



Universidade Estadual de Campinas
Faculdade de Engenharia Elétrica e de Computação
Departamento de Sistemas e Controle de Energia



GERAÇÃO DISTRIBUÍDA USANDO GERADORES SÍNCRONOS TRIFÁSICOS

Autor: Vinícius de Freitas Gomes Nogueira

Orientador: Prof. Dr. Ernesto Ruppert Filho

Tese de Mestrado apresentada à Faculdade de Engenharia Elétrica e de Computação como parte dos requisitos para a obtenção do título de Mestre em Engenharia Elétrica. Área de concentração: **Energia Elétrica**.

Banca Examinadora

Prof. Dr. Ernesto Ruppert Filho — FEEC/UNICAMP

Prof. Dr. Júlio Carlos Teixeira — CECS/UFABC

Prof. Dr. José Pissolato Filho — FEEC/UNICAMP

Campinas – SP
11 de agosto de 2011

FICHA CATALOGRÁFICA ELABORADA PELA
BIBLIOTECA DA ÁREA DE ENGENHARIA E ARQUITETURA - BAE - UNICAMP

N689g Nogueira, Vinícius de Freitas Gomes
Geração distribuída usando geradores síncronos trifásicos / Vinícius de Freitas Gomes Nogueira. --
Campinas, SP: [s.n.], 2011.

Orientador: Ernesto Ruppert Filho.
Dissertação de Mestrado - Universidade Estadual de
Campinas, Faculdade de Engenharia Elétrica e de
Computação.

1. Máquinas elétricas síncronas. 2. Geração
distribuída de energia elétrica. 3. Filtros elétricos ativo.
I. Ruppert, Ernesto. II. Universidade Estadual de
Campinas. Faculdade de Engenharia Elétrica e de
Computação. III. Título.

Título em Inglês: Distributed generation using three-phase synchronous
generators

Palavras-chave em Inglês: Synchronous electric machines, Distributed electric
energy generation, Active electric filters

Área de concentração: Energia Elétrica

Titulação: Mestre em Engenharia Elétrica

Banca examinadora: Júlio Carlos Teixeira, José Pissolato Filho

Data da defesa: 11/08/2011

Programa de Pós Graduação: Engenharia Elétrica

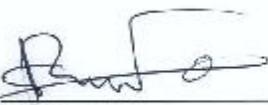
COMISSÃO JULGADORA - TESE DE MESTRADO

Candidato: Vinícius de Freitas Gomes Nogueira

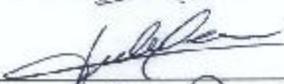
Data da Defesa: 11 de agosto de 2011.

Título da Tese: "Geração distribuída usando geradores síncronos trifásicos".

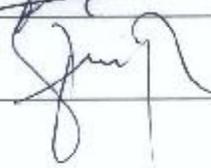
Prof. Dr. Ernesto Ruppert Filho (Presidente):



Prof. Dr. Julio Carlos Teixeira:



Prof. Dr. José Pissolato Filho:



Resumo

Os geradores síncronos trifásicos são atualmente os mais utilizados em geração de energia elétrica em grande escala no mundo todo. Na geração de energia elétrica em pequena escala, geralmente como geração distribuída, ligada à rede de distribuição em média tensão ou até mesmo em baixa tensão, eles tem sido muito usados devido à sua principal qualidade que é a de operar em velocidade constante. Entre as suas aplicações em geração distribuída destacam-se aquelas que usam energias renováveis como em médios e pequenos aproveitamentos hidráulicos, em aproveitamentos da biomassa e nos aproveitamentos eólicos. Neste trabalho estuda-se a modelagem do gerador síncrono, estabilidade transitória utilizando os diferentes modelos de representação do gerador síncrono e o seu desempenho dinâmico em algumas situações de operação em geração distribuída com cargas lineares e com cargas não lineares, com e sem o uso de filtragem ativa.

Palavras-chave: gerador síncrono, estabilidade transitória, carga não linear, filtro ativo.

Abstract

The three-phase synchronous generators are currently the most used in generating electricity on a large scale worldwide. In generating electricity on a small scale, usually as distributed generation, connected to the distribution network or even medium voltage low voltage, they have been widely used due to its main quality is to operate at constant speed. Among its applications in distributed generation to include those using renewable energy as in medium and small hydroelectric plants, biomass and hydroelectric in the Windmill. This paper studies the modeling of the synchronous generator, transient stability using different models of representation of the synchronous generator and its dynamic performance in some situations of operation distributed generation with linear loads and nonlinear loads, with and without the use of filtering active.

Keywords: synchronous generator, transient stability, nonlinear load, active filter.

*Dedico esta dissertação
aos meus pais, Janete e Gomes,
e ao meu irmão Bruno.*

Agradecimentos

Aos meus pais, Janete e Gomes pelo grande incentivo a continuar meus estudos e por serem meu porto seguro nos momentos de dúvidas e dificuldades.

Aos meus irmãos Bruno e Ana Amélia pelas diversas conversas e conselhos.

Ao Prof. Dr. Ernesto Ruppert Filho pela dedicação e orientação para que esta dissertação fosse desenvolvida.

Aos amigos do LADIME, Juan Carlos, Maria Tereza, Fernando, Elias e Ota pelo companheirismo e pelas inúmeras ajudas que auxiliaram para finalização deste trabalho.

Aos meus amigos de São Paulo, Rodrigo, Gabriela e Júnior que sempre estiveram do meu lado torcendo para que tudo desse certo.

A CAPES pelo apoio financeiro.

E a todas as pessoas que de alguma forma me ajudaram a concluir este trabalho. Muito Obrigado.

Sumário

Resumo	v
Abstract.....	vii
Agradecimentos.....	xi
Sumário.....	xiii
Lista de Figuras	xv
Lista de Tabelas.....	xix
Capítulo 1.....	20
Geração distribuída.....	21
1.1 Introdução.....	21
1.2 Qualidade de energia.....	23
1.3 Geração distribuída	24
1.4 Conteúdo da dissertação	25
Capítulo 2.....	27
Modelagem matemática dinâmica de geradores síncronos.....	27
2.1 Introdução.....	27
2.2 Modelo matemático dinâmico completo do gerador síncrono.....	30
2.3 Modelo matemático dinâmico de dois eixo do gerador síncrono	36
2.4 Modelo matemático dinâmico de um eixo do gerador síncrono.....	37
2.5 Modelo matemático dinâmico simplificado ou clássico	37
Capítulo 3.....	39
Estudo de estabilidade transitória.....	39
3.1 Introdução.....	39
3.2 Estudos sobre estabilidade transitória	42
3.3 Conclusão	65
Capítulo 4.....	67
Qualidade de energia elétrica e filtragem ativa de harmônicos	67
4.1 Introdução.....	67
4.2 Transitórios	68
4.3 Variações na amplitude da tensão	69
4.4 Distorções harmônicas	69
4.5 Filtragem ativa	70
Capítulo 5.....	83
Estudos de casos de geração distribuída	83
5.1 Descrição do sistema elétrico utilizado	83
5.2 Controle dos geradores.....	84

5.3	Estudo de casos	91
5.4	Geração distribuída com carga não linear	105
Capítulo 6	123
	Conclusões e sugestões para novos trabalhos	123
Capítulo 7	Referências Bibliográficas	127
Capítulo 8	Apêndice A	129
	Modelo de dois eixos	131
	Modelo de um eixo	133
	Modelo simplificado	135

Lista de Figuras

Figura 2.1 – Desenho esquemático de um gerador síncrono de polos salientes	28
Figura 3.1 – Sistema de energia elétrica com um gerador síncrono e um barramento infinito	43
Figura 3.2 – Representação do sistema de energia elétrica utilizando o modelo simplificado de representação do gerador síncrono	48
Figura 3.3 - Ângulo do rotor para o modelo completo de representação do gerador síncrono de pólos lisos.....	50
Figura 3.4 – Velocidade angular do rotor para o modelo completo de representação do gerador síncrono de pólos lisos	51
Figura 3.5 – Ângulo do rotor para o modelo de dois eixos de representação do gerador síncrono de pólos lisos	52
Figura 3.6 – Velocidade angular do rotor para o modelo de dois eixo de representação s do gerador síncrono de pólos lisos	53
Figura 3.7 - Ângulo do rotor para o modelo de um eixo de representação do gerador síncrono de pólos lisos.....	53
Figura 3.8 - Velocidade angular do rotor para o modelo de um eixo de representação do gerador síncrono de pólos lisos	54
Figura 3.9 - Ângulo do rotor para o modelo simplificado de representação do gerador síncrono de pólos lisos.....	54
Figura 3.10 - Velocidade angular do rotor para o modelo simplificado de representação do gerador síncrono de pólos lisos	55
Figura 3.11 – Sistema de energia elétrica utilizando o modelo simplificado para representação do gerador síncrono	58
Figura 3.12 – Ângulo do rotor do modelo completo de representação do gerador síncrono de pólos salientes.....	60
Figura 3.13 – Velocidade angular do rotor do modelo completo de representação do gerador síncrono de pólos salientes.....	61
Figura 3.14 – Ângulo do rotor para o modelo de dois eixos de representação do gerador síncrono de pólos salientes	61
Figura 3.15 – Velocidade angular do rotor do modelo de dois eixos de representação do gerador síncrono de pólos salientes.....	62
Figura 3.16 – Ângulo do rotor do modelo de um eixo de representação do gerador síncrono de pólos salientes.....	62
Figura 3.17 – Velocidade angular do rotor do modelo de um eixo para representação do gerador síncrono de pólos salientes.....	63

Figura 3.18 – Ângulo do rotor do modelo simplificado de representação do gerador síncrono de pólos salientes.....	64
Figura 3.19 – Velocidade angular do rotor do modelo simplificado de representação do gerador síncrono de pólos salientes.....	64
Figura 4.1 – Esquema simplificado de um filtro ativo paralelo	73
Figura 4.2 – Triângulo de potências	76
Figura 4.3 – Tetraedro de potências	78
Figura 5.1 – Diagrama do sistema elétrico de distribuição.....	84
Figura 5.2 – Característica de estatismo de um gerador síncrono.....	86
Figura 5.3 – Característica isócrona de um gerador.....	87
Figura 5.4 – Representação do sistema de controle de velocidade.	88
Figura 5.5 – Representação da turbina hidráulica.	89
Figura 5.6 – Representação do servomotor.....	89
Figura 5.7 – Sistema de excitação com controle da tensão terminal.....	90
Figura 5.8 – Sistema de excitação com controle de potência reativa.....	91
Figura 5.9 – Sistema de energia elétrica sem geração distribuída	92
Figura 5.10 – Sistema de energia elétrica com geração distribuída	94
Figura 5.11 – Rejeição de carga para o sistema de energia elétrica analisado	97
Figura 5.12 – Tensão no ponto de acoplamento comum.....	97
Figura 5.13 – Tensão no terminal do gerador	98
Figura 5.14 – Tensão de campo do gerador síncrono.....	98
Figura 5.15 – Potência mecânica fornecida para o gerador síncrono.....	99
Figura 5.16 – Tensão no ponto de acoplamento comum	99
Figura 5.17 – Tensão no terminal do gerador	100
Figura 5.18 – Tensão de campo do gerador síncrono.....	101
Figura 5.19 – Resposta do regulador de velocidade do gerador síncrono.	101
Figura 5.20 - Tensão no terminal do gerador.....	102
Figura 5.21 – Resposta do sistema de excitação.	103
Figura 5.22 – Potência mecânica fornecida ao gerador.....	104
Figura 5.23 – Frequência do sistema industrial	104
Figura 5.24 – Sistema de geração distribuída com carga não linear	105
Figura 5.25 – Tensão no barramento 5.....	106
Figura 5.26 – Tensão após a entrada da carga não linear.	106
Figura 5.27 – Corrente elétrica no instante de entrada da carga não linear	107
Figura 5.28 – Corrente elétrica após a entrada da carga não linear.....	107
Figura 5.29 – Tensão no barramento 4.....	108
Figura 5.30 – Corrente elétrica no barramento 4	109
Figura 5.31 – Gerador síncrono com carga não linear e filtro ativo	110
Figura 5.32 – Corrente elétrica solicitada pelo retificador trifásico.....	111
Figura 5.33 – Corrente elétrica do gerador	111
Figura 5.34 – Corrente elétrica do barramento.	112
Figura 5.35 – Sinais de tensões na carga não linear	112
Figura 5.36 – Corrente elétrica na carga não linear	113
Figura 5.37 - Corrente elétrica de compensação injetada na fase A	114
Figura 5.38 - Corrente elétrica da fase A do barramento antes e depois da entrada das	115
Figura 5.39 – Sinais de Correntes elétricas antes da entrada do filtro ativo.....	115
Figura 5.40 – Sinais de correntes após a entrada do filtro.....	116

Figura 5.41 – Sinais de tensão e corrente antes da entrada do filtro ativo	117
Figura 5.42 – Sinais de tensão e corrente após a entrada do filtro ativo	117
Figura 5.43 - Gerador síncrono com carga não linear, filtro ativo e reatâncias nas linhas.....	110
Figura 5.44 - Sinais de tensão e correntes distorcidas do gerador síncrono.....	110
Figura 5.45 – Tensão e corrente distorcida do barramento infinito.....	111
Figura5.46 – Corrente de compensação do filtro ativo conectado ao gerador síncrono.....	113
Figura 5.47 – Corrente de compensação do filtro ativo conectado ao barramento infinito.....	113
Figura 5.48 – Tensão e corrente do gerador síncrono após a entrada do filtro ativo.....	114
Figura 5.49 – Tensão e correne no barramento infinito após a entrada do filtro ativo.....	114

Lista de Tabelas

Tabela 3.1 – Gerador síncrono trifásico de pólos lisos.....	44
Tabela 3.2 – Parâmetros padronizados do gerador de pólos lisos.....	44
Tabela 3.3 – Gerador síncrono trifásico de pólos salientes	45
Tabela 3.4 – Parâmetros padronizados do gerador de pólos salientes	45
Tabela 3.5 – Comparação entre modelos do gerador síncrono de pólos lisos	56
Tabela 3.6 – Comparação entre modelos do gerador síncrono de pólos salientes	65
Tabela 5.1 – Potência nominal de cada carga da unidade industrial.....	85
Tabela 5.2 – Potências fornecidas pelo sistema de distribuição	93
Tabela 5.3 – Tensões nos barramentos do sistema.....	93
Tabela 5.4 – Potências do sistema de distribuição com geração distribuída	94
Tabela 5.5 – Potências fornecidas pelos geradores distribuídos	95
Tabela 5.6 – Tensões nos barramentos para sistema de energia elétrica com geração distribuída	95
Tabela 5.7 – Potências ativa e reativa fornecida pelo sistema de distribuição.	96
Tabela 5.8 – Tensão nos barramentos do sistema.	96

Capítulo 1

Geração distribuída

1.1 Introdução

O primeiro sistema completo de energia elétrica, constituído de gerador, cabos, fusíveis, medidores e cargas foi construído por Thomas Edison e surgiu em 1882 na cidade de Nova Iorque. Ele era composto por um gerador de corrente elétrica contínua, acionado por uma turbina a vapor e fornecia energia elétrica para 59 consumidores situados numa área com raio de aproximadamente 1,5 km. As cargas eram lâmpadas incandescentes de 110 V e os cabos eram subterrâneos. Ao longo dos anos esse sistema foi se multiplicando nos Estados Unidos [1].

Com o passar do tempo os problemas de transmissão em corrente elétrica contínua começaram a aparecer e, com o advento do transformador e da transmissão em corrente elétrica alternada em Paris, em 1886, os sistemas de geração e transmissão de energia elétrica em corrente elétrica alternada tomaram vulto devido às suas principais qualidades que são: possibilidade de alterações de níveis de tensão através de transformadores, perdas menores no transporte de energia elétrica através de cabos de alta tensão e o fato de geradores e motores de corrente elétrica alternada serem mais simples e mais baratos do que os de corrente elétrica contínua.

Com o crescimento das cidades e dos países e a necessidade do uso de energia elétrica, proliferaram sistemas de energia elétrica no mundo todo e nos mais diversos níveis de tensão.

Num determinado momento a necessidade de padronização das tensões da indústria levou os sistemas de energia elétrica a crescerem e também a padronizarem as suas tensões.

Os grandes sistemas de energia elétrica surgiram e, com o passar do tempo, interligaram-se dentro de diversos países e entre países, como é o caso dos sistemas de geração, transmissão e distribuição de energia elétrica da Europa, dos Estados Unidos e Canadá e do sistema brasileiro que é interligado de norte a sul e de leste a oeste.

Os sistemas de energia elétrica hoje são trifásicos e operam com tensões dentro de especificados limites. Os geradores são essencialmente geradores síncronos acionados por turbinas a gás ou a vapor cujos combustíveis primários são essencialmente os combustíveis fósseis (petróleo, gás natural e carvão), turbinas hidráulicas acionadas pela energia potencial e as usinas térmicas nucleares cujo combustível é um material nuclear (urânio de alguma espécie). As linhas de transmissão via de regra são longas e se espalham pelo mundo todo ligando-se a transformadores que alteram os seus níveis de tensão adequadamente para satisfazerem a operação dos sistemas de energia elétrica.

A interligação dos sistemas de energia elétrica exigiu um nível de controle tal que permite que o sistema de energia elétrica interligado satisfaça os seguintes requisitos básicos de operação: a) o sistema deve satisfazer os requisitos de variação contínua da demanda (carga ligada) de potências ativa e reativa, b) o sistema deve fornecer energia elétrica com mínimo custo e com o mínimo impacto ambiental, requisito este difícil de ser cumprido tendo em vista os tipos de combustíveis utilizados como óleo, gás, carvão, água e materiais nucleares, c) o sistema deve fornecer energia com boa qualidade de fornecimento, ou seja: tensão constante, frequência constante, ausência de harmônicos de tensão e de corrente elétrica e com satisfatórios níveis de confiabilidade de fornecimento.

Para isso, diversos níveis de controle são necessários: a) controles de tensão e de potências ativa e reativa dos geradores, que usam os sistemas de excitação e de regulação de velocidade, b) controles das tensões das linhas de transmissão, através do uso de compensadores síncronos rotativos de potência reativa, de compensadores estáticos de potência reativa, de capacitores chaveados eletronicamente, reatores, transformadores de taps variáveis, e controladores de linhas de transmissão em corrente elétrica contínua (HVDC) e c) controle das tensões nas redes

de distribuição com transformadores com taps reguláveis, reguladores de tensão, capacitores, reatores e compensadores de reativos.

Todos esses equipamentos e controles foram desenvolvidos ao longo do tempo, devido aos avanços da microeletrônica e da eletrônica de potência. Por outro lado, devido à regulamentação dos sistemas de energia elétrica, institucionalizada na maior parte dos países do mundo, as exigências sobre a qualidade da energia aumentaram. O consumidor passou a ter a ação do organismo regulador do sistema de energia elétrica para atuar em seu benefício.

O organismo regulador do sistema de energia elétrica tem a finalidade de proporcionar condições favoráveis para que o mercado de energia elétrica se desenvolva com equilíbrio entre os agentes e em benefício da sociedade. Ele desempenha esse papel através da emissão de Instruções Normativas que são atos regulamentares de alcance ou interesse geral, voltados às atividades do setor elétrico e que têm por objeto o estabelecimento de diretrizes, obrigações, encargos, condições, limites, regras, procedimentos, requisitos ou quaisquer direitos e deveres dos agentes e usuários desse serviço público.

A sua atuação deve visar o longo prazo, evitando pressões políticas e econômicas de grupos de interesse. Pode-se concluir que a finalidade do agente regulador é o de equilibrar os interesses de consumidores, empreendedores e governos baseando as suas decisões em critérios técnicos devidamente estudados e divulgados.

Dois importantes ramos de estudos surgiram recentemente ligados ao desenvolvimento dos sistemas de energia elétrica e da ação do agente regulador visando o controle do custo da energia elétrica e da preservação ambiental, os estudos de qualidade de energia e de geração distribuída.

1.2 Qualidade de energia

Uma das mais importantes tarefas do agente regulador é a de zelar pela qualidade da energia ou qualidade da potência elétrica cujo nome consagrado em inglês é “power quality”.

Qualidade de energia elétrica é qualquer problema de energia (ou potência) manifestado sob a forma de desvios na tensão, na corrente elétrica ou na frequência que resulta

em falha ou em operação anormal do equipamento do consumidor. Esse conceito apareceu e cresceu, principalmente, devido ao aparecimento de cargas de nova geração, baseadas em microeletrônica e em eletrônica de potência controlada por microprocessadores, que são mais sensíveis a variações de tensão e de frequência e o uso de equipamentos baseados em eletrônica de potência que funcionam através do chaveamento de cargas elétricas e resultam em conteúdos harmônicos em tensões e correntes elétricas [2]. Para medir a qualidade de energia elétrica, são analisadas as ocorrências de interrupções de fornecimento de energia elétrica, afundamentos de tensão, elevação de tensão, transitórios de chaveamentos, transitórios impulsivos, transitórios oscilatórios, variações de tensões de longa duração, sobretensões, subtensões, variações de tensões de curta duração, desbalanços de tensões, distorções de forma de onda de tensões e de correntes elétricas, surgimento de componentes harmônicos, picos de tensões (notches), flutuações de tensões e variações de frequência.

1.3 Geração distribuída

Ao longo dos anos, o mundo todo foi tomado por movimentos em favor da preservação do meio ambiente. Para evitar catástrofes ecológicas, que já começam a ocorrer pelo mundo, como excesso de monóxido de carbono no ar que se respira, a elevação da temperatura média da superfície da terra produzindo derretimento de geleiras, tormentas, vendavais, movimentos das marés (tsunamis) e outros fenômenos atmosféricos importantes, procuram-se maneiras menos poluentes de gerar energia elétrica ao invés de se usar a combustão de óleo e carvão.

Para evitar grandes alagamentos que prejudicam florestas, comunidades ribeirinhas e o clima de determinadas regiões, procura-se evitar a construção de grandes hidrelétricas. Devido aos acidentes nucleares, como os que ocorreram nos EUA, na Rússia e no Japão, recentemente, estuda-se a necessidade de construção de novas usinas nucleares.

Deseja-se hoje gerar energia elétrica a partir de fontes alternativas de energia elétrica que não poluem o meio ambiente ou que poluem menos como a fotovoltaica, a eólica, a célula de combustível, as que aproveitam a energia das marés, e as que aproveitam a energia da biomassa que é quantidade de matéria viva existente num ecossistema. A queima de biomassa provoca a

liberação de dióxido de carbono na atmosfera porém como ele havia sido absorvido pelas plantas que deram origem ao combustível, o balanço de emissões de CO₂ é nulo. Um exemplo dessa atividade no Brasil é o caso da queima do bagaço de cana de açúcar que as usinas de açúcar e álcool aproveitam para gerar energia e vender para a concessionária de energia elétrica local. Outra maneira de gerar energia sem poluir o meio ambiente e sem causar grandes danos ao ecossistema consiste nas pequenas centrais hidrelétricas (PCHs) que aproveitam as corredeiras dos rios.

Dessa maneira surgiu o conceito de geração descentralizada ou geração próxima do consumo de energia elétrica e distribuída pelo país que a adota. Trata-se da geração de energia elétrica chamada de geração distribuída. Em geral esses geradores estão ligados em tensão de distribuição seja na média tensão (da ordem de 13200 V, 6600V, 4000V ou 2400V) ou na baixa tensão da ordem de (220 V).

Esse tipo de geração se prolifera pelo mundo e se aproxima cada vez mais do Brasil onde já há uma pequena quantidade de PCHs, de gerações elétricas eólicas e a partir da biomassa que tendem a aumentar. Espera-se também para breve incentivos para instalações de geração fotovoltaica no país.

Entre as possibilidades de geração distribuída algumas delas exigirão geradores elétricos síncronos. É o caso das usinas eólicas, a biomassa e as PCHs. Espera-se a instalação de grande quantidade dessas gerações em tensões de distribuição como 13200 V, 4400 V e nas baixas tensões de 440 V, 380 V e 220 V.

1.4 Conteúdo da dissertação

Este trabalho é dedicado ao estudo de dinâmica de um gerador síncrono. Estuda-se o comportamento dos diversos modelos matemáticos dinâmicos do gerador diante de um problema de estabilidade transitória bem como o comportamento do gerador síncrono interno a uma instalação industrial num esquema parecido com a situação de conexão como gerador distribuído. Trata-se, portanto, de um trabalho de simulação do comportamento dinâmico do

gerador síncrono diante de situações diversas de operação dentro de um sistema de geração distribuída. Geradores síncronos de pólos lisos e de pólos salientes são analisados.

Para a realização de simulações de comportamento dinâmico do gerador necessita-se do modelo matemático dinâmico do mesmo. No capítulo 2 apresenta-se os diversos modelos matemáticos dinâmicos de geradores síncronos usados na literatura. Apresenta-se o modelo matemático dinâmico completo que é composto de sete equações diferenciais, o modelo matemático dinâmico de dois eixos que é muito usado em simulações de grandes sistemas de energia elétrica e que é constituído de quatro equações diferenciais, o modelo matemático dinâmico de um eixo que é usado em simulações de grandes sistemas de energia elétrica e que é constituído de três equações diferenciais e o modelo matemático dinâmico simplificado, também chamado de modelo clássico, que é bastante usado em estudos de estabilidade transitória de sistemas de energia elétrica.

No capítulo 3 apresenta-se um estudo de estabilidade transitória de geradores síncronos que pode ser perfeitamente aplicado a geradores distribuídos na presença de curto circuito nas linhas de conexão deles com a rede elétrica ou mesmo na rede elétrica mais próxima deles. Nesse estudo compara-se o comportamento dos modelos acima mencionados e descritos no capítulo 2.

No capítulo 4 estuda-se a teoria de potências desenvolvida por Akagi e Nabae para uso na sintetização de filtros ativos de potência que podem ser utilizados na filtragem de harmônicos de sistemas de alimentação de cargas não lineares como são os equipamentos controlados por conversores eletrônicos de potência, bastante presentes nas instalações industriais atuais.

No capítulo 5 estuda-se diversos casos de operação de geradores síncronos incluídos numa instalação industrial com cargas lineares e não lineares. Os estudos realizados tanto no capítulo 3 como no capítulo 5 podem ser estendidos para análise da operação de geradores síncronos como geradores distribuídos dentro de um sistema de distribuição de energia elétrica.

No capítulo 6 são apresentadas conclusões e sugestões para novos trabalhos sobre o tema de geração distribuída.

Capítulo 2

Modelagem matemática dinâmica de geradores síncronos

2.1 Introdução

Um gerador síncrono é representado de forma simplificada como se vê na figura 2.1. Nessa figura aparece o enrolamento trifásico do estator do gerador constituído pelos enrolamentos das fases a, b e c e os enrolamentos do rotor que são: o enrolamento de campo e os enrolamentos amortecedores. O número de enrolamentos amortecedores depende do projeto do gerador síncrono.

No enrolamento de campo circula corrente contínua produzida pela excitatriz do gerador. Quando o rotor do gerador, com P polos magnéticos, gira com velocidade angular mecânica ω_m , produz-se um campo girante no entreferro com velocidade angular elétrica síncrona ω_s , dada por, $\omega_s = (P/2)\omega_m$. Esse campo girante induz em cada enrolamento de fase do estator uma força eletromotriz com velocidade angular ω_s formando um sistema trifásico de tensões com frequência ω_s . A energia mecânica do acionador, que pode ser uma turbina a gás, a vapor, hidráulica, eólica, a biomassa, motor a óleo, motor a gasolina ou outro, extraídas as

perdas mecânicas e elétricas, é convertida em energia elétrica disponível nos terminais dos enrolamentos de estator.

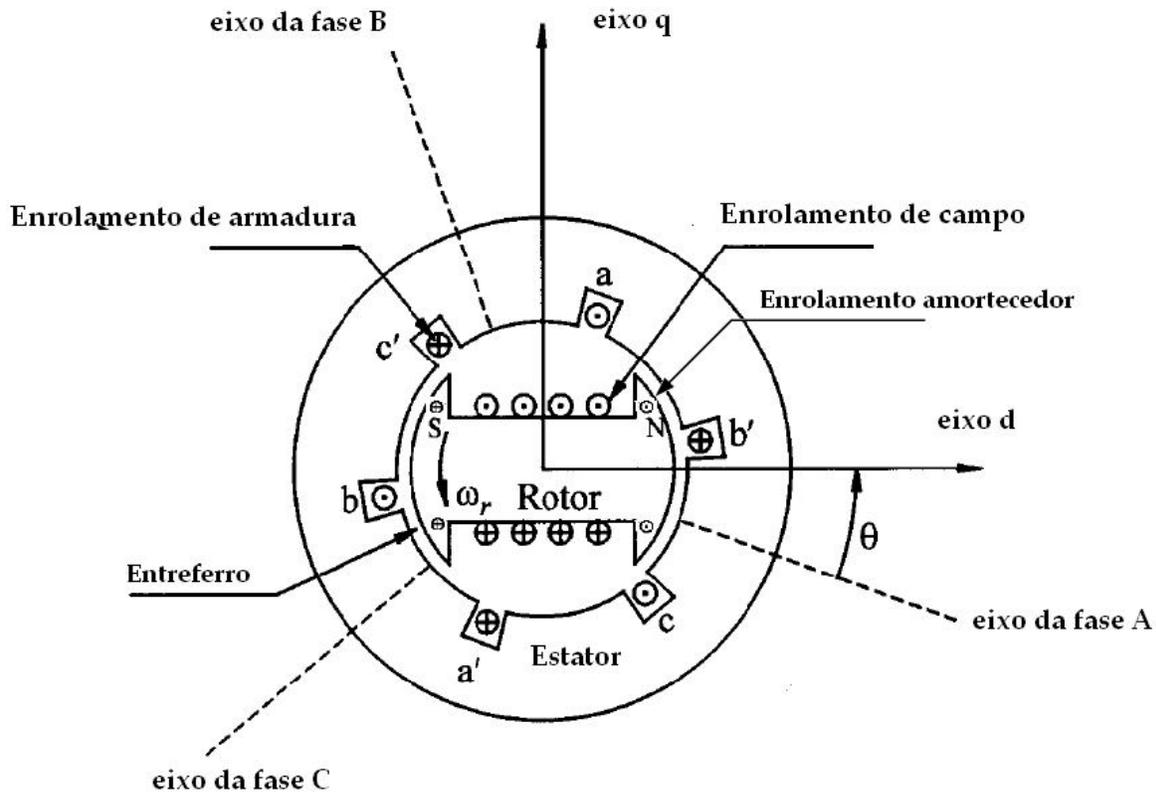


Figura 2.1 – Desenho esquemático de um gerador síncrono de polos salientes

Nas máquinas síncronas em geral considera-se a existência de dois eixos magnéticos. Um deles é o eixo do campo magnético alinhado com o enrolamento de campo por onde circula corrente elétrica contínua. A esse eixo dá-se o nome de eixo direto ou eixo d. Um outro eixo, defasado de 90° do eixo d, é chamado de eixo em quadratura ou eixo q. Tem-se, desta forma, dois sistemas de eixos de referência no gerador síncrono: o sistema de referência de eixos trifásicos abc e o sistema de referência de dois eixos chamado dq.

Os enrolamentos amortecedores são curto circuitados e só apresentam correntes elétricas quando por uma razão qualquer a velocidade angular elétrica do gerador torna-se diferente da velocidade síncrona. Essa condição de falta de sincronização entre campos magnéticos só ocorre

em casos de falhas no gerador ou no sistema elétrico. A função dos enrolamentos amortecedores é a de amortecer oscilações que ocorrem no ângulo do rotor (δ)

O número de enrolamentos amortecedores em um gerador síncrono depende da configuração dos enrolamentos amortecedores. Em geral os geradores de polos salientes, como os hidrogeradores que tem mais de dois polos, são modelados matematicamente com dois enrolamentos amortecedores sendo um de eixo d e outro de eixo q. Os geradores de polos lisos, em geral de dois polos, como os turbogeradores, são modelados matematicamente, geralmente, com três enrolamentos amortecedores sendo um de eixo d e outros dois de eixo q.

A partir do esquema do gerador mostrado na figura 2.1 pode-se escrever equações diferenciais que representam o modelo completo do gerador. Diversos livros, artigos e teses mostram esse modelo, cita-se aqui os seguintes [1], [3].

Nas referências acima citadas as equações diferenciais são inicialmente apresentadas escritas no referencial trifásico cujos eixos são os eixos das fases a, b e c. São três eixos que estão defasados 120° entre si como visto na figura 2.1.

Quando o sistema trifásico de correntes elétricas ou de tensões não for equilibrado resulta uma componente de sequência zero. Dessa forma tem-se um sistema de coordenadas abc0, que é o sistema de coordenadas trifásico com possibilidade de representar desbalanços de corrente elétrica ou de tensão.

No sistema de coordenadas abc0 as equações diferenciais que descrevem o comportamento dinâmico do gerador síncrono apresentam coeficientes variáveis com o tempo tornando a solução analítica das equações diferenciais impossível e a solução numérica bastante complicada sob o ponto de vista computacional.

Através da chamada transformação abc0 em dq0 é possível obter as equações diferenciais que descrevem o comportamento dinâmico do gerador síncrono de uma maneira bastante compacta. Esse sistema de equações pode ser resolvido numericamente e é usado nos diversos softwares utilizados para simular o comportamento de máquinas síncronas e de sistemas de energia elétrica.

O modelo que contém a representação completa do gerador síncrono, através de equações diferenciais, com todas as variáveis de estator e de rotor é chamado de modelo completo de representação do gerador para estudos de dinâmica do gerador. A partir dele, pode-se realizar algumas simplificações compatíveis com o tipo de simulação dinâmica que se queira realizar.

Os modelos matemáticos dinâmicos de representação do gerador síncrono usados neste trabalho são: o modelo dinâmico completo, o modelo dinâmico de dois eixos, o modelo dinâmico de um eixo e o modelo simplificado ou modelo clássico. Eles são descritos a seguir.

2.2 Modelo matemático dinâmico completo do gerador síncrono

Neste ítem mostra-se o conjunto de equações diferenciais que compõe o modelo matemático dinâmico completo do gerador síncrono no sistema “por unidades” (pu) e em coordenadas dq0 [1] e [3].

As equações de tensões de enrolamentos de estator no sistema pu e no sistema de coordenadas dq0 são descritas na equação (2.1).

$$\begin{aligned} v_d &= +p\psi_d - \psi_q \omega_r - R_a i_d \\ v_q &= +p\psi_q + \psi_d \omega_r - R_a i_q \\ v_0 &= +p\psi_0 - R_a i_0 \end{aligned} \quad (2.1)$$

Nessas equações p é o operador de diferenciação em relação ao tempo (d/dt), v_d , v_q e v_0 são as tensões terminais de enrolamentos estator de eixos d , q e 0 , ψ_d , ψ_q e ψ_0 são os fluxos magnéticos concatenados com os enrolamentos de estator de eixos d , q e 0 , i_d , i_q e i_0 são as correntes elétricas de enrolamentos estator de eixos d , q e 0 , R_a é a resistência elétrica dos enrolamentos de estator por fase e ω_r é a velocidade angular do gerador. As equações acima estão escritas em termos de grandezas elétricas.

As equações de tensões de enrolamentos de rotor no sistema pu nas bases de grandezas nominais do gerador (potência aparente, tensão e velocidade angular) e no sistema de coordenadas dq0 são escritas como se vê na equação (2.2):

$$\begin{aligned}
v_{fd} &= p\psi_{fd} + R_{fd}i_{fd} \\
0 &= p\psi_{1d} + R_{1d}i_{1d} \\
0 &= p\psi_{1q} + R_{1q}i_{1q} \\
0 &= p\psi_{2q} + R_{2q}i_{2q}
\end{aligned} \tag{2.2}$$

Nessas equações v_{fd} é a tensão aplicada ao enrolamento de campo, R_{fd} é a resistência elétrica do enrolamento de campo, i_{fd} é a corrente elétrica que circula pelo enrolamento de campo, R_{1d} é a resistência elétrica do enrolamento amortecedor de eixo direto, R_{1q} é a resistência elétrica do enrolamento amortecedor de eixo em quadratura de número um e R_{2q} é a resistência elétrica do enrolamento amortecedor de eixo em quadratura de número dois, ψ_{fd} , ψ_{1d} , ψ_{1q} , ψ_{2q} são os fluxos magnéticos concatenados com os enrolamentos de rotor.

Os fluxos magnéticos concatenados com os enrolamentos de estator, em pu, podem ser escritos como se vê nas equações em (2.3).

$$\begin{aligned}
\psi_d &= -X_d i_d + X_{md} i_{fd} + X_{md} i_{1d} \\
\psi_q &= -X_q i_q + X_{mq} i_{1q} + X_{mq} i_{2q} \\
\psi_0 &= -X_0 i_0
\end{aligned} \tag{2.3}$$

Nessas equações X_d é chamada de reatância síncrona de eixo direto do gerador, X_q é a reatância síncrona de eixo em quadratura do gerador, X_{md} é a reatância mútua de eixo direto do gerador e X_{mq} é a reatância mútua de eixo em quadratura do gerador. As reatâncias de eixo direto e de eixo em quadratura podem ser escritas como na equação (2.4).

$$\begin{aligned}
X_d &= X_{ld} + X_{md} \\
X_q &= X_{lq} + X_{mq}
\end{aligned} \tag{2.4}$$

As reatâncias X_{ld} e X_{lq} são as reatâncias de dispersão de enrolamentos de eixo d e de eixo q do estator do gerador.

Os fluxos concatenados com os enrolamentos de rotor, em pu, podem ser escritos como se vê em (2.5).

$$\begin{aligned}
\psi_{fd} &= X_{fd} i_{fd} + X_{f1d} i_{1d} - X_{ad} i_d \\
\psi_{1d} &= X_{f1d} i_{fd} + X_{11d} i_{1d} - X_{ad} i_d \\
\psi_{1q} &= X_{11q} i_{1q} + X_{aq} i_{2q} - X_{aq} i_q \\
\psi_{2q} &= X_{aq} i_{1q} + X_{22q} i_{2q} - X_{aq} i_q
\end{aligned} \tag{2.5}$$

Nessas equações: X_{fd} é a reatância própria do enrolamento de campo, X_{11d} é a reatância própria do enrolamento amortecedor de eixo direto, X_{11q} é a reatância própria do enrolamento amortecedor de eixo em quadratura de número um e X_{22q} é a reatância própria do enrolamento amortecedor de eixo em quadratura número dois, X_{fd} é a reatância mútua entre o enrolamento de campo e o enrolamento amortecedor de eixo direto, X_{ad} e X_{aq} são as reatâncias mútuas entre estator e rotor nos eixos d e q respectivamente.

A partir das reatâncias acima mostradas pode-se definir diversas outras reatâncias [1] que são muito úteis no estudo de geradores síncronos como se vê nas equações (2.6):

$$\begin{aligned}
 X'_d &= X_{ls} + \frac{1}{\frac{1}{X_{md}} + \frac{1}{X_{lfd}}} = X_d - \frac{X_{md}^2}{X_{fd}} \\
 X_{fd} &= X_{lfd} + X_{md} \\
 X'_q &= X_{ls} + \frac{1}{\frac{1}{X_{mq}} + \frac{1}{X_{11q}}} = X_q - \frac{X_{mq}^2}{X_{1q}} \\
 X''_d &= X_{ls} + \frac{1}{\frac{1}{X_{md}} + \frac{1}{X_{lfd}} + \frac{1}{X_{11d}}} \\
 X''_q &= X_{ls} + \frac{1}{\frac{1}{X_{mq}} + \frac{1}{X_{11q}} + \frac{1}{X_{12q}}}
 \end{aligned} \tag{2.6}$$

X_{ls} é a reatância de dispersão do estator; X_{lfd} é a reatância de dispersão do enrolamento de campo; X'_d é denominada reatância síncrona transitória de eixo d; X_{11q} é a reatância de dispersão do enrolamento amortecedor de eixo q de número um; X'_q é denominada reatância transitória de eixo q; X_{11d} é a reatância de dispersão do enrolamento amortecedor de eixo d de número um; X''_d é denominada reatância subtransitória de eixo d; X_{12q} é a reatância de dispersão do enrolamento amortecedor de eixo q de número dois; X''_q é denominada reatância subtransitória de eixo q.

Define-se também diversas constantes de tempo como se vê a seguir nas equações (2.7). Essas constantes de tempo são denominadas da seguinte maneira: T'_{d0} denominada constante de tempo transitória de circuito aberto de eixo direto, T''_{d0} denominada constante de tempo subtransitória de circuito aberto de eixo direto, T'_{q0} denominada constante de tempo transitória

de circuito aberto de eixo em quadratura e T''_{qo} denominada constante de tempo subtransitória de circuito aberto de eixo em quadratura.

$$\begin{aligned}
 T'_{do} &= \frac{X_{fd}}{\omega_s R_{fd}} \\
 T'_{qo} &= \frac{X_{l1q}}{\omega_s R_{1q}} \\
 T''_{do} &= \frac{1}{\omega_s R_{1d}} \left(X_{11d} + \frac{1}{\frac{1}{X_{md}} + \frac{1}{X_{lfd}}} \right) \\
 T''_{qo} &= \frac{1}{\omega_s R_{2q}} \left(X_{12q} + \frac{1}{\frac{1}{X_{md}} + \frac{1}{X_{l1q}}} \right)
 \end{aligned} \tag{2.7}$$

Define-se, a seguir, algumas outras grandezas que ajudarão bastante na elaboração de modelos matemáticos dinâmicos simplificados para o gerador síncrono. Essas grandezas são mostradas nas equações (2.8).

$$\begin{aligned}
 E'_d &= -\frac{X_{md}}{X_{fd}} \psi_{fd} \\
 E'_q &= -\frac{X_{mq}}{X_{1q}} \psi_{1q} \\
 E_{fd} &= -\frac{X_{md}}{R_{fd}} v_{fd}
 \end{aligned} \tag{2.8}$$

Com as grandezas definidas nas equações (2.8) pode-se escrever outras expressões para ψ_d , ψ_q e ψ_o mostradas nas equações (2.9) que ajudarão na escrita de equações apropriadas para a realização de simplificações.

$$\begin{aligned}
 \psi_d &= X''_d i_d + \frac{X''_d - X_{ls}}{(X'_d - X_{ls})} E'_q + \frac{X'_d - X''_d}{(X'_d - X_{ls})} \psi_{1d} \\
 \psi_q &= X''_q i_q + \frac{X''_q - X_{ls}}{(X'_q - X_{ls})} E'_d + \frac{X'_q - X''_q}{(X'_q - X_{ls})} \psi_{2q} \\
 \psi_o &= -X_{ls} i_o
 \end{aligned} \tag{2.9}$$

Pode-se agora, finalmente, escrever as equações dinâmicas elétricas do gerador síncrono de uma forma adequada para que simplificações sejam feitas posteriormente. Elas são mostradas em (2.10) em pu nas bases nominais do gerador.

$$\begin{aligned}
p\Psi_d &= R_s i_d + \frac{\omega}{\omega_s} \Psi_q + v_d \\
p\Psi_q &= R_s i_q - \frac{\omega}{\omega_s} \Psi_d + v_q \\
p\Psi_o &= R_s i_o + v_o \\
T'_{do} pE'_q &= -E'_q - (X_d - X'_d) \left\{ i_d - \frac{X'_d - X''_d}{(X'_d - X_{ls})^2} [\Psi_{1d} + (X'_d - X_{ls}) i_d - E'_q] \right\} + E_{fd} \\
T''_{do} p\Psi_{1d} &= -\Psi_{1d} + E'_q - (X'_d - X_{ls}) i_d \\
T'_{qo} pE'_d &= -E'_d + (X_q - X'_q) \left\{ i_q - \frac{X'_q - X''_q}{(X'_d - X_{ls})^2} [\Psi_{2q} + (X'_q - X_{ls}) i_q + E'_d] \right\} \\
T''_{qo} p\Psi_{2q} &= -\Psi_{2q} - E'_d - (X'_q - X_{ls}) i_q
\end{aligned} \tag{2.10}$$

As equações acima são as equações elétricas do gerador síncrono. As equações mecânicas que envolvem o ângulo de carga do gerador são descritas a seguir.

A multiplicação do momento de inércia J (Nm) da partes girantes do gerador e da turbina pela aceleração angular do rotor do gerador síncrono resulta no torque total aplicado sobre o eixo do conjunto. A equação do torque é mostrada em (2.11):

$$Jp^2\theta = \tau_r + \tau_p = \tau_m - \tau_e + \tau_p \tag{2.11}$$

Nesta equação θ é o ângulo mecânico do rotor com relação a um eixo de referência fixo no estator e t é o tempo em segundos.

O torque total aplicado pelo acionador τ_r é o torque resultante da diferença entre o torque mecânico τ_m e o torque eletromagnético τ_e . Quando a máquina síncrona opera como gerador, o torque mecânico acelera o rotor e em contrapartida a força eletromotriz cria um torque contrário ao sentido de rotação do rotor, chamado de torque eletromagnético. O torque τ_p é o torque correspondente às perdas elétricas (perdas Joule nos condutores e perdas magnéticas) e às perdas mecânicas (atrito e ventilação).

Ao estudar estabilidade, adota-se uma referência síncrona única à qual todos os ângulos dos geradores estarão referidas. O ângulo da referência síncrona variando no tempo é dado por (2.12):

$$\theta_s = \omega_s t \quad (2.12)$$

Os outros geradores do sistema terão seus ângulos de rotor dados por (2.13):

$$\theta(t) = (\omega_s t + \alpha) + \delta_m(t) \quad (2.13)$$

Onde δ_m é o ângulo de carga do gerador considerado.

Diferenciando-se a equação acima, encontra-se a velocidade angular mecânica e a aceleração angular do gerador, mostradas em (2.14):

$$\begin{aligned} \omega_m &= \frac{d\theta}{dt} = \omega_s + \frac{d\delta_m}{dt} \\ a_m &= \frac{d^2\theta}{dt^2} = \frac{d^2\delta_m}{dt^2} \end{aligned} \quad (2.14)$$

O comportamento do ângulo do rotor é representado pela seguinte equação diferencial (2.15):

$$J \frac{d^2\delta_m}{dt^2} = \tau_m - \tau_e - \tau_p \quad (2.15)$$

Para sistemas elétricos é mais conveniente trabalhar com potências do que com torque. Pela manipulação das equações acima e multiplicando pela aceleração angular síncrona do rotor, tem-se (2.16):

$$M \frac{d^2\delta}{dt^2} = P_m - P_e - P_p \quad (2.16)$$

Onde M é a constante de inércia em pu, que depende do número de polos e é dada por:

$$M = \frac{2J\omega_s}{PS_B}$$

As equações diferenciais do rotor dos geradores utilizados para análise dinâmica dos sistemas elétricos, em função da constante de inércia e do coeficiente de amortecimento do gerador H e D, respectivamente, são mostradas a seguir (2.17):

$$\begin{aligned} \frac{2.H}{\omega_s} p^2 \delta + D p \delta &= P_m - P_e - P_p \\ p \delta &= \omega_r \end{aligned} \quad (2.17)$$

Dessa forma as equações (2.10) e (2.17) compõem o modelo matemático dinâmico completo do gerador síncrono. É importante observar que a saturação magnética do gerador não foi considerada nesse modelo matemático.

2.3 Modelo matemático dinâmico de dois eixos do gerador síncrono

Nas equações (2.10), eliminando-se a dinâmica do estator que é muito rápida, elimina-se as três primeiras equações. Considerando que T''_{do} e T''_{qo} são muito pequenos, pode-se considerar $T''_{do} = T''_{qo} = 0$. A quinta e a sétima equações ficam (2.18):

$$\begin{aligned} -\psi_{1d} + E'_q - (X'_d - X_{ls}) i_d &= 0 \\ -\psi_{2q} - E'_d - (X'_q - X_{ls}) i_q &= 0 \end{aligned} \quad (2.18)$$

Substituindo (2.18) nas equações (2.10) estas se transformam nas equações (2.19) que compõem o modelo matemático dinâmico de dois eixos do gerador síncrono.

$$\begin{aligned} T'_{do} p E'_q &= -E'_q - (X'_d - X'_d) i_d + E_{fd} \\ T'_{qo} p E'_d &= -E'_d - (X'_q - X'_q) i_q \\ p \delta &= \omega_r - \omega_s \\ \frac{2H}{\omega_s} p \omega_r + D p \delta &= \tau_m - E'_d i_d - E'_q i_q - (X'_q - X'_d) i_d i_q - \tau_p \end{aligned} \quad (2.19)$$

2.4 Modelo matemático dinâmico de um eixo do gerador síncrono

O modelo de dois eixos ainda tem a influência do enrolamento amortecedor no aparecimento de E'_d conforme expresso na segunda relação de (2.8). Se T'_{q0} for suficientemente pequeno ($T'_{q0}=0$) a segunda equação de (2.19) ficará:

$$0 = -E'_d - (X_q - X'_q)i_q$$

Elimina-se, dessa forma o efeito do enrolamento amortecedor. Então:

$$\begin{aligned} 0 &= -E'_d i_d - (X_q - X'_q) i_q i_d \\ E'_d i_d &= (X_q - X'_q) i_q i_d \end{aligned} \quad (2.20)$$

A quinta equação de (2.19) ficará:

$$\frac{2H}{\omega_s} p\omega_r = \tau_m - (X_q - X'_q) i_d i_q - E'_q i_q - (X'_q - X'_d) i_d i_q - \tau_p$$

Simplificando-se tem-se:

$$\frac{2H}{\omega_s} p\omega_r = \tau_m - (X_q - X'_q) i_d i_q - \tau_p$$

Dessa forma o modelo de um eixo fica constituído pelas equações (2.21):

$$\begin{aligned} T'_{do} \frac{dE'_q}{dt} &= -E'_q - (X_d - X'_d) i_d + E_{fd} \\ p\delta &= \omega_r - \omega_s \\ \frac{2H}{\omega_s} p\omega_r + Dp\delta &= \tau_m - E'_q i_q - (X'_q - X'_d) i_d i_q - \tau_p \end{aligned} \quad (2.21)$$

2.5 Modelo matemático dinâmico simplificado ou clássico

O modelo matemático dinâmico mais simples do gerador síncrono é o modelo clássico [1]. Ele é de explicação difícil e não encontrada claramente na bibliografia. Ele é também chamado de modelo de tensão constante atrás da reatância transitória de eixo direto (X'_d) e tem sido bastante usado para avaliação de limite de estabilidade transitória de geradores síncronos.

As equações diferenciais que o representam são mostradas abaixo (2.22):

$$\begin{aligned}
 p\delta &= \omega_r - \omega_s \\
 \frac{2H}{\omega_s} p\omega_r &= T_m - \frac{EV_s}{(X'_d + X_s)} \text{sen}\delta - T_p
 \end{aligned}
 \tag{2.22}$$

Nas equações (2.22) X_s é reatância da linha que liga o gerador ao sistema de energia elétrica e V_s é a tensão do barramento do sistema elétrico onde o gerador está ligado.

Capítulo 3

Estudo de estabilidade transitória

3.1 Introdução

Os sistemas de energia elétrica estão sujeitos a diversos tipos de perturbações durante sua operação, de baixa ou de alta intensidade. Os geradores síncronos destes sistemas devem ser dimensionados para operar satisfatoriamente durante o regime permanente e ter um comportamento flexível quando ocorrer alguma perturbação com o objetivo de evitar que o fornecimento de energia elétrica seja prejudicado.

Um dos principais problemas que podem ocorrer quando uma perturbação acontecer no sistema de energia elétrica é a perda de sincronismo dos geradores síncronos. A perda ocorre quando o rotor de um gerador síncrono passa a não girar com a frequência angular da tensão do sistema. Como consequência ocorrem oscilações na potência, tensão e corrente elétrica fornecida pelo gerador. Portanto, quando um gerador sai de sincronismo, a proteção do sistema deve retirá-lo do sistema com o objetivo de diminuir maiores impactos no fornecimento de energia elétrica para o sistema elétrico.

O impacto causado pelos diferentes tipos de distúrbios nos sistemas de energia elétrica é analisado em estudos de estabilidade. Esses estudos podem ser classificados em, pelo menos, dois tipos: estabilidade dinâmica e estabilidade transitória [4].

A estabilidade dinâmica é estudada em casos em que o distúrbio é de baixa intensidade como as variações normais de cargas nas barras do sistema. São analisados longos períodos de tempo e, por esta razão, os reguladores de velocidade e os sistemas de excitação com seus respectivos controles devem ser considerados.

O estudo de estabilidade transitória envolve grandes distúrbios tais como curto-circuitos, perdas de linhas de transmissão ou de unidades geradoras, descargas atmosféricas, entrada ou saída de cargas de grande porte e outros. Geralmente, os tempos de estudo para estes casos são curtos, de apenas alguns ciclos e por esta razão os reguladores não são considerados, já que para estes tempos a ação deles não causa efeitos significativos no comportamento do sistema.

O objetivo principal de um estudo de estabilidade transitória é verificar se um gerador síncrono sairá de sincronismo após um curto intervalo de tempo seguinte à ocorrência de um distúrbio no sistema.

Neste capítulo será enfatizado o estudo de estabilidade transitória, analisando-se o comportamento dinâmico de um gerador síncrono de pólos lisos e de outro de pólos salientes em diferentes casos de simulações que se diferenciam pelo modelo matemático dinâmico de representação do gerador síncrono. O objetivo é comparar as respostas obtidas com os diversos modelos matemáticos dinâmicos dos geradores diante de defeito no sistema elétrico.

Os modelos matemáticos dinâmicos utilizados para o estudo de estabilidade transitória neste trabalho são: o modelo completo, de dois eixos, de um eixo e o modelo simplificado ou clássico.

Normalmente, os estudos de estabilidade transitória são feitos utilizando o modelo clássico de representação do gerador síncrono.

As simulações usando o modelo completo do gerador síncrono foram realizadas usando o bloco de máquina síncrona do aplicativo computacional Matlab/Simulink/SimPowerSystems [5]. Todos os demais componentes do sistema elétrico usado foram representados por blocos desse mesmo aplicativo computacional.

Para as simulações usando os demais modelos foram elaborados programas computacionais escritos em linguagem de programação do aplicativo Matlab.

As respostas das simulações usando o modelo completo de representação do gerador síncrono serão adotadas como referência, pois esse modelo é o que apresenta respostas que mais se aproximam do comportamento dinâmico de um gerador síncrono na realidade.

Quando um sistema de energia elétrica está operando em regime permanente, os geradores síncronos operam em velocidade angular constante e suas tensões internas apresentam defasagens angulares entre si conforme o carregamento de cada um. Toda a potência elétrica ativa produzida pelos geradores é consumida pelas cargas e pelos componentes do sistema sob a forma de perdas térmicas.

A potência elétrica ativa fornecida pelos geradores, somadas às suas perdas, é igual à potência mecânica fornecida pela turbina. Quando ocorre uma perturbação, como por exemplo, a retirada de uma linha, ocorre um desequilíbrio de potências no sistema, fazendo com que os rotores dos geradores acelerem ou desacelerem. Para tentar manter o equilíbrio entre a potência mecânica e elétrica, ocorre uma variação dos ângulos de carga dos rotores dos geradores afetados.

Dependendo da variação de seu ângulo de carga o gerador pode sair de sincronismo, sua velocidade pode deixar de ser a síncrona e seu ângulo de carga pode oscilar ou crescer indefinidamente. Esse processo é desestabilizador e deve ser estancado.

Na presença de um distúrbio, o gerador com maior velocidade apresenta um acréscimo na posição angular com relação ao gerador mais lento, fazendo com que parte da carga que era alimentada por este último gerador, seja alimentada pelo gerador mais veloz. Isto reduz a velocidade de rotação do gerador diminuindo assim o aumento da distância angular entre os geradores. Há um limite para esta diferença angular. Caso este valor seja ultrapassado, ocorrerá o inverso, e o gerador com maior velocidade diminuirá o fornecimento de potência elétrica. Como a potência mecânica passa a ser maior do que a elétrica, o rotor continuará a acelerar e o gerador sairá de sincronismo.

Em um sistema estável, quando ocorre um distúrbio de baixa intensidade, o equilíbrio de potências é estabelecido alterando os ângulos dos rotores dos geradores presentes. Quando o distúrbio é intenso, o sistema tenta estabelecer um novo ponto de equilíbrio e não consegue.

Para que o sistema volte a operar normalmente, pode ser necessário desligar cargas e assim uma nova relação de ângulos de rotor é estabelecida para manter os geradores em sincronismo.

Para que um sistema continue estável, após a ocorrência de uma perturbação, é preciso levar em consideração alguns fatores, dentre eles, as condições iniciais de operação do sistema e, o mais importante, o tempo máximo para que se isole o defeito. Este tempo é chamado de tempo crítico de eliminação da falha. Ele será o foco principal de discussão deste capítulo.

3.2 Estudos sobre estabilidade transitória

Neste item apresenta-se os estudos sobre estabilidade transitória realizados através de simulações dinâmicas, focando a modelagem matemática dinâmica utilizada para representação do gerador síncrono. Dois tipos de geradores são utilizados no estudo de estabilidade transitória, um de pólos lisos e outro de pólos salientes. Os dados destes geradores síncronos são mostrados nas tabelas 3.1, 3.2, 3.3 e 3.4.

O gerador de pólos lisos é um turbogerador equivalente de 2220 MVA, 24 kV, 60 Hz, 3600 rpm, 2 polos, rotor cilíndrico, apresentado em [1] que serve de exemplo de aplicação para todos os assuntos apresentados nessa referência. Seus dados encontram-se nas Tabelas 3.1 e 3.2.

O gerador síncrono de polos salientes utilizado é um gerador síncrono de 6250 kVA, 4160 V, 60 Hz, 360 rpm, 20 polos, acionado por uma turbina hidráulica do tipo Francis na Usina Hidrelétrica Jaguari, na cidade de Pedreira, estado de São Paulo e opera ligado à rede de distribuição da empresa CPFL Paulista. Seus dados encontram-se nas Tabelas 3.3 e 3.4. Trata-se de um caso que pode ser considerado como geração distribuída, já que a energia elétrica produzida não é despachada pelo Operador Nacional do Sistema Elétrico brasileiro (ONS).

Os parâmetros mostrados na tabela 3.1 são os denominados parâmetros fundamentais [6]. Os parâmetros padronizados, em pu, obtidos através dos parâmetros fundamentais, usando relações como as apresentadas em [6], são mostrados na tabela 3.2.

O sistema elétrico utilizado para o estudo de estabilidade transitória é mostrado na figura 3.1. Nele, tem-se um gerador síncrono fornecendo energia elétrica a um barramento infinito através de duas linhas de transmissão em paralelo e ambas em série com um

transformador. A tensão terminal do gerador é representada por V_T , a tensão no barramento infinito de referência por E_B , o transformador e as linhas elétricas são representadas por reatâncias concentradas X_{TR} , X_{L1} e X_{L2} , respectivamente. O defeito (falta) ocorre na linha 2 e é um curto circuito trifásico com duração de um intervalo de tempo t_e que é extinta pela abertura da linha 2.

Utilizando-se os diferentes modelos matemáticos dinâmicos de representação do gerador síncrono, simula-se o comportamento do sistema acima para analisar o comportamento dinâmico do gerador. Observa-se os comportamentos do ângulo de carga, da velocidade angular de rotação do rotor e do tempo máximo permissível à permanência da falta no sistema elétrico sem que o gerador saia de sincronismo. Esse tempo é denominado de tempo crítico de eliminação da falta (t_c).

Se a falta não for eliminada antes desse tempo o gerador síncrono em questão perderá o sincronismo com a rede elétrica.

O modelo completo foi utilizado como referência para os outros modelos por ser o modelo matemático dinâmico do gerador síncrono que apresenta maior fidelidade com o comportamento real do gerador para todos os tipos de estudos dinâmicos como mostra a literatura a respeito de dinâmica de sistemas de energia elétrica. Para representar o gerador síncrono com o modelo completo, utilizou-se um bloco da biblioteca SimPowerSystems, denominado “Synchronous Machine” para o qual são solicitados todos os parâmetros fundamentais ou padronizados da máquina, conforme a sua versão.

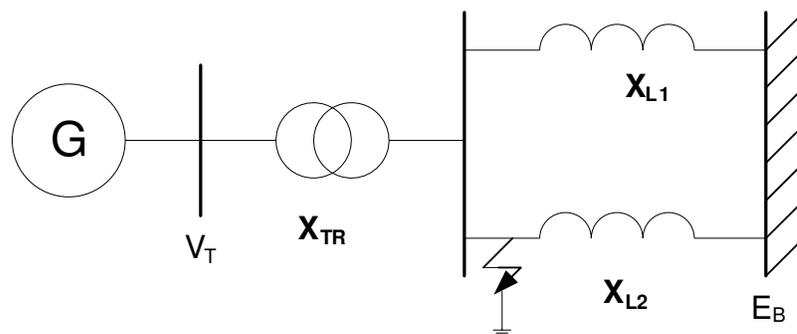


Figura 3.1 – Sistema de energia elétrica com um gerador síncrono e um barramento infinito

Tabela 3.1 – Gerador síncrono trifásico de pólos lisos

Potência Nominal: 2220 MVA	
Tensão de linha: 24 kV	
Fator de potência: 0,9 (carga indutiva)	
Número de pólos: 2	
Velocidade nominal: 3600 rpm	
Momento de inércia do sistema combinado gerador turbina	
J = 27547,80 kg.m ² , H = 3,525 s	
R _s = 0,003 pu	
X _{ls} = 0,15 pu	
x _{mq} = 1,611 pu	x _{md} = 1,66 pu
R _{kq1} = 0,00619 pu	X _{lkq1} = 0,07252 pu
R _{kq2} = 0,02368	X _{lkq2} = 0,125 pu
R _{fd} = 0,0006 pu	X _{lfd} = 0,165 pu
R _{kd} = 0,0284 pu	X _{lkd} = 0,1713 pu

Tabela 3.2 – Parâmetros padronizados do gerador de pólos lisos

x _q = 1,761 pu	T'' _{qo} = 0,07 pu
x' _q = 0,6501 pu	T' _{do} = 8,0683 pu
x'' _q = 0,6501 pu	T'' _{do} = 0,03 pu
x _d = 1,81 pu	T'' _q = 0,0269 pu
x' _d = 0,3001 pu	T' _d = 1,3376 pu
x'' _d = 0,23 pu	T'' _d = 0,023 pu
T' _{qo} = 1,0011 pu	

Tabela 3.3 – Gerador síncrono trifásico de pólos salientes

Potência Nominal: 6250 KVA	
Tensão de linha: 4160 V	
Fator de potência: 0,85 (carga indutiva)	
Número de pólos: 20	
Velocidade nominal: 360 rpm	
Momento de inércia do sistema combinado gerador turbina	
J = 15355 kg.m ² , H = 7,11 s	
R _s = 0,00636 pu	
X _{ls} = 0,1235 pu	
x _{mq} = 0,5078 pu	x _{md} = 0,926 pu
R _{kq} = 0,05366 pu	x _{lkq} = 0,1678 pu
R _{fd} = 0,00084	x _{lfd} = 0,2691 pu
R _{kd} = 0,03578 pu	x _{lkd} = 0,1119 pu

Tabela 3.4 – Parâmetros padronizados do gerador de pólos salientes

X _q = 0,6313 pu	T'' _{do} = 0,0238 pu
X'' _q = 0,2496 pu	T'' _{qo} = 0,0334
X _d = 1,0495 pu	T' _d = 1,1939 pu
X' _d = 0,3320 pu	T'' _d = 0,0140 pu
X'' _d = 0,1963 pu	T'' _q = 0,0132 pu
T' _{do} = 3,7724 pu	

O gerador é configurado para fornecer sua potência nominal. As tensões no terminal do gerador e no barramento infinito (bloco de simulação da biblioteca SimPowerSystems) são configuradas para que apresentem as mesmas condições apresentadas na representação dos modelos de dois eixos, de um eixo e clássico.

As respostas do sistema de energia elétrica para a falta descrita acima são mostradas nos gráficos do ângulo do rotor e da velocidade angular do rotor do gerador síncrono em função do tempo.

3.2.1 Gerador síncrono de polos lisos

O gerador de polos lisos é configurado no SimPowerSystems para fornecer a sua potência nominal com fator de potência de 0,9 capacitivo (a carga é considerada indutiva) para o barramento infinito, também representado por bloco do SimPowerSystems. As reatâncias dos transformadores e das linhas, são dadas por $X_{TR} = 0,15$ pu, $X_{L1} = 0,5$ pu e $X_{L2} = 0,93$ pu, nas bases de potência e tensão de $S_B = 2220$ MVA e $V_B = 24$ kV, respectivamente.

Inicialmente, através da resolução do fluxo de carga do sistema elétrico, calculou-se os valores iniciais de operação das grandezas do sistema elétrico: tensão do barramento infinito e o ângulo da tensão no terminal do gerador. Estes valores são utilizados nos diversos modelos para que as condições iniciais do sistema sejam sempre as mesmas de tal maneira que as comparações de resultados possam ser feitas.

Nas simulações, a tensão do barramento infinito é adotada como referência e a tensão do terminal do gerador é fixada em 1 pu.

Para as considerações citadas acima, é necessário encontrar o módulo da tensão no barramento infinito e o ângulo de defasagem entre a tensão no terminal do gerador e a tensão do barramento infinito. Para tal, inicialmente adota-se a tensão terminal do gerador no seu valor de referência e encontra-se o módulo e o ângulo da tensão no barramento infinito, como se vê em (3.1). Essas condições são utilizadas em [1].

$$\begin{aligned}
\dot{V}_t &= 1|0^\circ \text{ pu} \\
\dot{S}_t &= P_t + jQ_t = 0,90 + j0,436 \text{ pu} \\
\dot{I}_t &= \left(\frac{\dot{S}_t}{\dot{V}_t} \right)^* = 0,90 - j0,436 = 1|2,49^\circ \text{ pu} \\
X_{eq} &= X_{tr} + \left(\frac{X_1 + X_2}{X_1 X_2} \right) = 0,15 + \frac{0,5 \times 0,93}{0,5 + 0,93} = 0,47517 \text{ pu} \\
\dot{E}_b &= \dot{V}_t - \dot{I}_t \cdot jX_{eq} \\
\dot{E}_b &= 1|0^\circ - 1|2,49^\circ \times 0,47517|90^\circ \\
\dot{E}_b &= 0,9008|-28,34^\circ \text{ pu}
\end{aligned} \tag{3.1}$$

Com o módulo e o ângulo da tensão no barramento infinito determinados, coloca-se a tensão no barramento infinito como referência. Portanto a tensão no terminal do gerador terá um ângulo de $28,34^\circ$ com módulo unitário na condição de operação de regime permanente, mostrado em (3.2).

$$\begin{aligned}
\dot{E}_b &= 0,9008|0^\circ \text{ pu} \\
\dot{V}_T &= 1|28,34^\circ \text{ pu}
\end{aligned} \tag{3.2}$$

No modelo completo utiliza-se o valor da tensão no barramento infinito, o ângulo e a tensão no terminal do gerador são calculados a partir do programa de fluxo de carga embutido no aplicativo SimPowerSystems. Para os outros modelos a serem considerados posteriormente, são utilizados ambos os valores de E_b e V_T aqui já determinados.

A representação do gerador síncrono utilizando o modelo simplificado ou clássico consiste de uma fonte de tensão em série com a reatância transitória de eixo direto. O sistema elétrico para representação do sistema estudado com o modelo clássico é mostrado na figura 3.2. E' representa a força eletromotriz do gerador e δ é o ângulo de E' em relação à E_b .

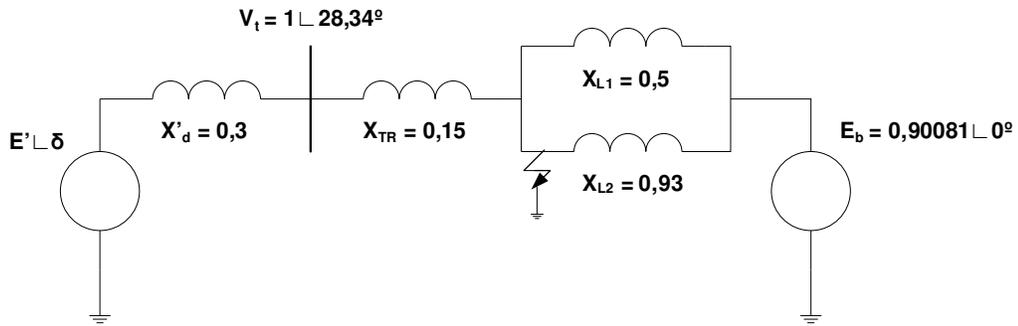


Figura 3.2 – Representação do sistema de energia elétrica utilizando o modelo simplificado de representação do gerador síncrono

Em condições transitórias, os módulos das tensões E' e E_b permanecem constantes (condições de operação do modelo simplificado). O ângulo δ e a velocidade angular do rotor do gerador variam de acordo com a falta considerada no sistema.

A tensão interna do gerador síncrono E' ou força eletromotriz é determinada para o cálculo da potência máxima transferida em cada intervalo de operação do sistema: pré-falta, falta e pós falta. Devido às simplificações requeridas pelo modelo simplificado, os módulos da força eletromotriz E' e da tensão no barramento infinito são mantidas constantes e apenas o ângulo entre as duas irá variar. O cálculo de E' é mostrado em (3.3).

$$\begin{aligned} \dot{E}' &= \dot{V}_t + jX'_d \dot{I}_t = 1 \angle 28,34^\circ + 0,332 \angle 90^\circ \times \left(\frac{0,9 + j0,436}{1 \angle 28,34^\circ} \right)^* \\ \dot{E}' &= 1,1626 \angle 41,77^\circ \text{ pu} \end{aligned} \quad (3.3)$$

Na ocorrência de uma falta na linha 2, com sua eliminação em seguida, tem-se diferentes valores de reatâncias ao longo dos períodos de tempo. Portanto, em cada período, aqui dividido em pré-falta, falta e pós falta, a potência elétrica será definida por uma equação diferente que dependerá do novo valor de reatância equivalente e do ângulo do rotor.

Para a condição pré-falta, todas as reatâncias estão presentes no sistema. O cálculo da reatância equivalente e da potência elétrica transferida é mostrado em (3.4).

$$X_{eq} = X'_d + X_{TR} + \left(\frac{X_{L1} X_{L2}}{X_{L1} + X_{L2}} \right) = 0,3 + 0,15 + \frac{0,5 \times 0,93}{0,5 + 0,93} = 0,7752 \text{ pu}$$

$$P_e = \frac{E' E_b}{X_{eq}} \text{sen}(\delta) = \frac{1,1626 \times 0,9008}{0,7752} \text{sen}(\delta) = 1,3510 \text{sen}(\delta)$$
(3.4)

Durante a falta, há uma redução na reatância equivalente do sistema, já que ambas as reatâncias das linhas 1 e 2 saíram do sistema. No intervalo em que ocorre o curto, não há circulação de potência ativa no sistema. Dessa forma X_{eq} e P_e são dados por (3.5).

$$X_{eq} = X'_d + X_{TR} = 0,3 + 0,15 = 0,45 \text{ pu}$$

$$P_e = \frac{E' E_b}{X_{eq}} \text{sen}(\delta) = \frac{1,2083 \times 0}{0,45} \text{sen}(\delta) = 0$$
(3.5)

Durante o período pós-falta, retira-se a linha 2 e a reatância equivalente aumenta novamente para um valor maior do que na condição pré-falta, como se mostra em (3.6).

$$X_{eq} = X'_d + X_{TR} + X_{L2} = 0,3 + 0,15 + 0,5 = 0,95 \text{ pu}$$

$$P_e = \frac{E' E_b}{X_{eq}} \text{sen}(\delta) = \frac{1,1626 \times 0,9008}{0,95} \text{sen}(\delta) = 1,1024 \text{sen}(\delta)$$
(3.6)

3.2.1.1 Estabilidade transitória com o modelo matemático dinâmico completo do gerador síncrono de pólos lisos

Na figura 3.3 mostra-se o comportamento do ângulo do rotor para três instantes diferentes de eliminação da linha sob falta (tempo de eliminação da falha) obtidos através da simulação da operação do gerador síncrono de pólos lisos, como visto na figura 3.1.

O gerador síncrono sairá de sincronismo para tempos maiores do que 85 ms. Dessa forma este tempo é definido como tempo crítico de eliminação de falta para o sistema considerado com o gerador representado pelo seu modelo completo.

O comportamento do ângulo do rotor utilizando o modelo completo de representação do gerador síncrono apresenta componentes de alta frequência como pode ser visto nas oscilações do ângulo de carga δ . Sistemas que contem componentes de alta frequência são difíceis de serem analisados e interpretados quando se trata de estudos de estabilidade. Outro problema encontrado é que o passo de integração a ser usado neste caso deve ser muito pequeno para representar convenientemente os fenômenos de altas frequências que aparecem, com isso o

tempo para simulações aumenta, necessitando de computadores com grande capacidade de processamento quando o sistema estudado apresenta muitos geradores. Por essas razões o modelo completo só é utilizado para simulação de sistema de energia elétrica de pequeno porte ou representado pelo seu equivalente elétrico dinâmico.

A velocidade angular do rotor é mostrada na figura 3.4. Para tempos menores ou iguais ao tempo crítico de eliminação de falta, o gerador síncrono permanece em sincronismo, caso contrário, a velocidade irá subir, fazendo com que o gerador saia de sincronismo.

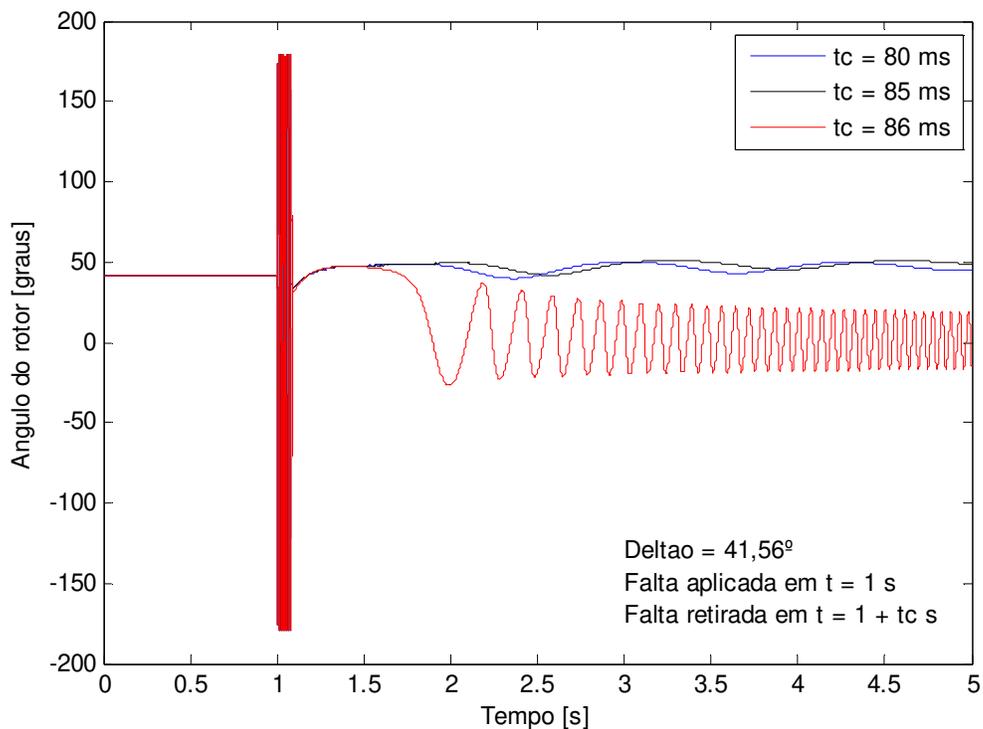


Figura 3.3 - Ângulo do rotor para o modelo completo de representação do gerador síncrono de pólos lisos

Como dito, o modelo completo do gerador será utilizado como referência para comparação com os resultados obtidos com o uso dos outros modelos matemáticos dinâmicos de representação do gerador síncrono.

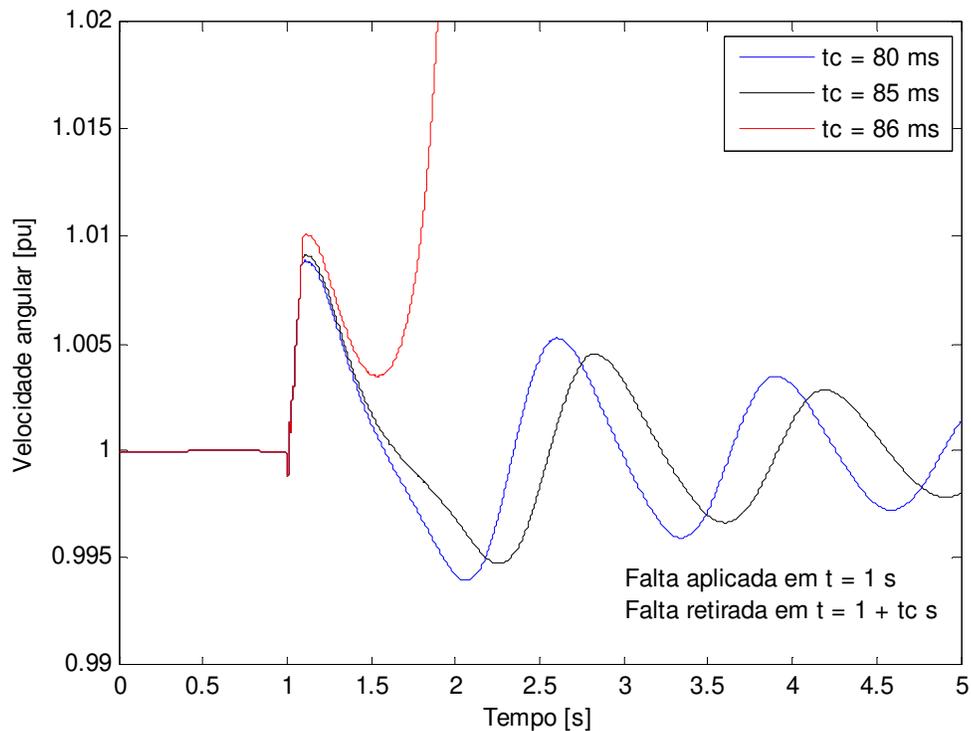


Figura 3.4 – Velocidade angular do rotor para o modelo completo de representação do gerador síncrono de pólos lisos

3.2.1.2 Modelo matemático dinâmico de dois eixos do gerador síncrono de pólos lisos

A primeira simplificação do modelo completo é o modelo de dois eixos, no qual se despreza o efeito transitório dos enrolamentos de estator. Com isto o comportamento do sistema apresentou resultados diferentes em relação ao modelo completo. A figura 3.5 apresenta o comportamento angular do rotor obtido no estudo de estabilidade transitória usando esse modelo. No apêndice A apresenta-se o programa de simulação usando esse modelo.

O tempo crítico de eliminação de falta foi de 63 ms resultando num tempo menor do que o apresentado pelo modelo completo. Dessa forma os resultados para o modelo de dois eixos é mais conservativo.

3.2.1.3 Modelo matemático dinâmico de um eixo do gerador síncrono de pólos lisos

Para o modelo de um eixo, a resposta do ângulo do rotor do gerador síncrono é mostrada na figura 3.7. O tempo crítico de eliminação de falta foi de 66ms, um tempo menor do que o

apresentado pelo modelo completo. Este resultado se aproximou do modelo de dois eixos. Dessa forma pode-se dizer que ele também apresenta resultados conservativos. No apêndice A apresenta-se o programa elaborado para essa simulação.

A velocidade angular do rotor do gerador síncrono é mostrada na figura 3.8. O comportamento da velocidade é similar aos resultados apresentados pelo modelo completo e de dois eixos, diferindo no tempo crítico de eliminação de falta.

3.2.1.4 Modelo matemático simplificado (clássico) do gerador síncrono de pólos lisos

Este modelo é, matematicamente, o mais simples de todos que foram analisados até aqui. Na figura 3.9 vê-se o comportamento do ângulo do rotor. O tempo crítico de eliminação de falta foi de 86ms, sendo esse o resultado mais próximo do apresentado pelo modelo completo, obtendo então melhor resultado do que o modelo de um eixo e de dois eixos. No apêndice A apresenta-se o programa elaborado para essa simulação.

A velocidade angular do rotor é mostrada na figura 3.10.

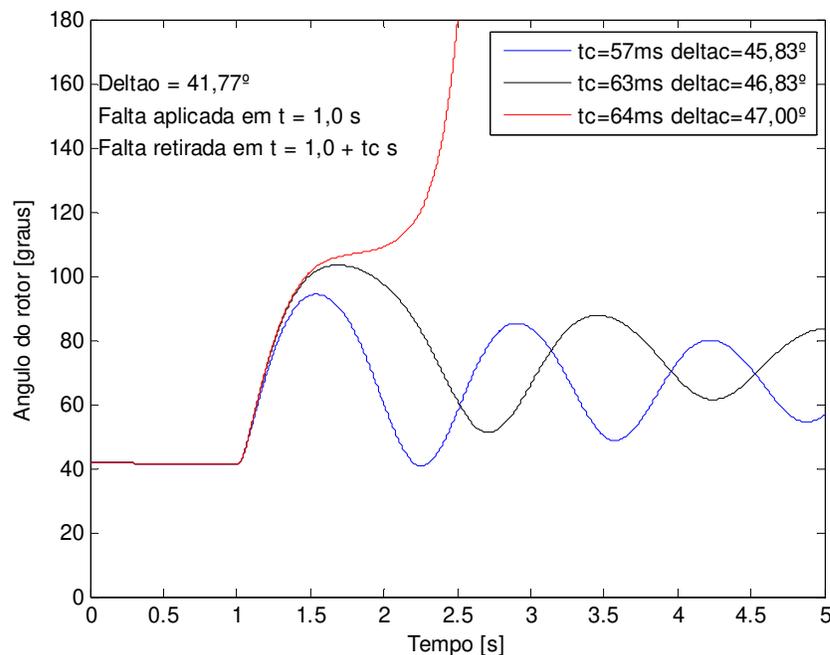


Figura 3.5 – Ângulo do rotor para o modelo de dois eixos de representação do gerador síncrono de pólos lisos

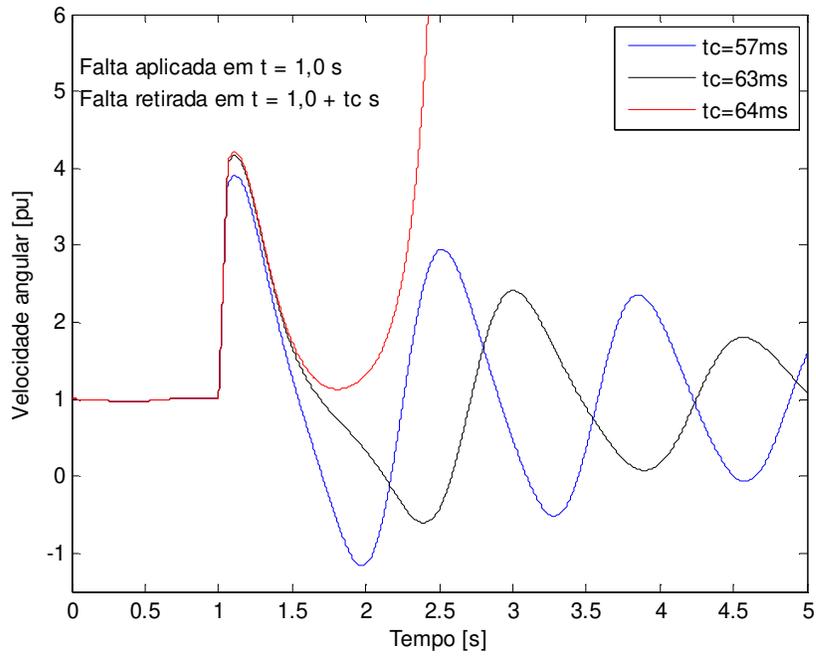


Figura 3.6 – Velocidade angular do rotor para o modelo de dois eixo de representação s do gerador síncrono de pólos lisos

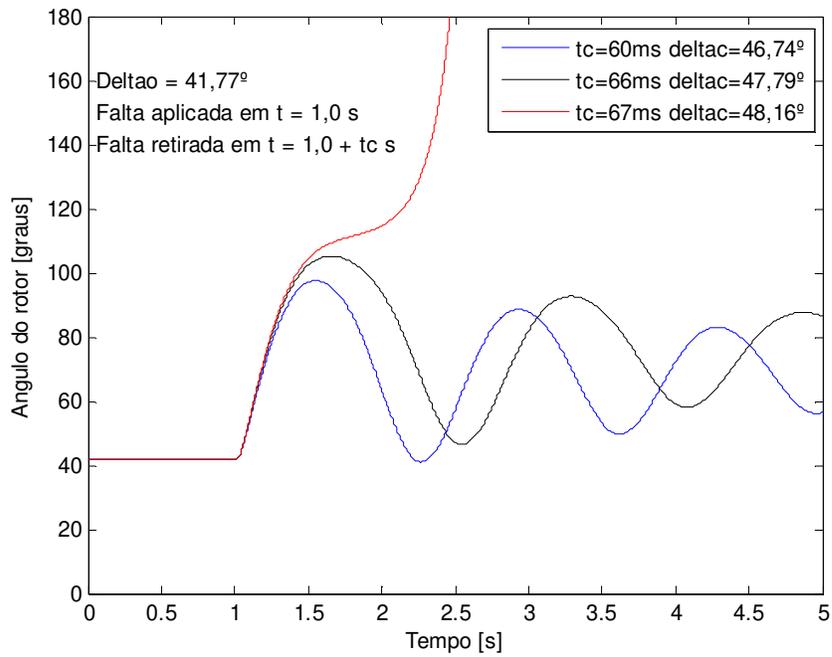


Figura 3.7 - Ângulo do rotor para o modelo de um eixo de representação do gerador síncrono de pólos lisos

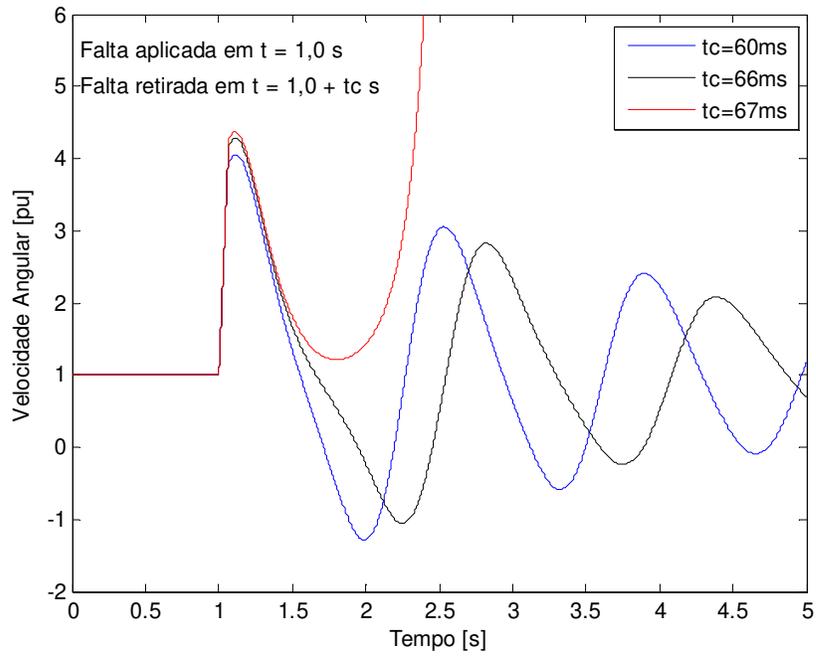


Figura 3.8 - Velocidade angular do rotor para o modelo de um eixo de representação do gerador síncrono de pólos lisos

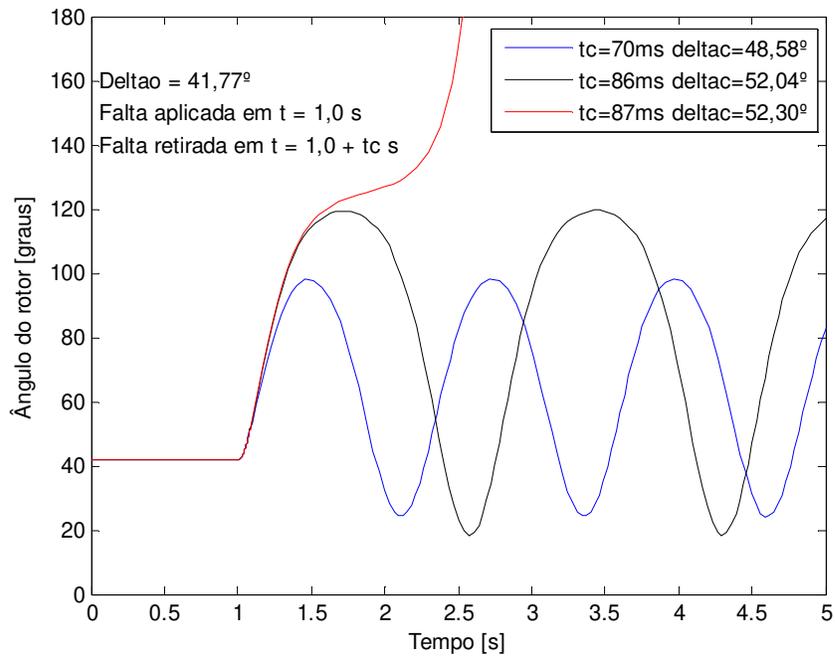


Figura 3.9 - Ângulo do rotor para o modelo simplificado de representação do gerador síncrono de pólos lisos

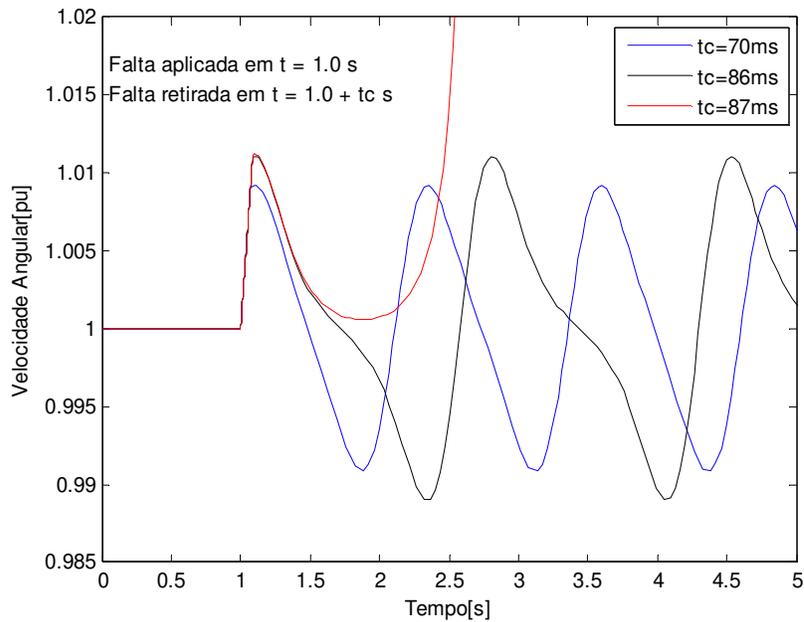


Figura 3.10 - Velocidade angular do rotor para o modelo simplificado de representação do gerador síncrono de pólos lisos

Na tabela 3.5 apresenta-se uma comparação entre as respostas dos diferentes modelos matemáticos dinâmicos de representação do gerador síncrono.

O modelo completo é o que apresenta resultados mais próximos de um gerador síncrono operando na realidade. O modelo simplificado, apesar de ser o mais simples e, salvo melhor juízo, sem explicações físicas e matemáticas convincentes [1] foi o que apresentou resultado mais próximo daquele apresentado pelo modelo completo no caso de geradores síncronos de pólos lisos. Em simulações dinâmicas mais simples, para sistemas com poucos geradores e poucas barras, pode-se usar o modelo completo para estudo de estabilidade transitória e de outros estudos dinâmicos. No entanto, para sistemas grandes e complexos, este modelo se torna inviável pois, como ele envolve todas as equações diferenciais que representam a dinâmica do gerador, a resolução numérica destas precisa de intervalos de integração muito pequenos e o tempo de simulação torna-se muito longo, além do que as respostas do sistema apresentam componentes de alta frequência que dificultam a análise dos resultados, como foi visto na simulação que envolve o modelo completo. O uso de computadores de tempo real (RTDS), em geral, podem permitir o uso do modelo matemático dinâmico completo do gerador.

Tabela 3.5 – Comparação entre modelos do gerador síncrono de pólos lisos

Modelo Matemático	Ângulo rotor limite	Tempo crítico de abertura
Completo	-	85 ms
Dois eixos	46,83°	63 ms
Um eixo	47,79°	66 ms
Simplificado	52,04°	86 ms

3.2.2 Gerador síncrono de pólos salientes

Um gerador de pólos salientes é utilizado para simular o sistema elétrico mostrado na figura 3.1. O gerador está configurado para fornecer potência nominal com fator de potência de 0,85 indutivo para o barramento infinito. Os dados dos transformadores e das linhas são dados por $X_{TR} = 0,15$ pu, $X_{L1} = 0,5$ pu e $X_{L2} = 0,93$ pu na base de $S_B = 6250$ kVA e $V_B = 4160$ V

Calculou-se os valores iniciais de operação do sistema como a tensão do barramento infinito e o ângulo da tensão no terminal do gerador. Estes valores serão utilizados em todos os modelos para que as condições iniciais sejam iguais e a comparação possa ser feita.

Nas simulações, a tensão do barramento infinito é adotada como referência e a tensão do terminal do gerador é fixada em 1 pu.

Para as considerações citadas acima, é necessário encontrar o módulo da tensão no barramento infinito e o ângulo de defasagem entre a tensão no terminal do gerador e a do barramento infinito, mostrados em (3.7). Para tal, inicialmente adota-se a tensão terminal do gerador como referência e encontra-se o módulo e o ângulo da tensão no barramento infinito.

Com o módulo e o ângulo da tensão determinados, coloca-se a tensão no barramento infinito como referência. Portanto a tensão no terminal do gerador terá um ângulo de 28,31° com módulo unitário, como mostra em (3.8).

$$\begin{aligned}
\dot{V}_T &= 1|0^\circ \\
\dot{S}_T &= P_T + jQ_T = 0,85 + j0,527 \\
\dot{I}_T &= \left(\frac{\dot{S}_T}{\dot{V}_T} \right)^* = 0,85 - j0,527 = 1|-31,79^\circ \\
X_{EQ} &= X_{TR} + \left(\frac{X_{L1}X_{L2}}{X_{L1} + X_{L2}} \right) = 0,15 + \frac{0,5 \times 0,93}{0,5 + 0,93} = 0,47517 \quad (3.7) \\
\dot{E}_b &= \dot{V}_T - \dot{I}_T jX_{EQ} \\
\dot{E}_b &= 1|0^\circ - 1|-31,79^\circ \times 0,47517|90^\circ \\
\dot{E}_b &= 0,8516|-28,31^\circ \\
\dot{V}_T &= 1|28,31^\circ \quad (3.8) \\
\dot{E}_b &= 0,8516|0^\circ
\end{aligned}$$

No modelo completo, utiliza-se apenas o valor da tensão no barramento infinito. O ângulo e a tensão no terminal do gerador são calculados a partir do fluxo de carga do aplicativo SimPowerSystems. Para os outros modelos, são utilizados ambos os valores de E_b e V_T , como visto anteriormente.

Para encontrar a força eletromotriz do gerador e encontrar o ângulo do rotor (ângulo de carga do gerador) parte-se da representação simplificada do gerador síncrono na qual todas as resistências elétricas dos enrolamentos são desprezadas, e o gerador é representado apenas por uma fonte de tensão em série com a reatância transitória de eixo direto. O sistema contendo todos os elementos é mostrado na figura 3.11. A tensão E' representa a força eletromotriz do gerador e δ é o ângulo do qual E' está adiantado em relação à E_b . Este ângulo é também conhecido como ângulo do rotor do gerador. Em condições transitórias, os módulos das tensões E' e E_b permanecem constantes (condições do modelo simplificado), e δ varia de acordo com as perturbações na velocidade angular do rotor do gerador.

O cálculo da força eletromotriz E' é mostrado em (3.9).

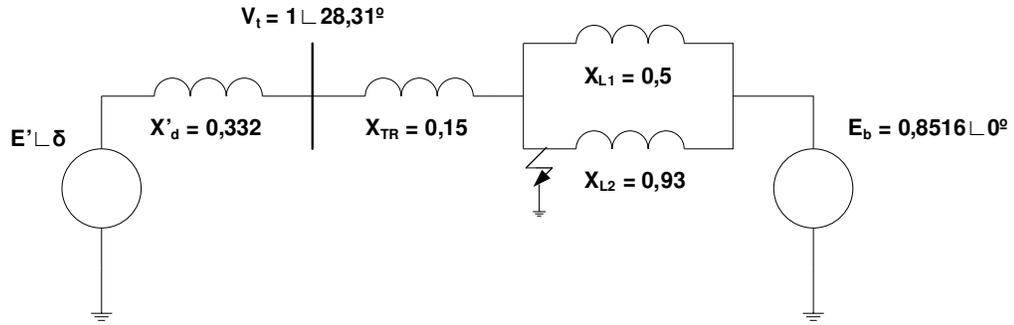


Figura 3.11 – Sistema de energia elétrica utilizando o modelo simplificado para representação do gerador síncrono

$$\begin{aligned} \dot{E}' &= \dot{V}_T + jX_Q \dot{I}_T = 1 \angle 28,31^\circ + 0,6313 \angle 90^\circ \times \left(\frac{0,85 + j0,527}{1 \angle 28,31^\circ} \right)^* \\ \dot{E}' &= 1,4403 \angle 50,04^\circ - 28,31^\circ \\ \dot{E}' &= 1,4403 \angle 21,73^\circ \end{aligned} \quad (3.9)$$

Como já mostrado, a potência elétrica transmitida é uma função do ângulo do rotor do gerador e da reatância entre a força eletromotriz do gerador e o barramento infinito.

Na ocorrência de uma falta na linha 2, e logo em seguida a eliminação desta linha, tem-se diferentes valores de reatâncias ao longo dos períodos. Portanto, em cada período, aqui dividido em pré-falta, falta e pós falta, a potência elétrica seguirá uma equação diferente que dependerá do novo valor de reatância equivalente e do ângulo do rotor.

Para a condição pré-falta, todas as reatâncias estão presentes no sistema. Os cálculos da reatância equivalente e da potência elétrica transferida são mostrados em (3.10).

$$\begin{aligned} X_{eq} &= X_q + X_{TR} + \left(\frac{X_{L1} X_{L2}}{X_{L1} + X_{L2}} \right) = 0,6313 + 0,15 + \frac{0,5 \times 0,93}{0,5 + 0,93} = 1,1065 \\ P_e &= \frac{E' E_b}{X_{eq}} \text{sen}(\delta) = \frac{1,4403 \times 0,8516}{1,1065} \text{sen}(\delta) = 1,1085 \text{sen}(\delta) \end{aligned} \quad (3.10)$$

Durante a falta, há uma redução na reatância equivalente do sistema, já que ambas as reatâncias das linhas 1 e 2 saíram do sistema. Assim, X_{eq} e P_e são calculados em (3.11). E_b é considerado zero pois é o ponto em que ocorre a falta.

$$\begin{aligned}
X_{eq} &= X_q + X_{TR} = 0,6313 + 0,15 = 0,7813 \\
P_e &= \frac{E'Eb}{X_{eq}} \text{sen}(\delta) = \frac{1,4403 \times 0}{0,7813} \text{sen}(\delta) = 0
\end{aligned}
\tag{3.11}$$

No período pós-falta, retira-se a linha 2 e a reatância equivalente aumenta novamente, com um valor maior do que na condição de pré-falta, como mostra em (3.12).

$$\begin{aligned}
X_{eq} &= X_q + X_{TR} + X_{L2} = 0,6313 + 0,15 + 0,5 = 1,2813 \\
P_e &= \frac{E'Eb}{X_{eq}} \text{sen}(\delta) = \frac{1,4403 \times 0,8516}{1,2813} \text{sen}(\delta) = 0,9572 \text{sen}(\delta)
\end{aligned}
\tag{3.12}$$

3.2.2.1 Modelo matemático completo do gerador síncrono de pólos salientes

Para representar o gerador síncrono com o modelo completo, utilizou-se um bloco da biblioteca SimPowerSystems, em que são solicitados todos os parâmetros fundamentais ou padronizados da máquina.

O gerador é configurado para fornecer sua potência nominal através do fluxo de carga realizado pelo bloco “powergui” do SimPowerSystems. As tensões no terminal do gerador e do barramento infinito são configuradas para que apresentem as mesmas condições apresentadas na representação dos modelos simplificado, de dois eixos e de um eixo.

Na figura 3.12 mostra-se o comportamento do ângulo do rotor para três intervalos de tempo diferentes de eliminação da linha contendo a falta. O ângulo de rotor inicial calculado é de 21,55°. Para os tempos de eliminação de 130ms e 137ms, o gerador continuou estável. Já para o tempo de 138ms, o gerador ficou instável. Portanto, 137ms é o tempo crítico de eliminação de falta do sistema de energia elétrica.

Analisando a figura 3.12, nota-se a presença de componentes de alta frequência na resposta do sistema durante a falta. O mesmo problema apresentado em 3.2.1.1.

A velocidade angular do rotor do gerador síncrono é mostrada na figura 3.13.

3.2.2.2 Modelo matemático de dois eixos do gerador síncrono de pólos salientes

Utilizando o modelo de dois eixos na análise de estabilidade transitória, obteve-se diferentes respostas do ângulo do rotor em comparação com o modelo completo, como pode ser

visto na figura 3.14. O tempo crítico de eliminação de falta foi de 94ms, um valor menor do que o apresentado pelo modelo completo. Desse modo este resultado pode ser considerado conservativo em relação ao valor encontrado para o modelo completo.

A velocidade angular do rotor é mostrada na figura 3.15.

3.2.2.3 Modelo matemático de um eixo do gerador síncrono de pólos salientes

Para o modelo de um eixo a variação do ângulo do rotor do gerador síncrono é mostrado na figura 3.16. O tempo crítico de eliminação da falta é de 101ms. Em relação à resposta do modelo completo, o modelo de um eixo apresentou resultados mais conservativos.

O tempo máximo de abertura do disjuntor para eliminação da falta do sistema é de 101ms com um ângulo de rotor de $28,36^\circ$. Acima deste tempo, o gerador síncrono sairá de sincronismo. A velocidade angular do rotor é mostrada na figura 3.17.

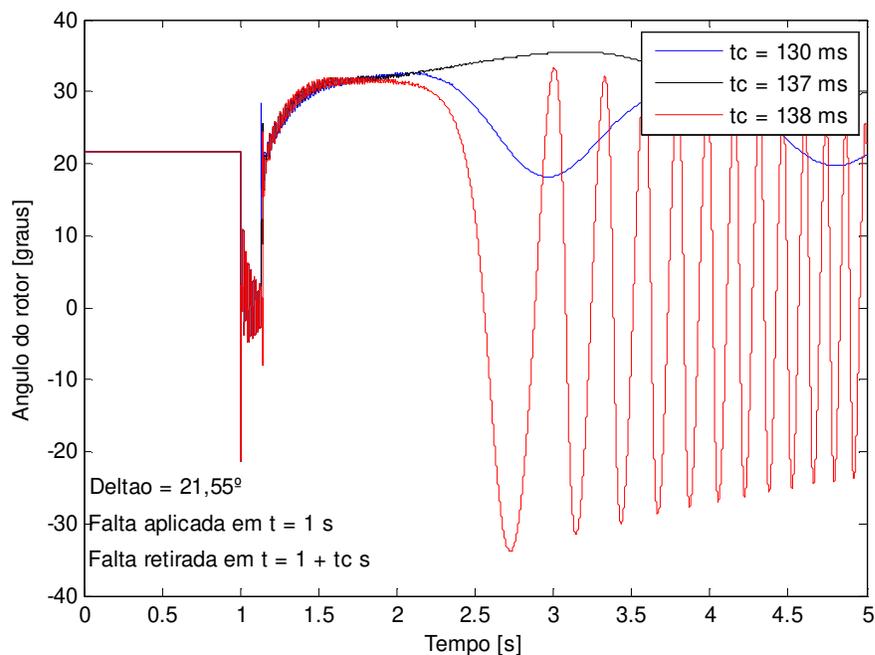


Figura 3.12 – Ângulo do rotor do modelo completo de representação do gerador síncrono de pólos salientes

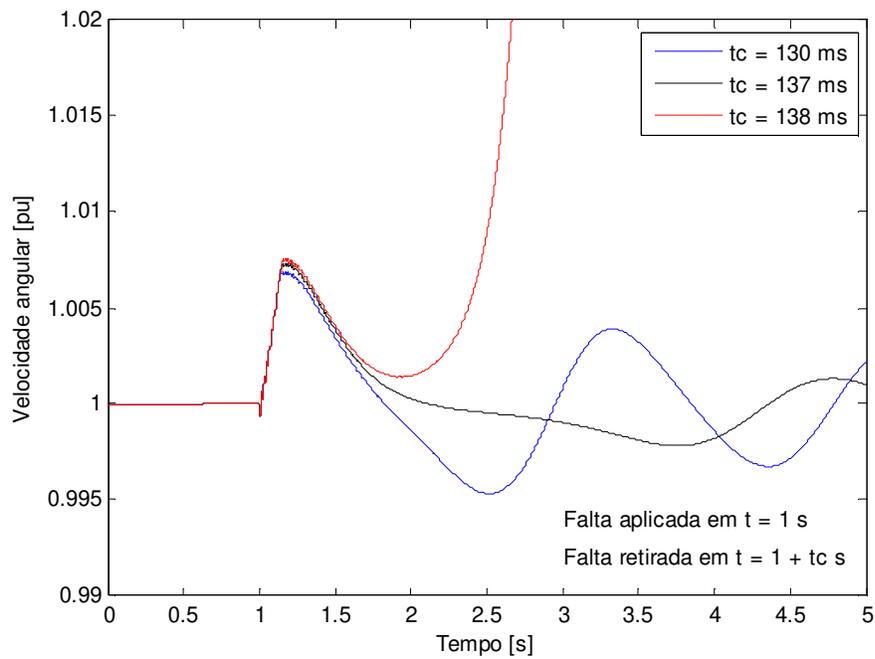


Figura 3.13 – Velocidade angular do rotor do modelo completo de representação do gerador síncrono de pólos salientes

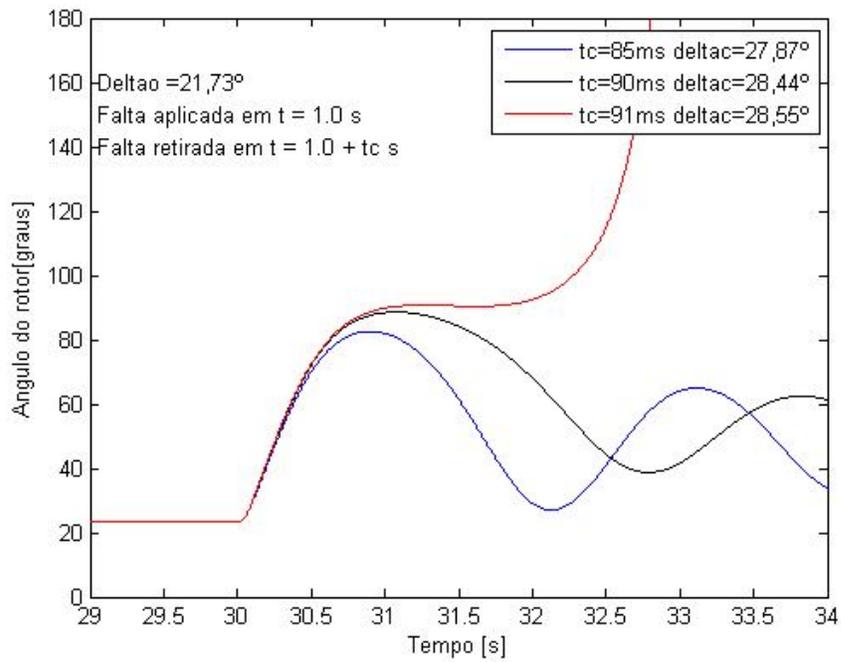


Figura 3.14 – Ângulo do rotor para o modelo de dois eixos de representação do gerador síncrono de pólos salientes

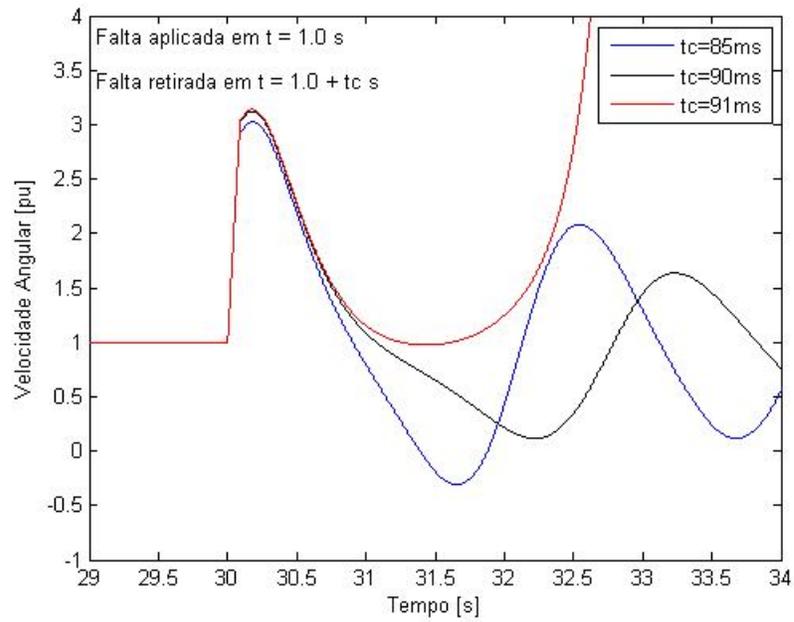


Figura 3.15 – Velocidade angular do rotor do modelo de dois eixos de representação do gerador síncrono de pólos salientes

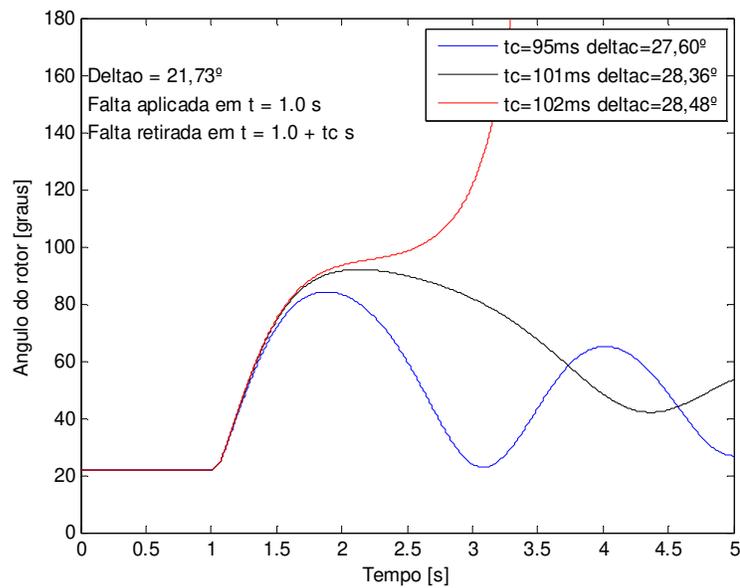


Figura 3.16 – Ângulo do rotor do modelo de um eixo de representação do gerador síncrono de pólos salientes

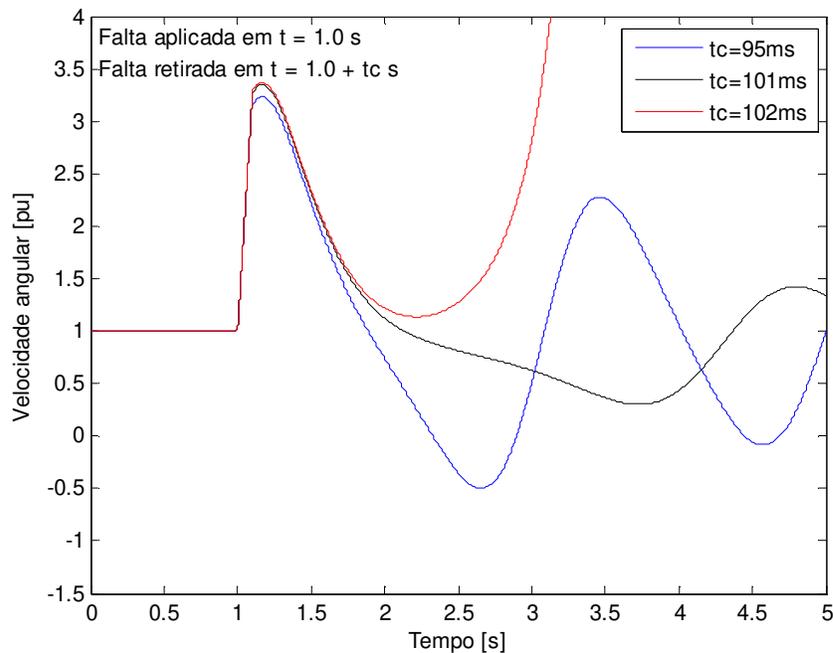


Figura 3.17 – Velocidade angular do rotor do modelo de um eixo para representação do gerador síncrono de pólos salientes

3.2.2.4 Modelo matemático simplificado do gerador síncrono

Para o modelo simplificado, o comportamento do ângulo do rotor é mostrado na figura 3.18. O tempo crítico de eliminação de falta é de 90ms, o menor tempo dentre todos os modelos analisados. Deste modo este modelo é o que apresenta resultados mais conservativos.

O tempo crítico de eliminação da falha é de 90ms equivale a um ângulo de rotor de $32,38^\circ$. Acima desse tempo, o gerador sairá de sincronismo, como mostrado na curva vermelha em que o ângulo sobe indefinidamente. Para as outras duas formas de onda, o sistema é considerado estável. Estas ondulações não diminuem a amplitude pois no modelo simplificado são desprezados as resistências e os enrolamentos amortecedores.

A velocidade angular do rotor do gerador síncrono é mostrada na figura 3.19 para os mesmos tempos de eliminação de falta mostrados no gráfico do ângulo do rotor.

Na tabela 3.6, tem-se a comparação entre os diferentes modelos de representação do gerador para o ângulo do rotor máximo e o tempo crítico de eliminação de falta para o gerador de polos salientes.

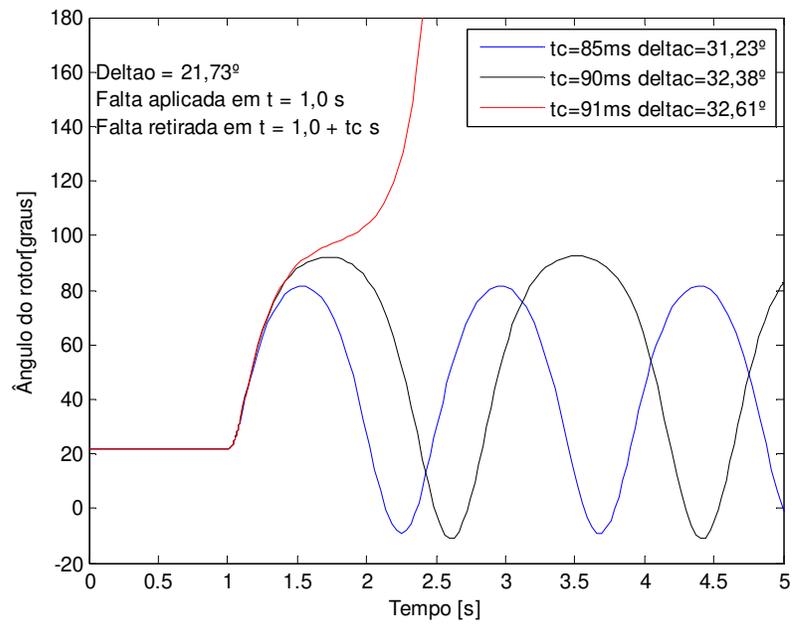


Figura 3.18 – Ângulo do rotor do modelo simplificado de representação do gerador síncrono de pólos salientes

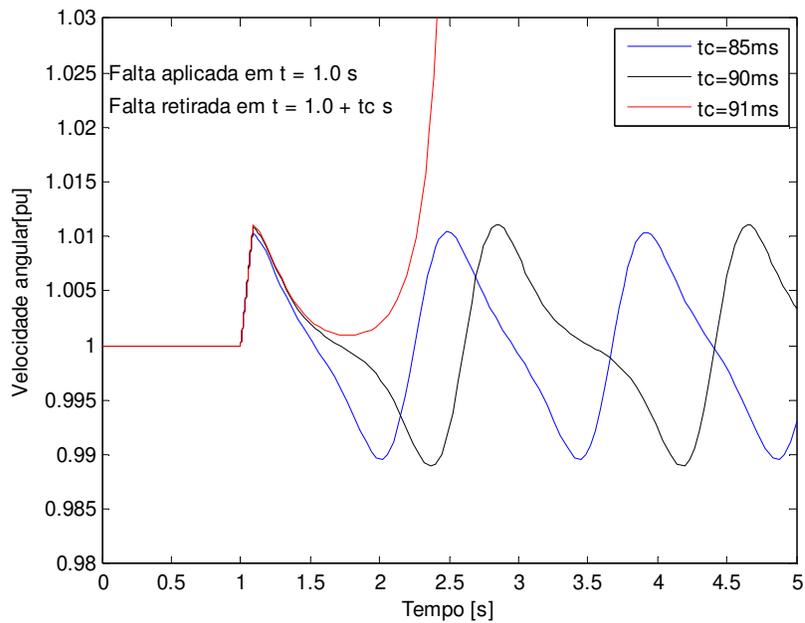


Figura 3.19 – Velocidade angular do rotor do modelo simplificado de representação do gerador síncrono de pólos salientes

Tabela 3.6 – Comparação entre modelos do gerador síncrono de pólos salientes

Modelo Matemático	Ângulo rotor limite	Tempo crítico de abertura
Simplificado	32,38°	90 ms
Dois eixos	28,44°	90 ms
Um eixo	28,36°	101 ms
Completo	-	137 ms

3.3 Conclusão

O estudo de estabilidade transitória utilizando modelo completo apresentou em suas respostas componentes de alta frequência presentes nos gráficos de ângulo de rotor. Devido a isto, poucos estudos de estabilidade utilizam o modelo completo, já que as componentes de alta frequência dificultam a análise e a interpretação dos resultados e, no caso de grandes sistemas, o esforço computacional é considerável.

Ao analisar o gerador de pólos lisos, o modelo simplificado foi o que apresentou tempos mais próximos do modelo completo. Assim, é preferível realizar estudos de estabilidade transitória utilizando este modelo que apresenta resultados tão bons quanto os apresentados pelo modelo completo.

Já para o gerador de pólos salientes, o modelo simplificado e o de dois eixos foram os que apresentaram os tempos mais distantes do modelo completo e o modelo de um eixos foi o que apresentou melhor resultado. Portanto, este modelo pode ser utilizado para estudos de estabilidade transitória. Porém nenhum dos modelos se aproximou do modelo completo.

Em estudos de geração distribuída é recomendável realizar um equivalente dinâmico do sistema elétrico completo visto dos terminais do gerador distribuído e considerar o modelo completo do gerador na análise de estabilidade do gerador distribuído.

Capítulo 4

Qualidade de energia elétrica e filtragem ativa de harmônicos

4.1 Introdução

A qualidade de um bem ou serviço é uma característica que determina o quanto ele é adequado ao seu uso ou finalidade [7]. Diversos padrões de qualidade existem e inclusive para o fornecimento de energia elétrica, pois este deve satisfazer algumas características de suprimento de energia elétrica que proporcionem um adequado funcionamento dos equipamentos que estão sendo alimentados.

Pode-se dizer que a energia elétrica é de boa qualidade quando não ocorrem variações anormais na tensão fornecida ao consumidor. Há dois requisitos técnicos que caracterizam a energia elétrica que são: a continuidade do fornecimento de energia elétrica, que leva em conta a frequência e a duração de eventuais interrupções; e a forma de onda da tensão, dadas pela amplitude, frequência e simetria da tensão das três fases, que podem ser afetadas por perturbações. Uma outra característica da qualidade de energia elétrica é a relação entre o fornecedor e o consumidor que estão ligados à legitimidade das informações fornecidas sobre qualidade e quantidade de energia fornecida, bem como o bom atendimento oferecido pelo

fornecedor ao consumidor. O agente regulador do sistema de energia elétrica é o órgão que deve verificar se os sistemas elétricos apresentam as qualidades previstas e desejáveis. É ele que instrui, cobra e pune o fornecedor, para que o consumidor, que é quem paga pelos serviços que recebe, receba a energia elétrica com a qualidade prevista nas regulamentações elaboradas pelo agente regulador.

A crescente demanda por cargas não lineares devido, principalmente, ao uso de motores com velocidade controlada, de lâmpadas com alimentação e controle eletrônico, de retificadores, de controladores automáticos de tensão (devido ao aumento da sensibilidade dos equipamentos elétricos a variações de tensão e de frequência), à grande quantidade de interconexões na rede elétrica e à necessidade, cada vez maior, de quantidade e continuidade de fornecimento de energia elétrica graças ao crescimento industrial, tem trazido problemas relacionados à qualidade do fornecimento da energia elétrica para os consumidores atuais.

A falta de qualidade da energia elétrica fornecida pelo agente fornecedor pode causar falhas ou má operação de equipamentos dos consumidores.

Carga não linear pode ser entendida como qualquer aparelho ou equipamento que alimentado por tensões senoidais, origina correntes elétricas não senoidais [8].

Algumas das perturbações que afetam a qualidade de energia elétrica são: transitórios, afundamentos, elevações, interrupções e a presença de harmônicas nos sistemas, que podem causar distorções de tensão na forma de onda. Estas serão discutidas a seguir.

4.2 Transitórios

O transitório é uma perturbação de curta duração que altera formas de ondas. Sua ocorrência é aleatória e a intensidade é dependente da situação da rede num dado instante e seus efeitos variam conforme o dispositivo e sua localização no sistema. Dispositivos eletrônicos e circuitos de controle são os mais afetados por este tipo de distúrbio, já equipamentos eletromagnéticos, tais como, transformadores e motores não são afetados significativamente.

Os transitórios podem ser causados por descargas atmosféricas, chaveamento de capacitores, chaveamentos de cargas e linhas e de interrupção de faltas.

4.3 Variações na amplitude da tensão

A variação na amplitude da tensão altera o seu valor eficaz, além de alterar a faixa de operação normal. As principais causas para este distúrbio são: a energização de cargas pesadas que exigem altas correntes elétricas de partida e curto-circuito no sistema elétrico. De acordo com a localidade e as condições do sistema, pode ocorrer as seguintes situações: afundamento, elevação da tensão e interrupção total do fornecimento de energia elétrica.

4.4 Distorções harmônicas

Os sistemas de energia elétrica brasileiros operam na frequência de 60 Hz, no entanto, algumas cargas solicitam do sistema correntes elétricas em diferentes frequências, múltiplas inteiras da fundamental (60 Hz) causando uma poluição na rede elétrica ou poluição por componentes harmônicas.

Os principais produtores de correntes elétricas harmônicas são cargas eletrônicas que utilizam componentes eletrônicos de potência, tais como, diodos, retificadores controlados (SCR), transistores de potência e outras chaves eletrônicas que alteram as formas de onda senoidais para poderem controlar a potência ou converter sinais alternados para contínuos ou vice-versa. Com isso, as correntes elétricas nas cargas deixam de ser senoidais e quando elas interagem com a impedância do sistema, ocorrerem distorções de tensão e em alguns casos ressonância.

Dispositivos que operam com núcleo de ferro, como transformadores, máquinas elétricas e lâmpadas fluorescentes com reatores eletromagnéticos também são geradores de harmônicas. Por questões econômicas, estes equipamentos operam no joelho da curva de saturação de seus núcleos, fazendo com que as correntes elétricas de magnetização de picos retornem ricas em terceira harmônica.

A presença de harmônicas no sistema, traz alguns problemas tais como: funcionamento inadequado de cargas sensíveis, medidores monofásicos com disco de indução e dispositivos de proteção, diminuição da capacidade de transmissão de potência, ressonância entre capacitores e

indutores causando a amplificação de determinadas harmônicas, sobreaquecimento de máquinas rotativas causadas pelo aumento de perdas no ferro e no cobre diminuindo a eficiência e o torque disponível, aquecimento de condutores causado pelo “efeito pelicular”; e sobrecarga de condutores de neutro.

4.5 Filtragem ativa

4.5.1. Introdução

A presença de componentes harmônicos de tensões e de correntes elétricas em sistemas de energia elétrica vem crescendo muito nos últimos anos devido ao aumento de cargas não lineares conectadas ao sistema. Entende-se como carga não linear todo aparelho ou equipamento que alimentado por tensões senoidais, origina correntes elétricas não senoidais.

Há alguns poucos anos, os equipamentos elétricos residenciais tinham comportamento linear ou quase linear, correspondente a aquecedores resistivos, motores e lâmpadas incandescentes. Com a evolução da eletrônica de potência e do processamento digitais de sinais, as cargas deixaram de ser lineares passando a ter comportamento não linear. Atualmente a maior parte dos equipamentos eletroeletrônicos de uso doméstico tem comportamento não linear, como televisores, computadores, lâmpadas fluorescentes que utilizam reatores eletrônicos ou eletromagnéticos, eletrodomésticos que utilizam acionadores de velocidade variável, aquecedores elétricos que utilizam chaves eletrônicas para regulação de temperatura.

Nos sistemas industriais o emprego de conversores eletrônicos de potência tem aumentado a circulação de correntes elétricas harmônicas. Alguns dos equipamentos não lineares comuns nas indústrias são os controladores de motores com velocidade variável, retificadores, fornos elétricos, cicloconversores e máquinas de solda.

A circulação de correntes elétricas harmônicas pode trazer alguns problemas ao sistema elétrico tais como instabilidade na operação do sistema, distorções de tensão, perdas de energia e interferência eletromagnética, ressonâncias perigosas, vibrações mecânicas audíveis em equipamentos, aquecimento e envelhecimento precoce de máquinas elétricas, entre outros que

deterioram a qualidade da energia elétrica. Por estas razões, deve-se controlar o conteúdo harmônico com o objetivo de minimizar estes possíveis problemas.

As cargas não lineares quando operam isoladamente não causam efeitos perceptíveis, no entanto, sua influência global pode ser bem danosa ao sistema elétrico, principalmente em locais que utilizam aparelhos sensíveis, como aparelhos de precisão, aparelhos hospitalares, equipamentos usados em sistemas embarcados, equipamentos militares, entre outros.

4.5.2 Métodos de eliminação de correntes elétricas harmônicas

Devido aos diversos problemas mencionados anteriormente, foram desenvolvidos alguns métodos para minimizá-los. O principal é o da filtragem passiva dos tipos série ou paralelo que já existem há muito tempo mas que nem sempre resolve o problema. O filtro ativo, desenvolvido recentemente, passou a ser mais utilizado após a evolução da eletrônica de potência através do avanço da tecnologia de chaves semicondutoras de potência e do barateamento e do desenvolvimento dos microcomputadores, microcontroladores e dos processadores digitais de sinais.

4.5.2.1 Filtro passivo

O filtro passivo é uma combinação de indutores e capacitores que tem o objetivo de reduzir a amplitude uma parte do conteúdo harmônico do sistema ou corrigir o fator de potência. Ele cria um caminho de baixa impedância para a harmônica a ser eliminada em relação à impedância da fonte. Com isto, diminui-se a circulação de correntes elétricas harmônicas na fonte e em outras cargas que estão ligadas ao sistema.

Existem algumas dificuldades para implantação do filtro passivo, tais como: as dimensões e o custo dos capacitores e indutores do filtro, aumento das perdas de energia, pouca eficácia da sua ação em apreciável parte dos casos, dificuldade na definição da impedância da fonte alimentadora do circuito, já que esta é dependente da configuração da rede. O filtro pode proporcionar um caminho de baixa impedância para correntes elétricas harmônicas da fonte, podendo causar ressonância em série com a mesma, haverá uma ressonância em paralelo entre

a impedância da fonte e do filtro para uma determinada frequência e, se houver alguma componente harmônica nesta frequência, ocorrerá uma amplificação desta.

4.5.2.2 Filtro ativo

Devido ao desenvolvimento da eletrônica de potência e das técnicas de processamento digital de sinais, tornou-se possível a utilização de filtros ativos de potência que são condicionadores eletrônicos de energia. Eles podem ser ligados em série ou em paralelo com o sistema. Os filtros eliminam distorções em tensão, eliminam distorções na corrente, corrigem fator de potência, equilibram tensões de linha ou todas estas funções ao mesmo tempo.

O filtro ativo paralelo injeta, no ponto de conexão do sistema de energia elétrica com a carga, correntes elétricas de compensação capazes de atenuar ou eliminar correntes elétricas harmônicas na alimentação, que são geradas pelas cargas não lineares. Também pode ser usado para o balanceamento de fases e para a compensação de reativos, elevando o fator de potência da instalação elétrica. Ele é composto por duas estruturas principais: um compensador de correntes elétricas e um sistema de controle de correntes elétricas. Um esquema simplificado deste filtro é mostrado na figura 5.1.

Os sinais de tensões e de correntes elétricas na carga não linear são adquiridos e o compensador de correntes elétricas determina as correntes elétricas de compensação que serão injetadas no sistema pelo filtro. O filtro gera as correntes elétricas de referência para o sistema de controle. As correntes elétricas são determinadas de acordo com o objetivo do filtro que pode visar a eliminação de potências reativas, ao balanceamento de fases ou a eliminação de correntes elétricas harmônicas.

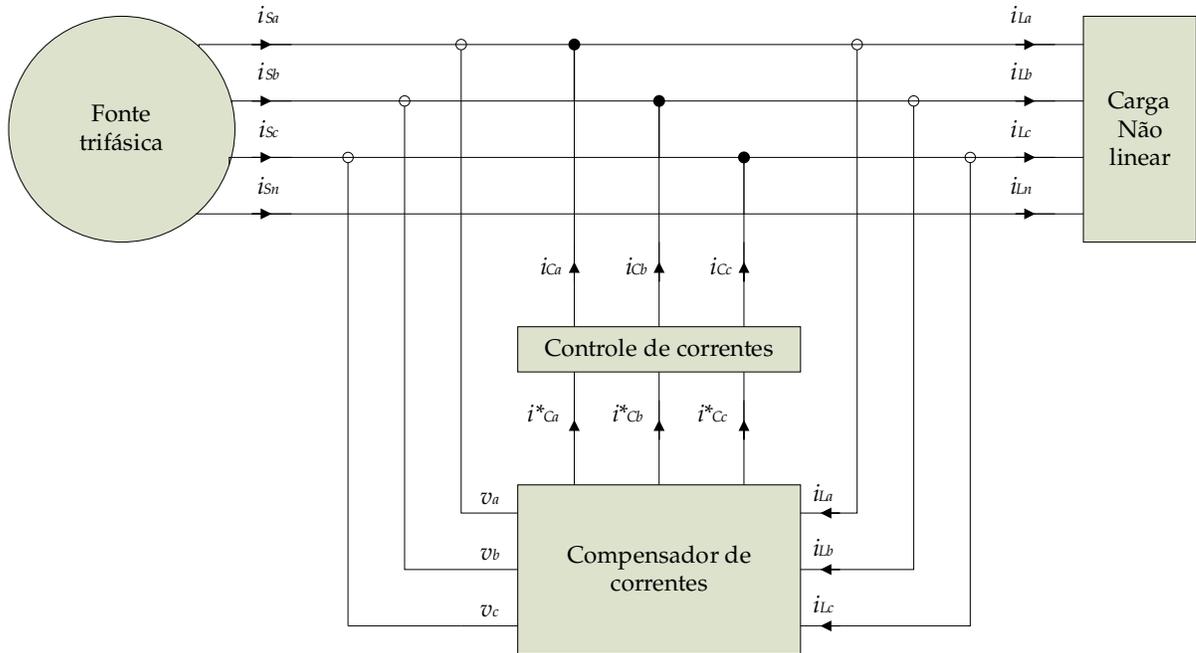


Figura 4.1 – Esquema simplificado de um filtro ativo paralelo

A detecção das correntes elétricas harmônicas pode ser feita próximo das cargas não lineares ou próximo do terminal do sistema de distribuição. Quando a identificação da carga poluidora é possível, o primeiro método pode ser o mais adequado.

A corrente elétrica de compensação ao ser somada à corrente elétrica da carga, deve resultar, dependendo dos objetivos da compensação, em corrente elétrica senoidal na fonte de alimentação ou fluxo de potência constante na fonte de energia elétrica.

O sistema de controle de correntes elétricas funciona como uma fonte de corrente elétrica controlada. É composto por um inversor trifásico do tipo fonte de tensão, indutores de acoplamento e um controlador de correntes elétricas. O chaveamento no inversor é determinado pelas referências geradas pelo compensador de correntes elétricas.

4.5.3 Potência em sistemas elétricos trifásicos

Os conceitos de potência elétrica aplicados a sistemas trifásicos que contenham tensões e correntes elétricas senoidais em regime permanente já são amplamente conhecidos e aceitos.

Entretanto para sistemas que contenham correntes elétricas não senoidais é preciso utilizar outros conceitos de potência.

A seguir, serão apresentados alguns conceitos de potências elétricas válidas para as diversas condições de energia elétrica e que são usados em projetos de filtros ativos.

4.5.3.1 Sistemas com tensões senoidais e cargas lineares

Para estas condições, os conceitos de potência estão bem estabelecidos e aceitos. Quando um sistema trifásico balanceado com tensões senoidais alimenta cargas lineares, as correntes elétricas geradas também serão senoidais. Nas equações (4.1) e (4.2) tem-se a representação das tensões e correntes elétricas instantâneas por fase, respectivamente.

$$\begin{aligned}v_a(t) &= \sqrt{2}V\text{sen}(\omega t) \\v_b(t) &= \sqrt{2}V\text{sen}(\omega t - 2\pi/3) \\v_c(t) &= \sqrt{2}V\text{sen}(\omega t + 2\pi/3)\end{aligned}\quad (4.1)$$

$$\begin{aligned}i_a(t) &= \sqrt{2}I\text{sen}(\omega t - \phi) \\i_b(t) &= \sqrt{2}I\text{sen}(\omega t - 2\pi/3 - \phi) \\i_c(t) &= \sqrt{2}I\text{sen}(\omega t + 2\pi/3 - \phi)\end{aligned}\quad (4.2)$$

A potência instantânea de cada fase é dada pelo produto da tensão instantânea pela corrente elétrica instantânea, como mostra a equação (4.3).

$$\begin{aligned}p_a(t) &= v_a(t)i_a(t) = VI \cos\phi \left[1 - \cos(2(\omega t)) \right] - VI \text{sen}\phi \left[\text{sen}(2(\omega t)) \right] \\p_b(t) &= v_b(t)i_b(t) = VI \cos\phi \left[1 - \cos(2(\omega t - 2\pi/3)) \right] - VI \text{sen}\phi \left[\text{sen}(2(\omega t - 2\pi/3)) \right] \\p_c(t) &= v_c(t)i_c(t) = VI \cos\phi \left[1 - \cos(2(\omega t + 2\pi/3)) \right] - VI \text{sen}\phi \left[\text{sen}(2(\omega t + 2\pi/3)) \right]\end{aligned}\quad (4.3)$$

A potência instantânea é representada como na equação (4.4) e pode ser dividida em duas partes distintas que originam os conceitos tradicionais de potência ativa e reativa.

A parcela I tem um valor médio não nulo e uma componente oscilatória com o dobro da frequência da fonte de alimentação alternada senoidal. Ela representa o fluxo de potência unidirecional que é efetivamente transmitido da fonte trifásica para a carga trifásica por fase. O seu valor médio é definido com potência ativa, P, e é dado pela equação (4.5) e sua unidade é o Watt, W. Nessa equação P é a potência elétrica consumida pela carga por fase, V é a tensão de

fase presente nos terminais da carga, I é a corrente elétrica de linha da carga e ϕ é o ângulo de defasagem entre a tensão e a corrente elétrica na carga.

$$\begin{aligned}
 p_a(t) &= v_a(t)i_a(t) = \underbrace{P[1 - \cos(2(\omega t))]}_I - \underbrace{Q[\text{sen}(2(\omega t))]}_{II} \\
 p_b(t) &= v_b(t)i_b(t) = \underbrace{P[1 - \cos(2(\omega t - 2\pi/3))]}_I - \underbrace{Q[\text{sen}(2(\omega t - 2\pi/3))]}_{II} \\
 p_c(t) &= v_c(t)i_c(t) = \underbrace{P[1 - \cos(2(\omega t + 2\pi/3))]}_I - \underbrace{Q[\text{sen}(2(\omega t + 2\pi/3))]}_{II}
 \end{aligned} \tag{4.4}$$

$$P = VI \cos \phi \tag{4.5}$$

A parcela II da equação (4.4) é uma potência oscilatória que possui valor médio nulo. O seu valor máximo é definido como potência reativa Q da carga por fase e é dada pela equação 5.6. Sua unidade é o Volt-Ampere Reativo, Var. Essa parcela só existirá quando a corrente elétrica de fase estiver deslocada no tempo em relação a tensão, ou seja, quando ϕ for diferente de zero.

A potência reativa está ligada à energia armazenada nos elementos reativos (indutores e capacitores). Essa potência oscila entre a fonte e a carga não correspondendo a nenhum trabalho físico.

$$Q = VI \text{sen} \phi \tag{4.6}$$

A potência aparente S , dada pela equação (4.7), é definida como a máxima potência ativa que pode ser transmitida da fonte para a carga por fase ou vice versa. Sua unidade é o Volt-Ampère, VA.

$$S = VI = \sqrt{P^2 + Q^2} \tag{4.7}$$

O fator de potência, $\cos \phi$ é dado pela relação entre a potência ativa P e a potência aparente S , como mostra a equação (4.8). A melhor condição de operação, em termos de máxima potência ativa, ocorre quando só há fluxo de potência ativo, significando que o fator de potência é unitário.

$$fp = \frac{P}{S} = \frac{VI \cos \phi}{VI} = \cos \phi \tag{4.8}$$

Essas potências podem ser representadas pelo triângulo de potências, mostrado na figura 4.2.

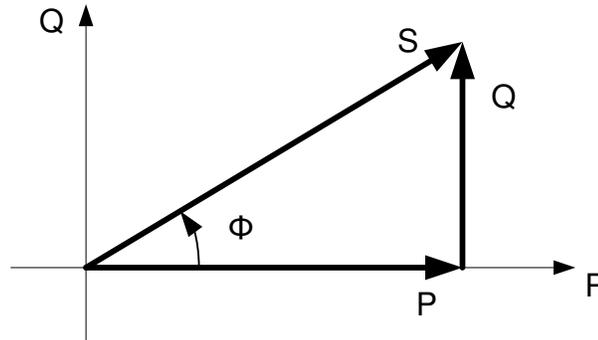


Figura 4.2 – Triângulo de potências

A potência ativa trifásica instantânea total (trifásica) é dada pela equação 4.9.

$$p_{3\phi}(t) = p_a(t) + p_b(t) + p_c(t) = 3P = P_{3\phi} \quad (4.9)$$

Na equação (4.4), ao somar as parcelas I das três fases, tem-se um valor constante correspondente à equação (4.9). Apesar da soma das parcelas II das três fases ser nula, convencionalmente, define-se a potência reativa trifásica como a soma dos valores máximos de cada parcela, a equação é dada por (4.10).

$$Q_{3\phi} = 3Q \quad (4.10)$$

A potência aparente trifásica é expressa pela equação (4.11).

$$S_{3\phi} = \sqrt{P_{3\phi}^2 + Q_{3\phi}^2} = 3S \quad (4.11)$$

4.5.3.2 Sistema sob tensões senoidais e carga trifásica não linear

Para estas condições, as correntes elétricas serão não senoidais, porém serão periódicas, e dadas pelas equações em (4.12).

$$\begin{aligned}
i_a &= \sum_{n=1}^{\infty} I_n \sqrt{2} \text{sen}(n\omega t + \phi_n) \\
i_b &= \sum_{n=1}^{\infty} I_n \sqrt{2} \text{sen}(n(\omega t - 2\pi/3) + \phi_n) \\
i_c &= \sum_{n=1}^{\infty} I_n \sqrt{2} \text{sen}(n(\omega t + 2\pi/3) + \phi_n)
\end{aligned} \tag{4.12}$$

A potência instantânea na fase A é dada pela equação (4.13) e, de forma análoga, obtêm-se as potências instantâneas das fase B e C.

$$\begin{aligned}
p_a(t) &= V_1 I_1 \cos \phi_1 [1 - \cos(2(\omega t))] - V_1 I_1 \text{sen} \phi_1 [\text{sen}(2(\omega t))] + \\
&+ \sum_{n=2}^{\infty} 2V_1 I_n \text{sen}(\omega t) \text{sen}(n\omega t - \phi_n)
\end{aligned} \tag{4.13}$$

O valor eficaz da corrente elétrica para cada fase é dado por (4.14). Esta equação mostra que a corrente elétrica pode ser decomposta em uma componente fundamental I_1 e uma componente harmônica I_H definida em (4.15). A distorção harmônica total da corrente elétrica (DHT_i) é mostrada em (4.16) [7] e [8].

$$I = \sqrt{\frac{1}{T} \int_0^T i(t)^2 dt} = \sqrt{\sum_{n=1}^{\infty} I_n^2} = \sqrt{I_1^2 + I_H^2} \tag{4.14}$$

$$I_H^2 = \sum_{n=2}^{\infty} I_n^2 \tag{4.15}$$

$$DHT_i = \frac{I_H}{I_1} \tag{4.16}$$

A potência aparente monofásica é dada pela equação (4.17).

$$S = V_1 I = V_1 \sqrt{I_1^2 + I_H^2} = \sqrt{V_1^2 I_1^2 + V_1^2 I_H^2} = \sqrt{P^2 + Q^2 + H^2} \tag{4.17}$$

A potência aparente passa a ter uma componente ativa, dada por P, uma componente reativa fundamental Q e uma componente harmônica H que corresponde à potência devido às correntes elétricas harmônicas.

As relações de potência podem ser representadas pelo tetraedro de potências, dado pela figura (4.3). Através dessa figura, define-se o fator de potência da componente fundamental na

equação (4.18), o fator de potência total na equação (4.19) e o fator de distorção na equação (4.20).

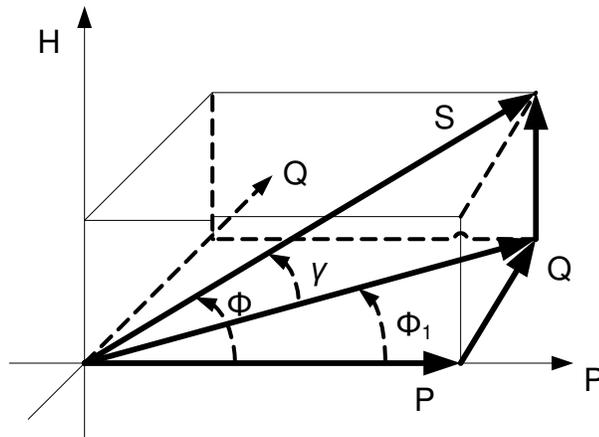


Figura 4.3 – Tetraedro de potências

$$fp_1 = \frac{P}{\sqrt{P^2 + Q^2}} = \cos \phi_1 \quad (4.18)$$

$$fp = \frac{P}{S} = \cos \phi \quad (4.19)$$

$$fd = \frac{\sqrt{P^2 + Q^2}}{S} = \frac{I_1}{I} = \cos \gamma \quad (4.20)$$

4.5.3.3 Sistema com tensões e correntes elétricas distorcidas

Quando se analisa sistemas que contenham harmônicas, deve-se adotar conceitos de potência que não limitam a forma de onda de tensão e corrente elétrica. Em [9] é apresentada a teoria das potências instantâneas que introduz novos conceitos de potência elétrica. Essa teoria permite analisar a potência elétrica instantânea de sistemas elétricos trifásicos balanceados ou não, com ou sem neutro, válida tanto para regime permanente como para regime transitório.

No desenvolvimento desta teoria, os sinais de tensões e de correntes elétricas trifásicas instantâneas são transformados para o sistema estacionário de dois eixos ortogonais α e β , e uma componente de sequência zero, que existirá caso exista correntes elétricas ou tensões trifásicas desbalanceadas.

A transformação das tensões trifásicas nas coordenadas abc para os eixos $\alpha\beta 0$ é mostrada em (4.21), e a transformada inversa em (4.22). Da mesma forma, a transformação das correntes elétricas trifásicas é mostrada em (4.23) e (4.24).

$$\begin{bmatrix} v_\alpha \\ v_\beta \\ v_0 \end{bmatrix} = \sqrt{\frac{2}{3}} \times \begin{bmatrix} 1 & -\frac{1}{2} & -\frac{1}{2} \\ 0 & \frac{\sqrt{3}}{2} & -\frac{\sqrt{3}}{2} \\ \frac{1}{\sqrt{2}} & \frac{1}{\sqrt{2}} & \frac{1}{\sqrt{2}} \end{bmatrix} \times \begin{bmatrix} v_a \\ v_b \\ v_c \end{bmatrix} \quad (4.21)$$

$$\begin{bmatrix} v_a \\ v_b \\ v_c \end{bmatrix} = \sqrt{\frac{2}{3}} \times \begin{bmatrix} 1 & 0 & \frac{1}{\sqrt{2}} \\ -\frac{1}{2} & \frac{\sqrt{3}}{2} & \frac{1}{\sqrt{2}} \\ -\frac{1}{2} & -\frac{\sqrt{3}}{2} & \frac{1}{\sqrt{2}} \end{bmatrix} \times \begin{bmatrix} v_\alpha \\ v_\beta \\ v_0 \end{bmatrix} \quad (4.22)$$

$$\begin{bmatrix} i_\alpha \\ i_\beta \\ i_0 \end{bmatrix} = \sqrt{\frac{2}{3}} \times \begin{bmatrix} 1 & -\frac{1}{2} & -\frac{1}{2} \\ 0 & \frac{\sqrt{3}}{2} & -\frac{\sqrt{3}}{2} \\ \frac{1}{\sqrt{2}} & \frac{1}{\sqrt{2}} & \frac{1}{\sqrt{2}} \end{bmatrix} \times \begin{bmatrix} i_a \\ i_b \\ i_c \end{bmatrix} \quad (4.23)$$

$$\begin{bmatrix} i_a \\ i_b \\ i_c \end{bmatrix} = \sqrt{\frac{2}{3}} \times \begin{bmatrix} 1 & 0 & \frac{1}{\sqrt{2}} \\ -\frac{1}{2} & \frac{\sqrt{3}}{2} & \frac{1}{\sqrt{2}} \\ -\frac{1}{2} & -\frac{\sqrt{3}}{2} & \frac{1}{\sqrt{2}} \end{bmatrix} \times \begin{bmatrix} i_\alpha \\ i_\beta \\ i_0 \end{bmatrix} \quad (4.24)$$

Esta transformação separa a componente de sequência zero das componentes abc , sendo que a sequência zero é independente das componentes α e β . Quando o sistema é a três fios, não há a componente i_0 e quando as tensões de fase estão balanceadas, a componente v_0 também é nula.

A partir das correntes elétricas e tensões expressas nas coordenadas $\alpha\beta 0$, definem-se a potência real instantânea p , e a potência imaginária instantânea q , mostradas nas equações (4.25)

e (4.26). A potência p corresponde à potência instantânea trifásica e sua unidade é o watt, W. A potência imaginária q não encontra semelhantes nos conceitos convencionais de potência, ela não possui significado físico, pois corresponde ao produto de tensões e correntes elétricas de fases distintas, e serve apenas para calcular as potências e correntes elétricas reativas.

$$p = v_\alpha i_\alpha + v_\beta i_\beta = p_\alpha + p_\beta \quad (4.25)$$

$$q = v_\alpha i_\beta + v_\beta i_\alpha \quad (4.26)$$

A representação matricial das equações das potências instantâneas é dada por (4.27).

$$\begin{bmatrix} p \\ q \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} v_\alpha & v_\beta \\ -v_\beta & v_\alpha \end{bmatrix} \begin{bmatrix} i_\alpha \\ i_\beta \end{bmatrix} \quad (4.27)$$

As correntes elétricas i_α e i_β são dadas pela equação (4.28).

De (4.28) verifica-se que as correntes elétricas i_α e i_β podem ser decompostas em componentes ativas (i_α^p e i_β^p) que dependem da potência real p e componentes reativos (i_α^q e i_β^q) que dependem da potência imaginária q . As componentes são mostradas nas equações 4.29 a 4.32.

$$\begin{bmatrix} i_\alpha \\ i_\beta \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} v_\alpha & v_\beta \\ -v_\beta & v_\alpha \end{bmatrix}^{-1} \times \begin{bmatrix} p \\ q \end{bmatrix}$$

$$\begin{bmatrix} i_\alpha \\ i_\beta \end{bmatrix} = \frac{1}{v_\alpha^2 + v_\beta^2} \times \begin{bmatrix} v_\alpha & -v_\beta \\ v_\beta & v_\alpha \end{bmatrix} \times \begin{bmatrix} p \\ q \end{bmatrix} \quad (4.28)$$

$$\begin{bmatrix} i_\alpha \\ i_\beta \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} i_{\alpha p} \\ i_{\beta p} \end{bmatrix} + \begin{bmatrix} i_{\alpha q} \\ i_{\beta q} \end{bmatrix}$$

$$i_\alpha^p = \frac{v_\alpha}{v_\alpha^2 + v_\beta^2} \times p \quad (4.29)$$

$$i_\alpha^q = \frac{-v_\beta}{v_\alpha^2 + v_\beta^2} \times q \quad (4.30)$$

$$i_\beta^p = \frac{v_\beta}{v_\alpha^2 + v_\beta^2} \times p \quad (4.31)$$

$$i_{\beta}^q = \frac{v_{\alpha}}{v_{\alpha}^2 + v_{\beta}^2} \times q \quad (4.32)$$

A potência mostrada em (4.27) pode ser representada na forma matricial separando em suas componentes α e β , como mostra a equação (4.33).

$$\begin{bmatrix} p_{\alpha} \\ p_{\beta} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} v_{\alpha} i_{\alpha} \\ v_{\beta} i_{\beta} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} v_{\alpha} i_{\alpha}^p \\ v_{\beta} i_{\beta}^p \end{bmatrix} + \begin{bmatrix} v_{\alpha} i_{\alpha}^q \\ v_{\beta} i_{\beta}^q \end{bmatrix} \quad (4.33)$$

Utilizando as equações (4.25) e (4.29) a (4.32), pode-se representar a potência real instantânea trifásica pela equação (4.34).

$$\begin{aligned} p &= v_{\alpha} i_{\alpha} + v_{\beta} i_{\beta} = p_{\alpha} + p_{\beta} \\ p &= v_{\alpha} i_{\alpha}^p + v_{\alpha} i_{\alpha}^q + v_{\beta} i_{\beta}^p + v_{\beta} i_{\beta}^q \\ p &= v_{\alpha} i_{\alpha}^p + v_{\beta} i_{\beta}^p + v_{\alpha} i_{\alpha}^q + v_{\beta} i_{\beta}^q \\ p &= \underbrace{\frac{v_{\alpha}^2}{v_{\alpha}^2 + v_{\beta}^2} p}_{p_{\alpha}^p} + \underbrace{\frac{v_{\beta}^2}{v_{\alpha}^2 + v_{\beta}^2} p}_{p_{\beta}^p} + \underbrace{\frac{-v_{\alpha} \times v_{\beta}}{v_{\alpha}^2 + v_{\beta}^2} q}_{p_{\alpha}^q} + \underbrace{\frac{v_{\alpha} \times v_{\beta}}{v_{\alpha}^2 + v_{\beta}^2} q}_{p_{\beta}^q} \end{aligned} \quad (4.34)$$

Pela análise da equação (4.34), vê-se que a potência real instantânea trifásica pode ser decomposta em duas parcelas ativas (p_{α}^p e p_{β}^p) que dependem da potência real p e duas parcelas reativas (p_{α}^q e p_{β}^q) que dependem da potência imaginária q . A soma destas últimas duas parcelas será sempre nula e por analogia com a teoria convencional de potências, é denominada de potência reativa.

Quando o sistema elétrico possui condutor neutro e as tensões e correntes elétricas são distorcidas existe a potência instantânea associada aos componentes de sequência zero, p_0 , definida pela equação (4.35). As componentes de sequência positiva e negativa não tem influência sobre p_0 .

$$p_0 = v_0 i_0 \quad (4.35)$$

A matriz de potências instantâneas incluindo as componentes de sequência zero são mostradas em (4.36).

$$\begin{bmatrix} p \\ q \\ p_0 \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} v_\alpha & v_\beta & 0 \\ -v_\beta & v_\alpha & 0 \\ 0 & 0 & v_0 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} i_\alpha \\ i_\beta \\ i_0 \end{bmatrix} \quad (4.36)$$

4.5.4 Filtro ativo utilizando a teoria de potências instantâneas

Neste trabalho, o foco maior está no compensador de correntes elétricas que é o responsável por realizar as medições de tensões e de correntes elétricas na carga e determinar o valor das correntes elétricas de compensação. Existem diversos métodos de compensação que podem ser utilizados para um filtro ativo. Aqui, optou-se por utilizar a teoria desenvolvida por Akagi denominada teoria de potências instantâneas pq .

Devido às condições impostas ao sistema, as tensões trifásicas são balanceadas e a carga não linear solicita do sistema correntes elétricas não senoidais, porém as correntes elétricas das fases são balanceadas. Por esta razão não há componente de sequência zero.

As correntes elétricas de compensação são calculadas a partir dos dados obtidos pelas equações da teoria de potências instantâneas definidas na seção (5.3).

O objetivo do filtro é eliminar a potência imaginária instantânea q da equação (4.27), assim as correntes elétricas de compensação serão dadas por (4.37).

$$\begin{bmatrix} i_{C\alpha} \\ i_{C\beta} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} v_\alpha & v_\beta \\ -v_\beta & v_\alpha \end{bmatrix}^{-1} \times \begin{bmatrix} 0 \\ -q \end{bmatrix} \quad (4.37)$$

$$\begin{bmatrix} i_{C\alpha} \\ i_{C\beta} \end{bmatrix} = \frac{1}{v_\alpha^2 + v_\beta^2} \times \begin{bmatrix} v_\alpha & -v_\beta \\ v_\beta & v_\alpha \end{bmatrix} \times \begin{bmatrix} 0 \\ -q \end{bmatrix}$$

Estas correntes elétricas são injetadas no ponto de interconexão entre a carga e o barramento infinito. Com isso, o filtro irá fornecer as correntes elétricas reativas necessárias ao funcionamento da carga, enquanto que o barramento infinito e o gerador síncrono só forneceram potência ativa.

Capítulo 5

Estudos de casos de geração distribuída

5.1 Descrição do sistema elétrico utilizado

O sistema elétrico analisado representa uma unidade industrial conectada a um sistema de distribuição na tensão de 138 kV. Esta unidade possui três geradores síncronos de pólos salientes que podem operar alimentando parte da carga da instalação. A operação desses geradores dentro da instalação industrial é semelhante à operação de um gerador distribuído associado ao sistema de energia elétrica. O gerador é interno à instalação da unidade industrial porém pode gerar energia tanto para a unidade industrial como também para o sistema externo a ela. A energia produzida por estes geradores corresponde a uma parcela de toda energia necessária para alimentar as cargas da unidade. Portanto, a unidade solicita energia do sistema de distribuição. Parte do sistema foi obtido através da referência [10]

De acordo com a classificação de GD citada na introdução, pode-se classificar este tipo de geração elétrica como reserva descentralizada. A figura 5.1 mostra este sistema elétrico que está ligado em paralelo com uma rede de distribuição.

A unidade industrial possui três geradores síncronos com potência nominal de 6,25 MVA, 4,16 kV, fator de potência 0,85 capacitivo cada um. Os dados do gerador síncrono são mostrados nas tabelas 3.3 e 3.4.

O sistema é composto por cargas do tipo impedância constante e motores de indução trifásicos. A potência nominal das cargas e seus fatores de potência são mostrados na figura 5.1 e na tabela 5.1.

As cargas são alimentadas em dois valores de tensão de linha que são 11,5 e 0,46 kV. Os geradores fornecem potência na tensão de 4,16 kV. Dessa forma, foi necessário utilizar transformadores para ajustar as tensões no barramento.

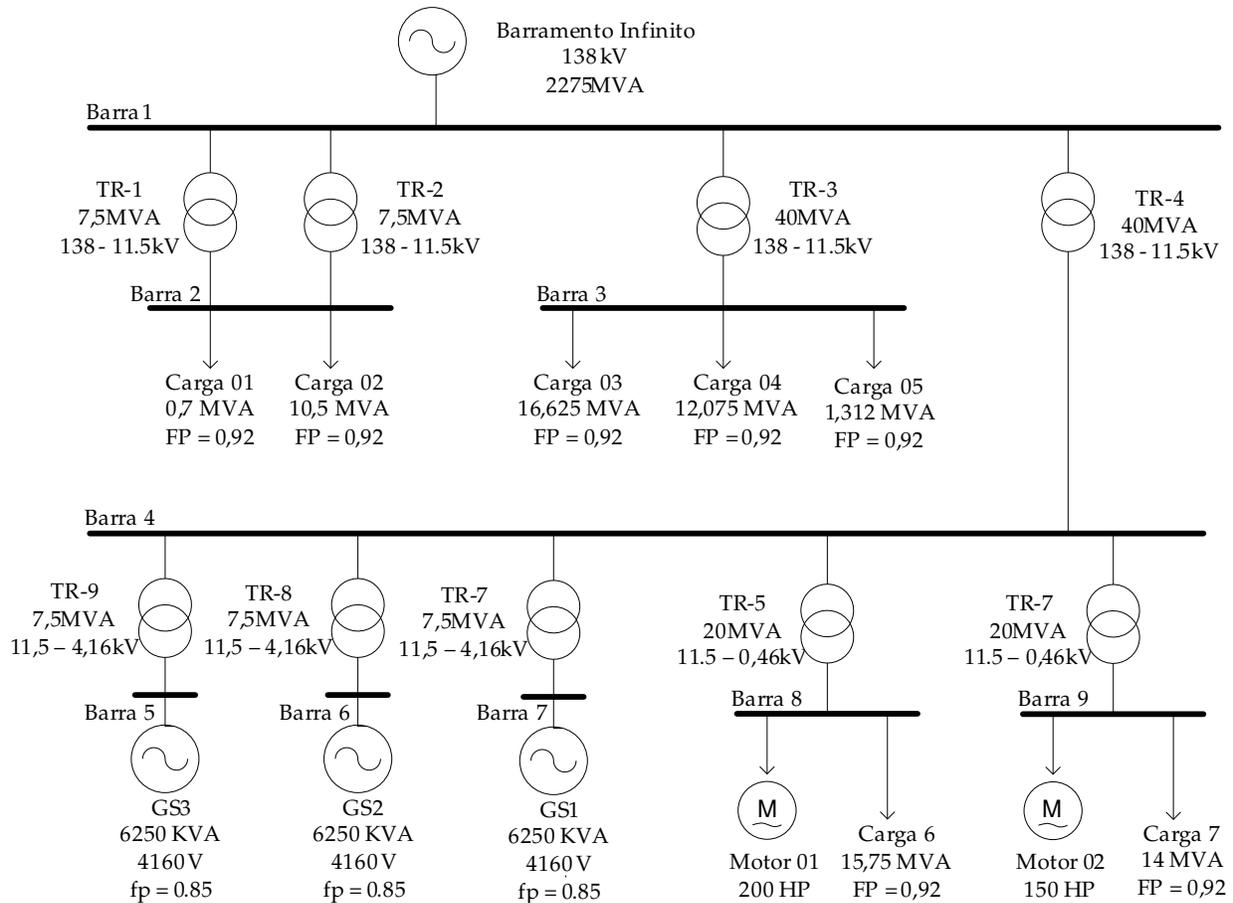


Figura 5.1 – Diagrama do sistema elétrico de distribuição

5.2 Controle dos geradores

Para controlar os valores fornecidos de potência, tensão e frequência de um gerador, são utilizados controles que atuam no gerador para que este opere dentro das condições exigidas.

O sistema de controle de velocidade é utilizado para controlar a potência ativa e a frequência das tensões fornecidas pelo gerador. O sistema de excitação é utilizado para controlar a tensão terminal do gerador e a potência reativa fornecida ou fator de potência.

5.2.1 Sistema de controle de velocidade

Um sistema de controle de velocidade é composto por uma máquina primária e uma unidade de controle denominada regulador de velocidade.

Tabela 5.1 – Potência nominal de cada carga da unidade industrial

Carga	Snominal (MVA)	Fator de Potência	Pnominal (MW)
Carga 1	0,70	0,92	0,64
Carga 2	10,50	0,92	9,66
Carga 3	16,63	0,92	15,30
Carga 4	13,13	0,92	12,08
Carga 5	1,31	0,92	1,21
Carga 6	15,75	0,92	14,49
Carga 7	14,00	0,92	12,88
Motor 1	0,15	0,85	0,13
Motor 2	0,11	0,85	0,10
Total	72,27	-	66,47

O sistema de controle de velocidade é responsável por controlar a velocidade de rotação do rotor do acionador do gerador síncrono, controlando assim, a frequência das grandezas elétricas produzidas. Para tal, o sistema controla a potência mecânica entregue ao gerador de

acordo com a variação da velocidade do rotor. Por esta razão, diz-se que o sistema de controle de velocidade também controla a potência ativa.

Em um sistema elétrico em regime permanente, o sistema de controle de velocidade mantém a velocidade constante do gerador síncrono. Nos instantes em que ocorre algum transitório, ele atua para que as variações de velocidade sejam mínimas.

Para fornecer energia mecânica ao gerador, são utilizadas determinadas máquinas chamadas de máquinas primárias. Os principais tipos de máquinas primárias são as turbinas hidráulicas e a vapor, que são as mais utilizadas em unidades de geração de potência elevada.

Geralmente são utilizadas turbinas hidráulicas nos geradores síncronos de pólos salientes devido à baixa velocidade de rotação do gerador. Já as turbinas a vapor são utilizadas para geradores síncronos de pólos lisos que apresentam uma maior velocidade de rotação.

Neste trabalho utiliza-se o sistema de controle de velocidade com turbina hidráulica para operação com um gerador síncrono de pólos salientes.

Quando se tem dois ou mais geradores conectados em paralelo, suas velocidades de rotação devem ser iguais e deve haver uma boa distribuição de cargas entre eles. Para que tal distribuição ocorra, são incorporados na unidade de controle, os reguladores de velocidade, com uma característica denominada ganho de estatismo, que atua no controle para alterar a velocidade nominal do gerador quando ocorre variação na carga. Uma representação do uso de ganho de estatismo é mostrado na figura 5.2.

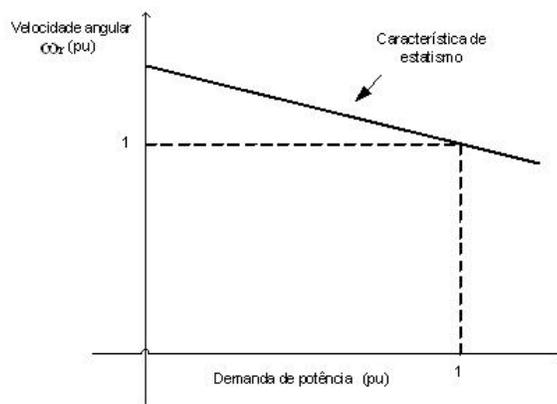


Figura 5.2 – Característica de estatismo de um gerador síncrono

No Brasil, o valor de estatismo é fixado em 5% significando que para uma variação de carga de 100 % (gerador operando em vazio e aumentando até a plena carga), ocorre uma queda de 5% da velocidade nominal.

Para que a distribuição de cargas conectadas em paralelo com os geradores seja semelhante, é necessário que os seus valores de estatismo sejam iguais.

Quando o regulador de velocidade de um gerador não está configurado no modo estatismo, diz-se que este opera no modo isócrono. Para este tipo de controle, a velocidade de operação é constante, independente da carga que está sendo alimentada, como pode ser visto na figura 5.3. Nos estudos que envolvem geradores síncronos, os barramentos infinitos são considerados como se estivessem operando no modo isócrono.

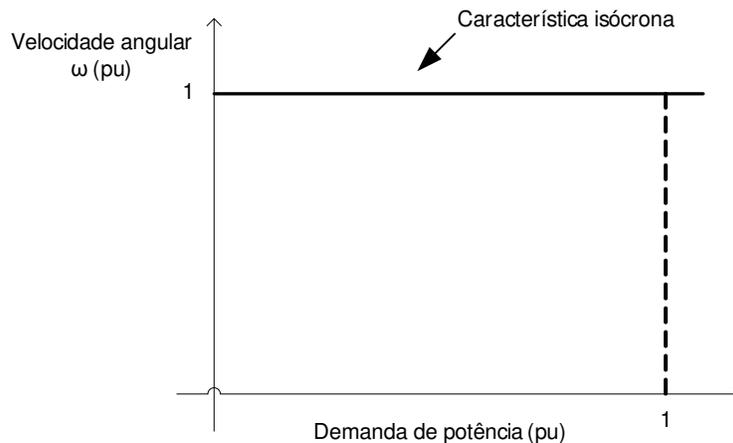


Figura 5.3 – Característica isócrona de um gerador.

Para a situação em que dois ou mais geradores operam com reguladores de velocidade em modos diferentes, como por exemplo, um grupo de geradores no modo estatismo, conectados a um barramento infinito, o grupo de geradores fornecerá uma potência constante caso a frequência do sistema se mantenha constante. Caso ocorra um aumento de carga no sistema, a variação da potência será fornecida pelo barramento infinito, pois este é capaz de fornecer uma maior potência sem que sua frequência varie.

Neste trabalho, adota-se que quando o gerador síncrono estiver operando em paralelo com um barramento infinito, o sistema de controle de velocidade estará operando no modo

estatismo. Já quando estiver operando isoladamente, o sistema irá operar no modo isócrono. Em [10] mostra-se que este tipo de configuração do sistema de controle de velocidade é o mais adequado.

Para realizar as simulações utilizou-se a biblioteca Matlab/SimPowerSystems para representar o sistema de controle de velocidade. O bloco utilizado é mostrado na figura 5.4. Este tipo de sistema é um modelo hidráulico não linear que contém um sistema de controle PID e um servomotor.

Na figura 5.4 tem-se a representação do sistema de controle de velocidade com suas variáveis de entrada e de saída, [1]. Para as variáveis de entrada utiliza-se uma velocidade angular de referência de 1 pu, portanto a velocidade angular do gerador; a potência mecânica de referência com valor ajustado de acordo com a quantidade de carga conectada, a potência elétrica fornecida pela máquina e o desvio de velocidade angular da máquina de acordo com a referência.

Como variáveis de saída, tem-se a potência mecânica aplicada ao gerador e o comando do distribuidor (gate). Este último não foi utilizado neste trabalho.

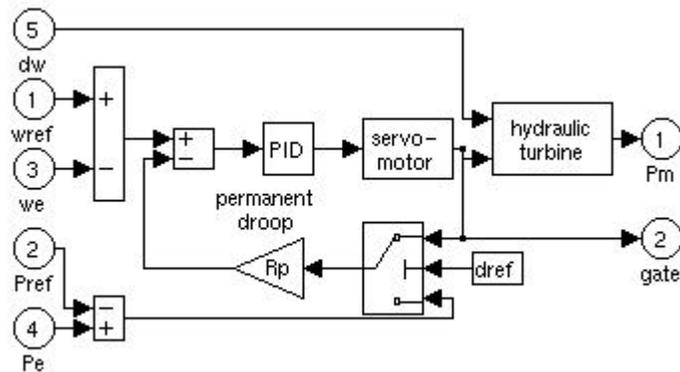


Figura 5.4 – Representação do sistema de controle de velocidade.

A turbina hidráulica é representada por um sistema não linear, conforme mostrado na figura 5.5, [1].

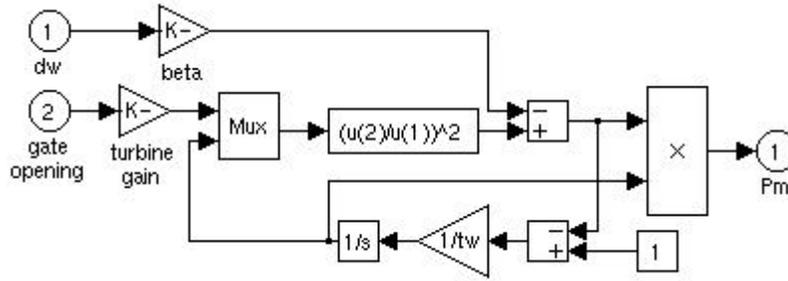


Figura 5.5 – Representação da turbina hidráulica.

O servomotor é modelado por um sistema de segunda ordem. Este é mostrado na figura 5.6, [1].

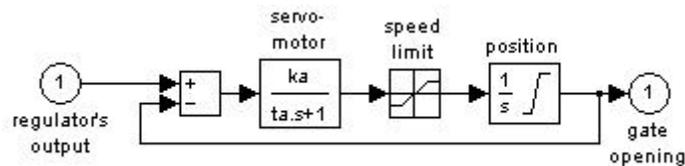


Figura 5.6 – Representação do servomotor.

As variáveis mostradas nas figuras 5.4, 5.5 e 5.6 são descritas a seguir: ω_e – velocidade angular do gerador síncrono (pu); ω_{ref} – velocidade angular de referência (pu); P_e – potência elétrica do gerador síncrono (pu); P_{ref} – potência elétrica de referência (pu); dw – desvio da velocidade angular (pu); R_p – ganho de estatismo; K_p – ganho do regulador; $Gate$ – abertura do distribuidor (pu); t_w – constante de tempo da turbina; K_a – ganho do servomotor; T_a – constante de tempo do servomotor.

5.2.1 Sistema de excitação

A maior parte dos geradores síncronos de médio porte, utilizados em sistemas industriais, possui um sistema de excitação automático. Este sistema é responsável por controlar a tensão contínua aplicada ao enrolamento de campo do gerador síncrono, ajustando desta forma, a tensão terminal ou a potência reativa injetada ou consumida pelo gerador. O sistema

também apresenta a função de proteção, assegurando a operação do gerador dentro dos limites de sua capacidade.

O modelo utilizado para representar o sistema de excitação do gerador síncrono é mostrado na figura 5.7, que é um modelo dos exemplos da biblioteca do aplicativo computacional SimPowerSystems. Este é um modelo de sistema de excitação em corrente elétrica contínua sem a função de excitação de saturação.

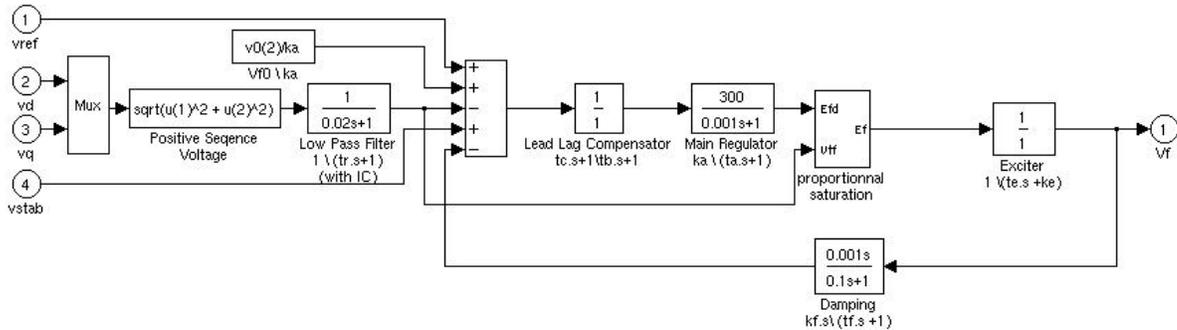


Figura 5.7 – Sistema de excitação com controle da tensão terminal.

As constantes do sistema de excitação são: t_r – constante de tempo do filtro passa baixas (s); t_c , t_b – constantes de tempo do compensador lead-lag (s); k_a , t_a – ganho e constante de tempo (s) do sistema de primeira ordem que representa o regulador principal, respectivamente; k_f , t_f – ganho e constante de tempo (s) do sistema de primeira ordem que representa a realimentação, respectivamente; k_e , t_e – ganho e constante de tempo (s) do sistema de primeira ordem que representa a excitação, respectivamente; V_{Rmax} – limite de sobre corrente elétrica de campo; V_{Rmin} – limite de sub-excitação da máquina; E_{fd} – tensão de campo do gerador síncrono (pu); $SE(E_{fd})$ – função não linear da tensão de campo que representa a saturação da excitatriz $Asatexp(BsatE_{fd})$.

Quando um gerador síncrono opera em paralelo com um sistema elétrico interligado, o sistema de excitação é programado para manter o fator de potência do gerador constante ou a potência reativa fornecida ou recebida constante, como mostrado na figura 5.8. A amplitude da tensão é controlada pelos equipamentos instalados pelas concessionárias de energia elétrica. Já

para um gerador alimentando cargas isoladas da rede elétrica, o sistema de excitação é responsável por manter a tensão terminal dentro da faixa tolerável. Uma análise do modo de controle do sistema de excitação de um gerador síncrono é mostrada em [10].

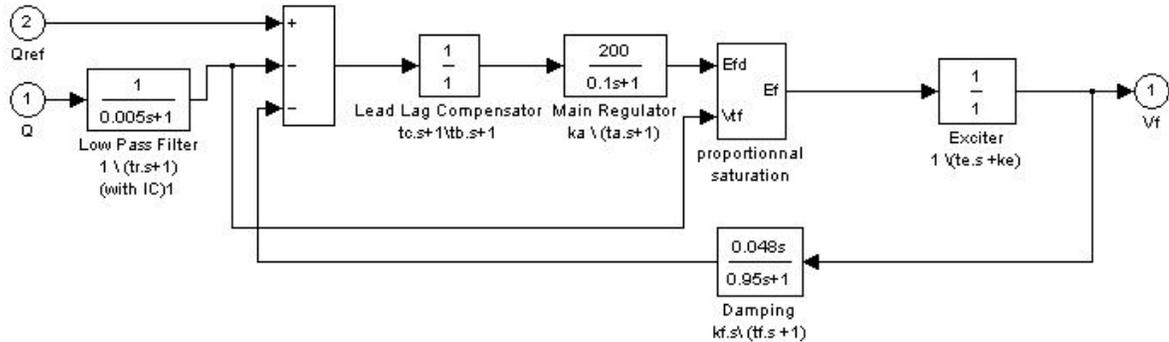


Figura 5.8 – Sistema de excitação com controle de potência reativa.

5.3 Estudo de casos

Neste tópico analisa-se algumas situações de operação do sistema mostrado na figura 5.1, mostrando o comportamento das tensões no ponto de acoplamento comum e nos terminais do gerador síncrono.

6.3.1 Caso 1 – geradores não conectados ao sistema

A unidade industrial opera com todas as cargas conectadas porém os seus geradores internos não estão conectados ao sistema elétrico. Dessa forma, toda a potência necessária para o funcionamento das cargas é fornecida pelo sistema de distribuição. A figura 5.9 mostra a representação do sistema elétrico.

A potência total das cargas é de 72,27 MVA para o sistema operando em condições nominais. No entanto, como há quedas de tensão nos transformadores e linhas, a potência total das cargas pode diferir um pouco da nominal devido à variação de tensão nos terminais da carga.

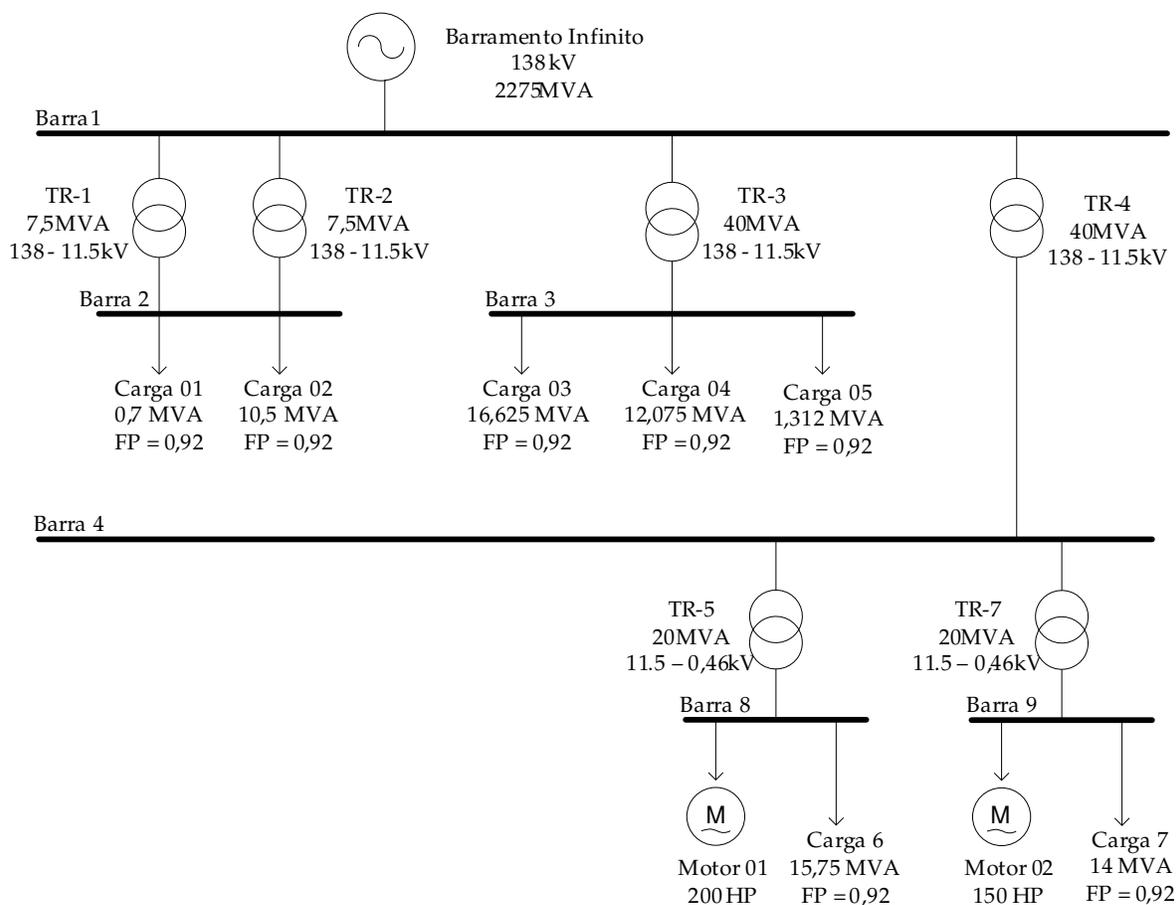


Figura 5.9 – Sistema de energia elétrica sem geração distribuída

Na tabela 5.2 mostra-se as potências ativa e reativa fornecidas pelo sistema de distribuição mantendo-se a tensão do sistema de distribuição em 1 pu.

Com os valores mostrados na tabela 5.2, a potência aparente fornecida pelo sistema de distribuição é de 64,27 MVA. A potência fornecida não é igual à potência total nominal das cargas pois a tensão nos barramentos fica abaixo de 1 pu por causa de quedas de tensão nas linhas elétricas. Elevando a tensão do sistema de distribuição, eleva-se também a tensão nos barramentos e consequentemente eleva-se as potências nas cargas.

As tensões nos barramentos do sistema são mostradas na tabela 5.3 para diferentes valores da tensão de distribuição (E_b). O aumento da tensão no barramento pode ser realizada como uma mudança do tap do transformador que conecta o sistema de distribuição à unidade industrial.

Tabela 5.2 – Potências fornecidas pelo sistema de distribuição

Sistema de distribuição	
Potência ativa	57,20 MW
Potência reativa	29,29 MVA _r

Tabela 5.3 – Tensões nos barramentos do sistema

Eb = 1 pu		Eb = 1,05pu		Eb = 1,1 pu	
Barra 2	0,9566	Barra 2	1,0045	Barra 2	1,0523
Barra 3	0,9439	Barra 3	0,9911	Barra 3	1,0383
Barra 8	0,9307	Barra 8	0,9773	Barra 8	1,0238
Barra 9	0,9322	Barra 9	0,9789	Barra 9	1,0256

5.3.2 Caso 2 – Geradores conectados ao barramento 4 e carga total

Três geradores síncronos de potência 6,25MVA cada são conectados ao barramento 4. Os dados dos geradores síncronos são mostrados nas tabelas 3.3 e 3.4. A figura 5.10 mostra o sistema elétrico analisado.

Como os geradores síncronos estão ligados em paralelo ao sistema de distribuição, o regulador de velocidade está configurado para operar no modo estatismo e o sistema de excitação está configurado para operar com potência reativa constante.

Considerando que a tensão no sistema de distribuição é dada por 1 pu, a potência fornecida por este é mostrada na tabela 5.4.

A potência aparente fornecida pelo sistema de distribuição é de 47,89 MVA.

Os geradores síncronos estão operando com potências nominais. As potências ativas e reativa são mostradas na tabela 5.5.

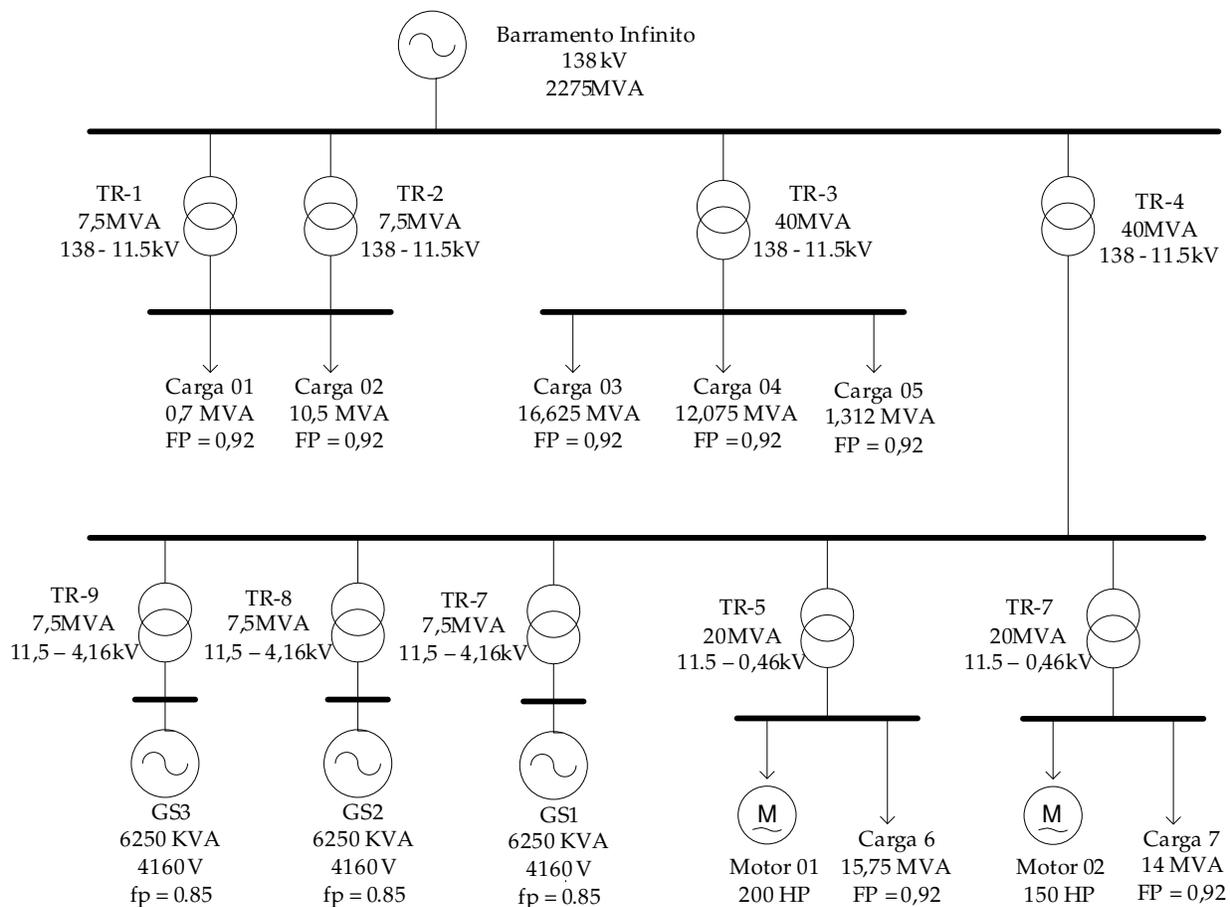


Figura 5.10 – Sistema de energia elétrica com geração distribuída

Tabela 5.4 – Potências do sistema de distribuição com geração distribuída

Sistema de distribuição $E_b = 1$ pu	
Potência ativa	43,63MW
Potência reativa	19,74MVar

Os três geradores síncronos estão fornecendo juntos 18,52 MVA de potência aparente.

As tensões nos barramentos para a tensão do sistema de distribuição configurada em 1 pu são mostradas na tabela 5.6.

Ao conectar os geradores distribuídos, diminuiu-se a quantidade de potência ativa e reativa fornecida pelo sistema de distribuição. Dessa forma o faturamento referente à compra de energia elétrica será menor com a adoção de geradores distribuídos no sistema.

Tabela 5.5 – Potências fornecidas pelos geradores distribuídos

Geradores distribuídos, Eb = 1 pu	
Potência ativa	15,67 MW
Potência reativa	9,87 MVar

Tabela 5.6 – Tensões nos barramentos para sistema de energia elétrica com geração distribuída

Eb = 1 pu	
Barra2	0,9615
Barra 3	0,9487
Barra 8	0,9604
Barra 9	0,9620

Nas tabelas 5.7 e 5.8 mostra-se a comparação entre os casos 01 e 02.

A tensão nos barramentos teve um aumento quando os geradores distribuídos foram conectados ao sistema, principalmente nos barramentos 08 e 09 em que houve um aumento de aproximadamente 3% da tensão sem a necessidade de ajustar o tap do transformador na entrada da unidade industrial.

5.3.3 Caso 3 – Geradores conectados ao barramento 4 – retirada de carga

O sistema está operando com todos os geradores e cargas presentes no sistema em regime permanente. No instante $t = 87,5s$, as cargas conectadas ao ponto de acoplamento comum (cargas 6, 7, motores 1 e 2) são retiradas (figura 5.11).

Tabela 5.7 – Potências ativa e reativa fornecida pelo sistema de distribuição.

Sem geração distribuída $E_b = 1$ pu		Com geração distribuída $E_b = 1$ pu	
P(MW)	57,20	P(MW)	43,63
Q(MVAr)	29,29	Q(MVAr)	19,74

Tabela 5.8 – Tensão nos barramentos do sistema.

Sem geração distribuída $E_b = 1$ pu		Com geração distribuída $E_b = 1$ pu	
Barra2	0,9566	Barra2	0,9615
Barra 3	0,9439	Barra 3	0,9487
Barra 8	0,9307	Barra 8	0,9604
Barra 9	0,9322	Barra 9	0,9620

Os geradores síncronos estão configurados para fornecerem potência reativa constante ao sistema. Ao retirar parte da carga que consumia esta potência reativa, o excesso de potência reativa irá para o sistema de distribuição, elevando assim, a tensão nos barramentos do sistema. No ponto de acoplamento, ocorreu um aumento de 4,5%, e a tensão está dentro da margem de operação do sistema.

A figura 5.12 mostra o comportamento da tensão no ponto de acoplamento. A tensão no terminal do gerador é mostrada na figura 5.13.

A tensão no terminal do gerador variou mais de 6%, ficando com um valor final de 1,06 pu. Dessa forma, a proteção deste gerador deve atuar retirando o gerador do sistema .

O sistema de excitação está programado para fornecer potência reativa constante, assim a resposta deste sistema à retirada de carga será dada apenas por uma oscilação de tensão no instante da retirada, como mostra na figura 5.14.

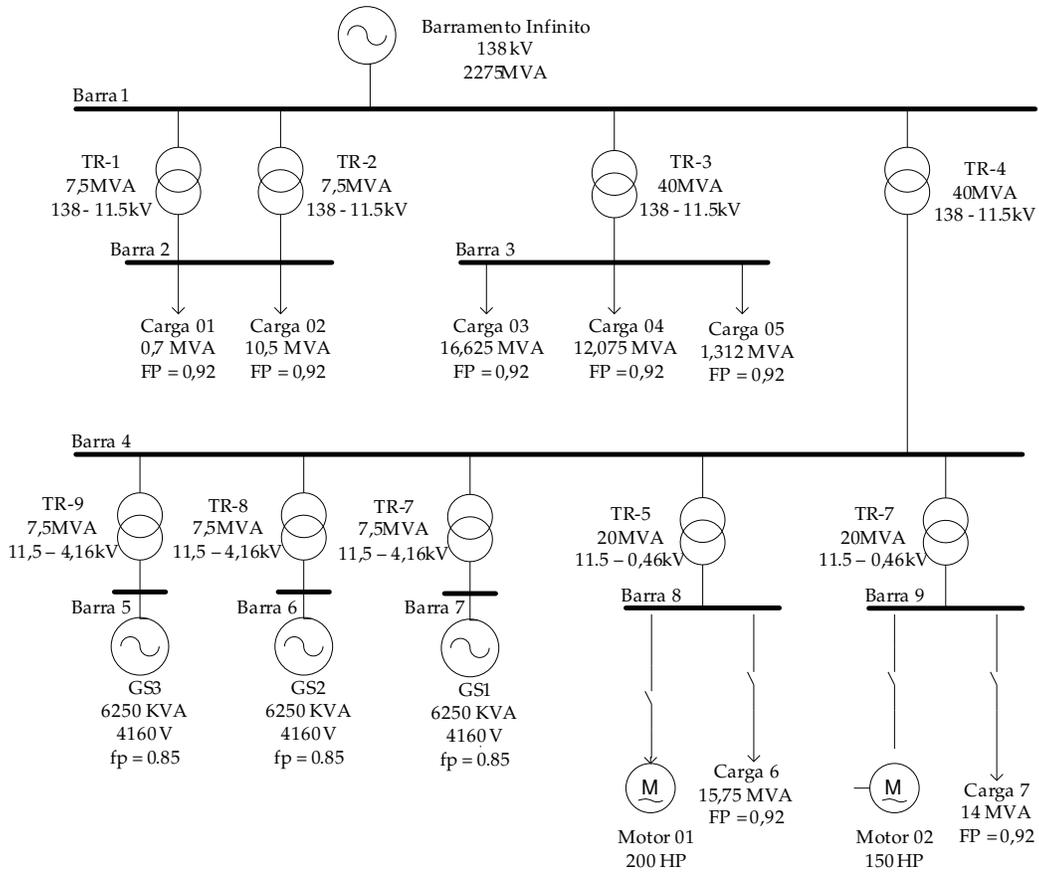


Figura 5.11 – Rejeição de carga para o sistema de energia elétrica analisado

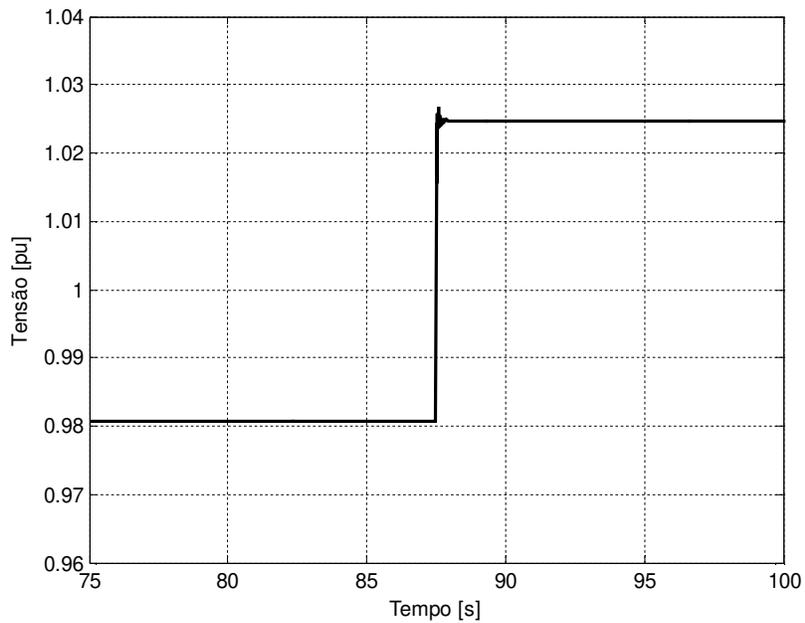


Figura 5.12 – Tensão no ponto de acoplamento comum

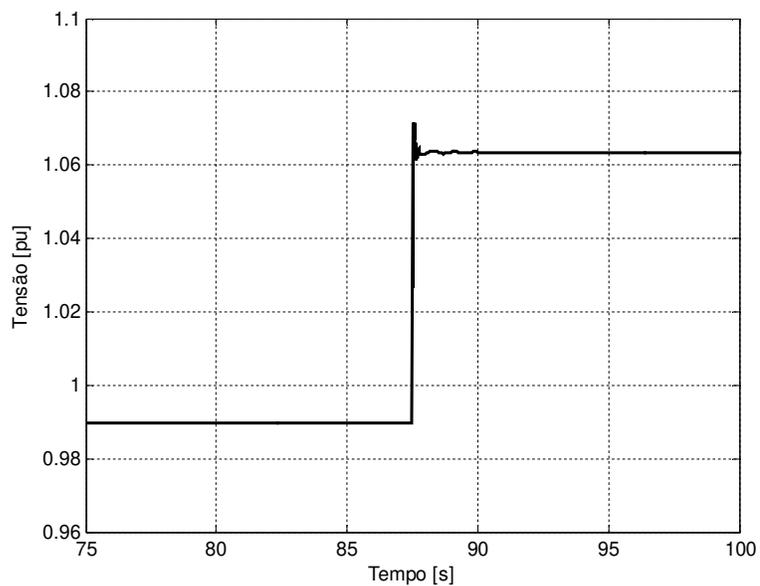


Figura 5.13 – Tensão no terminal do gerador

O regulador de velocidade está programado para fornecer 0,85 pu de potência ativa, como não houve alteração na referência deste, sua resposta à retirada de carga será uma oscilação no instante da retirada de carga, como mostra na figura 5.12.

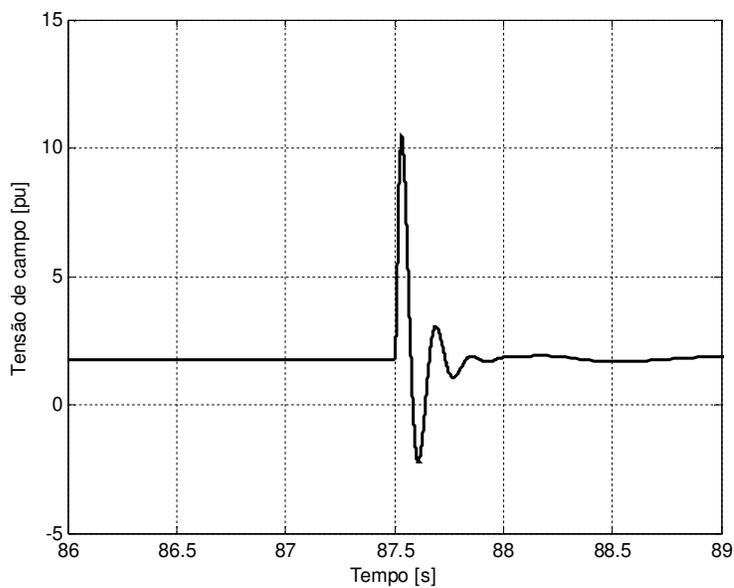


Figura 5.14 – Tensão de campo do gerador síncrono.

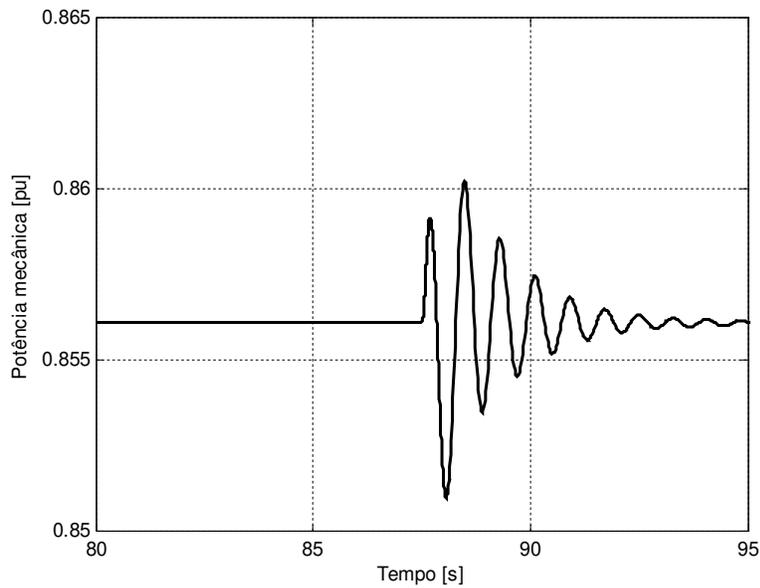


Figura 5.15 – Potência mecânica fornecida para o gerador síncrono

5.3.4 Caso 4 - Geradores conectados ao barramento 4 – entrada da carga total

O sistema está operando em regime permanente sem a presença das cargas 3, 4 e 5. No instante $t = 87,5s$ estas cargas entram no sistema.

A tensão no ponto de acoplamento comum é mostrada na figura 5.16

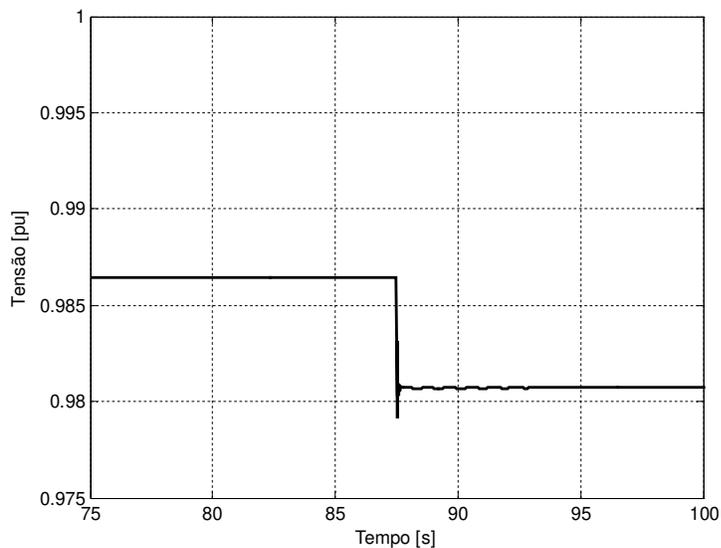


Figura 5.16 – Tensão no ponto de acoplamento comum

A queda da tensão se deve à entrada de cargas que exigem potência reativa do sistema, dessa forma parte da potência reativa que antes era fornecida pelos geradores para o sistema de distribuição é agora enviada para as próprias cargas da unidade. Dessa maneira menos potência reativa é injetada no sistema de distribuição e, conseqüentemente, há uma queda na tensão nos barramentos. A queda da tensão foi de menos de 1%, portanto um valor tolerável.

A tensão no terminal do gerador é mostrada na figura 5.17.

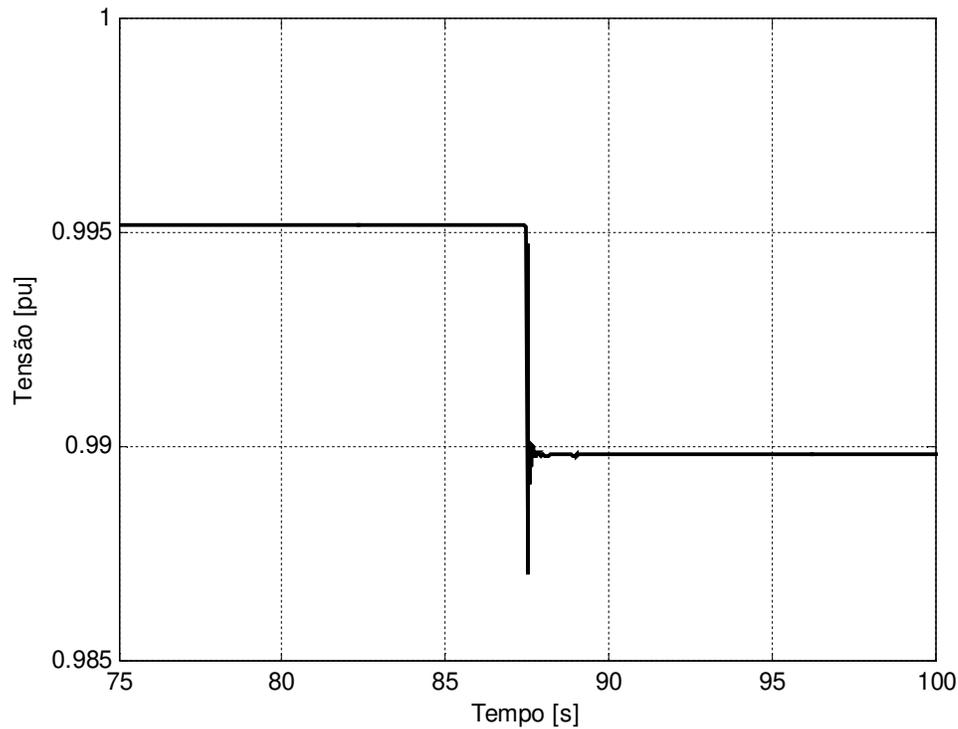


Figura 5.17 – Tensão no terminal do gerador

A tensão no terminal dos geradores está dentro da margem tolerável de 5% de variação.

O sistema de excitação está configurado para fornecer potência reativa constante. Dessa forma no instante de entrada de carga, ocorre apenas uma oscilação e logo a tensão entra em regime permanente, como mostrado na figura 5.18.

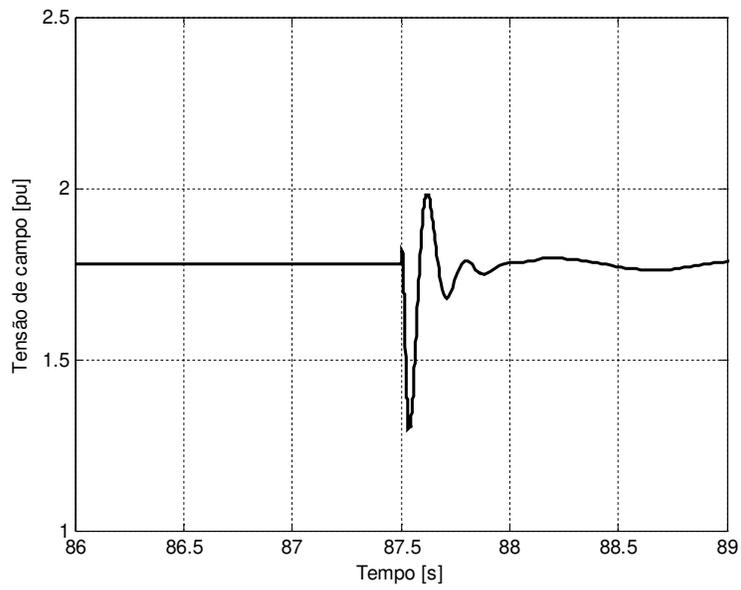


Figura 5.18 – Tensão de campo do gerador síncrono

Como a potência mecânica de entrada do regulador de velocidade é constante, irá ocorrer apenas uma oscilação na resposta deste sistema, como mostra na figura 5.19.

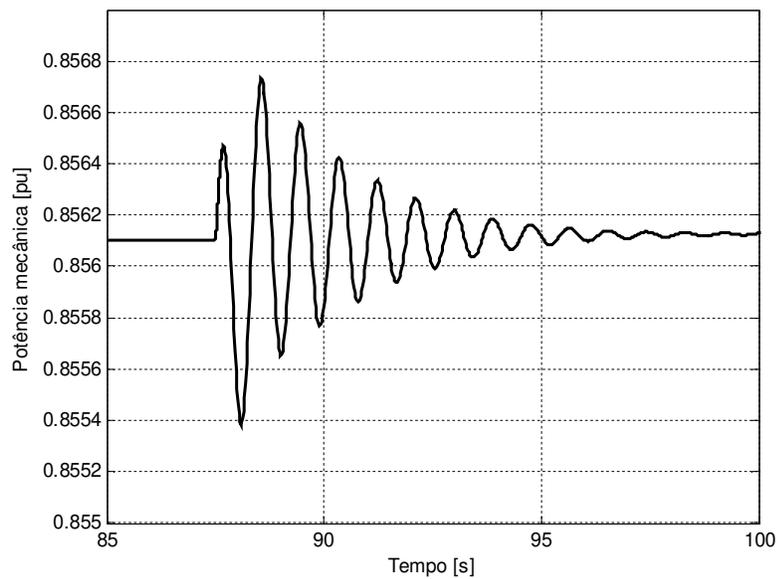


Figura 5.19 – Resposta do regulador de velocidade do gerador síncrono.

5.3.5 Caso 5 – Unidade industrial é desconectada da rede de distribuição

A unidade industrial foi isolada da rede de distribuição. Como os geradores conseguem fornecer apenas 25% da carga nominal do sistema, foram retiradas algumas cargas, e o total de cargas alimentadas pelos geradores somam a potência aparente de 16,27 MVA (86,77% da potência nominal dos geradores). As cargas que continuam presentes são as cargas 1, 5, 7 e os motores 1 e 2.

Os controles do regulador de velocidade e do sistema de excitação foram alterados. Nesta situação, o regulador de velocidade irá operar no modo isócrona e o sistema de excitação no modo tensão constante.

No instante 20 s retira-se do sistema duas cargas que juntas somam 1,46 MVA (carga 5 e motor 1).

A tensão terminal do gerador é mostrada na Figura 5.20. Antes de retirar a carga, a tensão está em 1,02 pu. No instante em que a carga é retirada, a tensão chega a 1,13 pu e volta a estabilizar em 1,02 pu como pode ser visto na figura 5.17, por ação do regulador de tensão. Portanto, o sistema de excitação atuou corretamente.

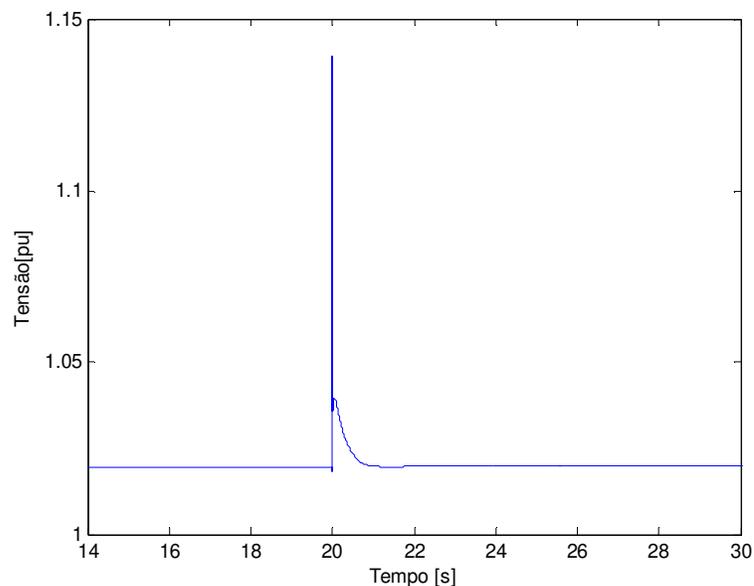


Figura 5.20 - Tensão no terminal do gerador.

A figura 5.21 mostra o comportamento do sistema de excitação do gerador. Antes da saída da carga aplicou-se uma tensão de 1,63 pu no enrolamento de campo do gerador. No instante de retirada da carga, a tensão aplicada diminuiu para 1,28 pu devido à subida rápida da tensão no terminal do gerador. Logo em seguida, a saída do sistema de excitação se estabilizou em 1,52 pu.

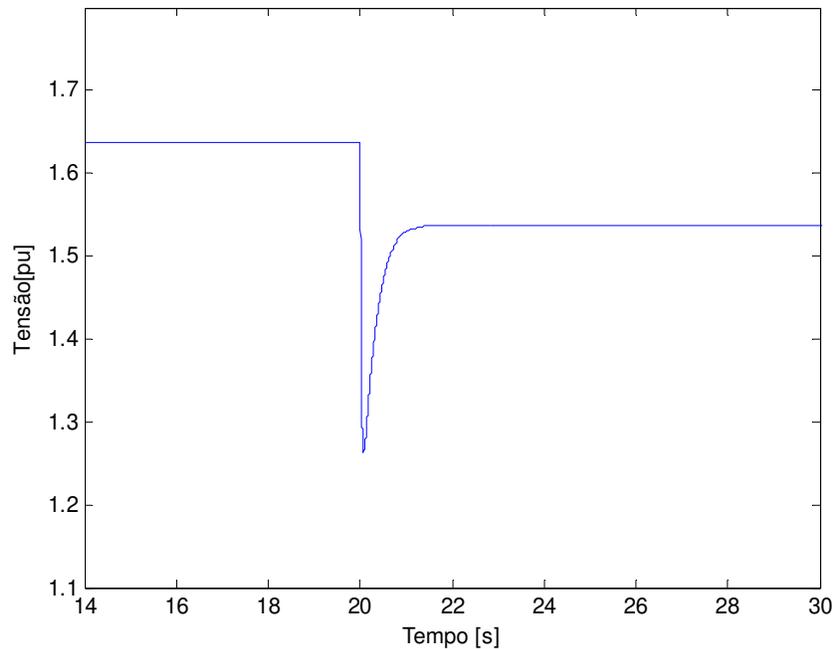


Figura 5.21 – Resposta do sistema de excitação.

A potência mecânica fornecida para o gerador é controlada pelo regulador de velocidade e é mostrada na Figura 5.22. Antes da retirada de carga foi fornecida potência mecânica de 0,795 pu. Após a retirada da carga esse valor caiu para 0,728 pu, como mostrado na figura 5.19. Essa queda ocorreu porque a carga a ser alimentada pelo gerador diminuiu, e conseqüentemente, a necessidade de potência mecânica também.

A frequência do sistema é mostrada na figura 5.23. Nota-se que ela sofre um pequeno aumento mas se mantém muito próxima da frequência nominal, dentro da tolerância aceitável.

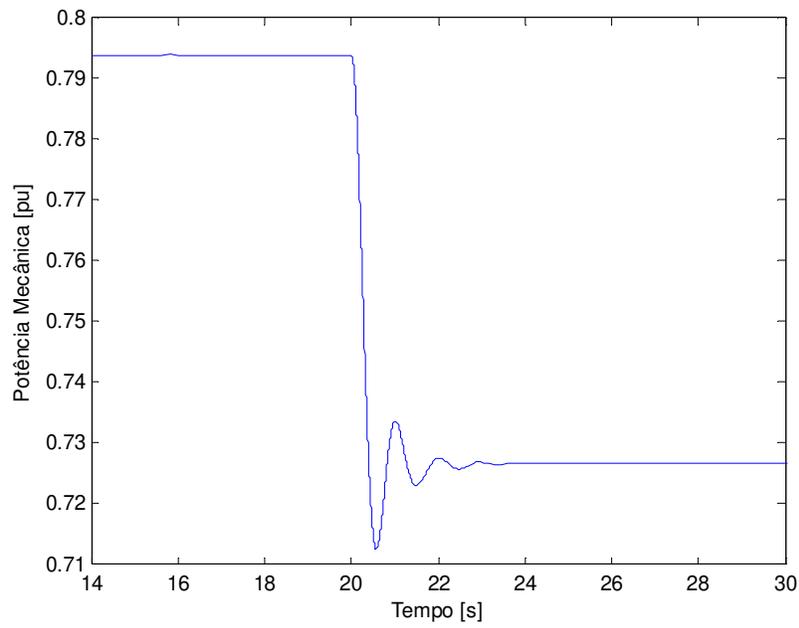


Figura 5.22 – Potência mecânica fornecida ao gerador

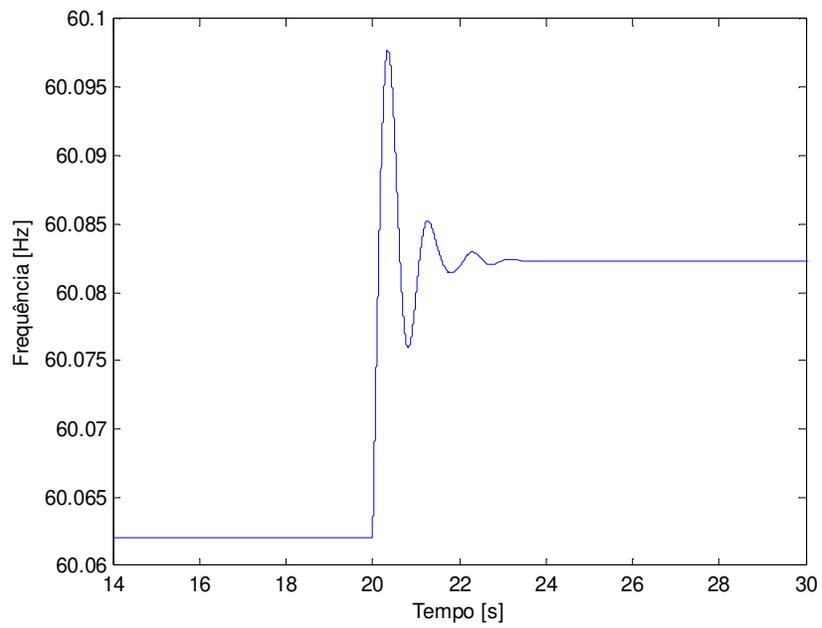


Figura 5.23 – Frequência do sistema industrial

5.4 Geração distribuída com carga não linear

5.4.1 Caso 1 - Sistema industrial com carga não linear

O sistema elétrico analisado até aqui apresentou apenas cargas lineares. No entanto, a presença de cargas não lineares nos sistemas industriais é hoje cada vez maior. Devido a este fato, verificou-se o comportamento do sistema elétrico em estudo com geração distribuída e com cargas não lineares.

A carga não linear adotada é um retificador trifásico não controlado que alimenta uma carga resistiva que solicita uma potência de 3 MW do sistema. O sistema com a carga não linear é mostrado na figura 5.24.

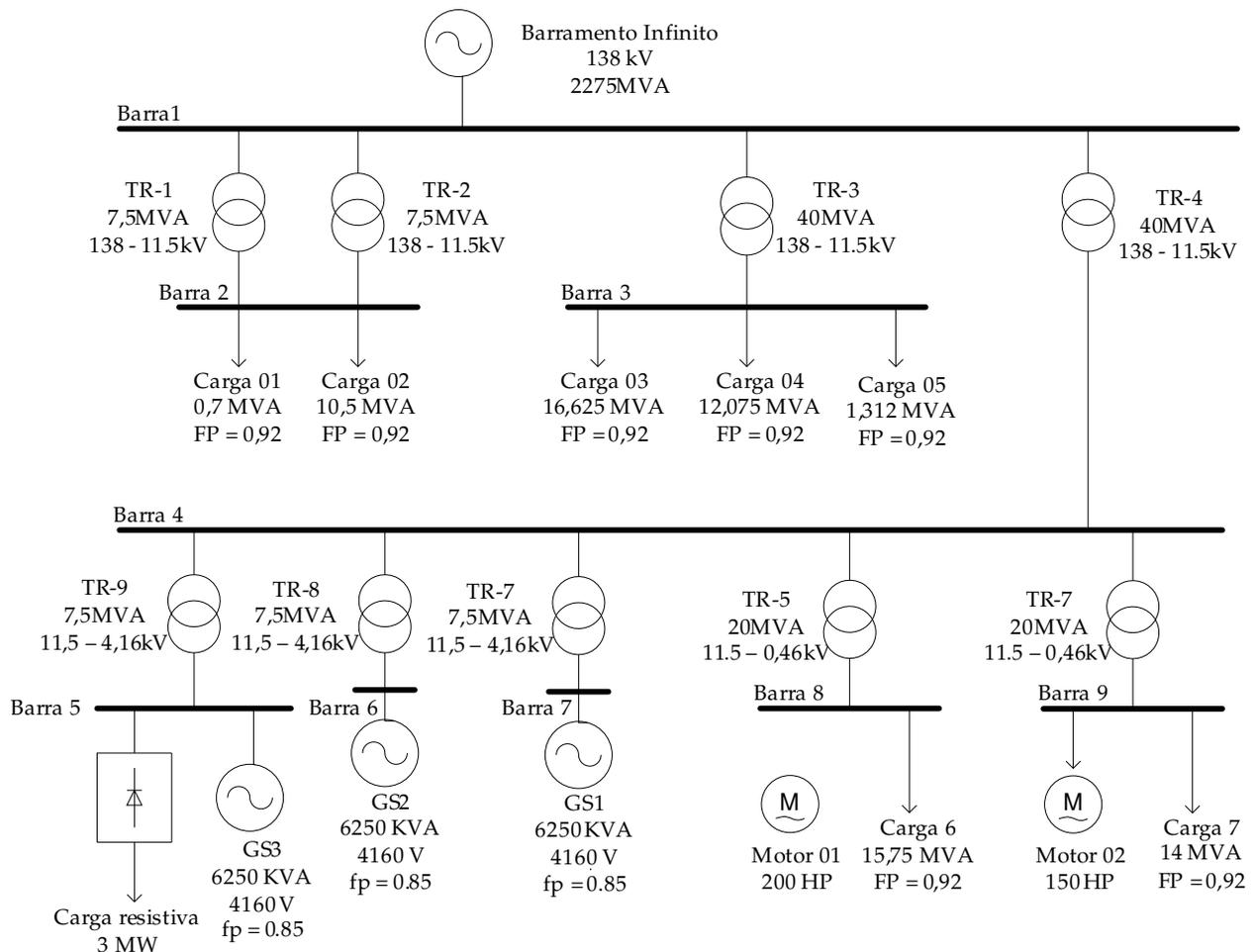


Figura 5.24 – Sistema de geração distribuída com carga não linear

Inicialmente o sistema opera sem a carga não linear. No instante $t = 2,5s$ a carga não linear entra no sistema.

A tensão no barramento 5 é mostrada na figura 5.25. No instante em que a carga entra no sistema, ocorre um afundamento de tensão. E a tensão entra em regime permanente deixando de ser senoidal, como mostrado na figura 5.26.

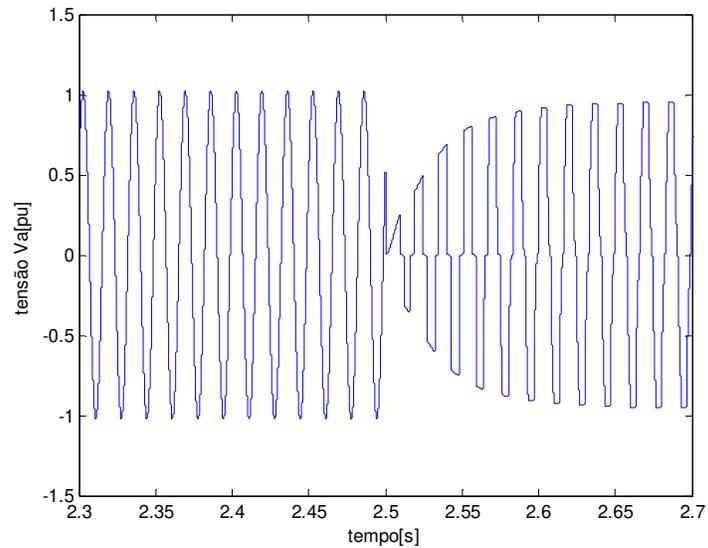


Figura 5.25 – Tensão no barramento 5.

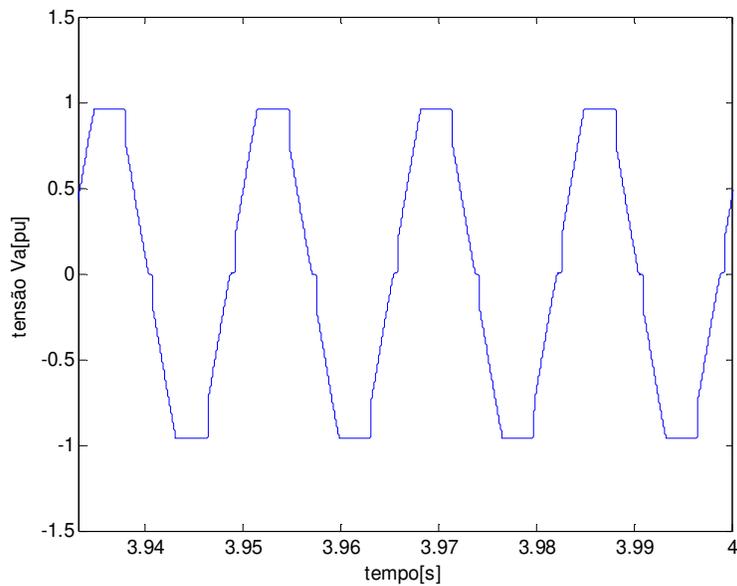


Figura 5.26 – Tensão após a entrada da carga não linear.

A corrente elétrica do gerador durante a entrada da carga não linear é mostrada na figura 5.27. Na figura 5.28 vê-se a corrente elétrica quando o sistema já está em regime permanente.

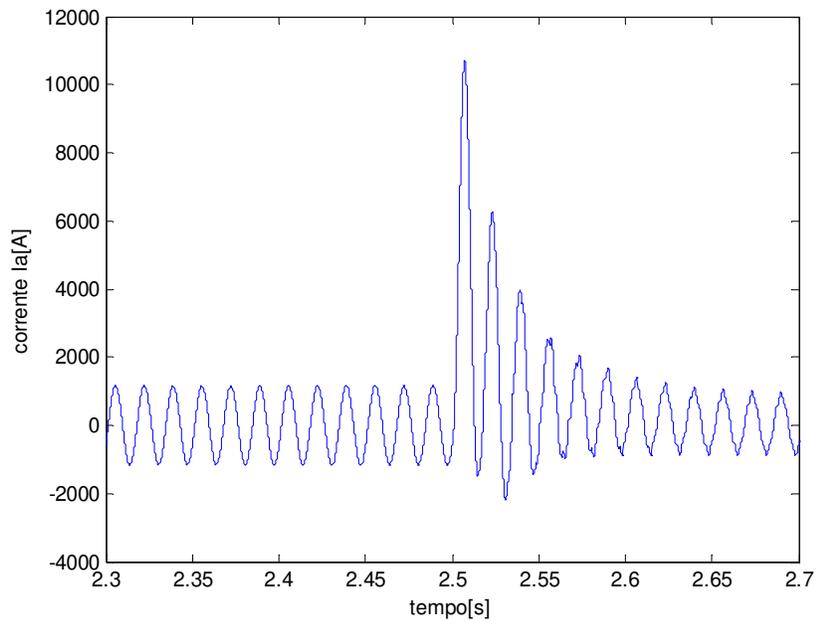


Figura 5.27 – Corrente elétrica no instante de entrada da carga não linear

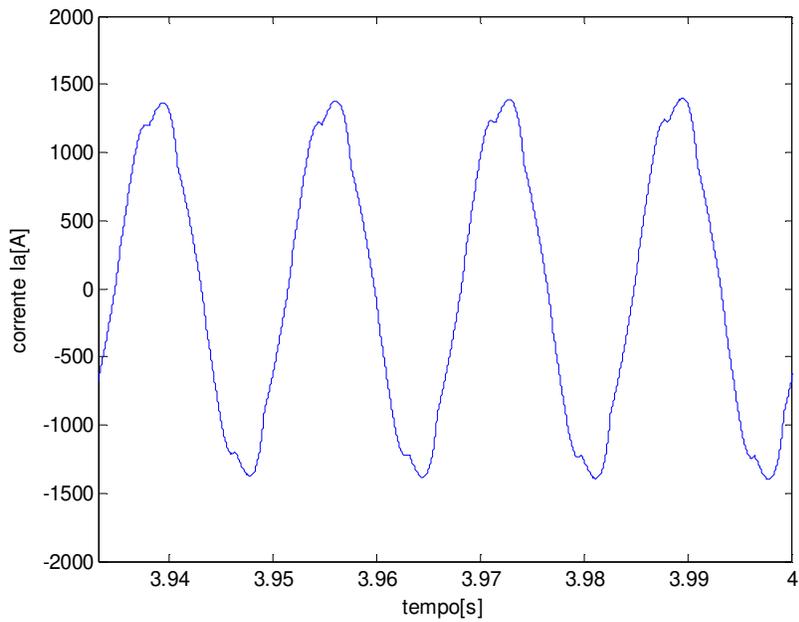


Figura 5.28 – Corrente elétrica após a entrada da carga não linear.

Nota-se a presença de correntes elétricas e tensões harmônicas no barramento 5 devido à presença de carga não linear.

As tensões nos outros barramentos sofrem afundamentos durante a entrada da carga como se pode ver na figura 5.29 que representa a tensão no barramento 4.

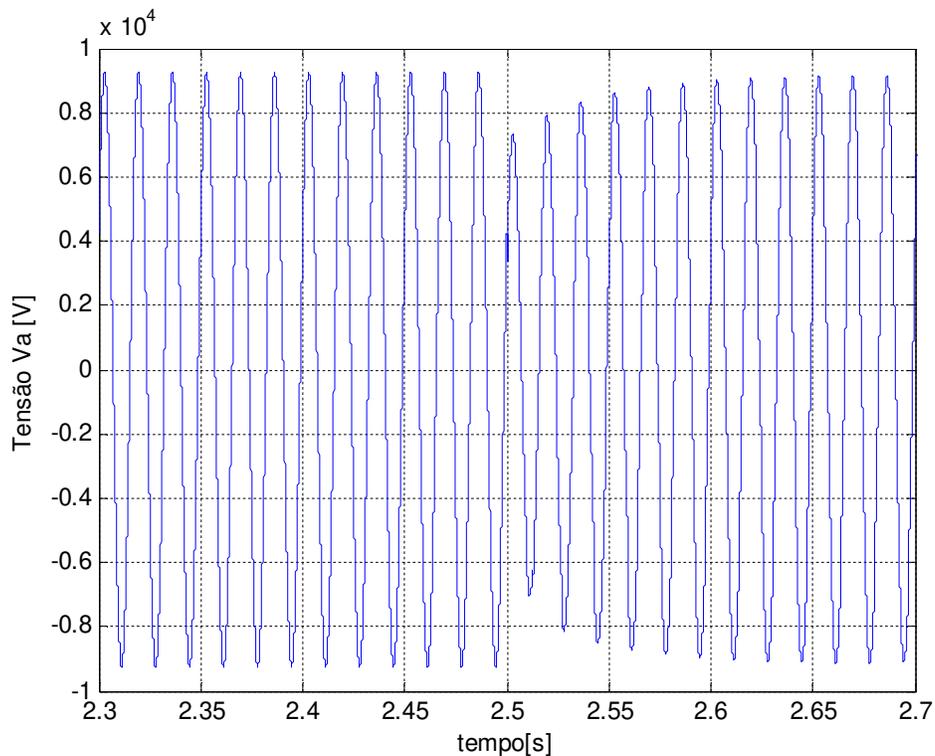


Figura 5.29 – Tensão no barramento 4

A corrente elétrica no barramento 4 apresenta componentes harmônicas após a entrada da carga não linear como mostra a figura 5.30.

Nos outros barramentos do sistema, não houve alterações significativas nas formas de onda de tensão e de corrente elétrica.

A presença de correntes elétricas e de tensões harmônicas não é desejada em nenhum sistema. Uma das medidas adotadas para solucionar este problema é a adoção de um filtro ativo ligado em paralelo com a carga não linear. Este filtro irá fornecer as correntes elétricas harmônicas solicitadas pela carga. Desta forma, o sistema elétrico, geradores e sistemas de

distribuição, passarão a verem a carga não linear como uma carga resistiva. Assim, não haverá circulação de correntes elétricas harmônicas no sistema alimentador da carga, ou seja, o filtro ativo injeta correntes de compensação na conexão da carga não linear com o sistema tornando a corrente elétrica de alimentação da carga não linear senoidal e em fase com a tensão.

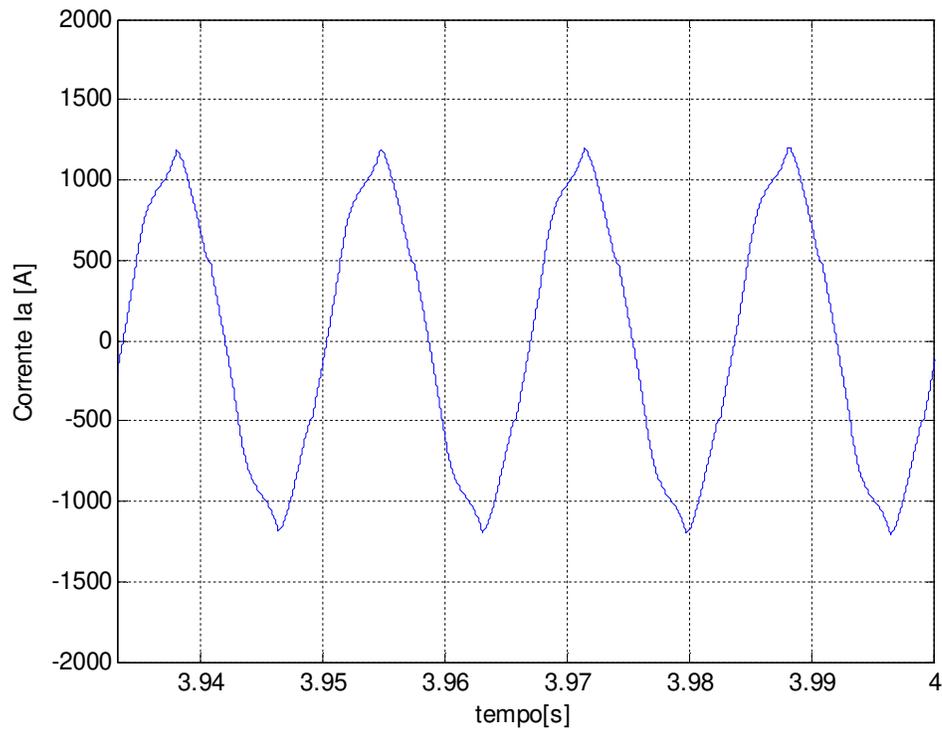


Figura 5.30 – Corrente elétrica no barramento 4

Tentou-se representar um filtro ativo no sistema da figura 5.24, no entanto, devido à quantidade de componentes presentes no sistema, não foi possível este estudo para este sistema usando o aplicativo SimPowerSystems por motivo de falta de convergência na resolução das equações diferenciais que representam o sistema.

Para representar o filtro ativo em um sistema de geração distribuída, optou-se por simplificar o sistema elétrico estudado até aqui o que será mostrado no item 5.4.2 a seguir apresentado.

5.4.2 Caso 2 – Sistema simplificado com carga não linear e filtro ativo

Na figura 5.31, tem-se um gerador síncrono operando em paralelo com um sistema de distribuição e uma carga não linear por ele alimentada.

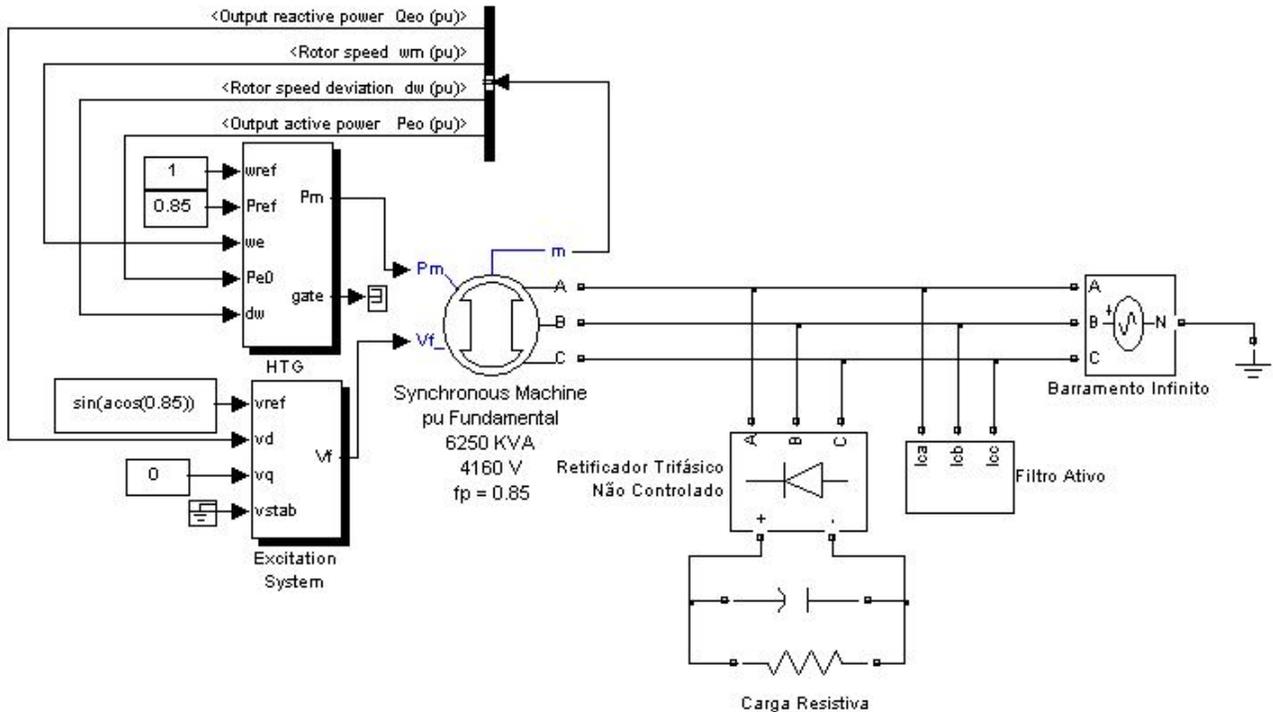


Figura 5.31 – Gerador síncrono com carga não linear e filtro ativo

A carga não linear, representada por um retificador trifásico, solicita do sistema correntes elétricas distorcidas como pode ser visto na figura 5.32.

Para esta configuração de sistema, a corrente elétrica harmônica é fornecida pelo barramento como se pode ver nas figuras 5.33 e 5.34 onde são apresentadas a corrente elétrica do gerador e a do barramento, respectivamente.

A análise das correntes elétricas no sistema mostrou que a corrente elétrica no barramento infinito de um sistema elétrico industrial com cargas não lineares contém várias harmônicas. Naturalmente essas harmônicas se propagam pelo sistema de distribuição da concessionária de energia elétrica.

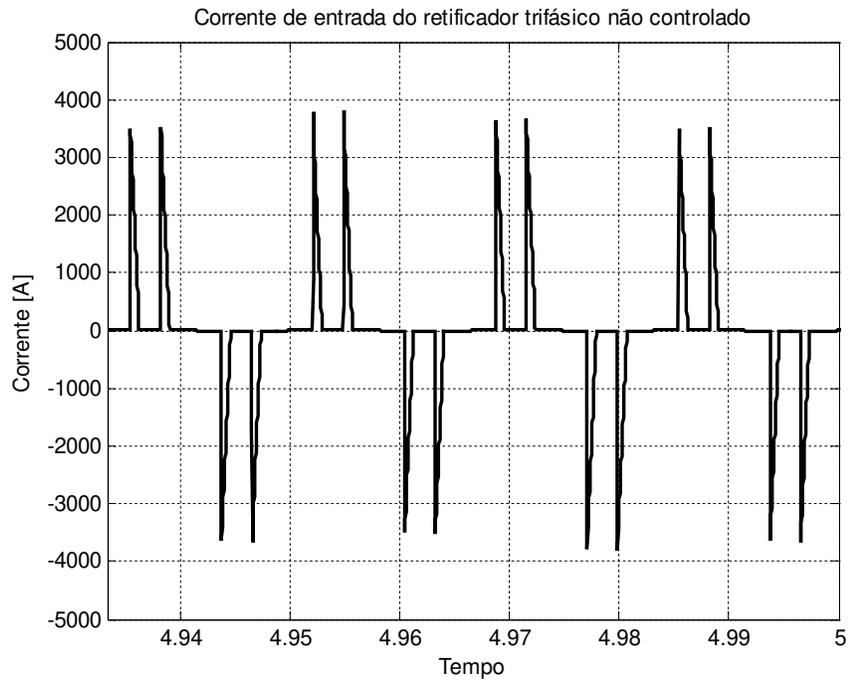


Figura 5.32 – Corrente elétrica solicitada pelo retificador trifásico

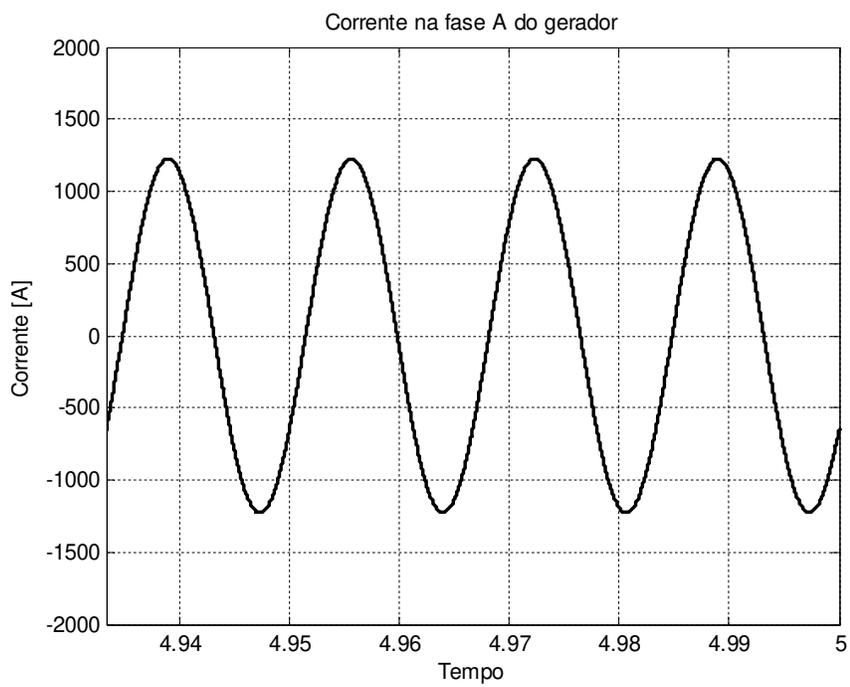


Figura 5.33 – Corrente elétrica do gerador

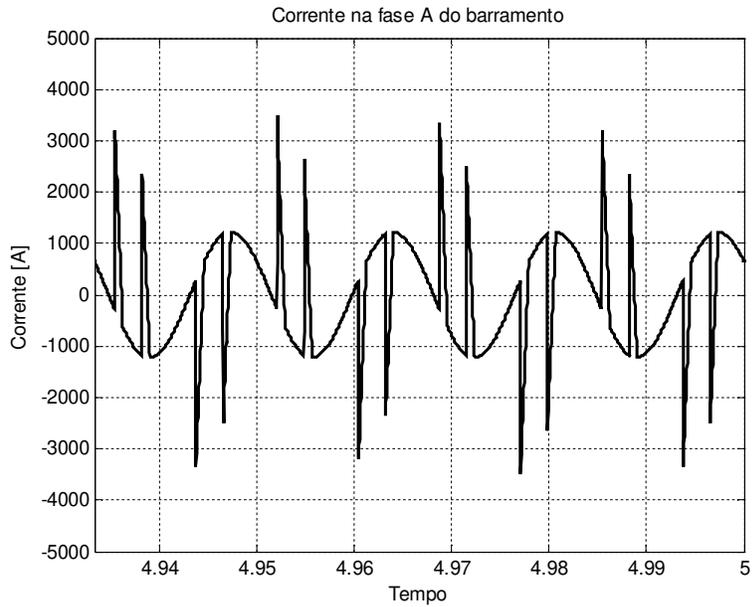


Figura 5.34 – Corrente elétrica do barramento.

Mostrou também que os geradores distribuídos ficam isentos de harmônicos na condição de estarem conectados ao sistema de distribuição de energia elétrica em média tensão. A solução adotada para eliminar este conteúdo harmônico é a utilização de um filtro ativo.

Inicialmente adquire-se as tensões e as correntes elétricas nos terminais da carga não linear como se vê nas figuras 5.35 e 6.36.

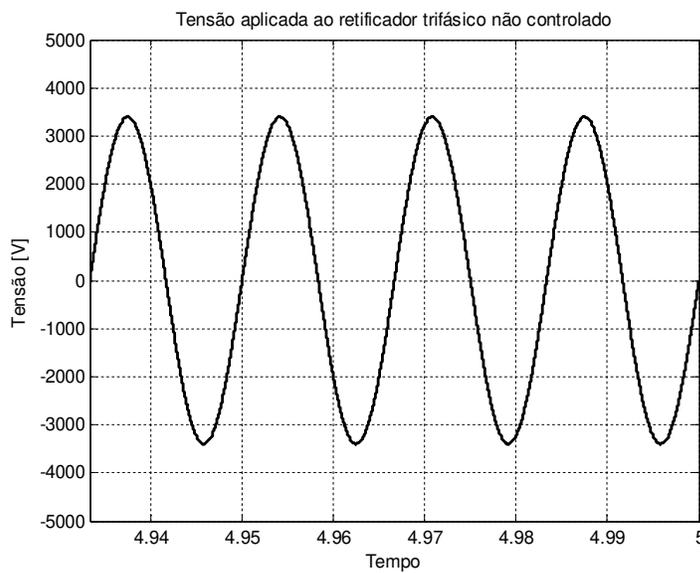


Figura 5.35 – Sinais de tensões na carga não linear

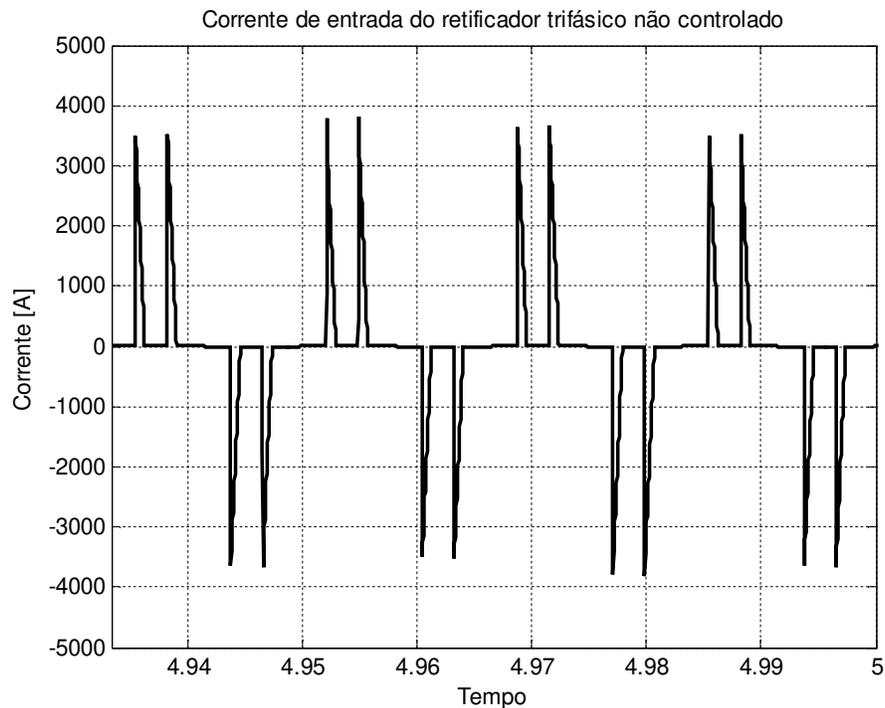


Figura 5.36 – Corrente elétrica na carga não linear

Transformando estes sinais para sinais em coordenadas $\alpha\beta 0$, calcula-se a potência real instantânea e as potências imaginária q através da equação das potências instantâneas da teoria pq , conforme mostrado no capítulo 4. Elas são mostradas nas equações (5.1)

$$\begin{bmatrix} p \\ q \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} v_{\alpha} & v_{\beta} \\ -v_{\beta} & v_{\alpha} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} i_{\alpha} \\ i_{\beta} \end{bmatrix} \quad (5.1)$$

A potências imaginárias instantâneas q são utilizadas diretamente para determinar as correntes elétricas de compensação.

As correntes elétricas de compensação são calculadas pela equação (5.2) mostrada a seguir e conforme mostrado no capítulo 4 . As correntes de compensação são injetadas nas fases do sistema elétrico.

$$\begin{bmatrix} i_{C\alpha} \\ i_{C\beta} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} v_\alpha & v_\beta \\ -v_\beta & v_\alpha \end{bmatrix}^{-1} \times \begin{bmatrix} 0 \\ -q \end{bmatrix} \quad (5.2)$$

$$\begin{bmatrix} i_{C\alpha} \\ i_{C\beta} \end{bmatrix} = \frac{1}{v_\alpha^2 + v_\beta^2} \times \begin{bmatrix} v_\alpha & -v_\beta \\ v_\beta & v_\alpha \end{bmatrix} \times \begin{bmatrix} 0 \\ -q \end{bmatrix}$$

Na figura 5.37, apresenta-se a corrente elétrica de compensação injetada na fase A.

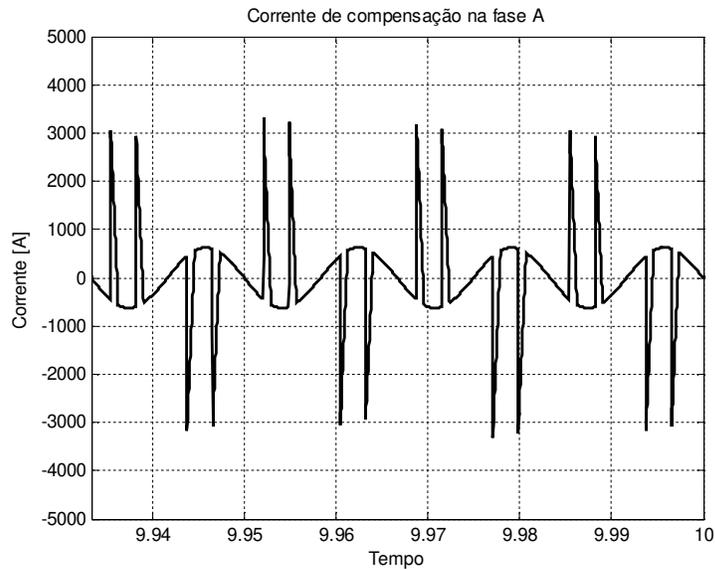


Figura 5.37 - Corrente elétrica de compensação injetada na fase A

Após a injeção destas correntes elétricas, a corrente elétrica do barramento infinito passa a ser praticamente senoidal.

A corrente elétrica do barramento no momento da entrada do filtro ativo é mostrada na figura 5.38.

Nas figuras 5.39 e 5.40 apresenta-se as correntes elétricas solicitadas pelo retificador, a corrente elétrica no barramento infinito e a corrente elétrica de compensação antes e após a entrada do filtro ativo, respectivamente.

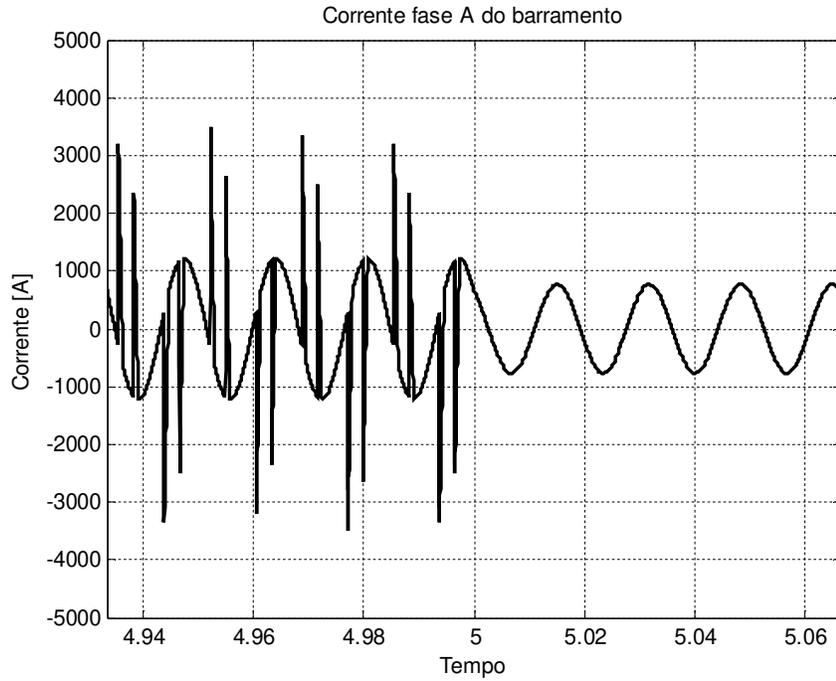


Figura 5.38 - Corrente elétrica da fase A do barramento antes e depois da entrada das correntes elétricas de compensação produzidas pelo filtro ativo

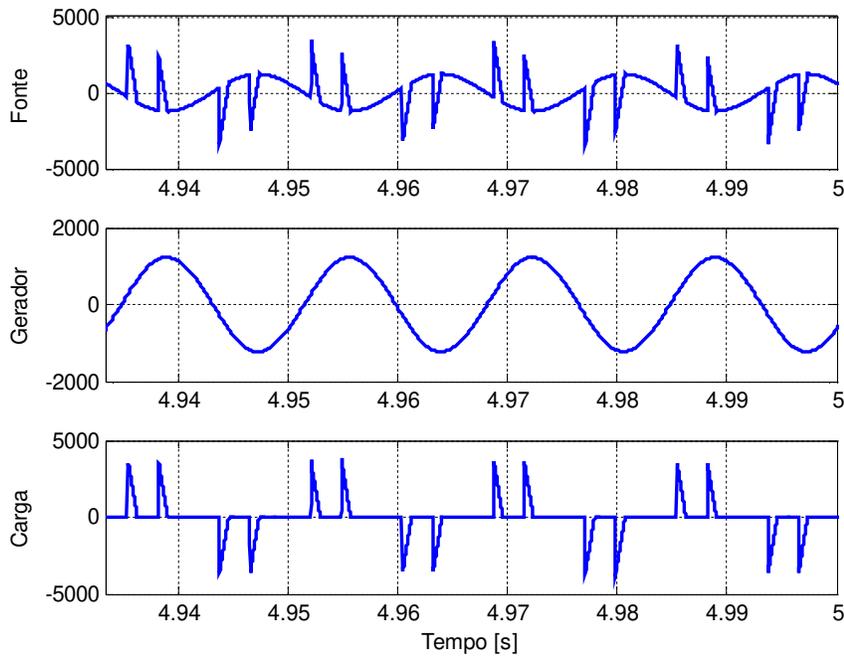


Figura 5.39 – Sinais de Correntes elétricas antes da entrada do filtro ativo

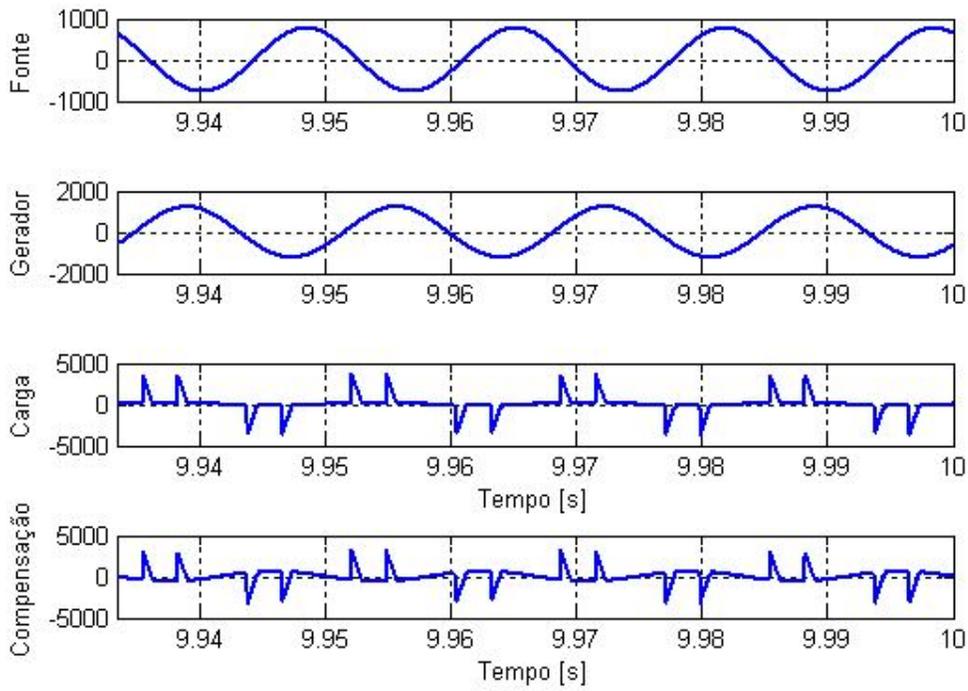


Figura 5.40 – Sinais de correntes após a entrada do filtro.

Uma comparação dos sinais de tensão e de corrente elétrica no barramento infinito é mostrado através da análise das figuras 5.41 e 5.42.

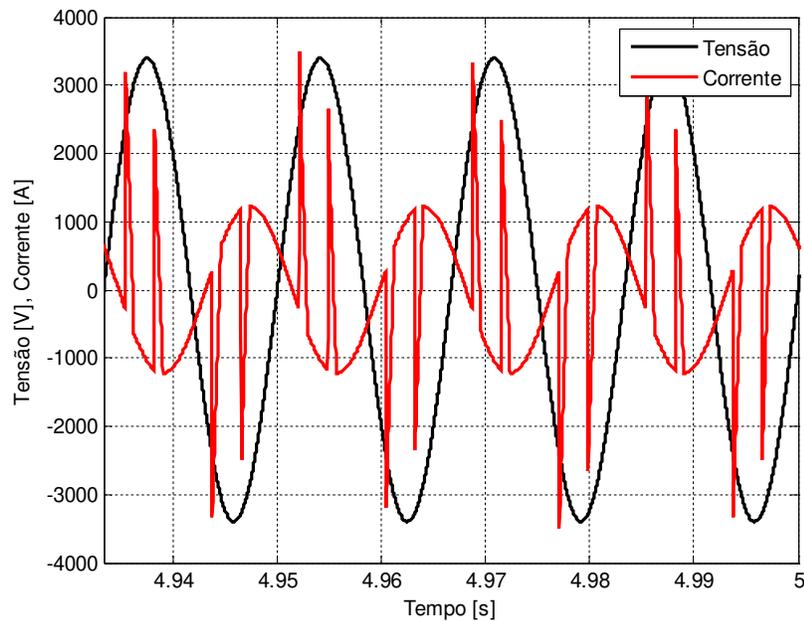


Figura 5.41 – Sinais de tensão e corrente antes da entrada do filtro ativo

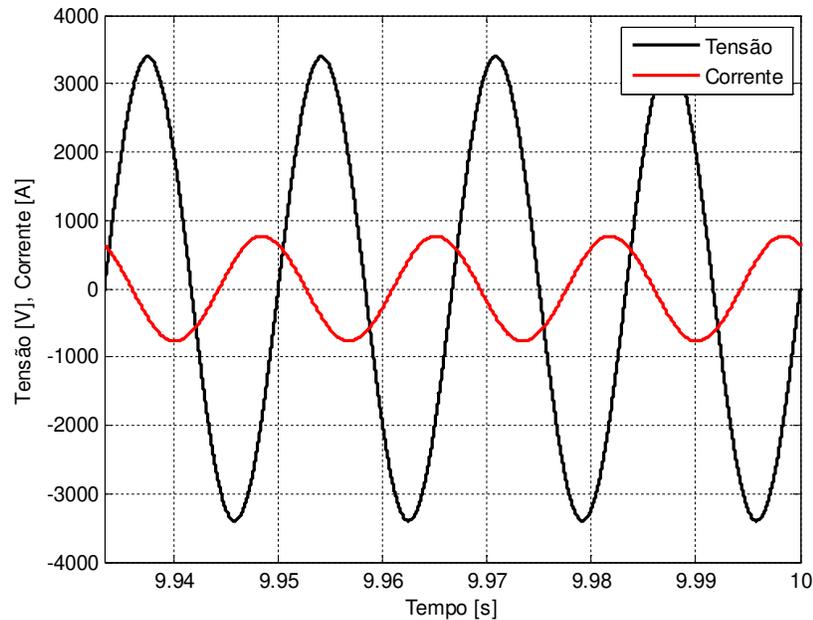


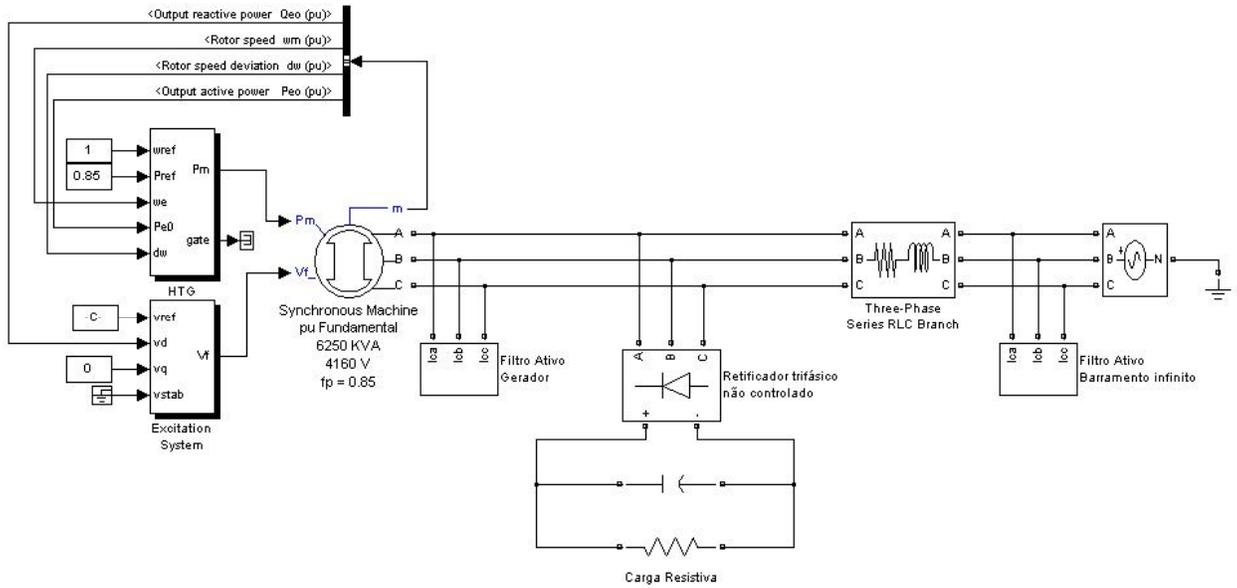
Figura 5.42 – Sinais de tensão e corrente após a entrada do filtro ativo

5.4.3 Caso 3 – Sistema simplificado com carga não linear, filtro ativo e um barramento com reatâncias

No caso anterior, a rede de distribuição foi representada por uma fonte ideal de tensão. Por esta razão, o gerador síncrono não sofreu influência da carga não linear e da atuação do filtro ativo. Neste caso, introduz-se uma reatância entre a fonte ideal e o ponto de conexão entre o gerador síncrono e a carga não linear, como mostrado na figura 5.43.

A carga não linear, representada pelo retificador trifásico solicita do sistema correntes não senoidais para sua operação.

Com a circulação de correntes harmônicas no gerador síncrono, a tensão no seu terminal se torna distorcida como pode-se ver na figura 5.44 em que temos a tensão e correntes na fase A no terminal do gerador síncrono.



5.43 – Gerador síncrono com carga não linear, filtro ativo e reatâncias nas linhas.

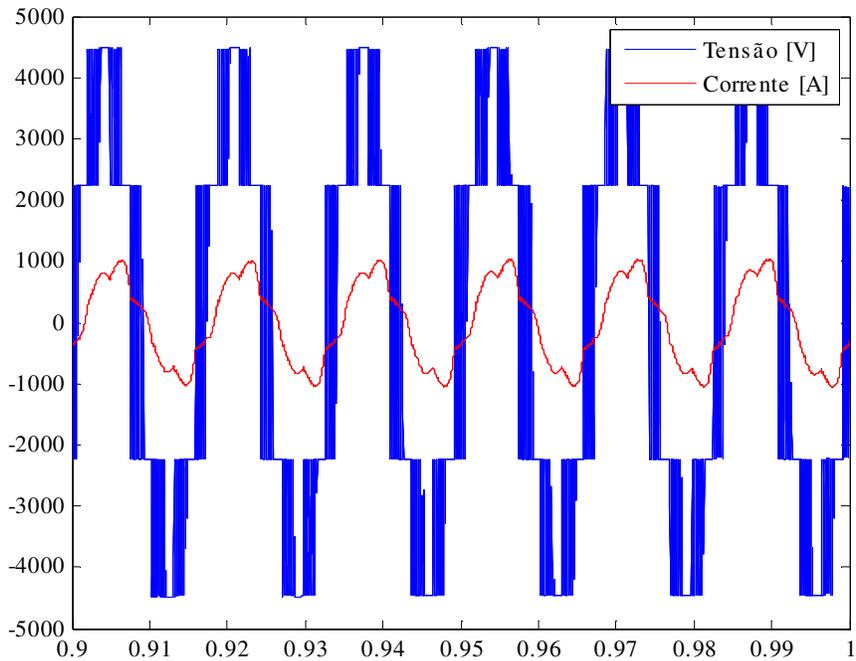


Figura 5.44 – Sinais de tensão e corrente distorcidas do gerador síncrono.

A corrente fornecida pelo barramento infinito também está distorcida, como mostra a figura 5.45 em que temos a tensão e corrente na fase A do barramento infinito.

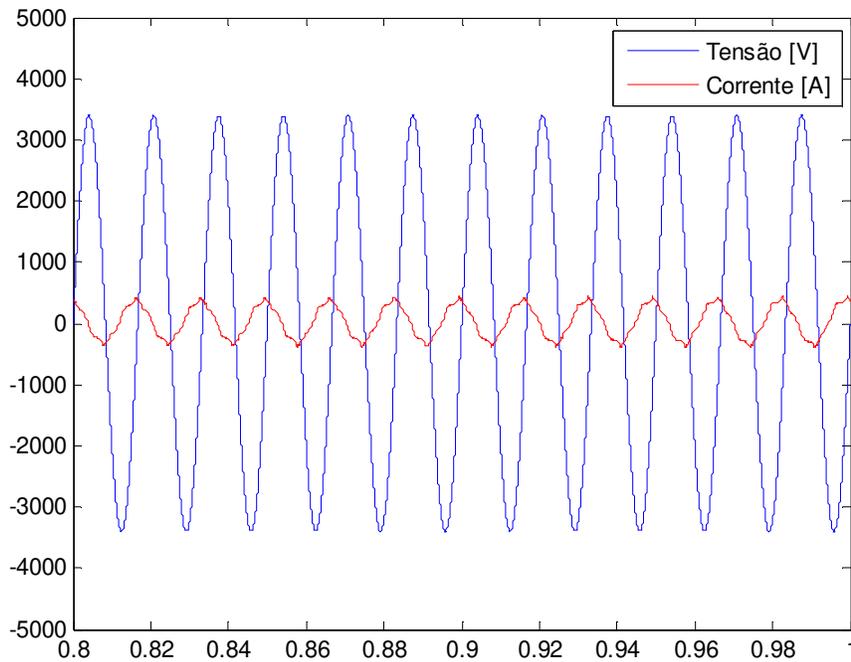


Figura 5.45 – Tensão e corrente distorcida do barramento infinito.

Para evitar a circulação de correntes harmônicas tanto no gerador síncrono, quanto no barramento infinito, foram instalados filtros ativos nos terminais do barramento infinito e do gerador síncrono.

Os filtros ativos injetam correntes no sistema, para que o gerador síncrono e o barramento infinito forneçam apenas correntes senoidais na frequência de 60 Hz.

Na figura 5.46, temos a corrente de compensação fornecida pelo filtro ativo conectado em paralelo ao gerador síncrono.

Na figura 5.47, temos a corrente de compensação gerada pelo filtro ativo conectado ao barramento infinito.

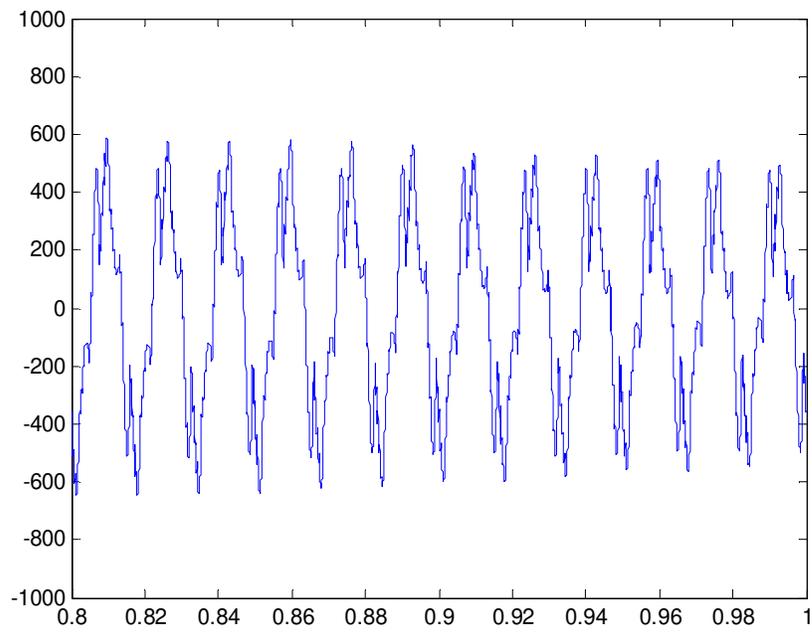


Figura 5.46 – Corrente de compensação do filtro ativo conectado ao gerador síncrono

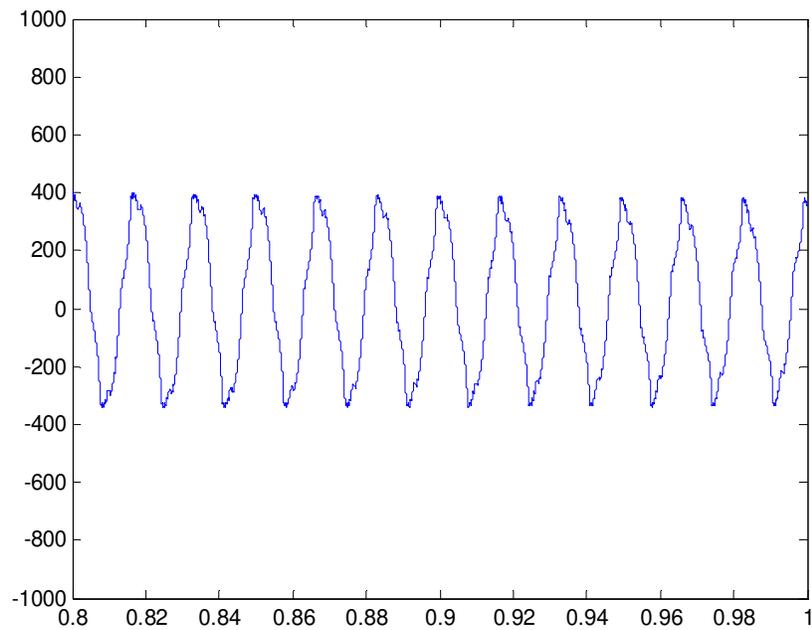


Figura 5.47 – Corrente de compensação do filtro ativo conectado ao barramento infinito.

Com a presença dos dois filtros ativos, corrige-se as correntes harmônicas no sistema, como pode ser visto nas figuras 5.48 e 5.49, em que temos os sinais de tensão e correntes do gerador síncrono e do barramento infinito, respectivamente.

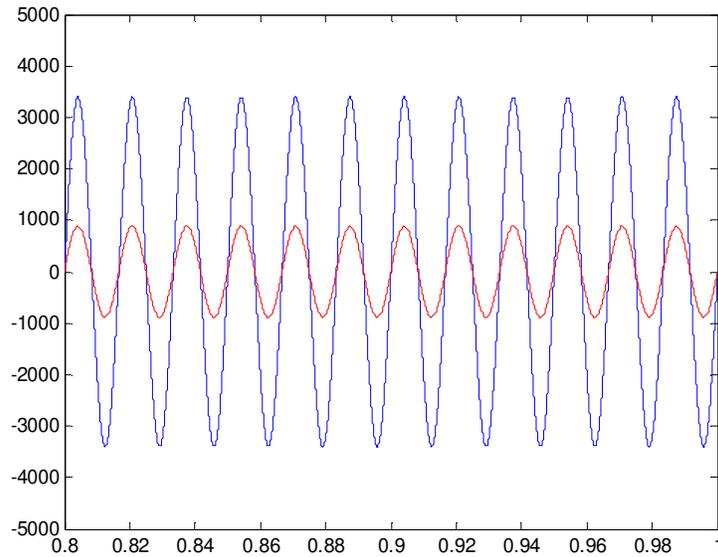


Figura 5.48 – Tensão e corrente do gerador síncrono após a entrada do filtro ativo.

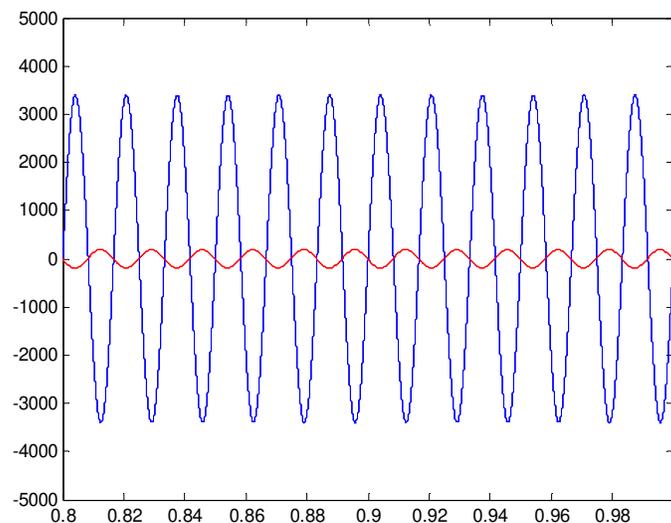


Figura 5.49 – Tensão e corrente no barramento infinito após a entrada do filtro ativo.

Pela análise gráfica das figuras 5.48 e 5.49, vê-se que os filtros ativos corrigiram a distorção de correntes nos terminais do gerador e do barramento e corrigiram o fator de potência do sistema. Desta forma, o conjunto formado pelos filtros ativos e a carga não linear, são vistos pelo gerador e pelo barramento infinito como cargas resistivas.

Capítulo 6

Conclusões e sugestões para novos trabalhos

A geração distribuída é importante para o sistema elétrico de um país porque ela permite que o financiamento da geração de energia elétrica fique em parte atribuído a investidores. Permite também que empresas que desejem ter uma geração auxiliar para alimentação de suas instalações próprias possam exportar o excedente de energia gerada e amortizar o custo da energia que compra.

Este trabalho focou uma pequena parte dos estudos dinâmicos possíveis de serem feitos dentro de uma instalação industrial com geradores gerando para a própria empresa porém podendo gerar para a venda de energia. Neste trabalho, por restrições do aplicativo computacional utilizado, focou-se o estudo mais na operação interna do gerador a um sistema elétrico industrial elétrico.

Recomenda-se essa atividade porque o gerador dentro de uma instalação industrial aumenta a reserva de potência elétrica, aumentando desta forma a estabilidade do sistema e permite a venda do excedente para a concessionária como geração distribuída. Além disso pode-se incentivar o uso de fontes alternativas de energia como o uso da biomassa e do vento.

Em uma unidade consumidora, a geração distribuída é importante porque diminui a dependência desta em relação ao sistema de distribuição, pois irá exigir dele

menos energia. Em contrapartida, deve-se adotar determinados cuidados com relação à tensão nos barramentos para que estes não apresentem tensões fora dos limites de operação, quando ocorrerem desligamentos de cargas em blocos.

Para tal, deve-se estudar a quantidade de carga que pode ser retirada do sistema e/ou a potência máxima que os geradores podem fornecer juntamente com as possibilidades de poderem exportar o excedente.

Quando a unidade consumidora estiver operando em paralelo com o sistema de distribuição, os controles de velocidade e de excitação não controlam a frequência e nem a amplitude da tensão, pois estas ficam sob a responsabilidades da rede.

Quando esta unidade industrial opera em paralelo com a rede elétrica, os controles ajustam suas saídas de potência mecânica e tensão no enrolamento de campo, para que os valores de frequência e tensão do gerador, permaneçam próximos dos valores nominais, mesmo que ocorra uma rejeição de carga.

Cargas não lineares impõem correntes elétricas harmônicas para sua operação, no entanto, estas correntes deterioram a qualidade da energia fornecida para outras cargas presentes no sistema. Uma forma de evitar a circulação das correntes harmônicas é utilizar filtros ativos em paralelo com as cargas não lineares. Desta forma, o filtro irá fornecer as correntes de compensação para as componentes harmônicas resultantes da carga não linear.

Um outro problema que pode ocorrer é o estabilidade transitória. Neste trabalho mostrou-se que o uso do modelo dinâmico completo do gerador leva a tempos críticos de desligamento de falha maiores do que os demais modelos usados em estudos de sistemas de energia elétrica, tanto para geradores de pólos lisos como de pólos salientes. Dessa forma em estudos de estabilidade transitória envolvendo geração distribuída deve ser utilizado o modelo completo do gerador distribuído. Entretanto o modelo clássico, para geradores de polos lisos, mostrou-se tão bom quanto o modelo completo. Os modelos de dois eixos e de um eixo não

mostraram resultados satisfatórios quando comparados com os resultados apresentados pelo modelo completo.

A literatura [1] e [11] apresenta motivações importantes para o uso do modelo clássico no estudo de estabilidade transitória de sistema de energia elétrica pelo fato dele ser bem mais simples e computacionalmente mais barato do que o modelo completo. Essa recomendação não é reforçada pelos resultados obtidos neste trabalho.

Para próximos trabalhos recomenda-se a utilização de outros aplicativos computacionais que não o SimPowerSystems que apresentou problemas de convergência durante a execução dos testes aqui realizados. Sugere-se também que os estudos sejam expandidos para sistemas que apresentem geradores distribuídos dentro e fora do sistema industrial considerado. Este tipo de problema não foi possível de ser abordado usando o software acima mencionado.

Referências Bibliográficas

- [1] KUNDUR, P., "Power System Stability and Control", McGraw-Hill, Inc., USA, 1994.
- [2] DUGAN, Roger C.; MCGRANAGHAN, M. F.; SANTOSO, S; BEATY, H. W., "Electrical Power Systems Quality", McGraw-Hill, 2002.
- [3] PEQUENA, S. J. C., "Sobre a determinação de parâmetros de geradores síncronos para estudos de comportamento dinâmico de sistemas elétricos", Dissertação de mestrado, Campinas-SP, 2009.
- [4] DA MATA, C. G., "Uma contribuição na análise da estabilidade transitória dos sistemas elétricos de distribuição na presença de geração distribuída", Juiz de Fora-MG, 2005.
- [5] MATLAB User's Guide (version 6) and Matlab Optimization Toolbox User's Guide (version 3), The Mathworks Inc., Natick, MA: <http://www.mathworks.com>, 2000.
- [6] KRAUSE, P.C., "Analysis of electric machinery", McGraw-Hill, USA, 1986.
- [7] OLIVEIRA, C. G. D., "Estudo sobre conservação de energia elétrica e qualidade de energia elétrica", Dissertação de mestrado, Campinas-SP, 2009.
- [8] VILLALVA, M. G., "Estudo e aplicação de filtros ativos paralelos para sistemas trifásicos com quatro fios", Dissertação de mestrado, Campinas-SP, 2008.
- [9] AKAGI, H., KANAZAWA, Y. AKIRA, N., "Instantaneous Reactive Power Compensators Comprising Switching Devices without Energy Storage Components", IEEE Transactions on industry applications, v. 20, 1984.

- [10] TRINDADE, F. C. L, “Análise dos Sistemas de Proteção e Controle de Instalações Industriais com Geradores Síncronos Durante Operação Ilhada”, Dissertação de mestrado, Campinas-SP, 2009.
- [11] ANDERSON, P. M., FOUAD, A. A., “Power System Control and Stability”, IEEE Power Systems Engineering Series, USA, 1993

Apêndice A

Abaixo é mostrado o programa desenvolvido no Matlab, para a simulação de estabilidade transitória utilizando os modelos de dois eixos, um eixo e simplificado.

```
% =====  
% Estabilidade transitória utilizando modelo de dois eixos e de um eixo  
% para o gerador síncrono  
% =====  
  
% Carregar dados do gerador  
dados_6250KVA_pu  
  
% Condições iniciais de operação  
ztr = 0.15;  
z1 = 0.5;  
z2 = 0.93;  
  
zeq_prefalta = ztr + (z1*z2)/(z1 + z2);  
zeq_falta = ztr;  
zeq_posfalta = ztr + z1; % Curto na linha 2  
  
P = fp;  
Q = sin(acos(fp));  
Vt = 1;  
S = P + i*Q;  
It = conj(S/Vt);  
Eb = Vt - i*zeq_prefalta*It;  
[abs(Eb) angle(Eb)*180/pi];  
  
Vt = 1*exp(-j*angle(Eb)); % O ângulo de Vt será o módulo do ângulo de Eb  
Eb = abs(Eb); % Eb será a referência.  
% =====  
  
St = P+Q*j; % Potência complexa transferida para o barramento infinito  
It = conj(St/(Vt));  
Eq = Vt + (rs+ j*xq)*It;  
delt = angle(Eq); % angle Eq leads Vt  
  
Ep = Vt + j*xpd*It; % Tensão antes da reatância transitória  
deltao = angle(Ep); % Este é o angulo que deverá ser mostrado no gráfico.
```

```

Eqo = abs(Eq);
Ido = -abs(It)*sin(delt+angle(It));
Iqo = abs(It)*cos(delt+angle(It));
I = (Iqo + j*Ido);
Vdo = -abs(Vt)*sin(delt-angle(Vt));
Vqo = abs(Vt)*cos(delt-angle(Vt));
Vto = (Vqo + j*Vdo);
Sto = Vto*conj(I);

Efo = Eqo - (xd-xq)*Ido;
Eqpo = Vqo - xpd*Ido + rs*Iqo;
Edpo = Vdo + xpq*Iqo + rs*Ido;
delio = delt;
Pemo = real(Sto);
Tmech = Pemo;

% =====
%                               Resolvendo as equações diferenciais
% =====
tspan = [0:1e-3:5];
y0 = [Eqpo Edpo 0 delio];
[t,y] = ode23('geradortito1',tspan,y0);

Epqr = y(:,1);
Epdr = y(:,2);
wr = y(:,3); % (wr-we)/wb
deltar = y(:,4);
deltaEp = deltar-(angle(Vt));

figure(1)
plot(t,wr+1);
legend('velocidade')
hold on

figure(2)
plot(t,deltaEp*180/pi);
hold on

% =====
%                               Resolvendo as equações diferenciais
% =====
tspan = [0:1e-3:5];
y0 = [Eqpo Edpo 0 delio];
[t,y] = ode23('geradortito2',tspan,y0);

Epqr = y(:,1);
Epdr = y(:,2);
wr = y(:,3); % (wr-we)/wb
deltar = y(:,4);
deltaEp = deltar-(angle(Vt));

figure(1)
plot(t,wr+1,'k');
legend('velocidade')

figure(2)
plot(t,deltaEp*180/pi,'k');

```

hold on

```
% =====  
%                               Resolvendo as equações diferenciais  
% =====  
tspan = [0:1e-3:5];  
y0 = [Eqpo Edpo 0 delio];  
[t,y] = ode23('geradortito3',tspan,y0);  
  
Epqr = y(:,1);  
Epdr = y(:,2);  
wr = y(:,3); %(wr-we)/wb  
deltar = y(:,4);  
deltaEp = deltar-(angle(Vt));  
  
figure(1)  
plot(t,wr+1,'r');  
  
axis([0 5 -2 4])  
legend('tc=90ms','tc=94ms','tc=95ms')  
% title('Modelo de dois eixos - Gerador GE')  
xlabel('Tempo [s]')  
ylabel('Velocidade Angular [pu]')  
text(0.05,3.8,'Falta aplicada em t = 1.0 s')  
text(0.05,3.4,'Falta retirada em t = 1.0 + tc s')  
  
figure(2)  
plot(t,deltaEp*180/pi,'r');  
hold on  
% =====  
  
axis([0 5 0 180])  
legend('tc=90ms deltac=27,97°','tc=94ms deltac=28,42°','tc=95ms  
deltac=28,54°')  
% title('Modelo de dois eixos - Gerador GE')  
xlabel('Tempo [s]')  
ylabel('Angulo do rotor[graus]')  
text(0.05,160,'Deltao =21,73°')  
text(0.05,150,'Falta aplicada em t = 1.0 s')  
text(0.05,140,'Falta retirada em t = 1.0 + tc s')
```

A diferença entre os modelos está nos próximos programas desenvolvidos.

Modelo de dois eixos

```
function dy = geradortito1(t,y)  
  
% =====  
% Estabilidade transitória utilizando modelo de dois eixos para o gerador  
%                               síncrono  
% =====  
  
% Carregar dados do gerador  
dados_6250KVA_pu
```

```

% calculo das quantidades base
wbase = 2*pi*Frated;
wo = wbase;

% especificar as condições de operação desejadas
ztr = 0.15;
z1 = 0.5;
z2 = 0.93;

zeq_prefalta = ztr + (z1*z2)/(z1 + z2);
zeq_falta = ztr;
zeq_posfalta = ztr + z1; % Curto na linha 2

P = fp;
Q = sin(acos(fp));
Vt = 1;
S = P +i*Q;
It = conj(S/Vt);
Eb = Vt -i*zeq_prefalta*It;
[abs(Eb) angle(Eb)*180/pi];

Vt = 1*exp(-j*angle(Eb)); % O ângulo de Vt será o módulo do ângulo de Eb
Eb = abs(Eb); % Eb será a referência.
% =====

St = P+Q*j; % Potência complexa transferida para o barramento infinito
It = conj(St/(Vt));
Eq = Vt + (rs+ j*xq)*It;
delt = angle(Eq); % angle Eq leads Vt

% compute q-d steady-state variables
Eqo = abs(Eq);
Ido = -abs(It)*sin(delt+angle(It));
Iqo = abs(It)*cos(delt+angle(It));
I = (Iqo + j*Ido);
Vdo = -Vt*sin(delt-angle(Vt));
Vqo = Vt*cos(delt-angle(Vt));
Vto = (Vqo + j*Vdo);
Sto = Vto*conj(I);

Efo = Eqo - (xd-xq)*Ido;
Eqpo = Vqo - xpd*Ido + rs*Iqo;
Edpo = Vdo + xpq*Iqo + rs*Ido;
delio=delt;
Pemo = real(Sto);
Qemo = imag(Sto);
Pmech = 0.85;

% Determinando iq e id
if t>=1.090
    h1 = 1;
    ZI = zeq_posfalta;
    %%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%
    iq = (h1*Eb*sin(y(4))+y(2))/(xpq+ZI);

```

```

        id = (h1*Eb*cos(y(4))-y(1))/(xpd+ZI);
elseif t<=1.00
    h1 = 1;
    ZI = zeq_prefalta;
    %%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%
    iq = (h1*Eb*sin(y(4))+y(2))/(xpq+ZI);
    id = (h1*Eb*cos(y(4))-y(1))/(xpd+ZI);
else
    h1 = 0;
    ZI = 0;
    %%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%
    iq = (h1*Eb*sin(y(4))+y(2))/(xpq+ZI);
    id = (h1*Eb*cos(y(4))-y(1))/(xpd+ZI);
end

Pem = -(y(1)*iq + y(2)*id + (xpd-xpq)*iq*id);

% Equações diferenciais para o modelo de dois eixos do gerador síncrono
dy(1,1) = 1/Tpdo*(Efo-y(1)+(xd-xpd)*id);      % Epq
dy(2,1) = -1/Tpqq*(y(2)+(xq-xpq)*iq);        % Epd
dy(3,1) = wo/(2*H)*(Pmech+Pem-Domega/wo*y(3)); % (wr-we)
dy(4,1) = y(3);                               % calculo de delta

```

Modelo de um eixo

```

function dy = geradortitol(t,y)

% dados do gerador
% as equações são tomadas da tese de Tito

dados_6250KVA_pu

% calculo das quantidades base

wbase = 2*pi*Frated;
wo = wbase;

% Condições iniciais de operação
ztr = 0.15;
z1 = 0.5;
z2 = 0.93;

zeq_prefalta = ztr + (z1*z2)/(z1 + z2);
zeq_falta = ztr;
zeq_posfalta = ztr + z1; % Curto na linha 2

P = fp;
Q = sin(acos(fp));
Vt = 1;
S = P +i*Q;
It = conj(S/Vt);
Eb = Vt -i*zeq_prefalta*It;
[abs(Eb) angle(Eb)*180/pi];

```

```

Vt = 1*exp(-j*angle(Eb)); % O ângulo de Vt será o módulo do ângulo de Eb
Eb = abs(Eb); % Eb será a referência.
% =====

St = P+Q*j; % Potência complexa transferida para o barramento infinito
It = conj(St/(Vt));
Eq = Vt + (rs+ j*xq)*It;
delt = angle(Eq); % angle Eq leads Vt

Ep = Vt + j*xpd*It; % Tensão antes da reatância transitória
deltao = angle(Ep);

Eqo = abs(Eq);
Ido = -abs(It)*sin(delt-angle(It));
Iqo = abs(It)*cos(delt-angle(It));
I = (Iqo + j*Ido);
Vdo = -abs(Vt)*sin(delt-angle(Vt));
Vqo = abs(Vt)*cos(delt-angle(Vt));
Vto = (Vqo + j*Vdo);
Sto = Vto*conj(I);

Efo = Eqo - (xd-xq)*Ido;
Eqpo = Vqo - xpd*Ido + rs*Iqo;
Edpo = Vdo + xpq*Iqo + rs*Ido;
delio=delt;
Pemo = real(Sto);
Qemo = imag(Sto);
Pmech = 0.85;

if t>=1.095;
    h1 = 1;
    ZI = zeq_posfalta;
    %%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%
    iq = (h1*Eb*sin(y(3))+Edpo)/(xpq+ZI);
    id = (h1*Eb*cos(y(3))-y(1))/(xpd+ZI);
elseif t<=1.00
    h1 = 1;
    ZI = zeq_prefalta;
    %%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%
    iq = (h1*Eb*sin(y(3))+Edpo)/(xpq+ZI);
    id = (h1*Eb*cos(y(3))-y(1))/(xpd+ZI);
else
    h1 = 0;
    ZI = 0;
    %%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%
    iq = (h1*Eb*sin(y(3))+Edpo)/(xpq+ZI);
    id = (h1*Eb*cos(y(3))-y(1))/(xpd+ZI);
end

%%modelo do gerador%
Pem = -(y(1)*iq + Edpo*id + (xpd-xpq)*iq*id);
vqt = y(1) - rs*iq + xpd*id;
vdt = Edpo - rs*id - xpq*iq;
vt = sqrt((vqt)^2+(vdt)^2);

%% modelo do gerador sincrono

```

```

dy(1,1) = 1/Tpdo*(Efo-y(1)+(xd-xpd)*id); % Epq
dy(2,1) = wo/(2*H)*(Pmech+Pem-Domega/wo*y(2));%(wr-we)
dy(3,1) = y(2); %calculo de delta

```

Modelo simplificado

```

% =====
%           Dados do Gerador, transformador e linhas de transmissão
% =====
dados_6250KVA_pu

% Dados do Gerador
P = fp;
Q = sin(acos(fp));

% Dados do transformador e linhas de transmissão
% Reatâncias dadas em pu na base do gerador
ztr = 0.15;
z1 = 0.5;
z2 = 0.93;

% Condições iniciais de operação
zeq_prefalta = ztr + (z1*z2)/(z1 + z2);
zeq_falta = ztr;
zeq_posfalta = ztr + z1; % Curto na linha 2

Vt = 1;
S = P + i*Q;
It = conj(S/Vt);
Eb = Vt - i*zeq_prefalta*It;
[abs(Eb) angle(Eb)*180/pi];

% Obs.: Até aqui a tensão terminal estava como referência. A partir deste
ponto,
% adota-se a tensão no barramento como referencia.
Vt = 1*exp(-j*angle(Eb)); % O ângulo de Vt será o módulo do ângulo de Eb
Eb = abs(Eb); % Eb será a referência.
[abs(Vt) angle(Vt)*180/pi];

% Cálculo do ângulo do rotor inicial
St = P + j*Q;
It = conj(St/Vt);
[abs(It) angle(It)*180/pi];
%

% Obs.: A equação de Ep para pólos lisos e para pólos salientes é diferente.
Ep = Vt + (rs+j*xq)*It;
deltao=angle(Ep);

% =====
%           Cálculo de potência elétrica máxima para as três situações.
% =====

```

```

% Pré-falta
xt = xq + zeq_prefalta; % Reatância equivalente
Pe = abs(Ep)*abs(Eb)*sin(deltao)/xt;
Pmax =abs(Ep)*abs(Eb)/xt; % Usar este valor nas equações diferenciais

% Durante a falta
xt = xq; % Reatância equivalente
Pe = 0;
Pmax = 0; % Usar este valor nas equações diferenciais

% Depois da falta
xt = xq + zeq_posfalta; % Reatância equivalente
Pe = abs(Ep)*abs(Eb)*sin(deltao)/xt;
Pmax =abs(Ep)*abs(Eb)/xt; % Usar este valor nas equações diferenciais

% =====
%   Resolvendo as equações diferenciais para tres diferentes tempos de
%   duração de curto trifásico
% =====
to = [0 1];          % Condições iniciais tempo antes da falta
xo =[ 0 deltao]; % Condições iniciais de wo e deltao

te = 1;             % Tempo pré-falta

% Valor abaixo variável para análise
tc = 0.085;        % Tempo de duração da falta

tf = 5;            % Tempo de duração da simulação

% Pré-falta
[t,x] = ode23t('equ_swing_pre',to,xo);
% plot(t,x(:,2)*180/pi,'LineWidth',1.3)

velocidade1 = 1+x(:,1);
angulo1 = x;
tempo1 = t;
% Falta
to = [te te+tc];
xo =[x(end,1),x(end,2)];
[t,x] = ode45('equ_swing_falta',to,xo);
% plot(t,x(:,2)*180/pi,'LineWidth',1.3)
velocidade2 = 1+x(:,1);
angulo2 = x;
tempo2 = t;
% Pós-falta
to = [te+tc tf];
xo =[x(end,1),x(end,2)];
[t,x] = ode45('equ_swing_pos',to,xo);
% plot(t,x(:,2)*180/pi,'LineWidth',1.3)
velocidade3 = 1+x(:,1);
angulo3 = x;
tempo3 = t;

velocidade = [velocidade1; velocidade2; velocidade3];
angulocarga = [angulo1; angulo2; angulo3]-angle(Vt);
tempo = [tempo1; tempo2; tempo3];

```

```

figure(1);
plot(tempo, velocidade);
hold on

figure(2);
plot(tempo, angulocarga(:,2)*180/pi, 'LineWidth', 1.3)
hold on

% % %
=====
to = [0 1];          % Condições iniciais tempo antes da falta
xo =[ 0 deltao]; % Condições iniciais de wo e deltao

te = 1;             % Tempo pré-falta

% Valor abaixo variável para análise
tc = 0.090;        % Tempo de duração da falta

tf = 5;            % Tempo de duração da simulação

% Pré-falta
[t,x] = ode23t('equ_swing_pre',to,xo);
% plot(t,x(:,2)*180/pi, 'LineWidth', 1.3)
hold on
velocidade1 = 1+x(:,1);
angulo1 = x;
tempo1 = t;
% Falta
to = [te te+tc];
xo =[x(end,1), x(end,2)];
[t,x] = ode45('equ_swing_falta',to,xo);
% plot(t,x(:,2)*180/pi, 'LineWidth', 1.3)
velocidade2 = 1+x(:,1);
angulo2 = x;
tempo2 = t;
% Pós-falta
to = [te+tc tf];
xo =[x(end,1), x(end,2)];
[t,x] = ode45('equ_swing_pos',to,xo);
% plot(t,x(:,2)*180/pi, 'LineWidth', 1.3)
velocidade3 = 1+x(:,1);
angulo3 = x;
tempo3 = t;

velocidade = [velocidade1; velocidade2; velocidade3];
angulocarga = [angulo1; angulo2; angulo3]-angle(Vt);
tempo = [tempo1; tempo2; tempo3];

figure(1);
plot(tempo, velocidade, 'k');
hold on

figure(2);
plot(tempo, angulocarga(:,2)*180/pi, 'k', 'LineWidth', 1.3)
hold on

```

```

% % =====
to = [0 1];      % Condições iniciais tempo antes da falta
xo =[ 0 deltao]; % Condições iniciais de wo e deltao

te = 1;         % Tempo pré-falta

% Valor abaixo variável para análise
tc = 0.091;     % Tempo de duração da falta

tf = 5;        % Tempo de duração da simulação

% Pré-falta
[t,x] = ode23t('equ_swing_pre',to,xo);
% plot(t,x(:,2)*180/pi,'LineWidth',1.3)
hold on
velocidade1 = 1+x(:,1);
angulo1 = x;
tempo1 = t;
% Falta
to = [te te+tc];
xo =[x(end,1),x(end,2)];
[t,x] = ode45('equ_swing_falta',to,xo);
% plot(t,x(:,2)*180/pi,'LineWidth',1.3)
velocidade2 = 1+x(:,1);
angulo2 = x;
tempo2 = t;
% Pós-falta
to = [te+tc tf];
xo =[x(end,1),x(end,2)];
[t,x] = ode45('equ_swing_pos',to,xo);
% plot(t,x(:,2)*180/pi,'LineWidth',1.3)
velocidade3 = 1+x(:,1);
angulo3 = x;
tempo3 = t;

velocidade = [velocidade1; velocidade2; velocidade3];
angulocarga = [angulo1; angulo2; angulo3]-angle(Vt);
tempo = [tempo1; tempo2; tempo3];

figure(1);
plot(tempo,velocidade,'r');
hold on

axis([0 5 0.98 1.03])
legend('tc=0,085','tc=0,090','tc=0,091')
title('Modelo simplificado - Gerador GE')
xlabel('Tempo [s]')
ylabel('Ângulo [graus]')
text(0.05,1.025,'Falta aplicada em t = 1.0 s')
text(0.05,1.020,'Falta retirada em t = 1.0 + tc s')
box on

figure(2);
plot(tempo,angulocarga(:,2)*180/pi,'r','LineWidth',1.3)

```

```

hold on

axis([0 5 -20 180])
legend('tc=0,085 deltac=31.23°','tc=0,090 deltac=32.38°','tc=0,091
deltac=32.61°')
title('Modelo simplificado - Gerador GE')
xlabel('Tempo [s]')
ylabel('Ângulo [graus]')
text(0.05,17,'deltao = 21,73°' )
text(0.05,160,'Falta aplicada em t = 1.0 s')
text(0.05,150,'Falta retirada em t = 1.0 + tc s')
box on

function [xdot]=equ_swing_pre(t,x)
xdot = [0;0];
H=7.11; Pm=0.85; Pmax=1.1085; wo=377;

%equações
xdot(1) = (1/(2*H))*(Pm-Pmax*sin(x(2)));
xdot(2) = wo*x(1);

function [xdot]=equ_swing_falta(t,x)
xdot = [0;0];
H=3.5; Pm=0.85; Pmax=0; wo=377;
%equações
xdot(1) = (1/(2*H))*(Pm-Pmax*sin(x(2)));
xdot(2) = wo*x(1);

function [xdot]=equ_swing_pos(t,x)
xdot = [0;0];
H=3.5; Pm=0.85; Pmax=1.0478; wo=377;
%equações
xdot(1) = (1/(2*H))*(Pm-Pmax*sin(x(2)));
xdot(2) = wo*x(1);

```