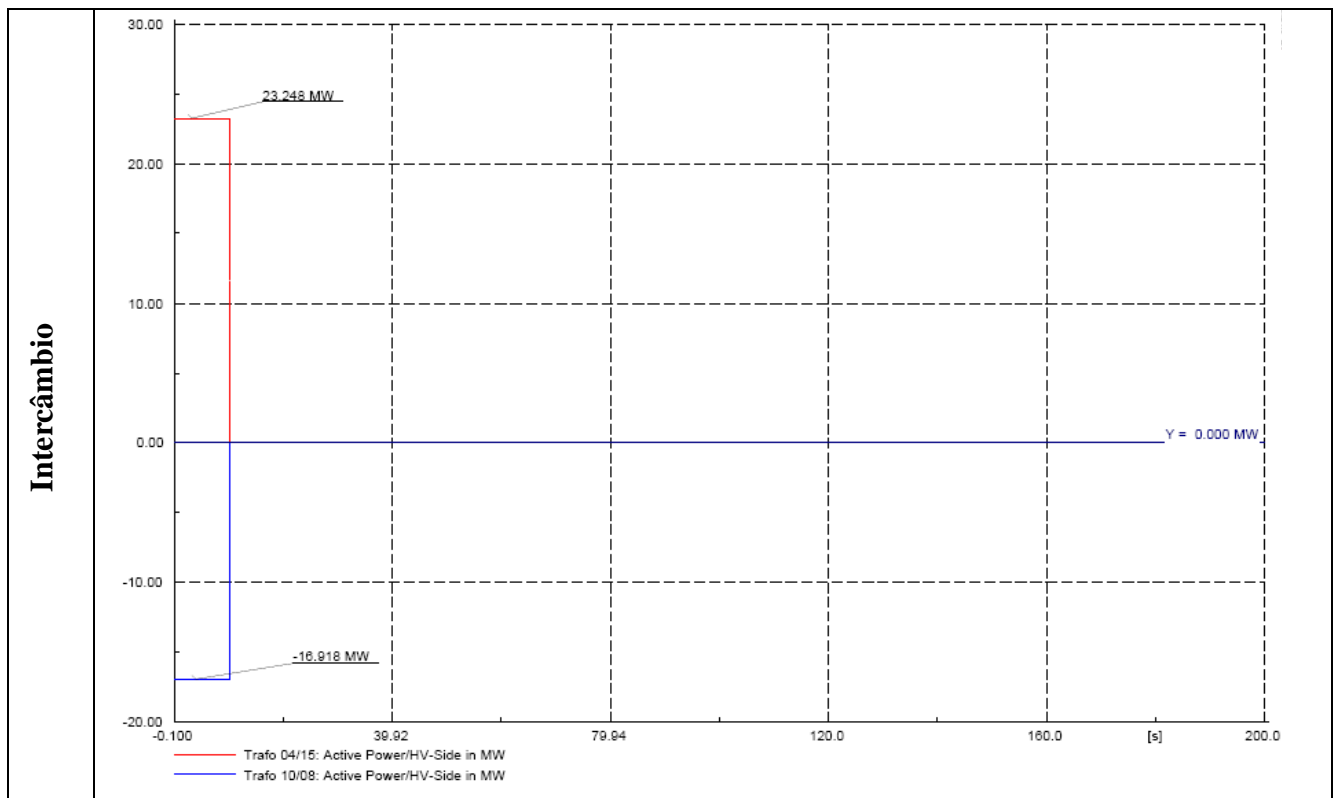


Figura 53 – Resultados – Perda do Intercâmbio – Potência nos trafos

O resultado da atuação de cada unidade geradora será vista abaixo.

Sem CAG

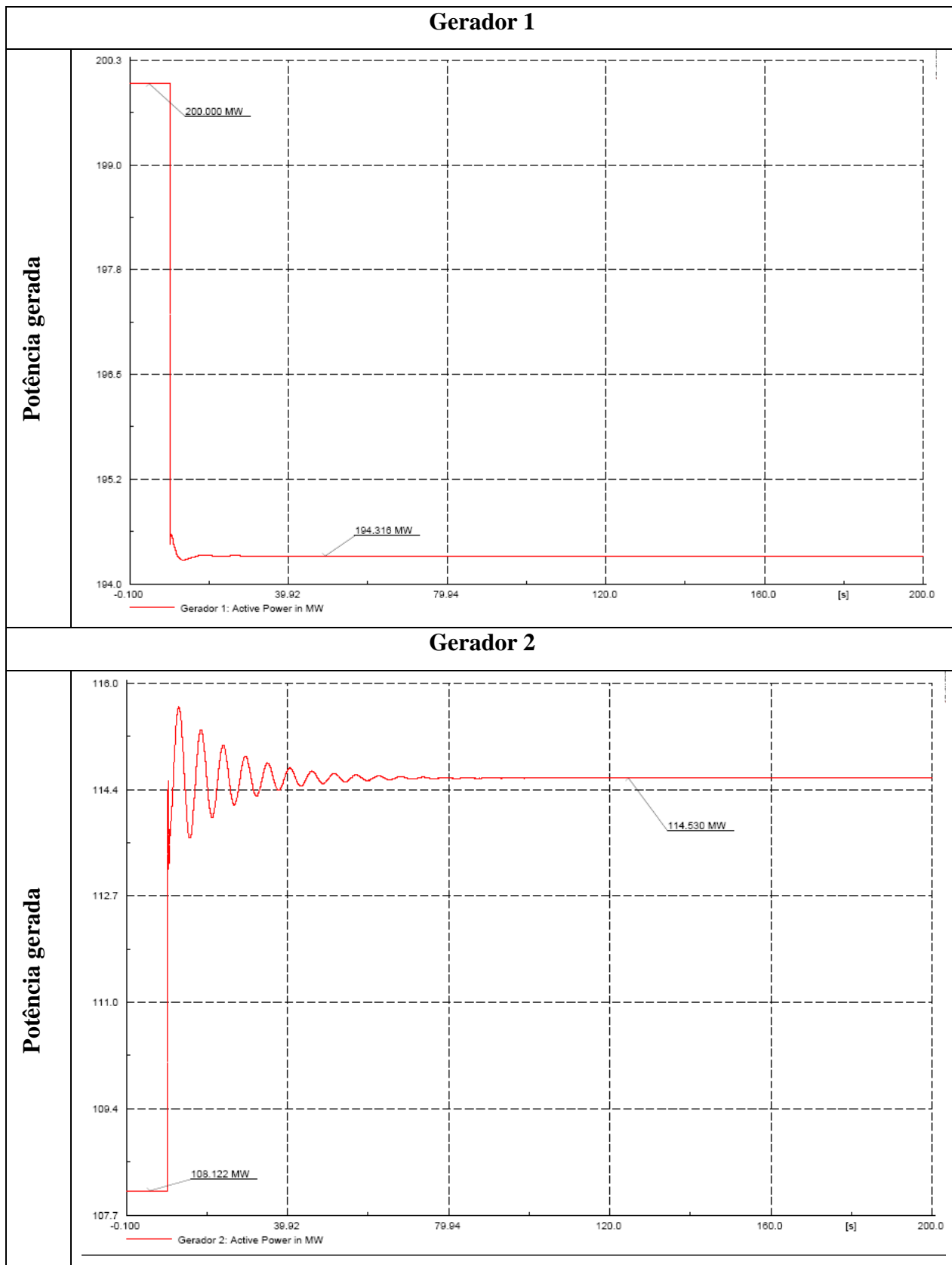


Figura 54 – Resultados – Perda do Intercâmbio – Potência – sem CAG

Com CAG

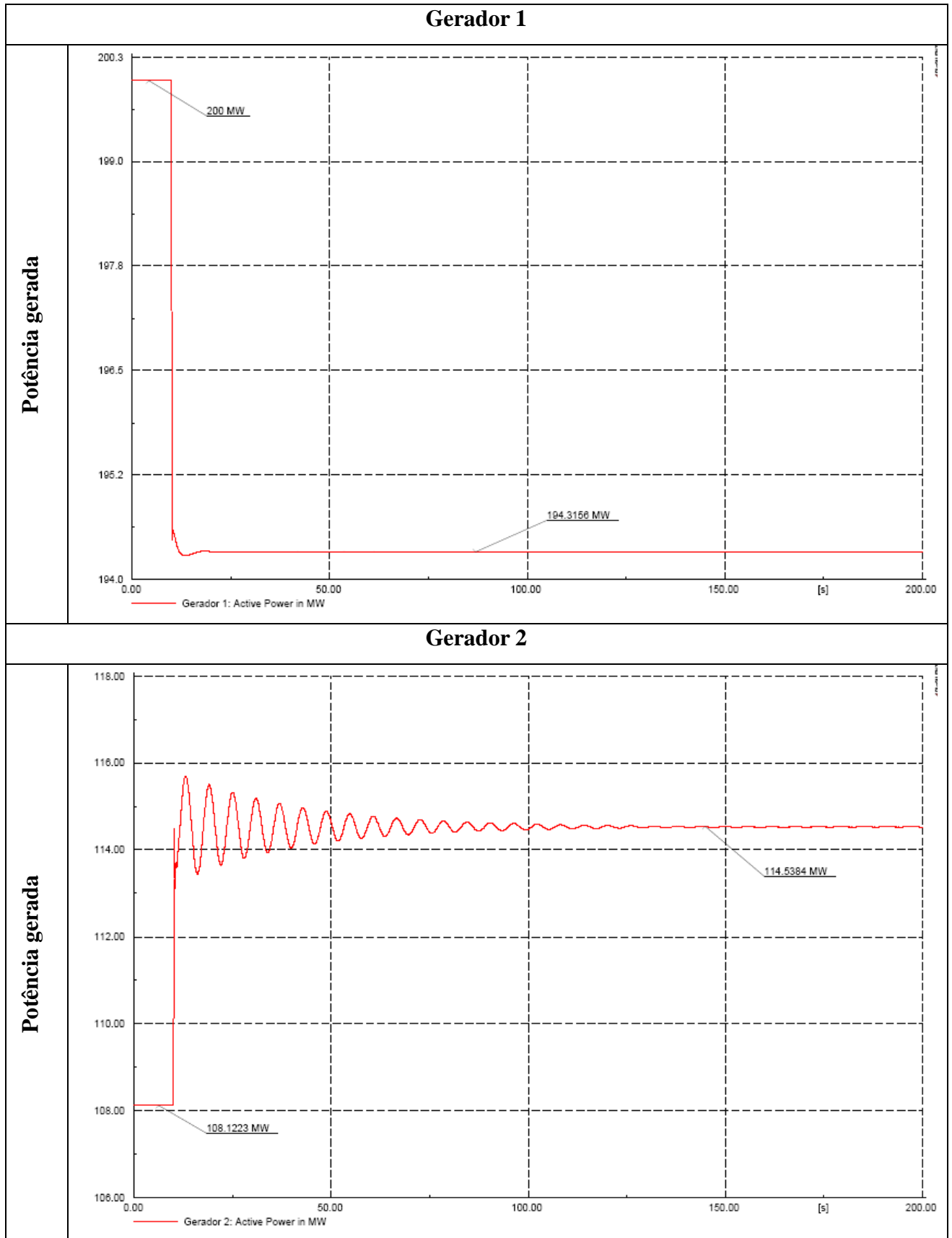
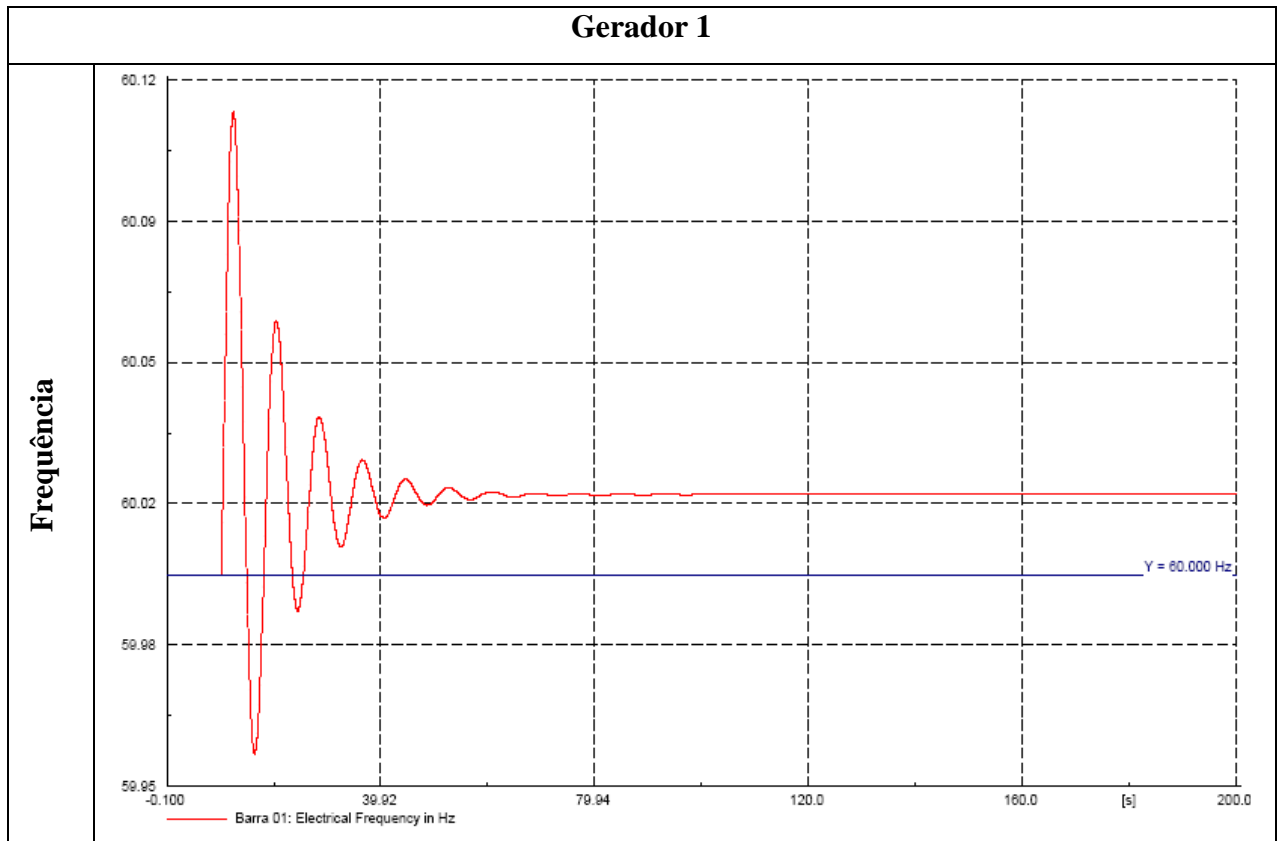


Figura 55 – Resultados – Perda do Intercâmbio – Potência – com CAG

Acima podemos concluir que houve um aumento de potência pelo Gerador 2, pois este precisava suprir as cargas de sua própria área, e a área 1 houve um decréscimo referente justamente ao que supria a área 2 antes do corte do intercâmbio.

A frequência de ambos será vista abaixo:

Sem CAG



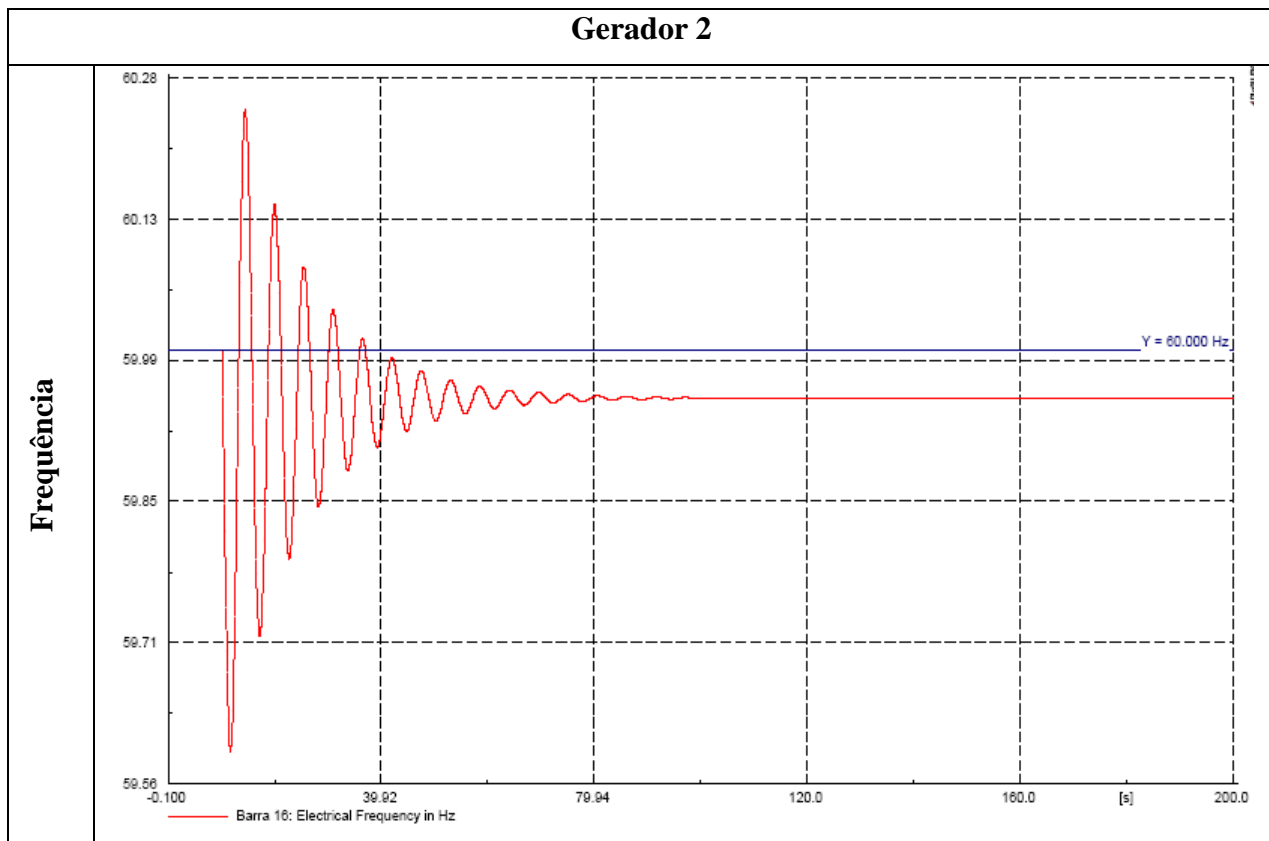
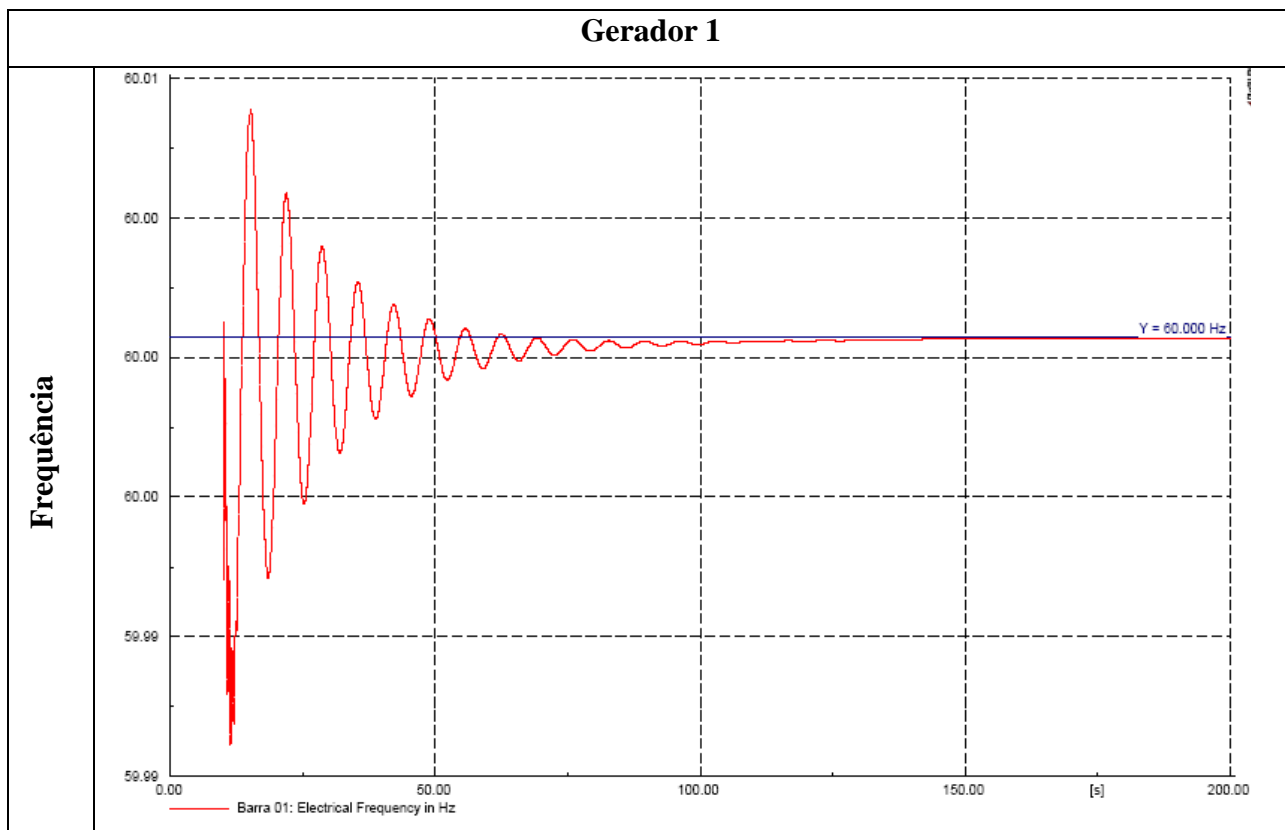


Figura 56 – Resultados – Perda do Intercâmbio – frequência – sem CAG

Com CAG



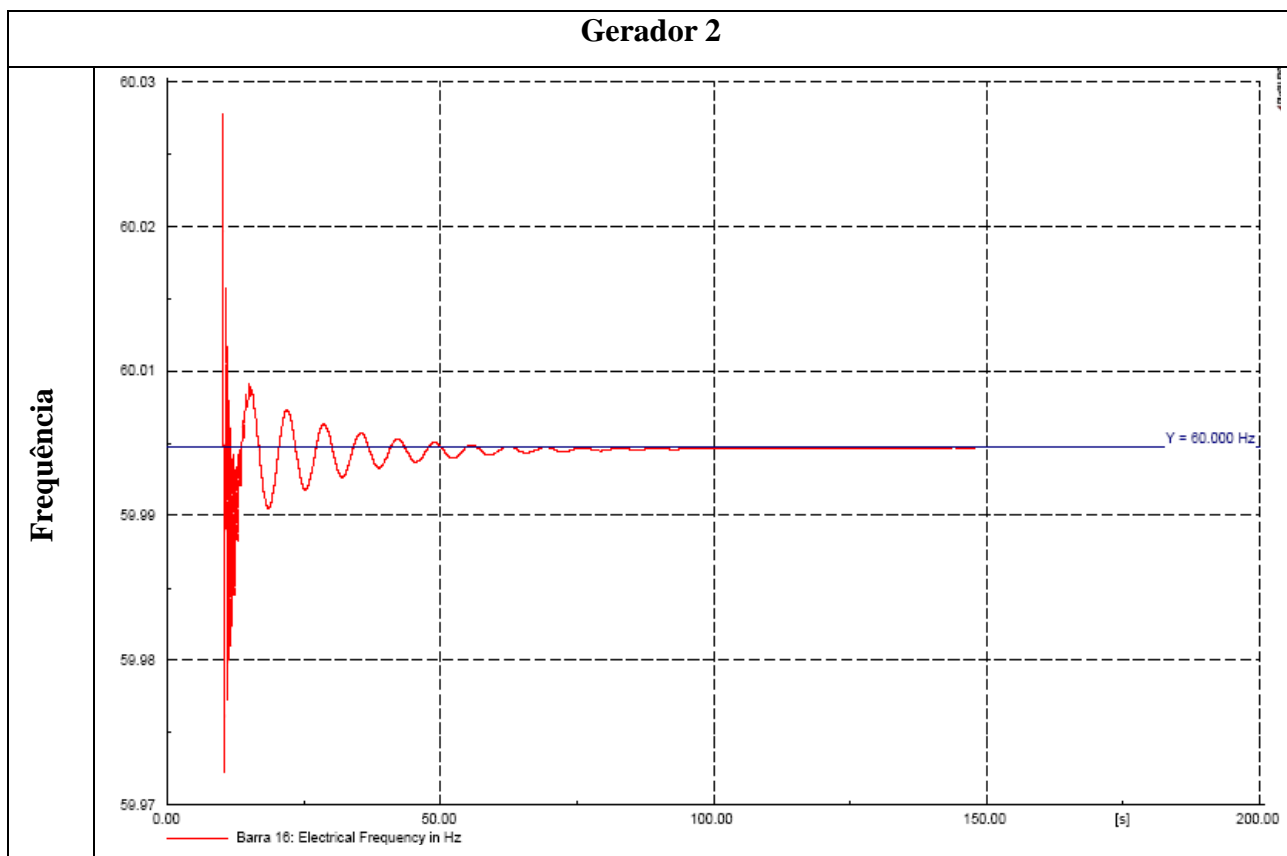


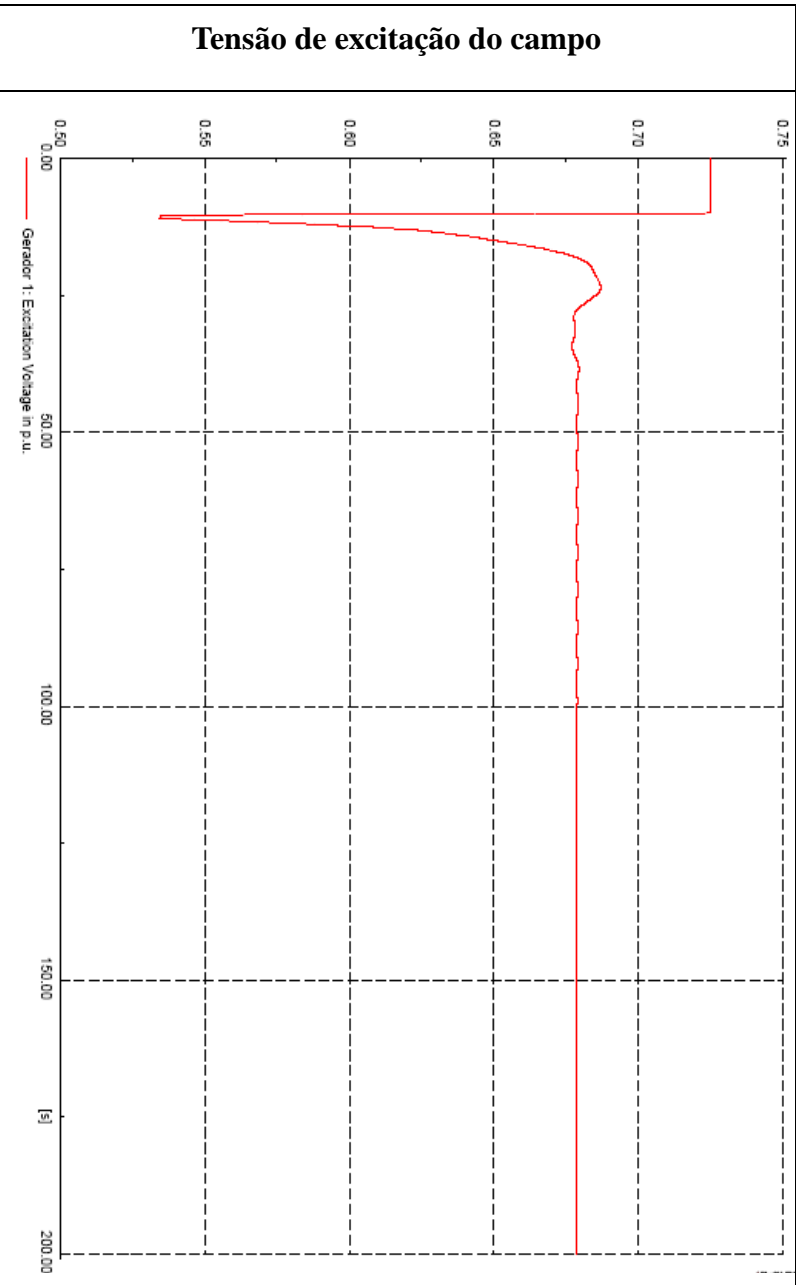
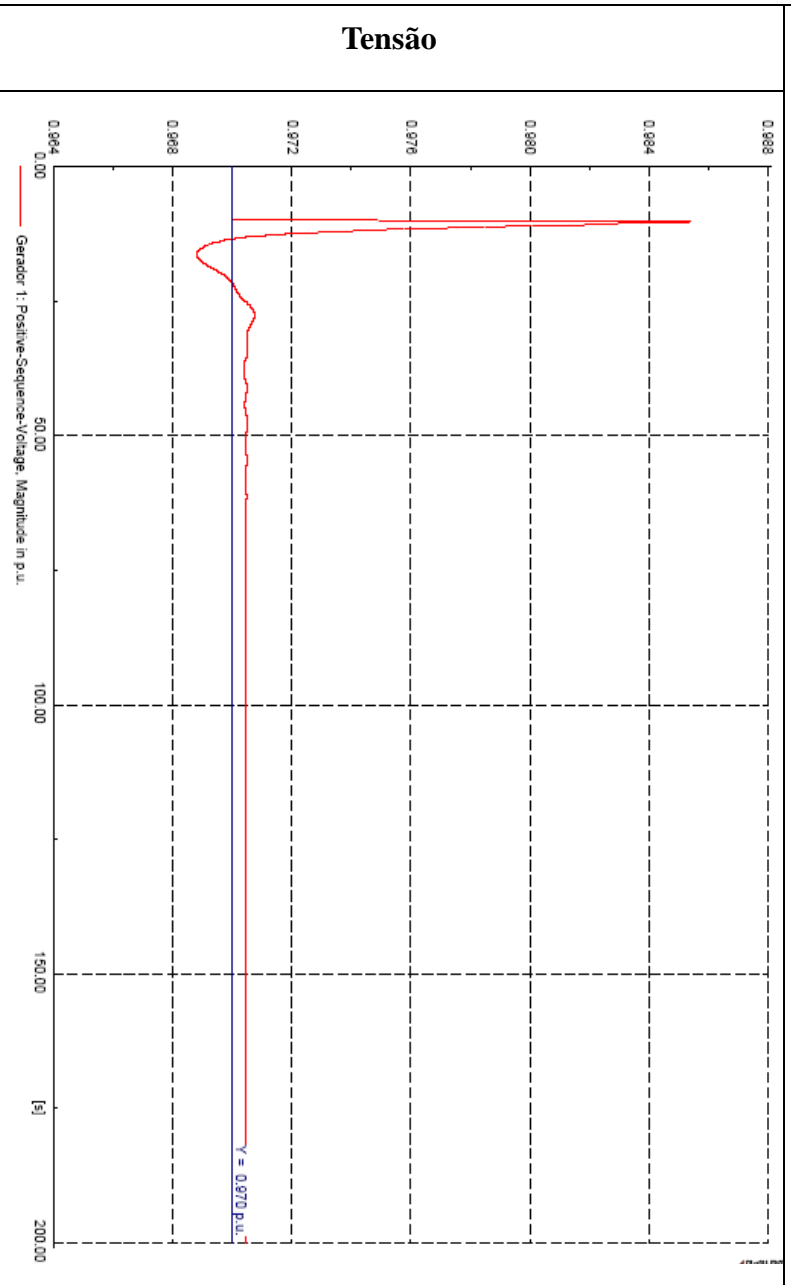
Figura 57 – Resultados – Perda do Intercâmbio – frequência – com CAG

Devido a queda de potência ativa pela perda do intercâmbio, vemos que a frequência do gerador 1 aumentou. Porém na área 2 houve um aumento de potência ativa gerada e a frequência no gerador 2 sofreu uma redução.

Ambos pela falta do CAG, se estabilizaram fora da frequência de referência, com isso iremos analisar no próximo capítulo o uso do CAG. Podemos analisar que a frequência retornou ao seu ponto de referência porém levando um tempo maior para se estabilizar.

Abaixo veremos uma breve observação na tensão das barras e na tensão de excitação do campo em cada gerador, para efeito de conhecer os resultados referentes ao regulador de tensão.

Gerador 1



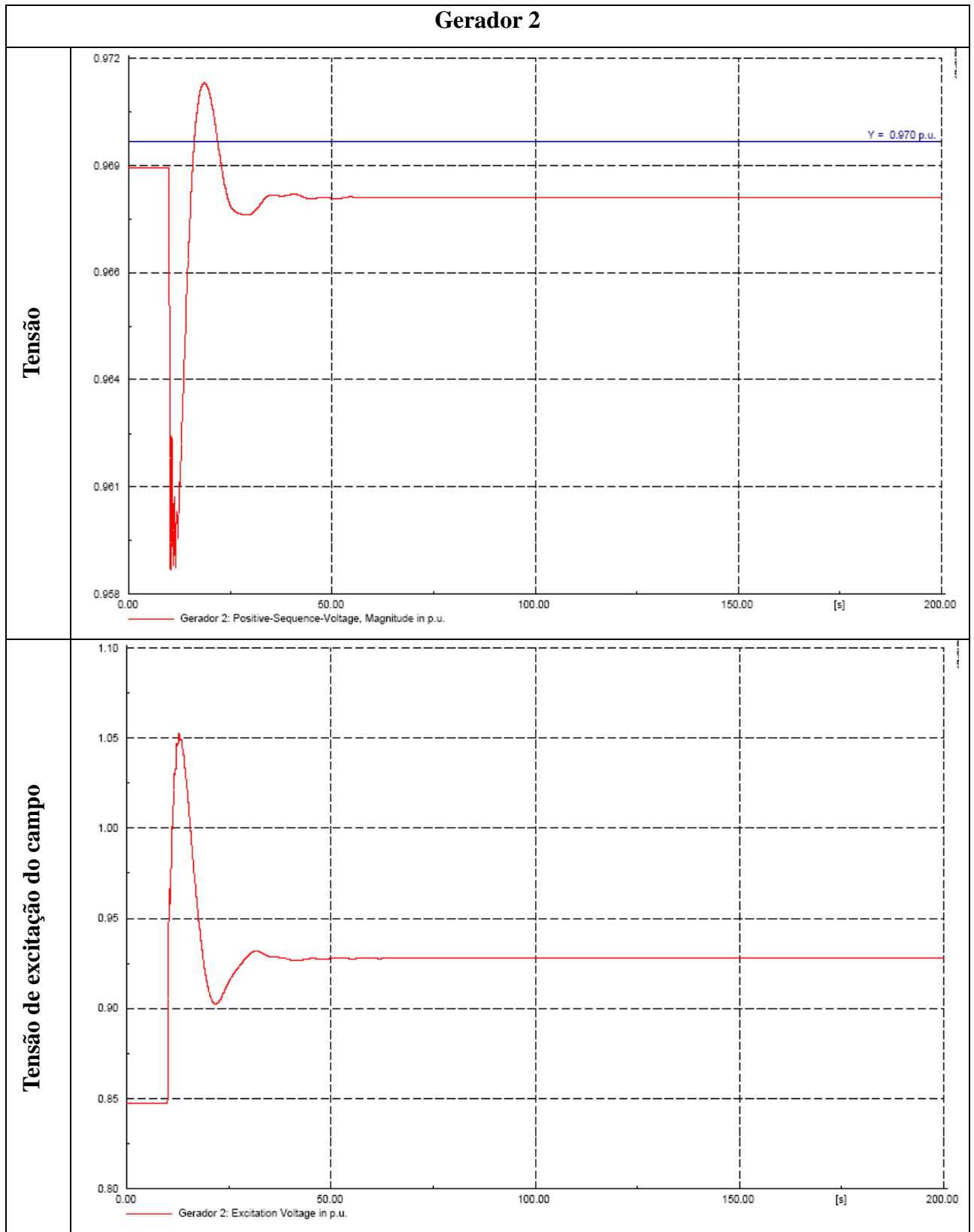


Figura 58 – Resultados – Perda do Intercâmbio – Tensão – com CAG

Podemos analisar que o regulador de tensão atuou no campo do gerador e este auxiliou em manter a tensão nos limites adequados do sistema.

5º caso) Perda das cargas 03, 11, 12 e 14

Foi efetuada a perda de 4 cargas no sistema, as cargas estavam ligadas nas barras 03, 11, 12 e 14, totalizando uma redução de 136 MW. Logo a mesma análise para a carga leve deve ser imposta nesse caso.

Antes de tudo, como forma de comprovar o corte da carga, foi medida a potência na carga 14 durante o evento em busca de comprovar tal fato.

Sem e com CAG

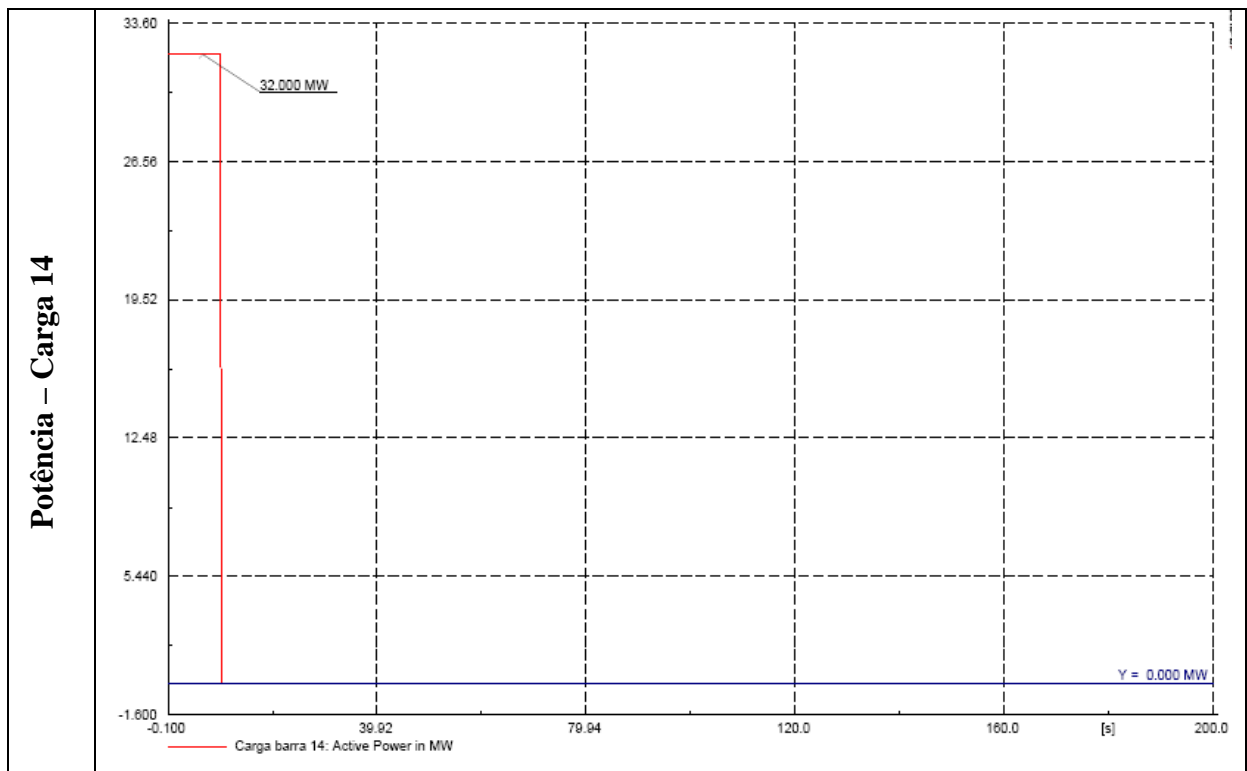


Figura 59 – Resultados – Perda de Carga – Potência – Carga 14

O resultado da atuação de cada unidade geradora será vista abaixo.

Sem CAG

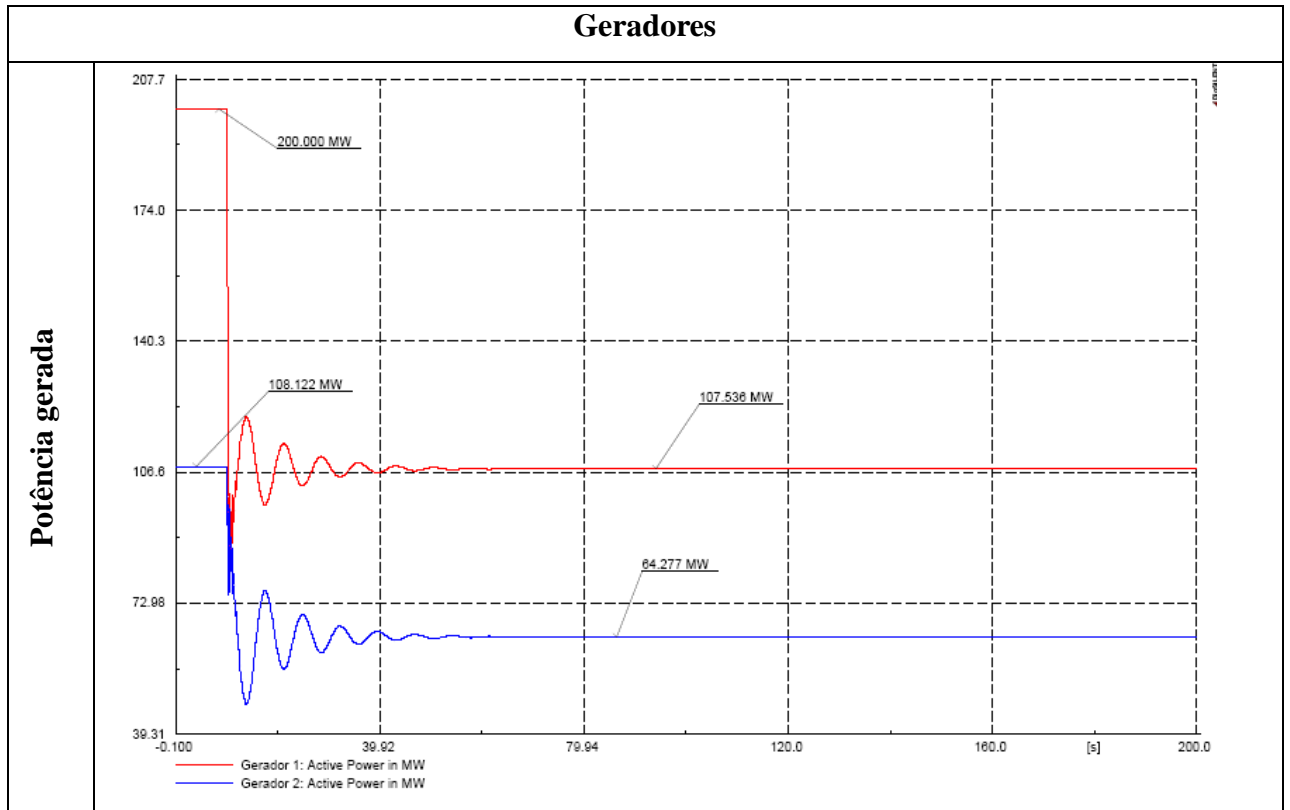


Figura 60 – Resultados – Perda de Carga – Potência – sem CAG

Com CAG

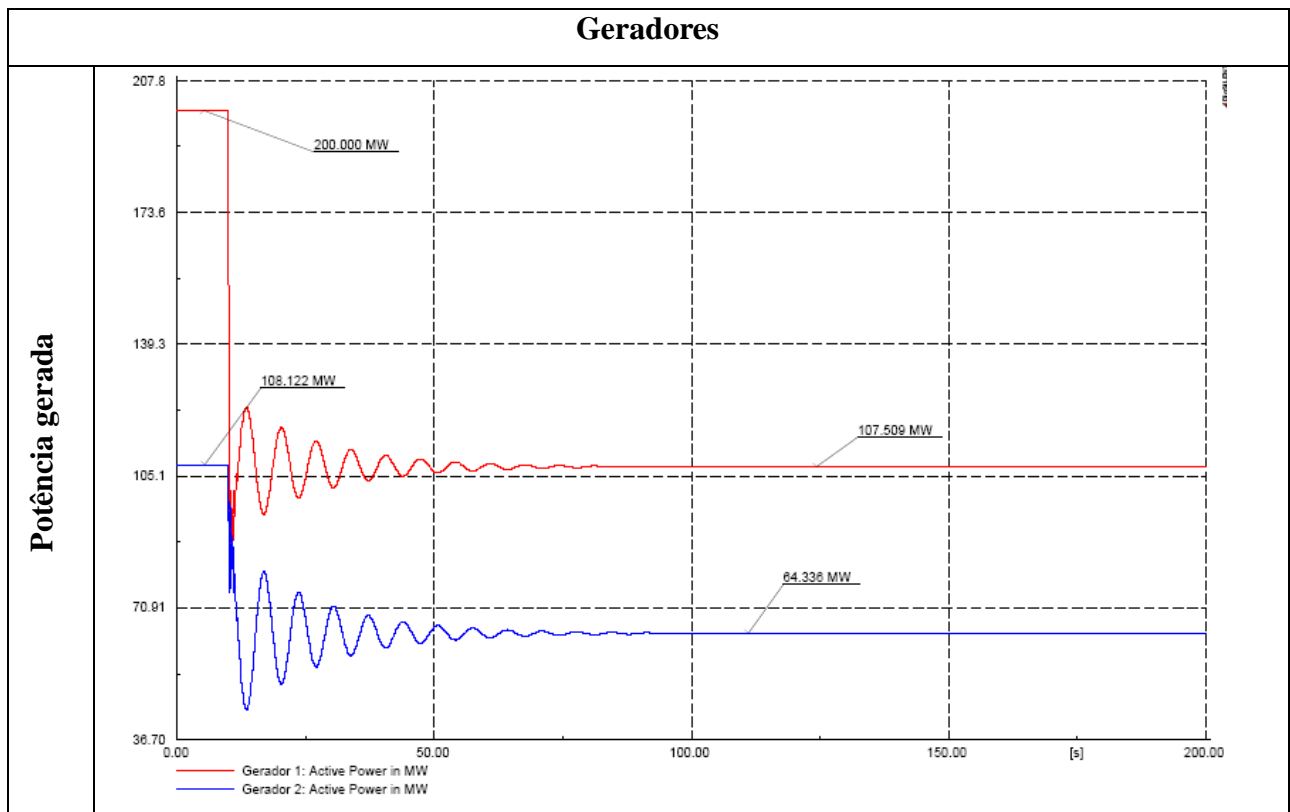
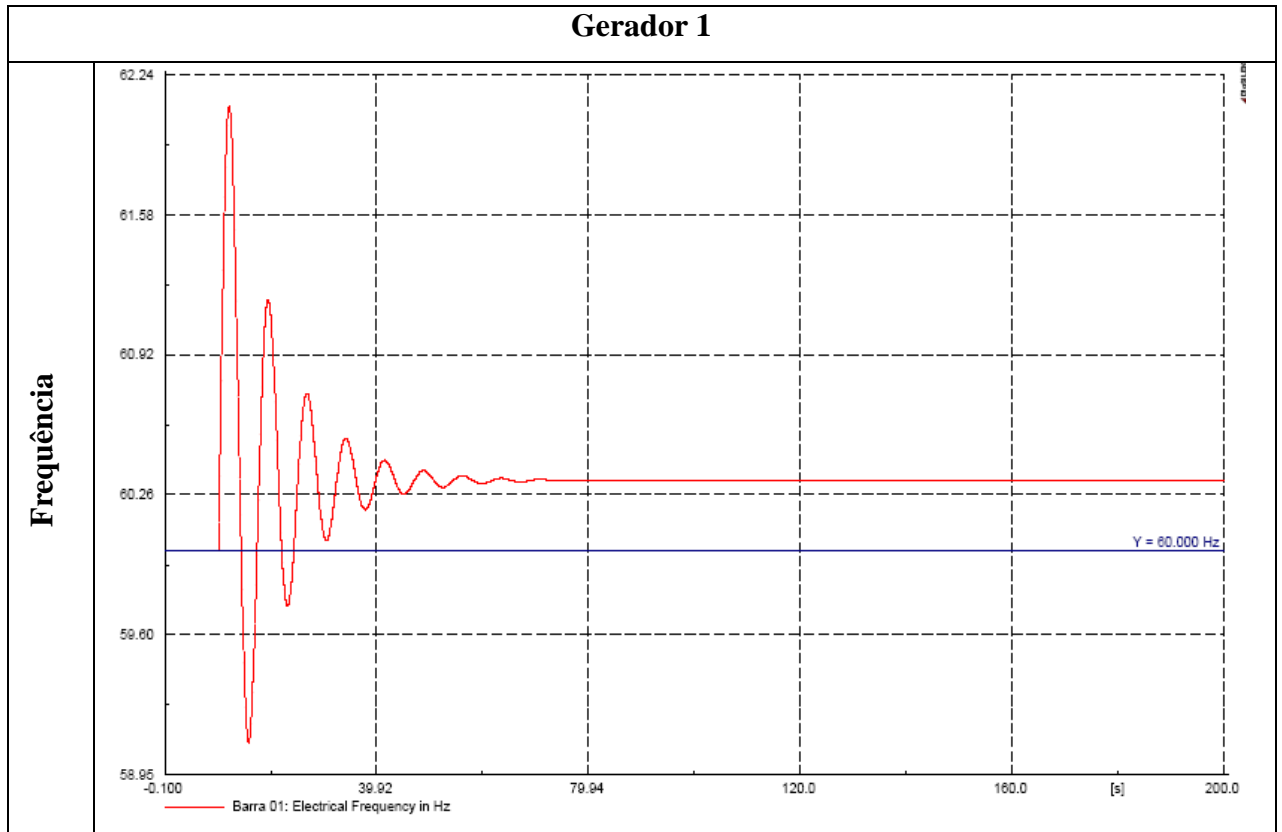


Figura 61 – Resultados – Perda de Carga – Potência – com CAG

Acima podemos concluir que houve uma redução de potência gerada pelas unidades geradoras, totalizando o valor das cargas cortadas. Podemos ver pelo gráfico, que o tempo de resposta foi de 50 a 60s. A frequência será analisada abaixo.

Sem CAG



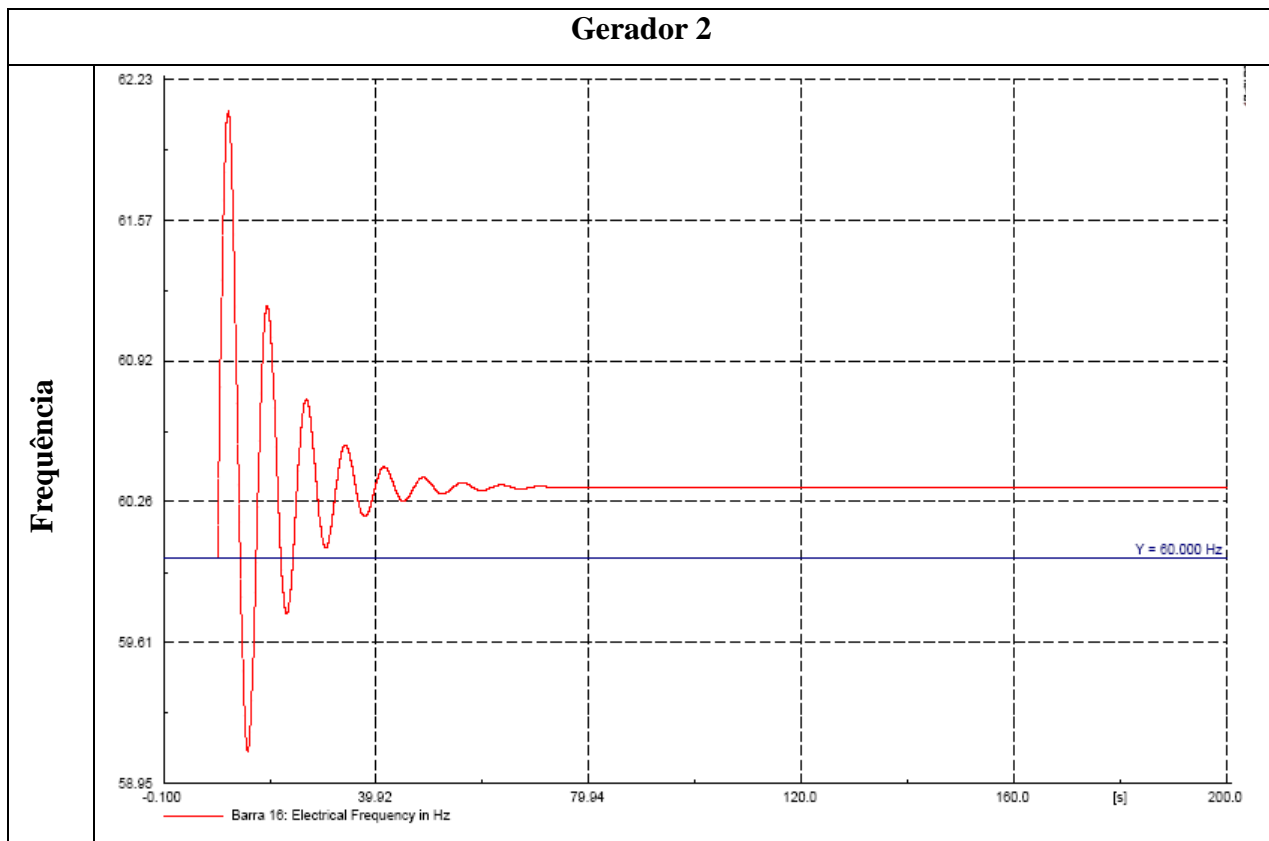
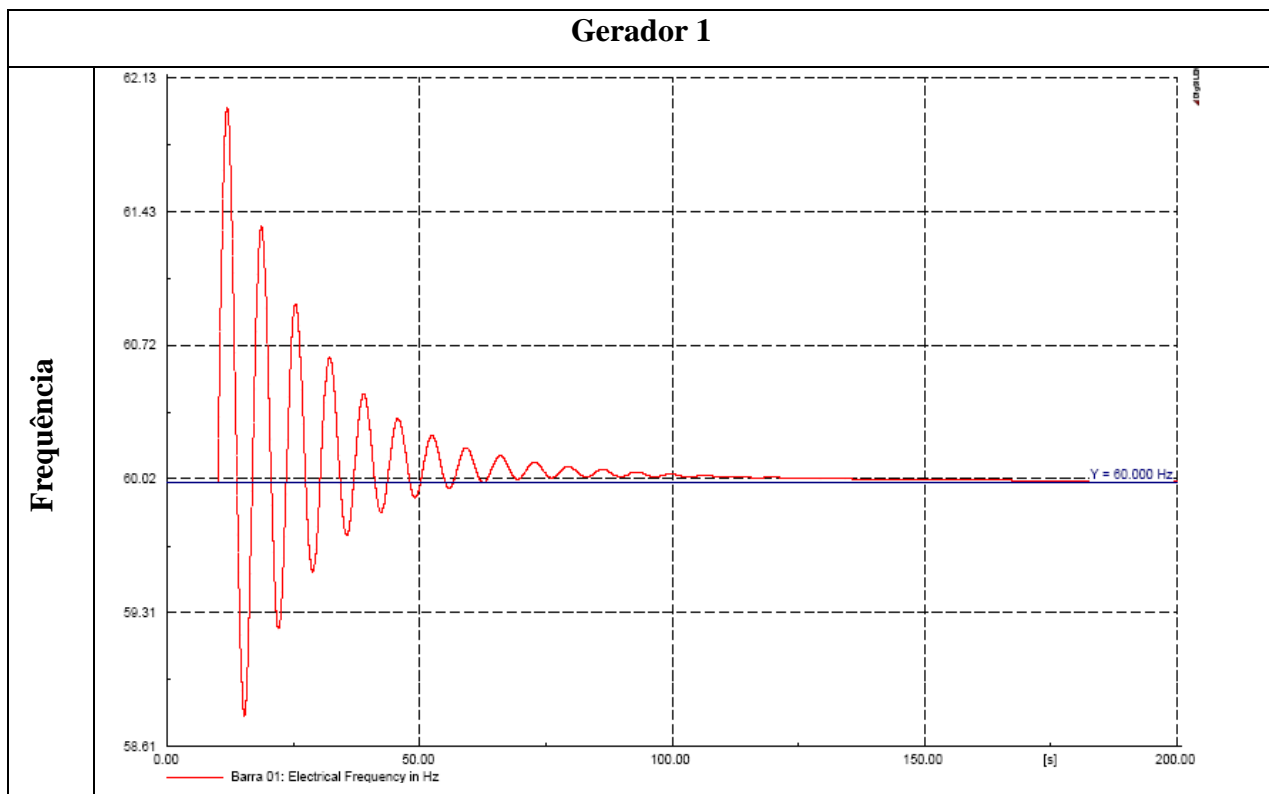


Figura 62 – Resultados – Perda de Carga – frequência – sem CAG

Com CAG



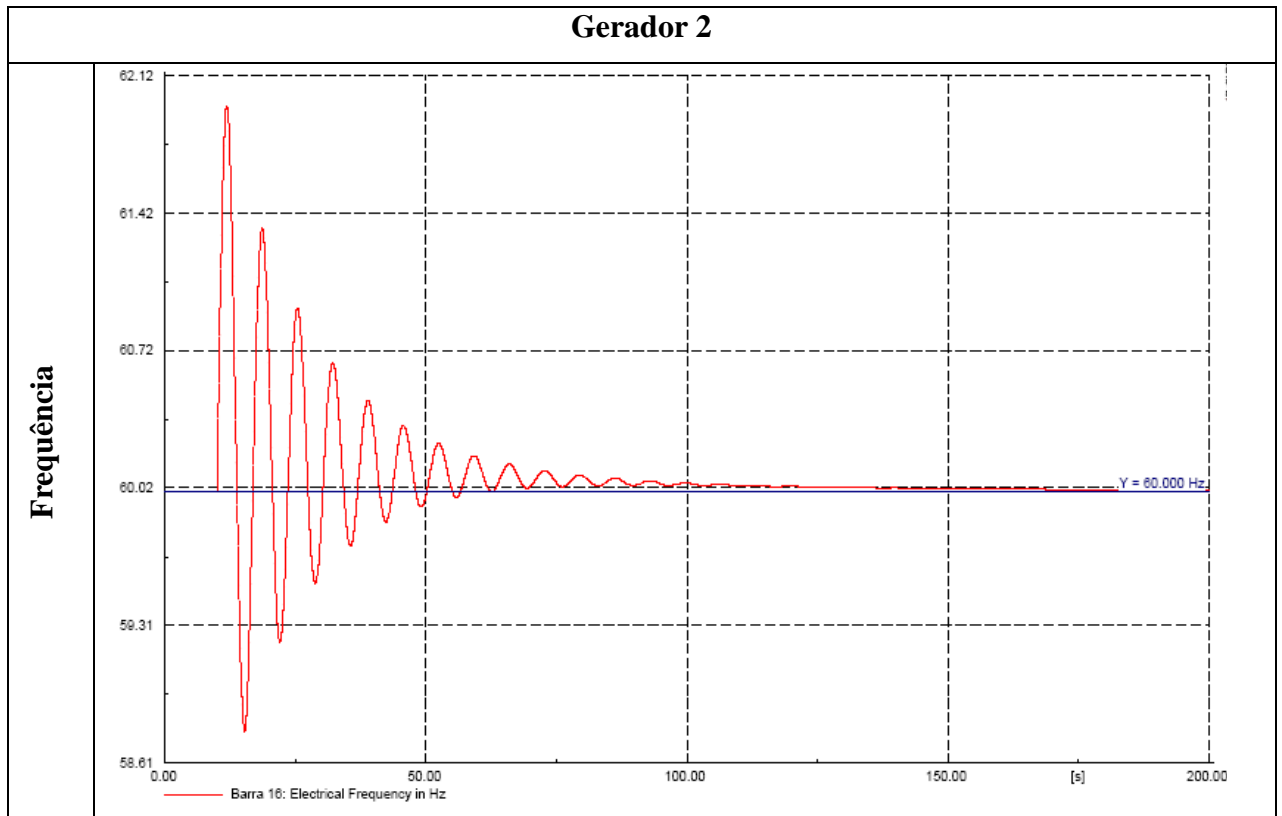
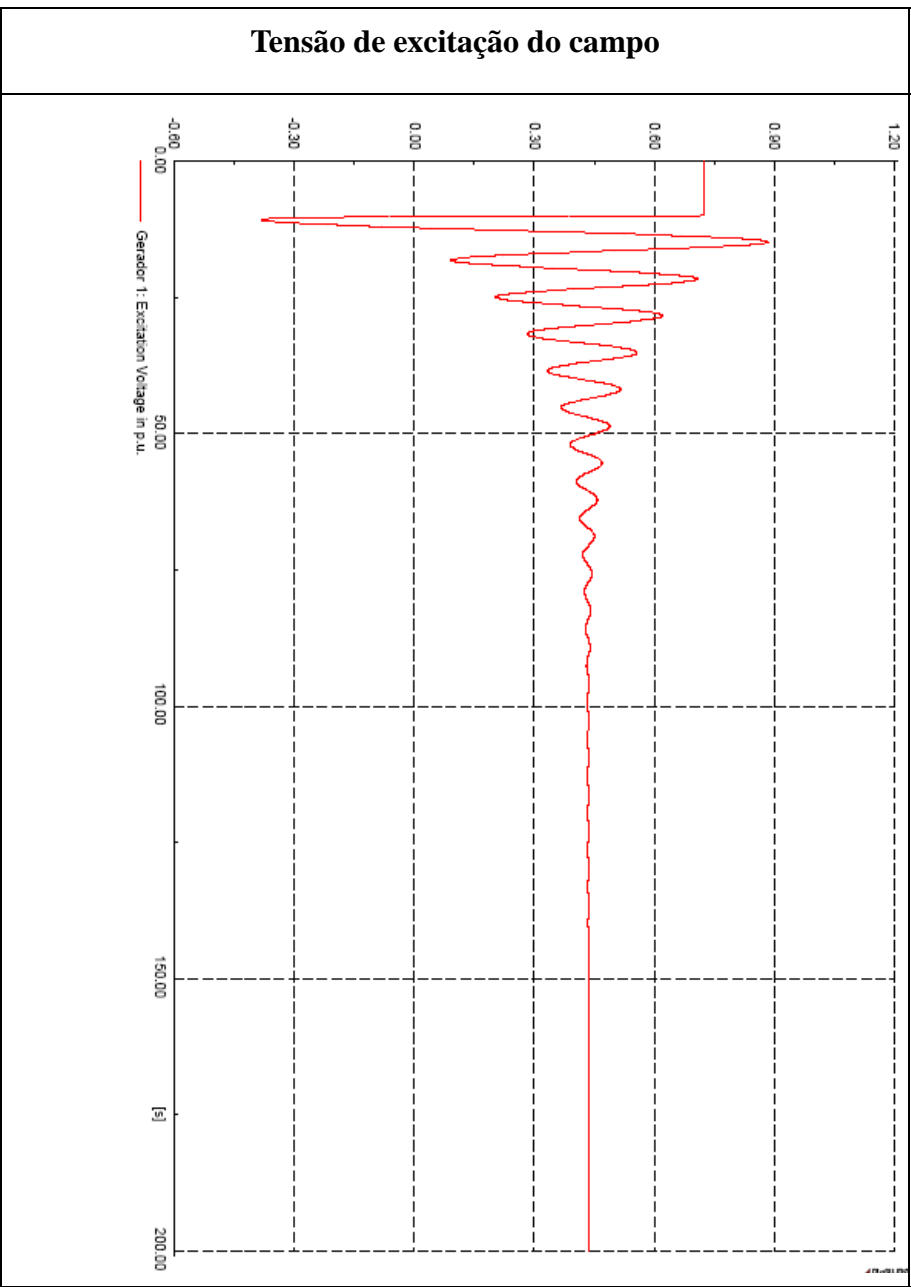
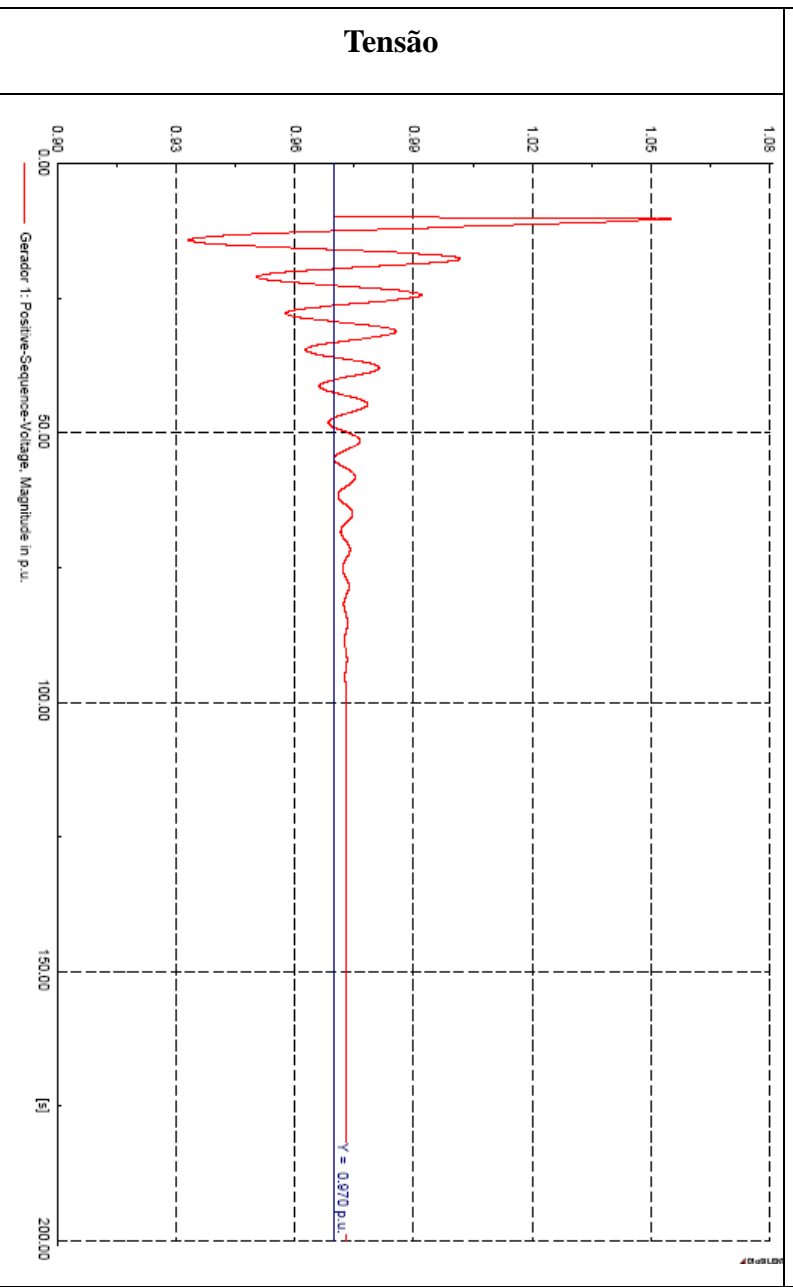


Figura 63 – Resultados – Perda de Carga – frequência – com CAG

Devido a falta de um CAG, ambas as frequências nesse caso sofreram um aumento, isso será corrigido a seguir com o uso de um CAG no regulador de velocidade. Podemos analisar que a frequência retornou ao seu ponto de referência porém levando um tempo maior para se estabilizar.

Abaixo veremos uma breve observação na tensão das barras e na tensão de excitação do campo em cada gerador, para efeito de conhecer os resultados referentes ao regulador de tensão.

Gerador 1



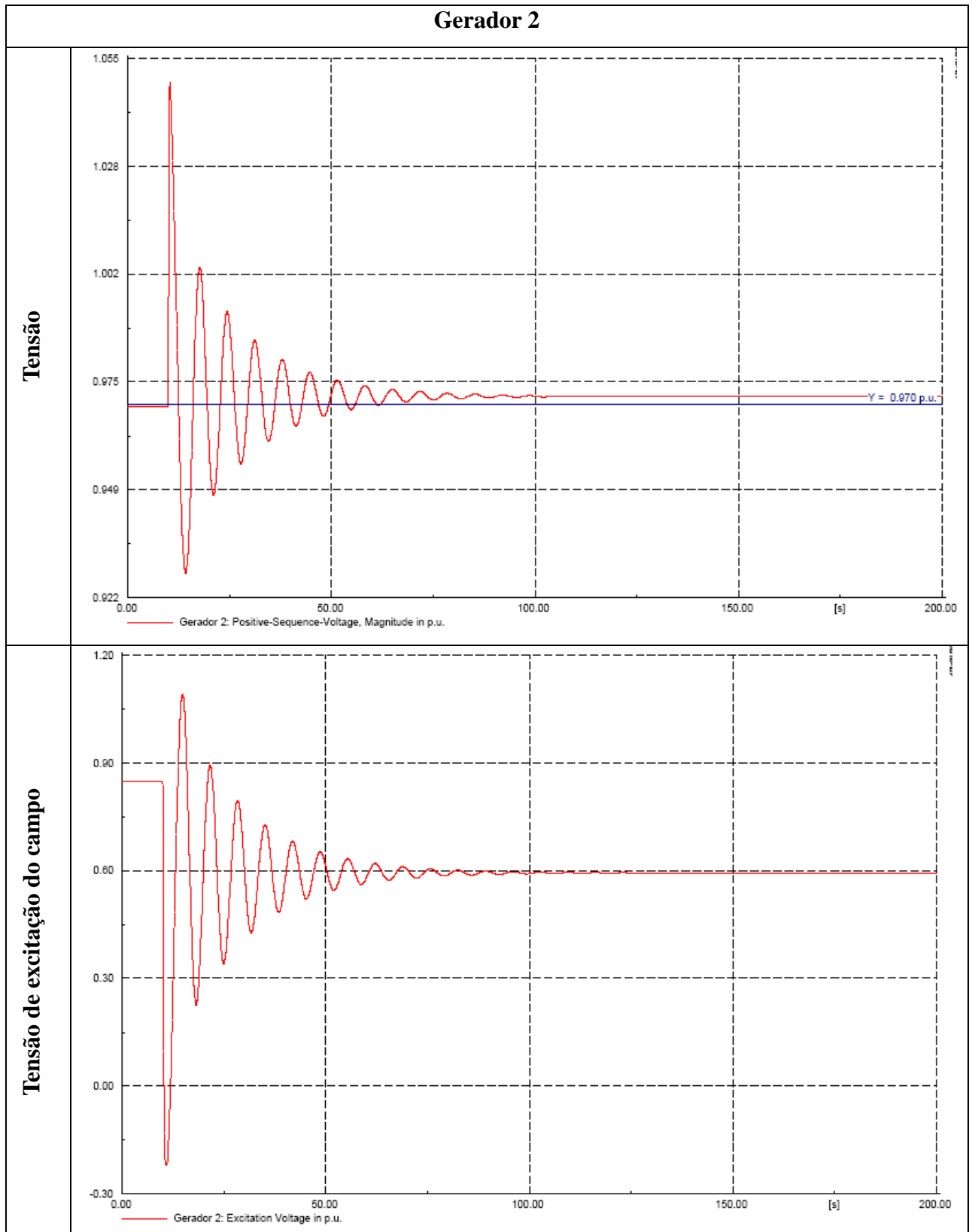


Figura 64 – Resultados – Perda de carga – Tensão – com CAG

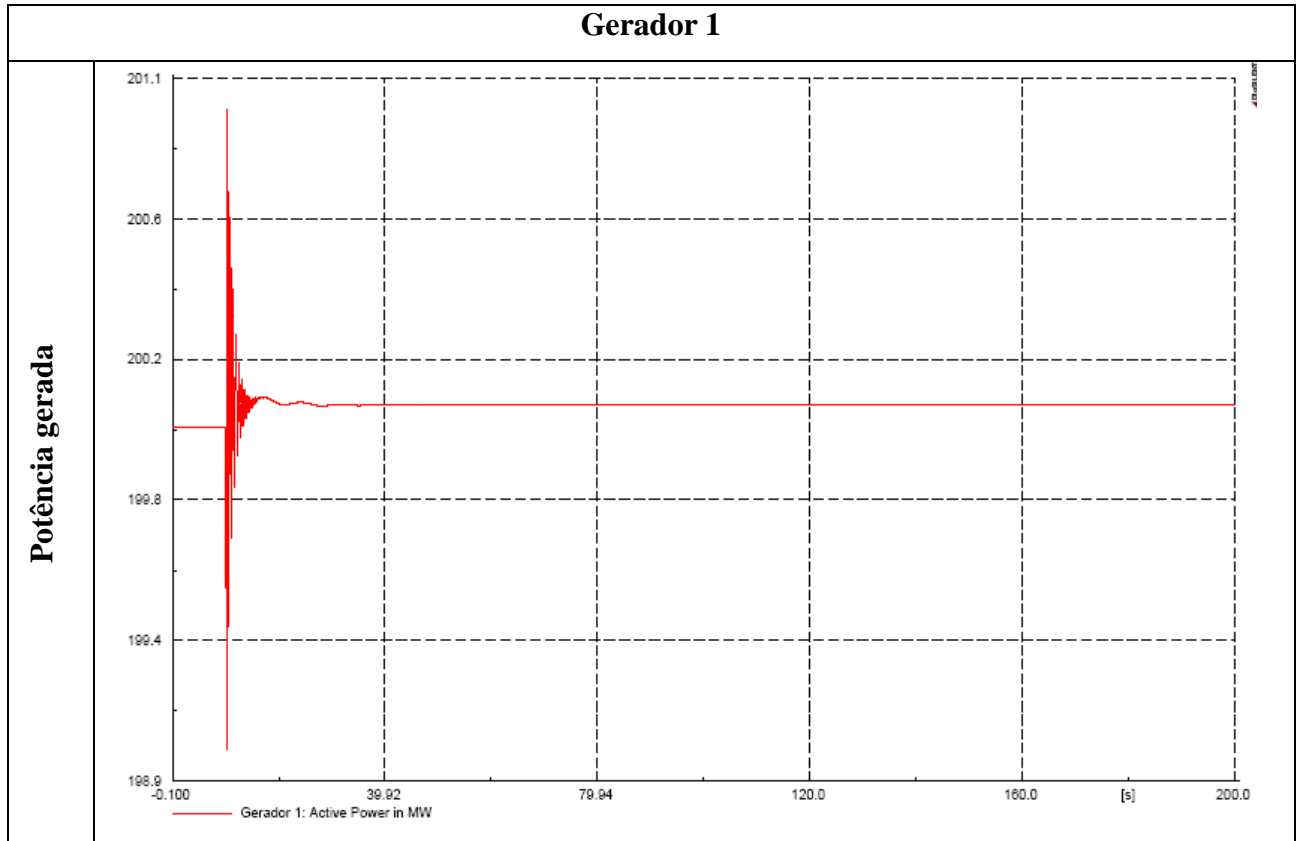
Podemos analisar que o regulador de tensão atuou no campo do gerador e este auxiliou em manter a tensão nos limites adequados do sistema.

6º caso) Perda do compensador síncrono

A perda do compensador síncrono terá conseqüências somente na geração de reativos, logo na tensão das barras, a potência e a frequência irão sofrer pouco com esse caso.

O resultado da atuação de cada unidade geradora será vista abaixo.

Sem CAG



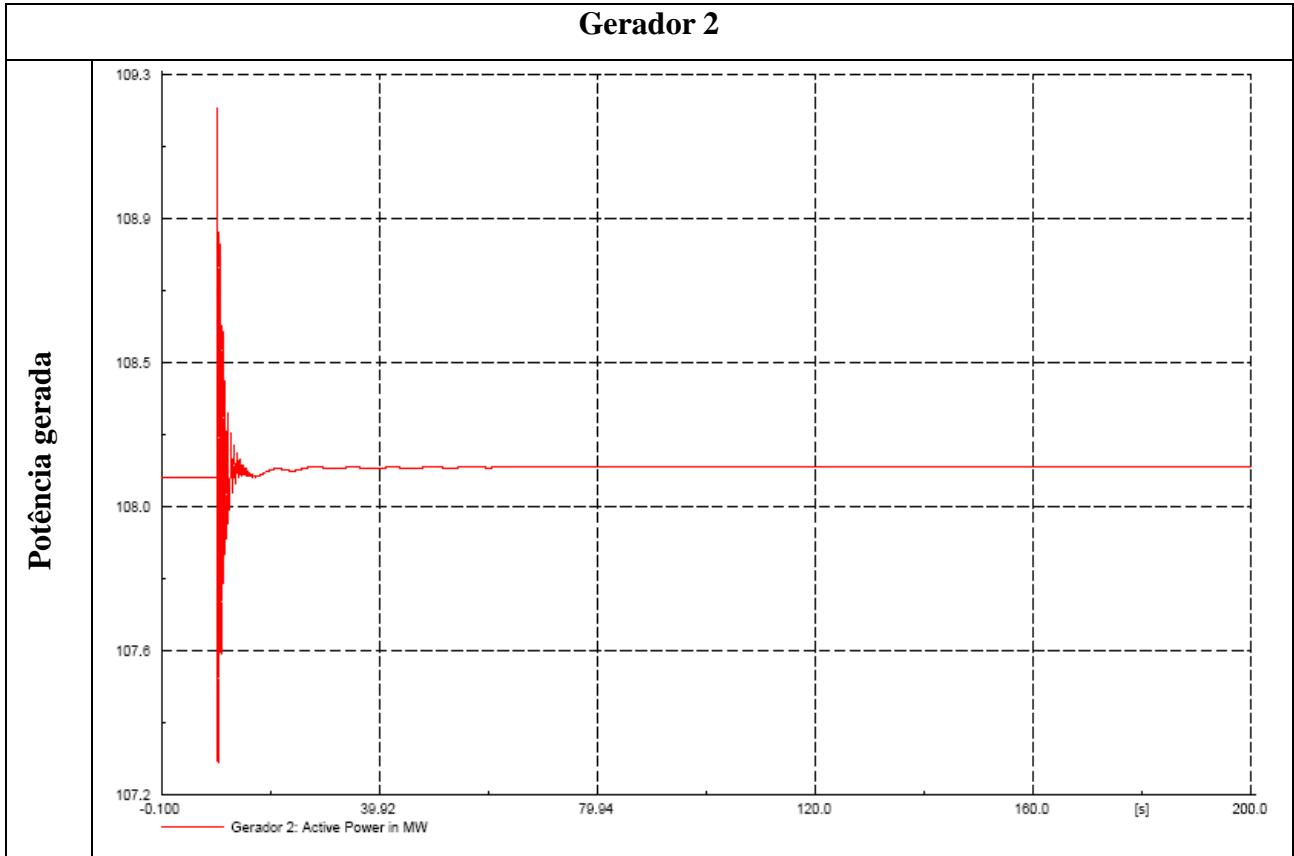
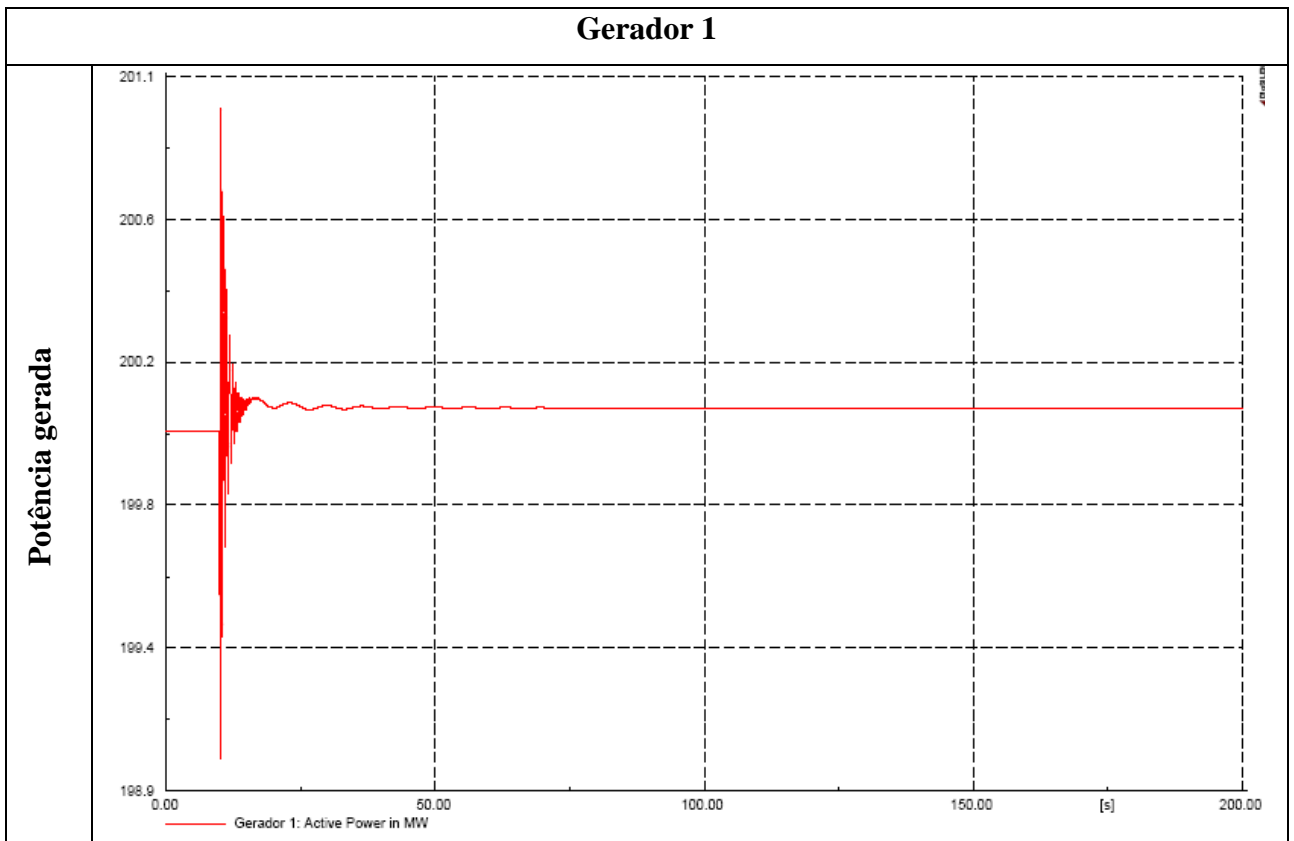


Figura 65 – Resultados – Perda do Compensador Síncrono – Potência – sem CAG

Com CAG



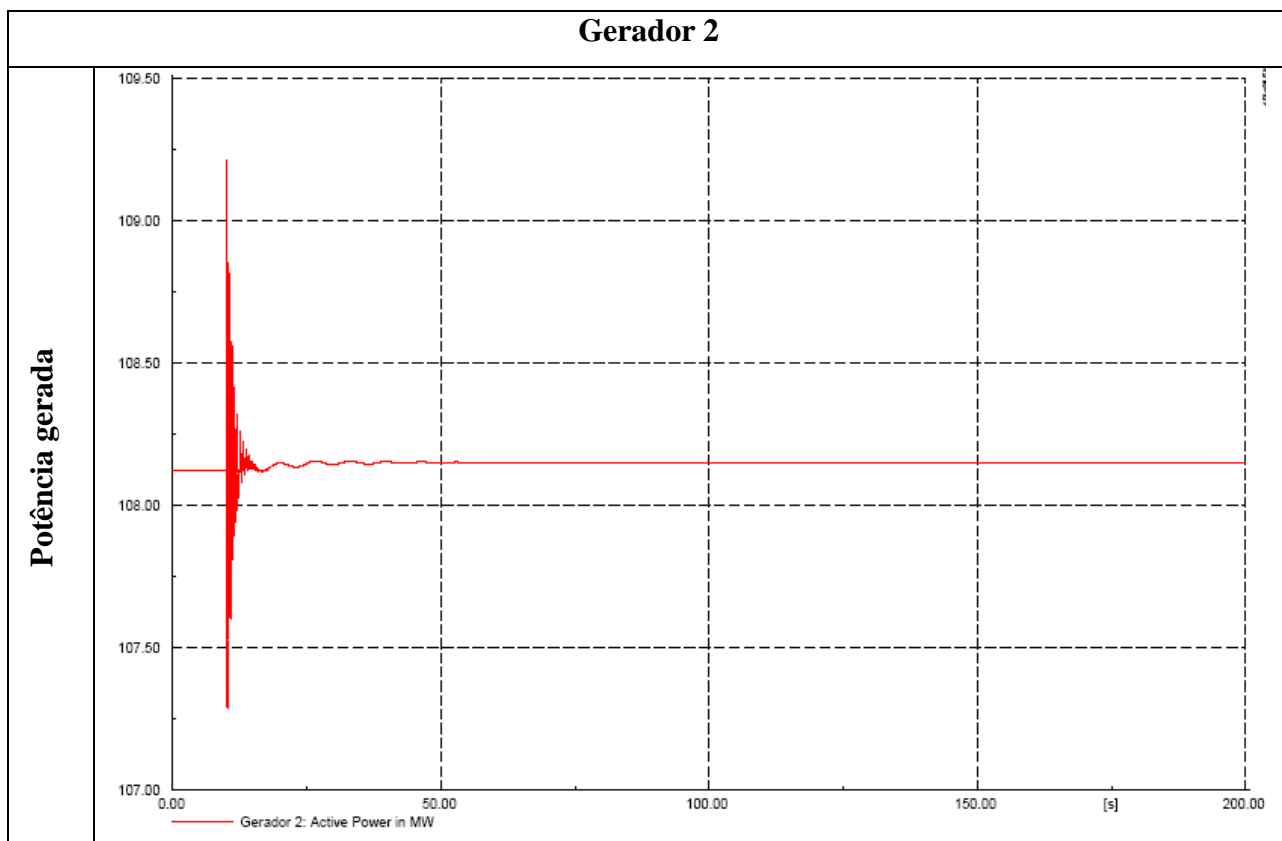


Figura 66 – Resultados – Perda do Compensador Síncrono – Potência – com CAG

A potência ativa praticamente não sofreu variação com a perda. A frequência será analisada a seguir.

Sem CAG

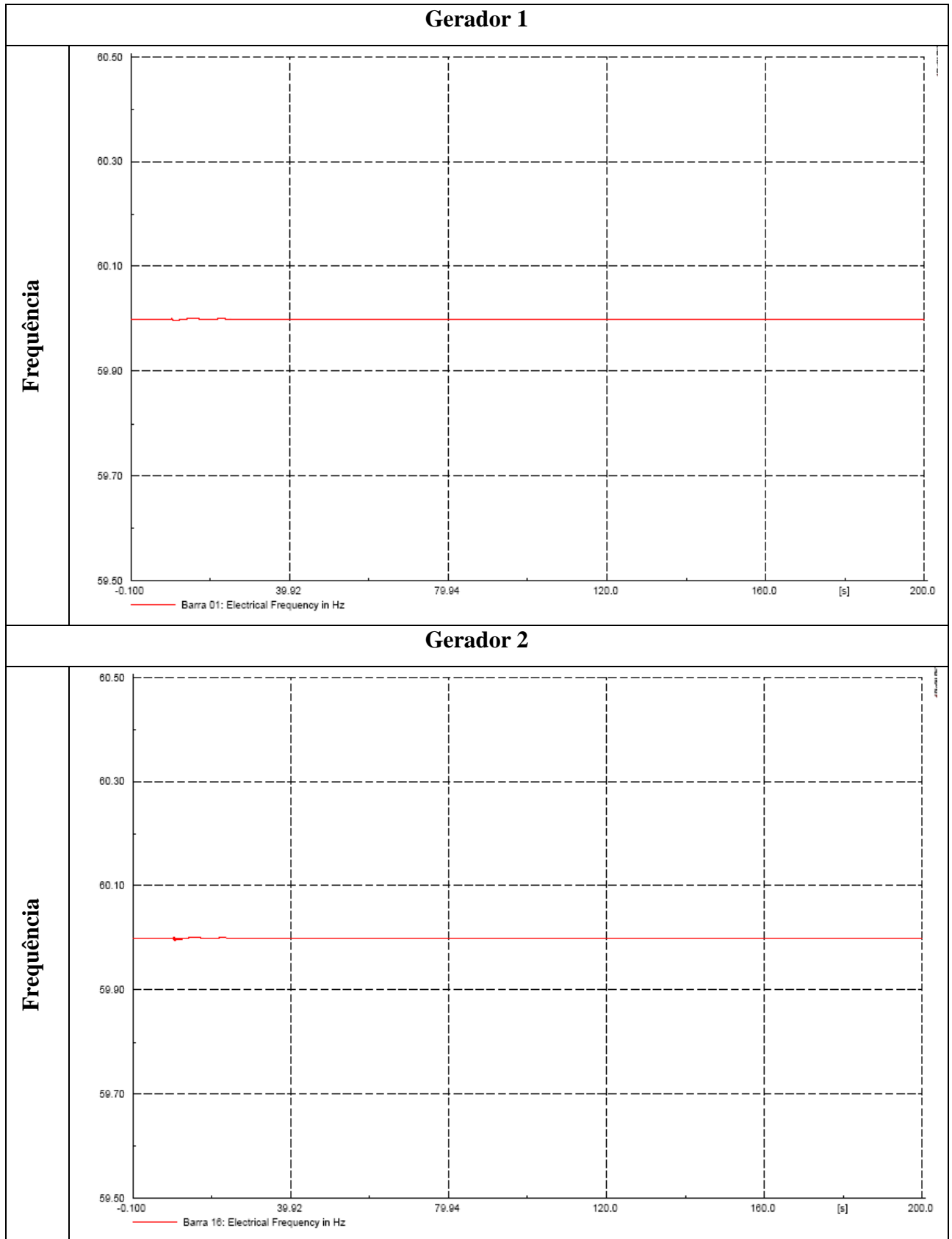


Figura 67 – Resultados – Perda do Compensador Síncrono – frequência – sem CAG

Com CAG

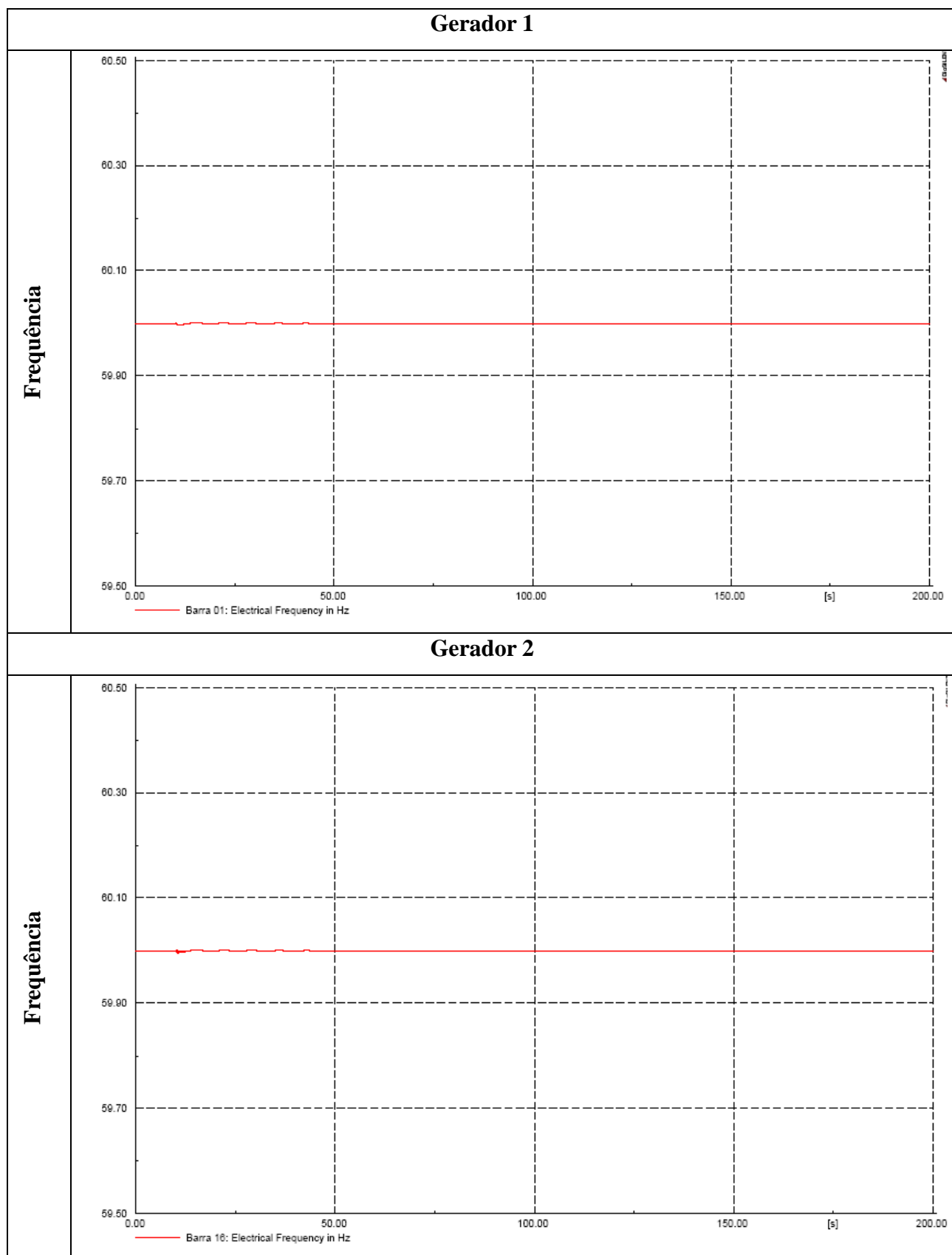
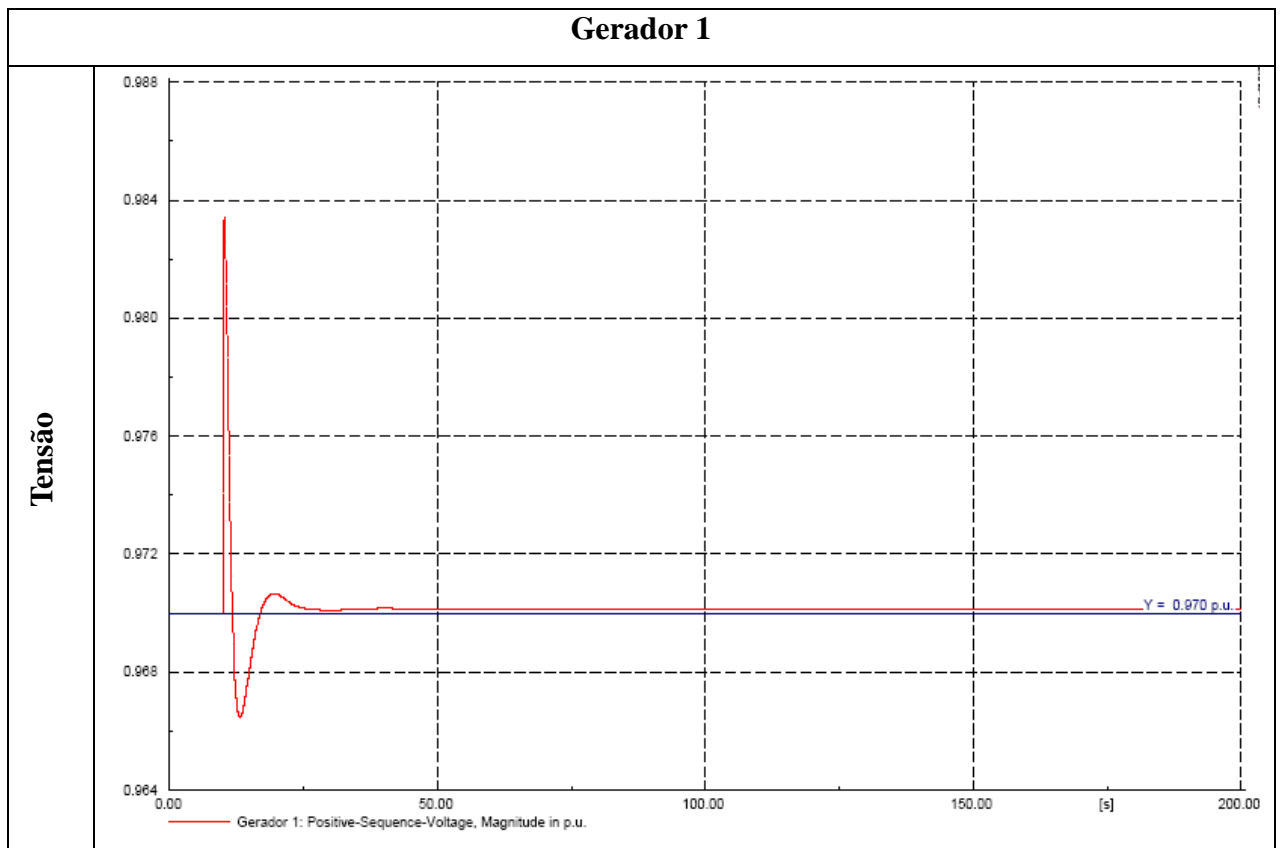


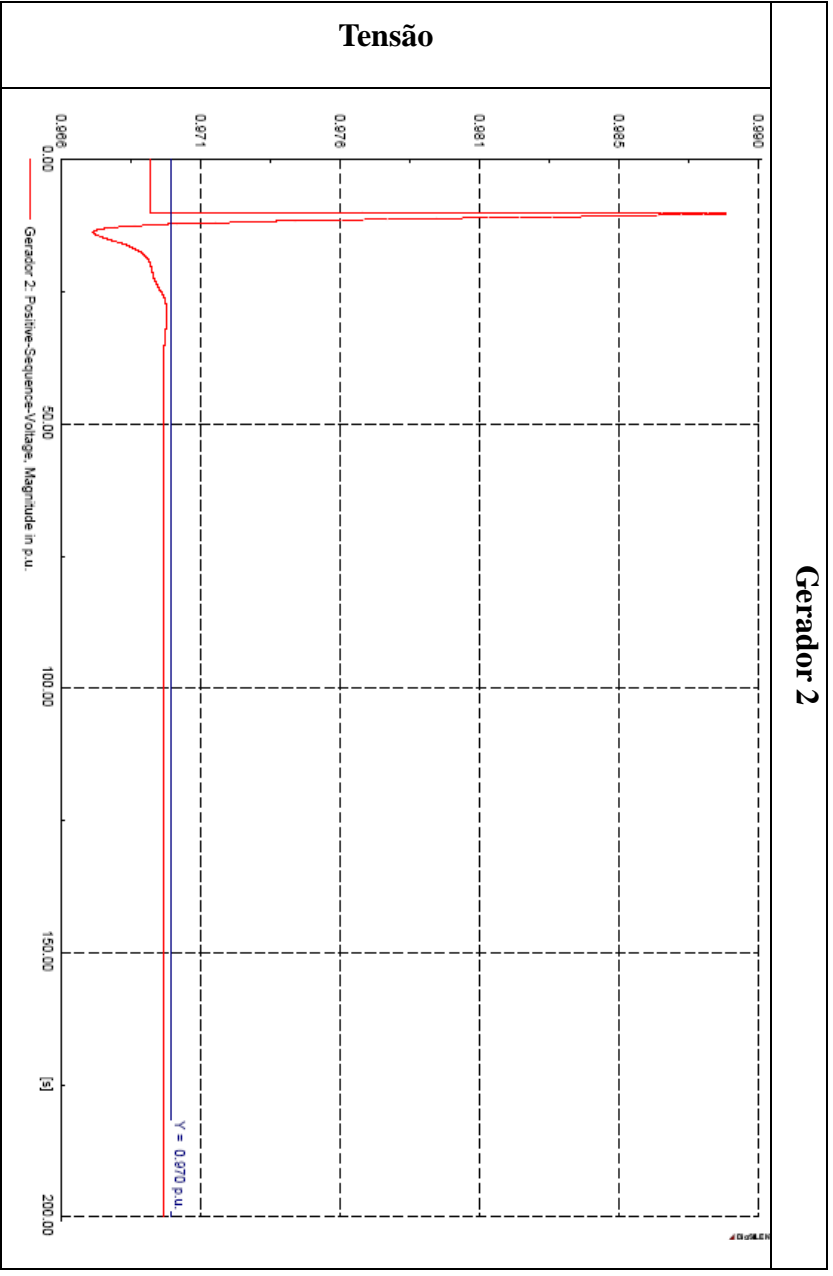
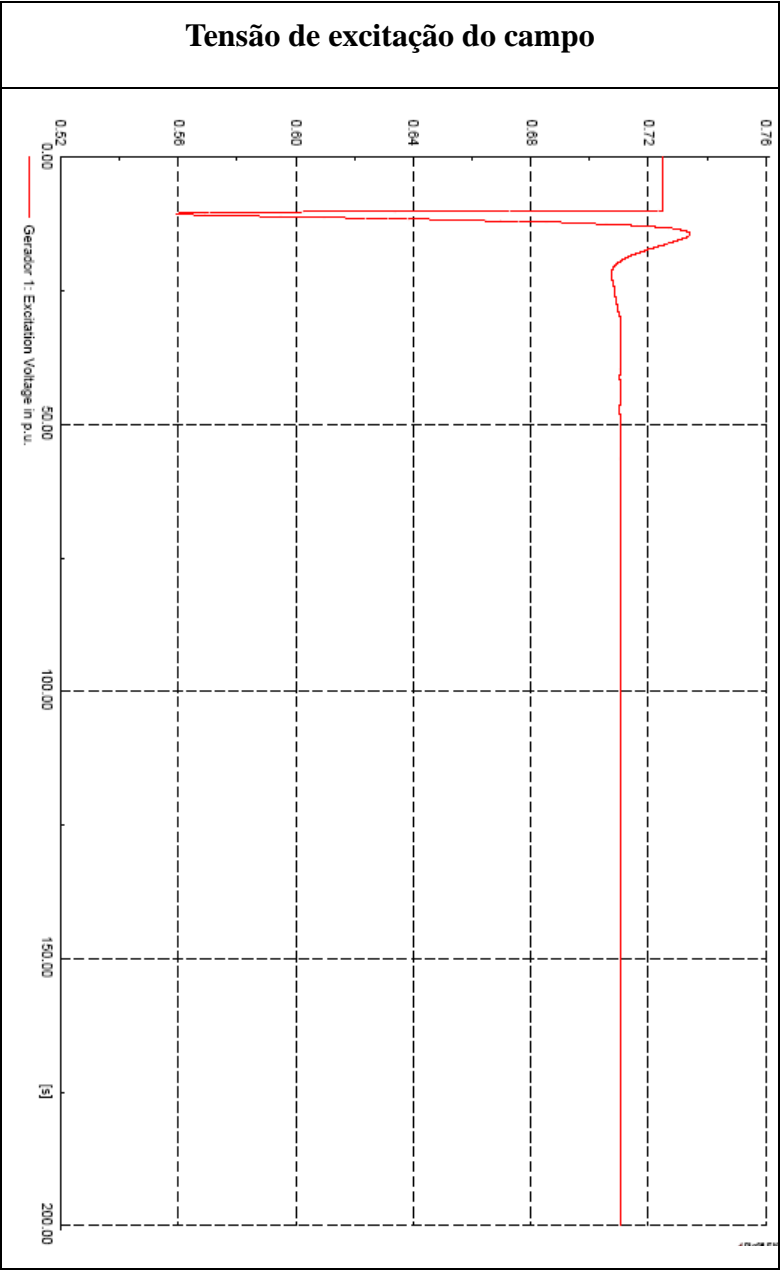
Figura 68 – Resultados – Perda do Compensador Síncrono – frequência – com CAG

A frequência não sofreu nenhuma alteração, frisar as escalas do eixo das ordenadas, e sua frequência se manteve em 60Hz.

Abaixo veremos uma breve observação na tensão das barras e na tensão de excitação do campo em cada gerador, para efeito de conhecer os resultados referentes ao regulador de tensão.

Com CAG





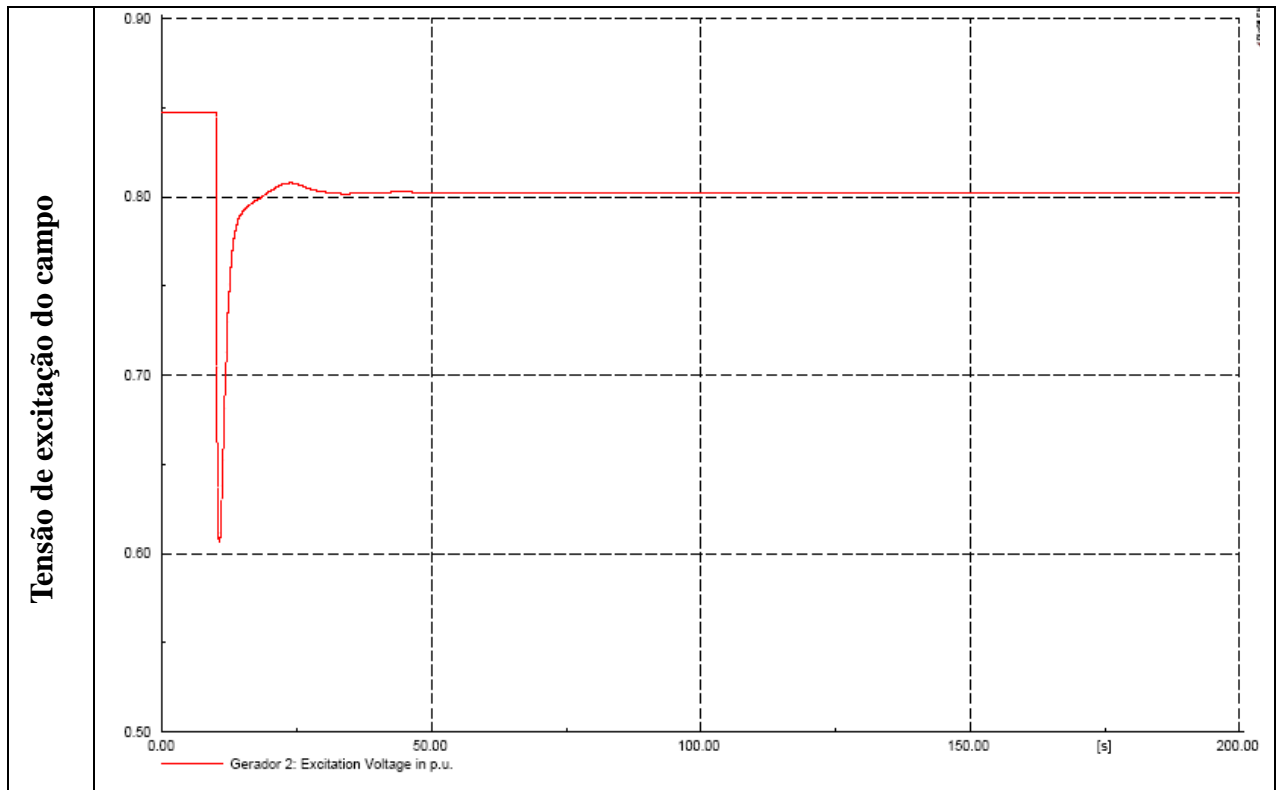


Figura 69 – Resultados – Perda de carga – Tensão – com CAG

Podemos analisar que o regulador de tensão atuou no campo do gerador e este auxiliou em manter a tensão nos limites adequados do sistema.

8. CONCLUSÕES E TRABALHOS FUTUROS

8.1. Conclusões

Este projeto abordou principalmente o problema do controle carga-freqüência em Sistemas Elétricos de Potência, voltando o seu enfoque para o controle da malha de regulação secundária, mais comumente denominado Controle Automático de Geração (CAG). O objetivo primordial deste tipo de controle, como mostrado durante o trabalho, é de restabelecer a freqüência ao seu valor de referência (60 Hz).

Primeiramente foi feita uma revisão dos conceitos básicos dos controles responsáveis pela regulação primária. Foi visto que todo sistema elétrico de potência possui uma tendência própria de atingir um novo estado de equilíbrio carga-geração, contudo, esta característica não é suficiente para um adequado controle da freqüência. Demonstrou-se a eficiência deste controle na repartição da carga entre as diversas unidades geradoras do sistema ao alcançar um novo estado de equilíbrio. No entanto, vimos que este controle traz consigo um problema adicional, que é o afastamento, em regime permanente, da freqüência do seu valor de referência. É necessário, portanto, a existência de um controle suplementar (Controle Automático de Geração-CAG) que faça a freqüência retornar ao seu valor original.

É importante considerar na análise do PowerFactoryTM, que o programa é bem flexível e adaptável, permitindo o uso e construção de controladores e de elementos do sistema de potência com grande facilidade. Outro fator importante, é a interface gráfica do PowerFactoryTM, que permite a construção da rede por meio de diagramas unifilares, facilitando o aprendizado da montagem do sistema.

Uma análise nos sistemas ANAREDE e ANATEM também foi necessária para que assim pudesse entender os parâmetros do sistema, coletá-los e enviá-los para o PowerFactory. Com o uso de manuais e os arquivos do banco de dados para esse caso de 16 barras, foi coletada as informações e por meio de fórmulas no Excel esses dados eram parametrizados para o modelo do PowerFactoryTM.

O uso de um regulador de tensão no sistema foi de grande importância para manter a tensão dentro de seus limites aceitos. Apesar de não ter sido o foco do trabalho, analisar a tensão, este auxiliou bastante com os resultados obtidos.

8.2. Trabalhos Futuros

- No caso de sistemas interligados este controle secundário tem ainda a incumbência de manter o intercâmbio de potência entre regiões vizinhas tão próximo quanto possível dos valores previamente programados. Porém, a implementação de um intercâmbio entre áreas não foi possível devido a limitações da versão utilizada pelo PowerFactory, logo se sugere que para trabalhos futuros seja implementado no módulo de controle geral, um “frame” que mediria a potência dos trafos que interligam as duas áreas e com isso o sistema de controle de velocidade estaria mais completo com essa fase implementada em seu sistema.

Na figura 57 abaixo, podemos ver que o regulador de velocidade ficaria da seguinte forma, receberia o sinal do intercâmbio entre as duas áreas (dados referentes ao fluxo de potência nos trafos que interligam as barras 4-15 e 10-8. Este sinal seria comparado com uma potência de referência, que nesse caso seria a potência em regime permanente antes da perturbação, sua diferença seria somada a variação de velocidade com o uso do BIAS e em seguida ao integrador para correção do seguinte erro.

No módulo de controle, figura 37, onde se encontram os reguladores e o sistema de geração visto numa visão macro, deveria haver um sistema de medição de potência ativa, que a todo momento durante a perturbação alimentaria com as informações do fluxo de potência nos trafos, porém por limites da versão utilizada este bloco não existe na biblioteca para a seguinte função.

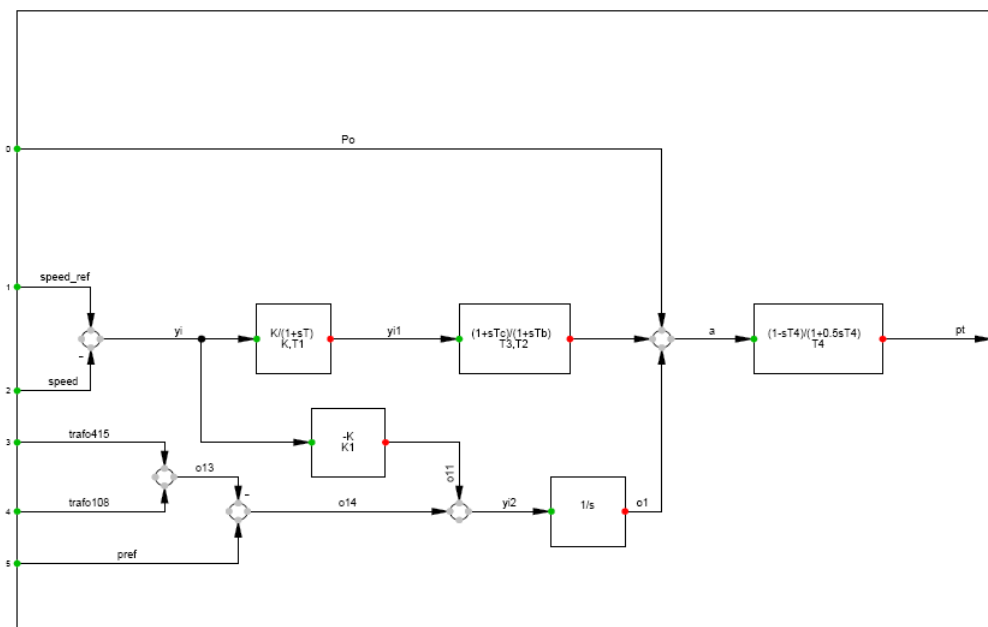


Figura 70 – Regulador de velocidade com intercâmbio

- Implementação da estrutura do CAG através de um controlador do tipo proporcional e integral (PI) o qual acrescenta um grau de liberdade maior, em relação ao controlador do tipo integral utilizado nesta tese, que poderá permitir uma melhor resposta dinâmica.
- Uso de um CAG centralizado para haver um controle maior em relação à distribuição da geração.

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- [1] DIgSILENT GmbH, "DIgSILENT PowerFactory V13 - Getting Started", DIgSILENT GmbH, 2003.
- [2] DIgSILENT GmbH, "DIgSILENT PowerFactory V13 - Users Manual", DIgSILENT GmbH, 2003.
- [3] DIgSILENT GmbH, "DIgSILENT PowerFactory V13 - Technical Manual", DIgSILENT GmbH, 2003.
- [4] – BORGES, Carmen Lucia Tancredo – *Análise de Sistemas de Potência*. UFRJ, 2005.
- [5] – SIMÕES COSTA, Antônio J.A., Silva, Aguinaldo S. e - *Controle e Estabilidade de Sistemas Elétricos de Potência*, Universidade Federal de Santa Catarina, Agosto 2000. Disponível em: <<http://www.labspot.ufsc.br/~simoes/dincont/>>.
- [6] – VIEIRA FILHO, XISTO, *Operação de Sistemas de Potência com Controle Automático de Geração* – ELETROBRÁS, Editora Campus, 1984.
- [7] – KUNDUR, Prabha, *Power System Stability and Control* – Ed. Electric Power Research Institute, Power System Engineering Series, 1994.