

**UNIVERSIDADE FEDERAL DE UBERLÂNDIA
FACULDADE DE ENGENHARIA ELÉTRICA
PÓS-GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA
ELÉTRICA**



TESE DE DOUTORADO

**ANÁLISE DO DESEMPENHO DE GERADORES
SÍNCRONOS DISTRIBUÍDOS COM
CONTROLADORES DOTADOS DE MODOS DE
OPERAÇÃO COMUTÁVEIS**

ANTONIO MANOEL BATISTA DA SILVA

Uberlândia, 2016

**UNIVERSIDADE FEDERAL DE UBERLÂNDIA
FACULDADE DE ENGENHARIA ELÉTRICA
PÓS-GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA
ELÉTRICA**

**ANÁLISE DO DESEMPENHO DE GERADORES
SÍNCRONOS DISTRIBUÍDOS COM
CONTROLADORES DOTADOS DE MODOS DE
OPERAÇÃO COMUTÁVEIS**

Tese apresentada à Faculdade de Engenharia Elétrica da Universidade Federal de Uberlândia, como parte dos requisitos para obtenção do título de Doutor em Ciências.

Banca examinadora

Orientador: Prof. Geraldo Caixeta Guimarães, Ph. D.	UFU
Avaliador: Prof. Marcelo Lynce Ribeiro Chaves, Dr.	UFU
Avaliador: Prof. Adélio José de Moraes, Dr.	UFU
Avaliador: Prof. Fabrício Augusto Matheus Moura, Dr.	UFTM
Avaliador: Prof. Dionízio Paschoareli Júnior, Ph. D.	UNESP

Uberlândia, 2016

Dados Internacionais de Catalogação na Publicação (CIP)
Sistema de Bibliotecas da UFU, MG, Brasil.

- S586a
2016
- Silva, Antonio Manoel Batista da, 1958-
Análise do desempenho de geradores síncronos distribuídos com controladores dotados de modos de operação comutáveis / Antonio Manoel Batista da Silva. - 2016.
231 f. : il.
- Orientador: Geraldo Caixeta Guimarães.
Tese (doutorado) - Universidade Federal de Uberlândia, Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica.
Inclui bibliografia.
1. Engenharia elétrica - Teses. 2. Máquinas elétricas síncronas - Teses. 3. Controladores elétricos - Teses. 4. Dínamos - Corrente alternada - Teses. I. Guimarães, Geraldo Caixeta, 1954- II. Universidade Federal de Uberlândia. Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica. III. Título.

ANÁLISE DO DESEMPENHO DE GERADORES SÍNCRONOS DISTRIBUÍDOS COM CONTROLADORES DOTADOS DE MODOS DE OPERAÇÃO COMUTÁVEIS

Tese de doutorado apresentada à Faculdade de engenharia da Universidade Federal de Uberlândia, como parte dos requisitos para obtenção do título de Doutor em Ciências. Programa de Engenharia Elétrica: Área de Concentração em Dinâmica de Sistemas Elétricos.

Prof. Geraldo Caixeta Guimarães, Ph. D.
Orientador

Prof. Darizon Alves de Andrade, Ph. D.
Coordenador do Curso de Pós-Graduação

“Mestre é aquele que repente aprende”
Guimarães Rosa

Pelo incentivo,
motivação e apoio incondicional,
dedico esse trabalho à minha família.

AGRADECIMENTOS

Ao professor Geraldo Caixeta Guimarães que acreditou na proposta de trabalho e prontamente aceitou essa orientação desse trabalho de pós-graduação.

A minha família e amigos que sempre me incentivaram para o cumprimento dessa árdua, porém, gratificante tarefa.

Aos colegas amigos Márcio Augusto Tamashiro, André Roger Rodrigues, Raul Vitor Arantes Monteiro e Daniel Caixeta pelo apoio e companheirismo.

Ao professor Marcelo Lynce Ribeiro Chaves da Universidade Federal de Uberlândia UFU - Faculdade de Engenharia Elétrica, por sua a disponibilidade sem igual e contribuição inestimável no trato com o sistema de software ATP.

Aos funcionários do Departamento de Engenharia Elétrica da UFU, em especial a Sra. Cinara Matos, secretária da pós-graduação pelo auxílio, esclarecimentos e presteza.

Por fim, graças a Deus.

RESUMO

Geradores síncronos de plantas industriais com cogeração, operando em paralelo com o sistema de energia, normalmente são equipados com controladores de excitação que atuam no modo regulador de fator de potência constante e com controladores de velocidade que operam no modo droop. Embora essas estratégias de controle sejam adequadas na condição de regime permanente, de outra maneira, impedem a ação dessas máquinas síncronas, em resposta a eventuais perturbações, implicando em risco de perda de estabilidade desses sistemas elétricos: sistema elétrico de energia e sistema elétrico industrial. Esse risco se divide em possível perda de estabilidade de tensão, refletindo em afundamentos de tensão em seus barramentos e em presumível perda da estabilidade rotórica, associada a oscilações eletromecânicas que podem resultar em assincronismo e desligamento dos geradores. Desta forma, em situações em que afundamentos de tensão se fazem presentes nas barras do sistema, os controladores de excitação dos geradores deveriam operar no modo regulador de tensão no intento de permitir que as máquinas síncronas contribuíssem para a recuperação da tensão. E nos casos de isolamento da planta em relação a rede principal, além do fornecimento de energia reativa para ajuste da tensão em seus terminais - controladores de excitação operando no modo regulador de tensão - as máquinas devem fornecer o máximo factível de potência ativa para permanecerem operando em sincronismo e alimentando a maior quantidade possível de carga, o que exige que os controladores de velocidade das turbinas opere no modo isócrono. Em consonância com esta perspectiva, essa questão foi investigada neste trabalho, mediante simulação computacional empregando-se o ATP (*Alternative Transients Program*) com o objetivo de possibilitar a análise do comportamento dos geradores quando submetidos a essas perturbações. Nos casos simulados, o controlador de velocidade da maior máquina comuta automaticamente para o modo isócrono, se o sistema industrial perde conexão com a rede de distribuição da concessionária de energia. E os controladores de excitação, também automaticamente, mudam ao modo regulador de tensão, tanto para esse tipo de ocorrência, como para aquela, na qual, por sobrecarga, as barras do sistema de energia sofrem afundamentos de tensão. Os resultados obtidos mostram que o desempenho desejável dos geradores síncronos quanto a estabilidade é assegurado com essa ampliação de estratégia de operação dos modos dos controladores. O que significa dizer, que os sistemas industriais podem contribuir para estabilidade de tensão do sistema de energia, e de outro modo, suas máquinas mantêm o sincronismo quando perdem conexão com a rede de distribuição, ao se mudarem os modos de operação dos controladores. A conclusão obtida aponta que os controladores de velocidade, com aptidão de automaticamente mudar do modo droop para o modo isócrono, e sistemas de controle de excitação com habilidade de mudar, também automaticamente, de reguladores de fator de potência para reguladores de tensão, deveriam ser normatizados para equipar quaisquer geradores distribuídos, por causa da flexibilidade oferecida por essa estratégia híbrida de atuação, que é muito útil para conduzi-los perante aos inerentes distúrbios que acometem os sistemas elétricos.

Palavras Chave: Máquina síncrona, Controlador de velocidade, Modo droop, Modo isócrono, Sistema de controle de excitação, Regulador de fator de potência, Regulador de tensão.

ABSTRACT

Synchronous generators from industrial plants with co-generation, which operate in parallel with the power system, are normally equipped with an excitation and speed controller. The excitation controller functions in the constant power factor regulator mode, while the speed controller operates in droop mode. Although these strategies are adequate under steady state, in other ways, they impede the function of these synchronous machines in response to eventual disturbances, which implies the risk of stability loss of these electric systems, those being the electric energy system and industrial electric system. This risk is divided into possible loss of voltage stability which is reflected through voltage sag on the bars and in presumed loss of rotor stability, associated with the electromechanical oscillations that may result in asynchrony and the shutdown of the generators. In this manner, in those situations where voltage sag is present on the system bus, the excitation controllers of the generators should operate in the voltage regulation mode, under the intent of allowing the synchronous machines to contribute to voltage recuperation. When faced with the situation of plant isolation in relation to the main network, besides the supply of reactive energy for adjusting the voltage on its terminals, which is the excitation controllers, operating in regulator voltage mode, the machines should supply the maximum feasible active power in order to continue operating synchronously, and supply the highest possible quantity of load. This demands that the turbine speed controller operates in isochronous mode. In line with this perspective, this question was investigated as part of this work, by computer simulations using the ATP (Alternative Transients Program) with the aim of analysing the behaviour of the generators when submitted to these disturbances. In the simulated cases, the speed controller automatically switches to the isochronous mode, should the industrial system lose its connection with the distribution network from the power utility. In addition, the excitation controllers automatically change to the voltage regulator mode, for this type of occurrence as well as in those situations, due to overvoltage, where the power system suffers voltage sag. The obtained results show that the desired performance of the synchronous generators, in terms of stability is assured through this operation strategy expansion for the controller modes. This means that the industrial systems can contribute to the voltage stability of the power system; on the other hand, the machines maintain synchronism when they lose their connection with the distribution network, while changing the operational modes of the controllers. The conclusion reached, points out that speed controllers with the capacity to automatically change from droop mode to isochronous mode and excitation control systems, also with the ability to change automatically from power factor regulators to voltage regulators, should be standardized to equip any distributed generator. This being due to the flexibility offered by this actuated hybrid strategy, which is very useful for conducting these controllers when faced with inherent disturbances that occur on electrical systems.

Key Words: Synchronous machine, Speed governor, Droop mode, Isochronous mode, Excitation control system, Power factor regulator, Voltage regulator.

LISTA DE SIGLAS E ABREVIATURAS

ANEEL	-	Agência Nacional de Energia Elétrica
CHP	-	Combined Heat and Power
DG	-	Distributed Generation
ATP	-	Alternative Transients Program
TACS	-	Transient Analysis of Control Systems
PCHs	-	Pequenas Centrais Hidrelétricas
PURPA	-	Public Utility Regulatory Policy Act
ONS	-	Operador Nacional do Sistema
IEEE	-	Institute of Electrical and Electronic Engineers
DFIGs	-	Double-Fed Induction Generators
DNAEE	-	Departamento Nacional de Águas e Energia Elétrica
DSR	-	Demanda Suplementar de Reserva
CCD	-	Contrato de Conexão ao Sistema de Distribuição
CUSD	-	Contrato de Uso do Sistema de Distribuição
MAE	-	Mercado Atacadista de Energia
ACR	-	Ambiente de Comércio Regulado
ACL	-	Ambiente de Comércio Livre
LEN	-	Leilão de Energia Nova
FAN	-	Fonte Alternativa Nova
COGEN	-	Associação da Indústria de Cogeração de Energia
PRODIST	-	Procedimento de Distribuição
MME	-	Ministério de Minas e Energia
CONAB	-	Companhia Nacional de Abastecimento
UNICA	-	União da Indústria de Cana de Açúcar
ABEGAS	-	Associação Brasileira de Empresas Distribuidora de Gás Canalizado
ANP	-	Agência Nacional do Petróleo
CAG	-	Controle Automático de Geração
AVR	-	Automatic Voltage Regulator
PAC	-	Ponto Comum de Acoplamento

LISTA DE FIGURAS

Figura 1.1 – Estrutura de um Sistema Elétrico de Potência Contemporâneo.....	28
Figura 1.2 – Estrutura de uma Unidade de Geração.....	30
Figura 2.1 - Fluxograma de Acesso ao Sistema de Distribuição.....	51
Figura 2.2 – Fluxograma de Acesso ao Sistema de Distribuição	51
Figura 2.3 – Histórico de Geração Hídrica. Fonte: ONS	53
Figura 2.4 - Malha de Gasoduto/Sistema Elétrico. Retirado de Rudnick at al (2014).	56
Figura 3.1 - Classificação de Estabilidade de Sistemas de Potência.....	61
Figura 3.2 - Possíveis Respostas (ângulo δ) de um Sistema após uma Perturbação	63
Figura 3.3 - Respostas de um Sistema de Quatro Máquinas Durante um Transitório	64
Figura 3.4 - Máquina Síncrona Operando em Regime Permanente	65
Figura 3.5 - Resposta do Ângulo do Rotor à Distúrbios	67
Figura 4.1 - Representação Esquemática da Máquina Síncrona	70
Figura 4.2 – Representação Esquemática do Fluxo Magnético da Máquina Síncrona	71
Figura 4.3 - Enrolamentos Amortecedores da Máquina Síncrona	71
Figura 4.4 - Representação da Máquina Síncrona Operando em Regime Permanente.....	73
Figura 4.5 - Envoltória da Componente Alternada da Corrente de Armadura.....	73
Figura 4.6 - Representação da Máquina Síncrona Operando em Regime Transitório.....	74
Figura 4.7 – Representação da Máquina Síncrona Operando em Regime Subtransitório	75
Figura 4.8 – Representação Esquemática da Máquina Síncrona Trifásica.....	79
Figura 4.9 – Interpretação da Transformação de Park	81
Figura 4.10 – Sistema de Eixo de uma Massa i	85
Figura 5.1 - Representação Esquemática da Turbina Hidráulica.	90
Figura 5.2 - Representação Esquemática de uma Turbina a Vapor com Reaquecimento.....	91
Figura 5.3 - Representação Esquemática de uma Turbina a Gás	91
Figura 5.4 - Representação Esquemática de um Motor de Combustão Interna	92
Figura 5.5 - Característica Isócrona.....	94
Figura 5.6 – Desenho Esquemático do Regulador Isócrono/Atuação	95
Figura 5.7 – Característica Droop.....	96
Figura 5.8 – Influência da Característica Droop na Divisão de Carga entre Geradores.....	96
Figura 5.9 - Divisão de Carga entre Geradores com Características Droop.....	98
Figura 5.10 – Modelo do Regulador de Velocidade da Turbina Térmica/Hidráulica.....	99
Figura 5.11 – Modelo do Regulador de Velocidade de Turbina Térmica/Hidráulica.....	101

Figura 6.1 – Representação Esquemática de um Sistema de Excitação CC.....	108
Figura 6.2 – Representação Esquemática de um Sistema Excitação de Corrente Alternada	108
Figura 6.3 – Representação Esquemática de um Sistema de Excitação Estático	109
Figura 6.4 – Modelo do Regulador de Excitação	112
Figura 6.5 – Representação do Sistema de Excitação Adaptado do Modelo IEEE tipo 1.....	114
Figura 6.6 - Modelo Clássico da Máquina Síncrona.....	115
Figura 6.7 - Diagramas Fasoriais	116
Figura 7.1 – Diagrama Simplificado do Sistema Industrial Teste	122
Figura 7.2 – Desenho Esquemático do Modelo do Circuito da Rede de Distribuição	124
Figura 7.3 – Desenho Esquemático do Modelo dos Ramos do Circuito da Planta	124
Figura 7.4 – Desenho Esquemático do Circuito Equivalente por Fase do Transformador....	125
Figura 7.5 – Desenho Esquemático dos Chaveamentos para Simulação dos Eventos	126
Figura 7.6 – Ícone do Modelo Computacional da Fonte Trifásica Senoidal no ATP.....	129
Figura 7.7 – Ícone do Modelo Computacional das Linhas no ATP.....	130
Figura 7.8 – Ícone do Modelo Computacional do Transformador Trifásico no ATP	130
Figura 7.9 – Ícone do Modelo Computacional do Gerador Síncrono no ATP	131
Figura 7.10 - Modelo Computacional do Regulador de Velocidade da Turbina.....	132
Figura 7.11 – Modelo Computacional do Regulador de Velocidade da Turbina Adaptado..	133
Figura 7.12 – Modelo Computacional do Regulador de Tensão/Fator de Potência	134
Figura 7.13 – Modelo Computacional de uma Fonte de Tensão Constante	135
Figura 7.14 - Modelo Computacional de Cargas do Sistema no ATP.....	137
Figura 7.15 – Modelo Computacional da Planta Industrial	139
Figura 7.16 – Modelo Computacional para Obtenção do Sinal A.....	140
Figura 7.17 - Modelo Computacional para Obtenção do Sinal B.....	140
Figura 7.18 - Modelo Computacional para Obtenção do Sinal D.....	140
Figura 7.19 – Modelo Computacional para Obtenção do Sinal C (ou E) e F.....	141
Figura 7.20 – Grandezas da Planta com a Ocorrência da Sobrecarga	147
Figura 7.21 – Potência Ativa e Reativa Fornecida pelos Geradores 1 e 2.....	148
Figura 7.22 – Correntes Fornecidas pelos Geradores 1 e 2	148
Figura 7.23 - Velocidade dos Geradores 1 e 2.....	149
Figura 7.24 – Grandezas da Planta com a Ocorrência do Isolamento por Defeito Externo .	151
Figura 7.25 – Grandezas da Planta com a Ocorrência do Isolamento por Defeito Externo ..	152
Figura 7.26 – Velocidade dos Motores de Indução (cargas dinâmicas)	153
Figura 7.27 – Potência Ativa Fornecida Pelos Geradores Síncronos Distribuídos.....	154

Figura 7.28 – Potência Reativa Fornecida pelos Geradores Síncronos Distribuídos	154
Figura 7.29 – Correntes Fornecidas pelos Geradores Síncronos Distribuídos	154
Figura 7.30 – Tensão nos Terminais dos Geradores Distribuídos.....	155
Figura 7.31 – Tensão Aplicada ao Enrolamento de Campo	155
Figura 7.32 – Tensão de Referência para o Sistema de Excitação de Campo.....	156
Figura 7.33 – Velocidade dos Geradores Síncronos.....	156
Figura 7.34 – Velocidade do Motor de Indução (carga dinâmica).....	156
Figura 7.35 – Potência Ativa Fornecida pelos Geradores Síncronos	157
Figura 7.36 – Potência Reativa Fornecida pelos Geradores Síncronos	157
Figura 7.37 – Correntes Fornecidas pelos Geradores Síncronos Distribuídos	158

LISTA DE TABELAS

Tabela 2.1 – Tecnologia para Geração Distribuída	41
Tabela 2.2 – Geração Distribuída em Função da Potência Instalada	41
Tabela 2.3 – Tensões Padronizadas para Conexão de Unidades de Geração.....	42
Tabela 5.1 – Relação Número de Polos/Frequência/Velocidade das Máquinas em rpm	89
Tabela 5.2 – Variáveis do Regulador de Velocidade	100
Tabela 6.1 - Elementos que Limitam a Capacidade dos Geradores	106
Tabela 6.2 - Variáveis do Controlador de Excitação.....	112
Tabela 7.1 - Modos de Operação dos Controladores Relativos aos Eventos	127
Tabela 7.2 - Variáveis Associadas aos Geradores Síncronos.....	143
Tabela 7.3 - Variáveis Associadas às Turbinas	143
Tabela 7.4 - Variáveis Associadas ao Controlador de Velocidade.....	143
Tabela 7.5 - Variáveis Associadas ao Sistema de Excitação.....	143
Tabela 7.6 - Variáveis Associadas às Cargas Elétricas	143
Tabela 7.7 - Eventos Simulados	144
Tabela 10.1 - Dados para Fonte Trifásica Representativa da Rede de Distribuição	176
Tabela 10.2 - Dados e Parâmetros dos Transformadores Trifásicos (Conexão Y- Δ)	177
Tabela 10.3 - Motor de Indução Equivalente	178
Tabela 10.4 - Parâmetros e Dados das Cargas Representadas por Impedância Constante	179
Tabela 10.5 - Dados e Parâmetros das Máquinas Síncronas	180
Tabela 10.6- Parâmetros e Dados dos Controladores de Velocidade.....	181
Tabela 10.7 - Parâmetros e Dados dos Controladores do Sistema de Excitação.....	182

SUMÁRIO

CAPÍTULO 1	23
1. INTRODUÇÃO	23
1.1. CONSIDERAÇÕES INICIAIS	23
1.2. JUSTIFICATIVA	24
1.3. OBJETIVOS	26
1.3.1. Objetivo Geral	26
1.3.2. Objetivos Específicos	27
1.4. O ESTADO DA ARTE	27
1.5. AS CONTRIBUIÇÕES DO TRABALHO	32
1.6. ESTRUTURA DO TRABALHO	34
CAPÍTULO 2	36
2. UM PANORAMA DA COGERAÇÃO DE ENERGIA	36
2.1. CONSIDERAÇÕES INICIAIS	36
2.2. ABORDAGEM A RESPEITO DA GERAÇÃO DISTRIBUÍDA	37
2.2.1. Geração Distribuída - Definições	38
2.2.2. Aspectos Técnicos da Geração Distribuída	40
2.2.3. Aspectos Gerais da Geração Distribuída	42
2.3. ABORDAGEM A RESPEITO DA COGERAÇÃO DE ENERGIA	45
2.3.1. Aspectos da Legislação/Procedimentos de Conexão Relativos à Cogeração de Energia	45
2.3.2. Combustíveis para a Cogeração de Energia	52
2.3.3. Biomassa	52
2.3.4. Gás Natural	54
2.4. CONSIDERAÇÕES FINAIS	57
CAPÍTULO 3	59
3. ESTABILIDADE DE SISTEMAS DINÂMICOS	59
3.1. CONSIDERAÇÕES INICIAIS	59
3.2. O PROBLEMA DA ESTABILIDADE	60
3.3. DEFINIÇÃO PRIMITIVA DE ESTABILIDADE	63
3.4. TIPOS DE ESTABILIDADE	64
3.4.1. Estabilidade de Regime Permanente	64
3.4.2. Estabilidade de Regime Transitório	66
3.4.3. Estabilidade de Regime Dinâmico	67
3.5. CONSIDERAÇÕES FINAIS	68

CAPÍTULO 4	69
4. MODELAGEM DA MÁQUINA SÍNCRONA	69
4.1. CONSIDERAÇÕES INICIAIS	69
4.2. ASPECTOS GERAIS DA MÁQUINA SÍNCRONA.....	69
4.3. REPRESENTAÇÃO DA MÁQUINA SÍNCRONA	72
4.3.1. Representação da Máquina Síncrona em Regime Permanente.....	72
4.3.2. Representação da Máquina Síncrona em Regime Transitório.....	74
4.3.3. Representação da Máquina Síncrona em Regime Subtransitório.....	75
4.3.4. Modelo Clássico de Representação da Máquina Síncrona	76
4.4. EQUAÇÃO DE OSCILAÇÃO.....	76
4.5. TRANSFORMAÇÕES DE PARK.....	78
4.6. CONSIDERAÇÕES FINAIS.....	87
CAPÍTULO 4	88
5. MÁQUINA PRIMÁRIA E O CONTROLADOR DE VELOCIDADE	88
5.1. CONSIDERAÇÕES INICIAIS	88
5.2. MÁQUINA PRIMÁRIA.....	88
5.2.1. Turbina Hidráulica.....	90
5.2.2. Turbina a Vapor.....	90
5.2.3. Turbina a Gás.....	91
5.2.4. Motor a Combustão	92
5.3. SISTEMA DE CONTROLE DE VELOCIDADE.....	93
5.3.1. Característica Isócrona.....	94
5.3.2. Característica <i>Droop</i>	95
5.4. MODELO DO REGULADOR DE VELOCIDADE.....	98
5.5. CONSIDERAÇÕES FINAIS.....	101
CAPÍTULO 6	103
6. SISTEMA DE CONTROLE DA EXCITAÇÃO	103
6.1. CONSIDERAÇÕES INICIAIS	103
6.2. EXCITATRIZ.....	104
6.3. REQUISITOS DE OPERAÇÃO DA EXCITATRIZ.....	105
6.3.1. Exigências das Considerações do Gerador.....	106
6.3.2. Exigências das Considerações do Sistema	106
6.4. TIPOS DE EXCITATRIZES	107
6.4.1. Sistema de Excitação de Corrente Contínua.....	107
6.4.2. Sistema de Excitação de Corrente Alternada.....	108
6.4.3. Sistema de Excitação Estático	109
6.5. FORMAS DE ATUAÇÃO DO SISTEMA DE EXCITAÇÃO	109

6.5.1.	Atuação como Regulador de Tensão	110
6.5.2.	Atuação como Regulador de Fator de Potência.....	110
6.6.	SISTEMA DE CONTROLE DA EXCITAÇÃO.....	111
6.6.1.	Modelo como Regulador de Tensão.....	114
6.6.2.	Modelo para Atuar Como Regulador de Fator de Potência.....	114
6.7.	CONSIDERAÇÕES FINAIS	117
CAPÍTULO 7.....		119
7. SIMULAÇÕES COMPUTACIONAIS DOS EVENTOS		119
7.1.	CONSIDERAÇÕES INICIAIS	119
7.2.	MODELOS E FUNDAMENTOS PARA A INVESTIGAÇÃO.....	121
7.2.1.	Sistema Elétrico de Energia.....	121
7.2.2.	Sistema Elétrico Industrial Teste.....	122
7.2.3.	Modelo para Rede de Distribuição	123
7.2.4.	Modelo dos Ramos do Circuito Industrial.....	124
7.2.5.	Modelo para os Transformadores de Potência	125
7.2.6.	Modelos para os Geradores e as Cargas	125
7.2.7.	Modelo para os Controles dos Chaveamentos.....	125
7.3.	MODELOS COMPUTACIONAIS PARA O ESTUDO.....	129
7.3.1.	Modelo Computacional da Rede de Distribuição.....	129
7.3.2.	Modelo dos Ramos do Circuito Elétrico da Planta.....	130
7.3.3.	Modelo para os Transformadores de Potência	130
7.3.4.	Modelo Computacional para os Geradores Síncronos.....	130
7.3.5.	Modelo Computacional do Regulador de Velocidade.....	131
7.3.6.	Modelo Computacional do Regulador do Sistema de Excitação.....	133
7.3.7.	Modelo Computacional para Representar as Cargas Elétricas	136
7.4.	ESTRUTURA COMPUTACIONAL PARA A SIMULAÇÃO DOS EVENTOS	137
7.4.1.	Modelo Computacional da Planta Industrial	138
7.4.2.	Obtenção dos Sinais para o Controle dos Chaveamentos.....	139
7.5.	PROCEDIMENTO PARA O ESTUDO DOS EVENTOS	141
7.6.	FORMA DE ANÁLISE DOS RESULTADOS	142
7.7.	EVENTOS SIMULADOS.....	142
7.8.	RESULTADOS DOS EVENTOS SIMULADOS.....	144
7.8.1.	Evento 1 - Sistema Elétrico de Energia Submetido a Sobrecarga	146
7.8.2.	Evento 2 - Desconexão da Rede Central em Decorência de um Defeito Externo	149
7.8.3.	Evento 3 - Desconexão da Rede Central por Consequência de um Defeito Interno	154
7.9.	CONSIDERAÇÕES FINAIS	158
Capítulo 8.....		161
8. DISCUSSÃO E CONCLUSÃO		161
8.1.	DISCUSSÃO	161
8.2.	CONCLUSÃO.....	166
8.3.	SUGESTÕES PARA TRABALHOS FUTUROS.....	167

9. REFERÊNCIAS.....	169
10. ANEXOS.....	175
Anexo 1 - PARÂMETROS DA FONTE TRIFÁSICA SENOIDAL	176
Anexo 2 - PARÂMETROS DOS TRANSFORMADORES	177
Anexo 3 - DADOS DAS CARGAS ELÉTRICAS DO SISTEMA	178
Anexo 4 - PARÂMETROS DAS MÁQUINAS SÍNCRONAS	180
Anexo 5 - PARÂMETROS DO REGULADOR DE VELOCIDADE	181
Anexo 6 - PARÂMETROS DO REGULADOR DE EXCITAÇÃO.....	182
Anexo 7 - SUBROTINA MODEL PARA O CÁLCULO DA TANGENTE DO ÂNGULO DE CARGA	183
Anexo 8 - SUBROTINA MODEL PARA O CÁLCULO DA TENSÃO DE REFERÊNCIA DO REGULADOR DE FATOR DE POTÊNCIA	184
Anexo 9 - ALGORÍTMO COMPLETO IMPLEMENTADO NO ATP	189

Capítulo 1

INTRODUÇÃO

1.1. CONSIDERAÇÕES INICIAIS

Grande parte da energia elétrica ofertada aos consumidores por meio dos sistemas elétricos de potência advém de fontes primárias tradicionais, como a energia cinética da água de usinas hidrelétricas e a energia térmica de usinas que queimam combustíveis fósseis e fissão nuclear (Kundur, 1994) [1]. Entretanto, a oferta de energia aos consumidores por meio dos sistemas elétricos de potência em muito tem-se ampliado, principalmente com o uso de máquinas síncronas acionadas por turbinas a vapor ou a gás, instaladas em plantas com cogeração de energia. De fato, estruturas de ciclo combinado de potência e calor (*Combined Heat and Power - CHP*) tem sido implantadas por quase toda parte do planeta, e muitas vezes são arranjos supridos por gás, ou por energia proveniente de fontes primárias como a biomassa vegetal queimada em caldeiras de sistemas industriais. Nessas instalações, uma turbina a gás ou a vapor transforma energia térmica em energia mecânica em rotação, que por sua vez, é convertida em energia elétrica por geradores síncronos. A maioria desses arranjos está instalada em indústrias que utilizam vapor em seu processo de produção. E, por isso a estrutura geral é de um sistema de cogeração de energia: calor e energia mecânica. O vapor proveniente da caldeira entra na turbina em alta pressão e temperatura, produzindo sua rotação e conseqüentemente, o acionamento de geradores. Ao sair da turbina, em pressão e temperatura adequadas, atua no processo industrial que faz uso de energia térmica.

A evolução das caldeiras ao longo do tempo tornou-as muito eficientes e potentes, resultando em disponibilidade de vapor maior que o demandado pelo processo industrial. Por conseguinte, pouco a pouco, conjuntos de turbinas-geradores foram instalados com o intuito correto de aproveitamento do vapor excedente. Além disso, caldeiras maiores possibilitaram potência dos conjuntos turbinas-geradores mais significativa, proporcionando maior capacidade instalada de geração que, a princípio, era isolada por força de impedimento da lei. Mas, assim que a legislação permitiu, geradores síncronos industriais puderam ser conectados

ao sistema de energia e alimentam cargas elétricas, ao operarem em paralelo com a rede de distribuição da concessionária de energia.

Uma das consequências dessa mudança, proporcionada pelos avanços da legislação da área, foi o surgimento do ponto de vista legal, de unidades industriais que geram parte, ou a totalidade da energia que demandam. E outras que conseguem produzir energia além de sua necessidade de consumo e, portanto, vendem o excesso ao mercado consumidor. Em decorrência disso, mais e mais complexos industriais tornaram-se unidades produtoras de energia com seus geradores conectados ao sistema de potência interligado.

Essas unidades, envolvidas em plantas industriais com cogeração, normalmente contêm geradores síncronos operando em paralelo com a rede do sistema elétrico de energia. Caracteristicamente, estes geradores possuem dois tipos de controladores: o controlador do sistema de excitação e o controlador de velocidade das turbinas. O primeiro tipo de controlador pode operar no modo regulador de tensão, quando o gerador funciona como uma máquina que sustenta tensão. Ou pode operar no modo controlador de fator de potência constante, quando a máquina deve seguir a tensão das barras do sistema. E o segundo tipo - o controlador de velocidade - também pode operar em duas diferentes formas: no modo isócrona ou em *droop*. Usualmente, em um sistema multimáquinas, o controlador opera no modo isócrona quando uma delas é escolhida para deste modo operar fornecendo a potência que a carga solicitar, conforme sua capacidade. E em outro caso, operam no modo *droop* fornecendo um valor fixo de potência.

1.2. JUSTIFICATIVA

Devido à interação entre os sistemas elétricos - sistema industrial e sistema elétrico de potência - os geradores industriais estão sujeitos a instabilidades, que podem casualmente isolar a planta industrial, e também, retirá-los de operação, principalmente quando unidade fabril não gera o total de energia que consome. Um dos tipos de desequilíbrio refere-se à instabilidade de tensão. Se o sistema de energia torna-se sobrecarregado e, por consequência, afetado com grandes afundamentos de tensão, a planta industrial pode ter a operação interrompida automaticamente, por subtensão. Não obstante, deveria contribuir para estabilizar a tensão dos barramentos do sistema interligado de energia, posto que, “normalmente, a instalação de geradores síncronos pode melhorar a estabilidade de tensão de redes de distribuição” (Freitas et al., 2005) [2]. E no futuro, se a geração distribuída expandir ao ponto de suprir parte significativa da carga total em grandes áreas, extensivas desconexões

automáticas resultantes de distúrbios na rede, reduzirão consideravelmente os benefícios esperados da energia de fontes renováveis e de cogeração (Gatta et al., 2003) [3].

Se acontece déficit de geração provocando queda na frequência da tensão nos barramentos da planta, os geradores industriais podem ter a operação interrompida automaticamente, por subfrequência. Ou seja, este outro tipo de instabilidade, associado a déficit de geração ocasionado pela ocorrência de alguma perturbação sobre o sistema elétrico industrial - diminuição de geração e/ou aumento de carga - acarreta queda na frequência das tensões da rede elétrica e oscilações eletromecânicas como consequência. Oscilações eletromecânicas são respostas naturais de geradores síncronos devido ao descompasso na sua rede de torque, e por essa razão, estão presentes em todos sistemas de distribuição equipados com tais geradores (Salim et al., 2011) [4]. Não obstante, relés de subfrequência normalmente empregados para proteger turbinas a vapor são parametrizados desligar em 10s, se a frequência permanece abaixo de 57,5 Hz, ou instantaneamente, se cai abaixo de 56 Hz (Kundur, 1994) [1]. Portanto, sob esse desequilíbrio, frequentemente por subfrequência, o circuito elétrico industrial pode ser necessariamente desligado da rede de distribuição de energia devido a um defeito externo ou interno. Neste caso, a estabilidade dinâmica do sistema industrial isolado deve ser garantida. Ou seja, a estrutura deve continuar em operação isolada, com os geradores em sincronismo, alimentando cargas prioritárias. Em vista disso, é imperativamente desejável a estabilidade rotórica e a estabilidade de tensão para esses sistemas elétricos industriais, operando em paralelo com sistema de energia, ou isoladamente.

Para satisfazer essas expectativas de estabilidade, mudanças no modo de operação dos controladores das máquinas são necessárias. E essas mudanças devem ocorrer de maneira automática, porquanto “a atuação de relés de frequência e de tensão impõe tempos limites de chaveamento nos modos de controle do regulador de velocidade e de excitação, respectivamente” (Trindade et al., 2010) [5]. Se o sistema de energia torna-se sobrecarregado, o controlador de excitação deveria ser automaticamente comutado para controlador de tensão. Isto, no interesse inequívoco de proporcionar que os geradores ajudem a manter a tensão nas barras do circuito da rede elétrica. De maneira análoga, considerando a maior máquina, o controlador de velocidade deve ser automaticamente comutado para isócrona, se o sistema se isola da rede principal. E, nesta situação, o controlador de excitação, por sua vez, também deve ser automaticamente comutado para o modo regulador de tensão.

Em verdade, é esperado que, ao mudar o controlador de excitação para regulador de tensão, haja aumento de potência reativa fornecida pelas máquinas das plantas industriais de acordo com suas capacidades. Isto contribui para corrigir as tensões nos barramentos na

condição de afundamento, posto que a tensão de excitação aumenta. Em caso de relação direta, a tensão de excitação e tensão terminal variam na mesma direção (Prada et al., 2015) [6]. E a expectativa da mudança do controlador de velocidade da principal máquina para o modo isócrono é que haja fornecimento de potência ativa na quantidade necessária para manter o máximo de carga conectada durante a operação isolada da unidade industrial. De fato, “quando supre uma carga isolada, o regulador de velocidade é chaveado para o modo isócrono e capacita a geração a se equiparar com a demanda da carga enquanto mantém a frequência em um valor predeterminado” (Shang e Redfern, 2009) [7].

1.3. OBJETIVOS

Os objetivos deste trabalho foram divididos em duas classes. Os objetivos gerais, constituindo a atuação sobre a investigação de maneira geral. E os objetivos específicos que são atuações contendo particularidades associadas com o assunto investigado.

1.3.1. Objetivo Geral

Considerando uma unidade industrial com cogeração, que gera parte da demanda de energia que consome, e inicialmente funcionando em paralelo com o sistema elétrico interligado, o objetivo deste trabalho é analisar o comportamento dinâmico de suas máquinas síncronas, valendo-se de simulação numérica computacional. Dessa forma, sobretudo modificando as estratégias dos modos de operação dos controladores dos geradores, empregadas para contrapor aos efeitos provocados pelos distúrbios, investigar a estabilidade do sistema elétrico e de suas máquinas síncronas, diante da análise de casos distintos. Casos envolvendo ocorrências de perturbações que resultam em circunstâncias, em quais, os geradores síncronos permanecem operando em paralelo com o sistema elétrico de potência, ou em outros cenários em que essas máquinas mudam para operarem de maneira isolada da rede principal. E, além disso, analisar também o desempenho dos controladores das máquinas síncronas - controladores de excitação de campo e controladores de velocidade das turbinas - e o comportamento das grandezas elétricas e mecânicas do sistema elétrico industrial relativas aos seus equipamentos e dispositivos.

Assim, no contexto no qual, os reguladores de excitação e de velocidade das máquinas atuam sob diferentes modos de operação, o propósito deste trabalho divide-se em cinco desígnios. O primeiro é apresentar uma descrição dos modelos utilizados para representar o sistema de controle de velocidade e o sistema de excitação de campo, em conjunto com os

fundamentos e chaveamentos necessários para a simulação de seus diferentes modos de operação. O segundo, abrangendo a estabilidade da planta, ao operar em paralelo com a rede da concessionária ou de maneira isolada, consiste em mostrar os controles e a ação dos reguladores com a ocorrência de distúrbios. O terceiro consiste em verificar se o sistema industrial pode manter a estabilidade, com seus geradores alimentando as cargas prioritárias, quando a alimentação da concessionária local é perdida devido a um distúrbio externo. A quarta meta é análoga à terceira, com a mesma análise sendo realizada, porém com o isolamento do sistema industrial devido a um defeito interno. Por fim, o quinto escopo é averiguar se o sistema industrial pode contribuir para estabilidade de tensão do sistema elétrico interligado operando em situação de sobrecarga.

1.3.2. Objetivos Específicos

Os objetivos específicos abrangem itens que são estudos que compõem o trabalho, envolvendo uma análise sobre a cogeração de energia, estabilidade de sistemas elétricos incluindo a máquina e seus controladores.

1.4. O ESTADO DA ARTE

Os sistemas elétricos de potência apresentam, desde o início, uma estrutura com geração, transmissão e distribuição que se interagem entre si por meio do fluxo de potência entre suas diversas barras. A estrutura básica de um sistema de potência contemporâneo pode ser ilustrada pelo desenho esquemático mostrado na Figura 1.1, adaptada de Machowski et al. (2008) [8]. O esquema mostra que a geração pode ocorrer em três níveis. A grande geração, conectada as linhas de transmissão em alta e extra alta tensão, supre consumidores muito grandes ou outros sistemas de potência. Por seu turno, a média geração que é conectada as linhas em nível de tensão de subtransmissão, destina-se ao suprimento dos chamados grandes consumidores. E a pequena geração, por vezes, chamada de geração distribuída, é conectada a rede de distribuição em média tensão para suprir médios consumidores neste nível de tensão, e para abastecer os denominados pequenos consumidores, em baixa tensão.

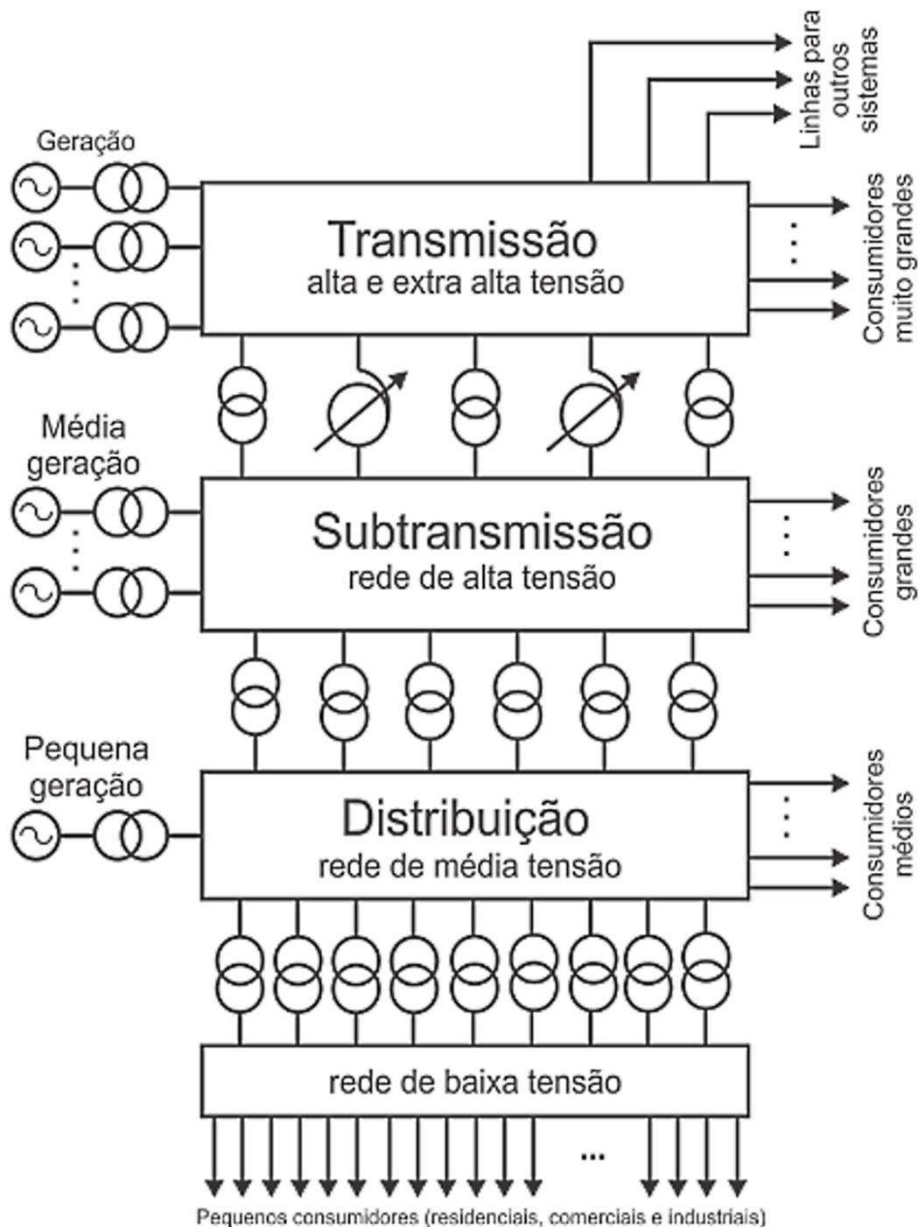


Figura 1.1 – Estrutura de um Sistema Elétrico de Potência Contemporâneo

Geralmente a tensão é considerada baixa se seu nível é menor que 1 kV. Entre 1 e 100 kV é considerada média tensão, que é usualmente a faixa de níveis de tensão utilizada em sistemas de distribuição. E, em sistemas de subtransmissão, os níveis de tensão variam entre 100 e 300 kV, sendo considerados de alta tensão. Por fim, níveis de tensão acima de 300 kV são ditos ser de extra alta tensão, sendo utilizada em redes de transmissão. Mas, Machowski et al. (2008) [8] ressalta que esta classificação é flexível e de modo algum é muito rigorosa.

De qualquer forma - grande, média ou pequena - a geração de energia é composta de várias unidades de geração, que geralmente operam em paralelo com o sistema elétrico de potência. Normalmente, uma unidade de geração envolve um gerador síncrono, conectado a

rede elétrica por meio de transformadores de ajuste de tensão, disjuntores e relés para proteção e manobra. Sendo que, o gerador síncrono da unidade do sistema de geração contém dois controladores como apresentado no desenho esquemático da

Figura 1.2, também adaptada de Machowski et al., (2008) [8]. O controlador de velocidade regula a velocidade, ou a potência de saída da turbina de acordo com a característica potência-frequência, em conjunto com um valor de referência de potência e o desvio de velocidade. O segundo controlador é o controlador do sistema de excitação de campo da máquina. No que lhe concerne, este sistema de controle de excitação regula a tensão aplicada ao enrolamento de campo da máquina, e assim controla a magnitude da tensão gerada, ou o fluxo de potência reativa fornecida ao sistema elétrico de potência, a partir de um valor de referência e da tensão realimentada do próprio sistema elétrico.

Na geração centralizada - que inclui a grande e a média geração - os controladores do sistema de excitação de campo devem atuar como reguladores de tensão, governando a tensão nos terminais das máquinas e nas barras do sistema elétrico por consequência. Ou seja, nesse tipo de geração, como defendido por (Hurley et al., 1999) [9], os geradores devem operar como máquinas supridoras de tensão, sustentando a tensão nos barramentos do sistema elétrico, ao serem conectadas nas extremidades emissoras das linhas de transmissão. Por sua vez, os controladores de velocidade de suas turbinas podem operar de duas maneiras. Em *droop* para possibilitar boa divisão de potência entre os diversos geradores de um sistema multimáquinas, no qual, em distintos barramentos, normalmente o regulador de alguma das máquinas é escolhido para operar no modo isócrono, o que garante reserva de potência para o suprimento ao sistema em condições adversas, em conformidade com Trindade et al. (2010) [5].

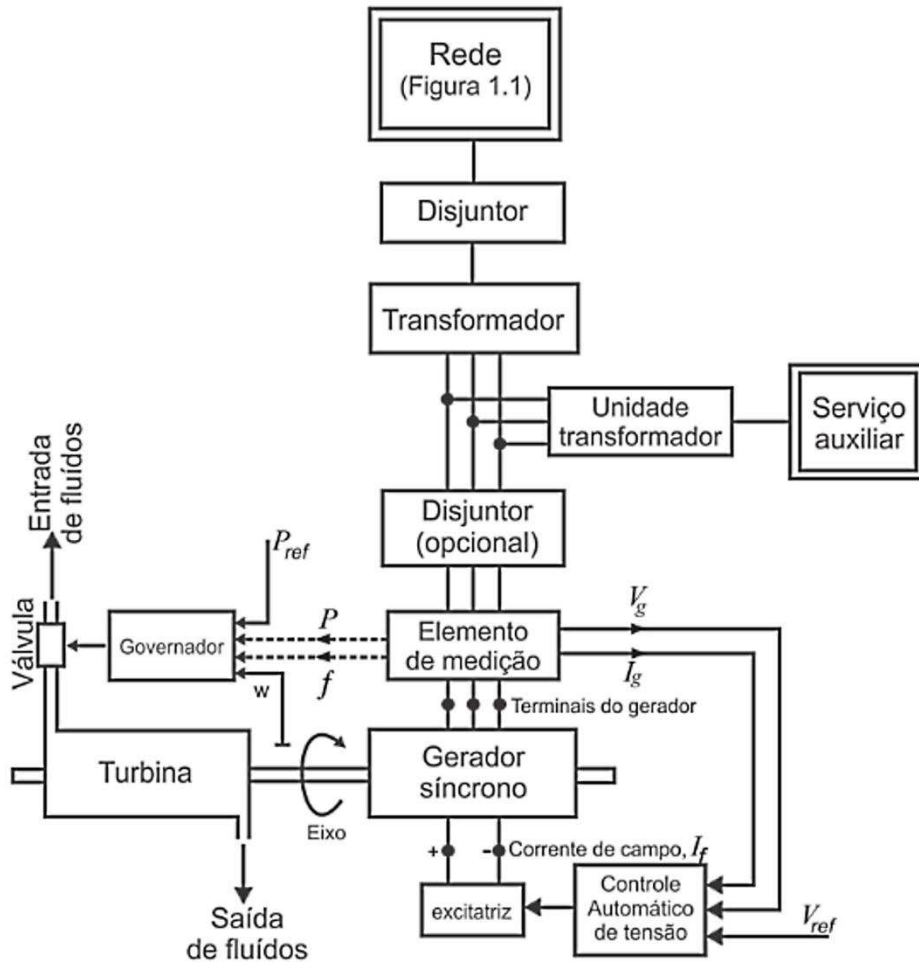


Figura 1.2 – Estrutura de uma Unidade de Geração

A pequena geração, como apresentado em Machowski et al. (2008) [8], envolve a geração distribuída. Nesta, os geradores recebem a denominação de geradores distribuídos, e estão conectados por meio de um transformador à linha de distribuição como afirma Hurley et al. (1999) [9]. Os controladores dos geradores distribuídos, geralmente, atuam de maneira distinta em relação aos controladores das máquinas destinadas a geração concentrada. De fato, para os geradores distribuídos, o controlador do sistema de excitação normalmente opera no modo regulador de fator de potência. Esta é uma necessidade proveniente do fato que, tais geradores devem seguir a tensão das barras da rede de distribuição do serviço público de energia. À vista disso, esses geradores são máquinas seguidoras de tensão conforme definidas em Shang e Redfern (2009) [7] e Hurley et al. (1999) [9]. Por sua vez, o controlador de velocidade para os geradores distribuídos operam no modo em droop, justo porque a potência que eles fornecem ao sistema elétrico deve ser de valor fixo.

Entretanto, duas circunstâncias derivadas de perturbações que os sistemas de energia estão sujeitos, requerem a mudança no modo de atuação dos controladores dos geradores

distribuídos. A primeira refere-se ao caso no qual, a planta de geração distribuída se desconecta da rede de distribuição, mas seus geradores continuam em operação, alimentando cargas prioritárias em um sistema isolado. Neste caso, eles devem garantir o nível de tensão e a frequência adequada a essas cargas remanescentes. Para tal, o controlador dos sistema de excitação deve ser comutado automaticamente para operar no modo regulador de tensão. E controlador de velocidade, de modo também automático, deve mudar para operar no modo isócrono.

A segunda das circunstâncias refere-se à situação em que a planta geradora, operando em paralelo com sistema de energia, sofre o efeito de uma sobrecarga no sistema interligado. Nesse caso, no sentido de contribuir para o fornecimento de reativo para o sistema de potência e ajudar no esforço de evitar afundamentos de tensão, também automaticamente, o regulador do sistema de excitação deveria mudar sua atuação para operar no modo regulação de tensão. Um procedimento dessa natureza poderia evitar o *blackout* de sistemas elétricos devido a afundamentos de tensão. Hurley et al. (1999) [9], ao discutir o assunto, relembra que durante a falha de interconexão de potência, em Oregon, em agosto de 1996, duas plantas de ciclo combinado de potência e calor tinham controladores de potência reativa em serviço. E durante um período de cinco minutos antes do *breakup* final, este tipo de controle contribuiu para afundar a tensão na área e para a alta excitação da vizinha planta hidrelétrica de *McNary*. A alta excitação sustentada causou o desligamento de todas as treze máquinas de *McNary*, provocando o crescimento de oscilações e instabilidades. Logo, como descreve Hurley et al. (1999) [9], os controladores de potência reativa contribuíram para uma falha de potência, cujo custo é estimado em valor acima de um bilhão de dólares. Dessa forma a mudança no modos de atuação dos controladores dos geradores distribuídos se faz necessária para assegurar a estabilidade de tensão e rotórica de sistemas elétricos, quando eles tem suas condições de operação alteradas por distúrbios. Justamente porque, as condições de operação dos sistemas elétricos (sistema de energia e planta de geração distribuída) determinam o tipo de atuação necessária para os controladores do sistema de excitação, e para os controladores dos sistemas de controle de velocidade das turbinas.

Para elaboração de estudos visando analisar o comportamento de controladores e de geradores distribuídos operando em paralelo em sistemas elétricos interligados ou isolados, a simulação computacional é opção muito útil. Em concordância com Tamashiro et al. (2016) [10], atualmente existe uma vasta disponibilidade de ferramentas para a realização de simulações computacionais, utilizadas nas mais diversas áreas do conhecimento. De acordo com Caixeta et al. (2014) [68], o ATP é uma ferramenta de distribuição livre de seu precursor

EMTP (Electromagnetics Transients Program) que tem ganhado uma grande proeminência em escopos comerciais, acadêmicos e científico ao redor do mundo. De acordo como os mesmos autores, esta plataforma computacional provê técnicas no domínio do tempo, principalmente por meio de suas interfaces ATPDraw, TACS e MODELS que são estruturas muito apropriadas para modelagens de sistemas elétricos, além do fato do sistema de software ATP oferecer excelente capacidade gráfica e uma interação amigável com o usuário.

No caso em questão, para programação das instruções envolvendo mudanças nos modos de operação dos reguladores é necessária à representação de uma série de ações. Entre elas, eventos como a abertura do disjuntor principal representando o isolamento da planta e, de disjuntores secundários indicando rejeição de carga da indústria. E ainda, a abertura/fechamento de chaves reproduzindo a mudança do modo de operação dos controladores, entre outras comutações associadas. Como, por exemplo, mudanças de estado de chaves que indicam a presença ou ausência de uma sobrecarga em um sistema de energia.

Gatta (2003) [3] afirma que simulações dinâmicas têm sido realizadas, procurando os seguintes resultados: A - manter em operação o sistema de geração distribuída, em caso de faltas na rede de extra alta tensão/alta tensão. B - Em caso de faltas na rede de média e baixa tensão, evitar o desligamento do sistema de geração distribuída conectado as linhas de média e baixa tensão saudáveis, providas do mesmo barramento que supre o alimentador defeituoso. Se possível, evitar também o desligamento do sistema de geração distribuída conectada a linha de média tensão defeituosa em caso de faltas transitórias que podem ser removidas por religamento de alta velocidade. Por outro lado, Gatta (2003) [3] afirma também, que a simulação dinâmica é útil, quando a desconexão do sistema de geração distribuída é necessária em caso de faltas permanentes, para permitir reparos e restaurações das metas A. e B. que parecem fáceis de serem alcançadas.

1.5. AS CONTRIBUIÇÕES DO TRABALHO

Os geradores síncronos da planta industrial, operando em paralelo com o sistema elétrico interligado, devem acompanhar as magnitudes e variações da tensão da rede de distribuição, que é controlada pela concessionária de energia. Além disso, os eixos de rotação dessas máquinas síncronas, devem girar em velocidade angular tal, que a frequência das tensões por elas geradas, seja a mesma estabelecida pelo sistema elétrico de energia. Assim, para atender ao primeiro requisito, o controlador de tensão não deve operar como regulador de tensão e, portanto, seu modo de operação deve ser como regulador de fator de

potência/potência reativa. Mas, o segundo requisito é naturalmente atendido, posto que uma máquina elétrica relativamente pequena, conectada ao sistema elétrico interligado, não tem o poder de alterar a frequência de suas tensões. Entretanto, o seu controlador de velocidade deve atuar no modo *droop*, implicando diretamente sobre a potência ativa que a máquina deve fornecer ao sistema de energia para abastecimento de cargas elétricas. Isto acarreta que, o controlador de velocidade deve atuar no sentido de garantir que a adequada potência mecânica seja sempre inserida no eixo da máquina para esse estado de operação.

Por outro lado, se o sistema elétrico industrial perde a conexão com o circuito da rede de distribuição, este passa a operar de maneira isolada. Nessa condição, o controlador de tensão deve operar como regulador de tensão, com o intuito de sustentar tensão nos terminais do gerador e nas barras do sistema isolado. E o regulador de velocidade nesta situação deve operar no modo isócrona para permitir o máximo carregamento do gerador, no propósito de alimentar a maior quantidade possível de cargas elétricas, e ainda manter a frequência das tensões geradas no valor requerido pelos equipamentos da instalação industrial. Além disso, se ocorrem afundamentos de tensão nas barras do sistema elétrico de energia, o controlador de excitação das máquinas síncronas deve atuar como regulador de tensão. Isto, no sentido de que os geradores síncronos da planta industrial contribuam com energia reativa, que são capazes de fornecer, no esforço necessário para recuperação e manutenção da tensão dos barramentos.

De acordo com essas perspectivas e da evolução da pesquisa em relação ao estado da arte do assunto apresentam-se as contribuições gerais do trabalho que podem ser descritas como se seguem:

- Análise do panorama geral da cogeração de energia com destaque para a utilização de fontes primárias: biomassa e gás natural.
- Análise da estabilidade de sistemas dinâmicos tratando do problema, definições e tipos de estabilidade.
- Análise da modelagem da máquina síncrona bem como das cargas utilizadas para realização da simulação computacional.
- Modelagem conceitual e computacional do regulador de velocidade para operar no modo droop ou no modo isócrona.
- Modelagem conceitual e computacional do controlador de excitação para operar como regulador de tensão ou como regulador de fator de potência/potência reativa.

- Modelagem e implementação dos esquemas de controle envolvendo a alteração automática do modo de operação tanto do regulador do sistema de excitação quanto do regulador de velocidade.
- Implementação computacional dos controladores com a utilização da subrotina TACS (Transient Analysis of Control Systems) e da linguagem de programação MODELS, para interligação ao modelo da máquina síncrona controlável no sistema de software ATP.
- Elaboração de um programa computacional para representar a rede elétrica uma planta industrial, operando em paralelo com o sistema elétrico de potência, ou de maneira isolada, utilizando recursos do software ATP.
- Realização de simulações computacionais que permitem avaliar o desempenho de regime permanente e regime dinâmico de um sistema elétrico industrial, operando em paralelo com o sistema de energia ou isolado, utilizando o programa de computador elaborado.
- Realização de análise de acordo com procedimentos estabelecidos para uma lógica de estudo, a respeito do comportamento de regime permanente e dinâmico dos geradores síncronos, englobando suas grandezas elétricas e mecânicas e as grandezas elétricas das barras do sistema elétrico da planta.

O desenvolvimento da estrutura computacional, as simulações numéricas e as análises realizadas que possibilitaram a elaboração do presente trabalho resultaram na elaboração do artigo intitulado: “Análise do Desempenho de Geradores Síncronos Distribuídos Com Controladores Dotados de Modos de Operação Comutáveis”; Silva, A. M. B.; Guimarães, G. C.; Chaves, M. L. R.; Tamashiro, M. A.; Rodrigues, A. R.; Monteiro R. V. A. (Título em inglês: Performance Analysis of Distributed Synchronous Generators with Controllers Equipped with Switchable Operating Modes), publicado no IEEE Latin America Transactions, vol.14, no.5, May 2016.

1.6. ESTRUTURA DO TRABALHO

Denominado de “ Um panorama da cogeração de energia”, o capítulo 2 é dedicado a descrição dos aspectos históricos da geração distribuída e da cogeração de energia, incluindo também os aspectos técnicos, normas e legislação. Em continuidade, no capítulo 3 tem-se

abordagem a respeito de “Estabilidade de sistemas dinâmicos”, em qual, são consideradas três tipos de estabilidade: transitória, subtransitória e dinâmica.

No Capítulo 4, “Modelagem da máquina síncrona” é inicialmente realizada uma breve descrição da máquina síncrona na intenção de abordar introdutivamente o tema. Em seguida, é apresentada uma sequência de equações elétricas e mecânicas que modelam a máquina síncrona, sendo essas adaptadas para representá-la em simulações computacionais utilizando o software ATP.

O capítulo 5, denominado de “Máquina primária e seu regulador de velocidade” descreve os tipos convencionais de máquinas motrizes envolvendo as turbinas hidráulicas, as turbinas térmicas e os motores a combustão interna, com descrição subsequente do controlador de velocidade.

No capítulo 6, denominado de “Sistema de excitação e seu regulador de tensão ou regulador de reativos/fator de potência” dispõe sobre os tipos tradicionais de excitatrizes envolvendo sistema de corrente contínua, de corrente alternada e sistema estáticos, com subsequente descrição dos controladores de tensão e reativos/fator de potência.

No capítulo 7, intitulado “Simulações computacionais dos eventos”, dedicado a descrever o sistema elétrico industrial, seus componentes, seus modelos computacionais e os casos estudados, inicialmente são descritos a estrutura do sistema investigado e os seus principais itens constituintes. Este capítulo contém também os resultados das simulações numéricas executadas no sistema de software ATP. Finalmente, no capítulo 8, “Discussões e Conclusões”, são tomadas inferências e conclusão sobre o trabalho realizado fazendo-se uso dos resultados alcançados com o desenvolvimento do trabalho de acordo com os objetivos propostos.

Capítulo 2

UM PANORAMA DA COGERAÇÃO DE ENERGIA

2.1. CONSIDERAÇÕES INICIAIS

De forma típica, o suprimento de energia elétrica aos sistemas elétricos de potência tem sido realizado por meio de geração centralizada, majoritariamente empregando-se geradores síncronos conectados diretamente à rede de transmissão. Esses geradores são movidos por turbinas que recebem potência mecânica proveniente das clássicas fontes primárias: hidráulica ou térmica. Todavia, contemporaneamente, o suprimento básico de energia elétrica tem incorporado às redes de distribuição, a energia convertida de fontes alternativas, viabilizada por avanços tanto na flexibilização da legislação da área quanto na tecnologia de geração de energia utilizando essas fontes. Este modelo de suprimento tem se tornado necessário, para compensar o aumento da demanda por energia elétrica exigida dos sistemas elétricos de potência. E também, para diminuir a necessidade da exploração de grandes projetos de geração centralizada, que causam impactos ambientais fortes e indesejáveis. Outrossim, esse tipo de suprimento apresenta a vantagem de sua proximidade aos centros consumidores, dentre as quais, se destacam as menores perdas elétricas envolvidas no transporte da energia e o aproveitamento de recursos renováveis e alternativos, que estão diversificando a matriz energética para o abastecimento dos sistemas elétricos de energia.

Portanto, de acordo com essa perspectiva, tem-se aumentado a potência instalada de estruturas supridas por fontes descentralizadas, tornando-as significativas fornecedoras de energia aos sistemas elétricos interligados. Entre os empreendimentos estão aqueles que utilizam fontes primárias, que geram eletricidade a partir de arranjos envolvendo placas fotovoltaicas, plantas com turbinas eólicas ou pequenas centrais hidrelétricas (PCHs). E, além disso, existem aqueles sistemas de geração que se enquadram dentro do que se denomina de “cogeração de energia”, os quais combinam a geração simultânea de calor e de energia mecânica girante. A partir do acionamento de uma turbina de alta velocidade, essa energia mecânica é utilizada para girar os eixos de geradores, convertendo a energia mecânica em energia elétrica, que é fornecida ao sistema elétrico de potência. De fato, “plantas médias de

cogeração são equipadas com turbinas convencionais de vapor ou gás, acionando geradores síncronos diretamente sincronizados em redes de média tensão” Gatta (2003) [3].

E no Brasil, o aumento da instalação de usinas geradoras termoelétricas tem ocorrido principalmente com o uso de biomassa e do gás natural, como combustíveis primários. A expansão do uso da biomassa para gerar energia elétrica, se deve preponderantemente a pujança do crescente setor de cana de açúcar, e também devido ao potencial de crescimento da geração com esse primeiro tipo de combustível em setores como: de alimentos e, de papel e celulose. Assim, “a biomassa é uma das fontes para produção de energia com maior potencial de crescimento para os próximos anos, tanto no mercado internacional quanto no interno, sendo considerada uma das principais alternativas para diversificação da matriz energética, e a consequente redução da dependência dos combustíveis fósseis” (ANEEL, 2008) [11]. De forma semelhante, a utilização do segundo combustível - o gás natural - tende a crescer com o aproveitamento das grandes reservas provenientes do setor de gás, como consequência da exploração do petróleo da camada do pré-sal, que vem transformando o Brasil em um grande produtor de gás natural. Na verdade, com a exploração dessas reservas da camada do pré-sal “o Brasil se tornará o maior produtor de gás da região da América do Sul antes de 2025” (Rudnick et al., 2014) [12]. Deste modo, a cogeração de energia no Brasil apresenta perspectivas promissoras de crescimento para os anos subsequentes.

Dentro desse contexto, o propósito do vigente capítulo é apresentar uma visão do cenário para a cogeração de energia. Tratar sobre os combustíveis mais utilizados e, de maior potencial de desenvolvimento, bem como suas disponibilidades e vantagens. E também abordar aspectos sobre a legislação relativa a área da cogeração de energia envolvendo leis, decretos, resoluções e procedimentos de acesso a rede de distribuição. Por outro lado, essencialmente pelo fato de sua descentralização, e proximidade dos centros consumidores, referir-se sobre aspectos da geração distribuída, do inglês DG (*Distributed Generation*).

2.2. ABORDAGEM A RESPEITO DA GERAÇÃO DISTRIBUÍDA

A energia elétrica produzida por usinas termoelétricas, normalmente é inserida no sistema elétrico de potência, utilizando redes de distribuição do concessionário do serviço público de energia, o que inclui a cogeração de energia, na modalidade de geração distribuída. Sendo assim, nessa seção são considerados os aspectos gerais e técnicos, e definições a respeito da geração distribuída como forma de conceituação desse tipo de geração.

2.2.1. Geração Distribuída - Definições

Este paradigma inovador chamado geração distribuída é definido como geração de potência elétrica dentro das redes de distribuição (ou lado do consumidor) baseado em fontes de energia renovável e tecnologias de ciclo combinado de potência e calor (Zio et al., 2015) [15]. E em termos de inserção de potência aos sistemas elétricos de energia, “esta geração distribuída se insere ao circuito em pontos próximos da carga permitindo operar as redes com melhor qualidade de fornecimento para os consumidores, e em geral com uma considerável redução de perdas para a concessionária de energia” (Mendonza et al., 2014) [16]. Além disso, de acordo com a ANEEL (2008) [11], um sistema de geração distribuída pode ser igualmente definido como uma “central geradora de energia elétrica, de qualquer potência, com instalações conectadas diretamente no sistema elétrico de distribuição ou por meio de instalações de consumidores, podendo operar em paralelo ou de forma isolada e despachadas - ou não - pelo ONS (Operador Nacional do Sistema)”. E, outrossim, considerando o sistema elétrico interligado como um sistema com despacho de potência centralizado, “os sistemas de geração distribuída são novos sistemas de energia baseados na otimização de fontes, meio ambiente e eficiência pela identificação de capacidade e métodos operacionais ótimos” (Mishra, 2010) [17].

Subsequentemente, em se tratando das diferentes fontes primárias aproveitadas para geração de energia dentro desse conceito, destacam-se: as convencionais fontes hídricas associadas as centrais geradoras de pequeno porte, as fontes de calor a base de combustíveis fósseis ligadas as pequeno-médias centrais térmicas, bem como as fontes renováveis - solar, eólica e biomassa. Os sistemas geradores de energia supridos por essas fontes alternativas e conectados as redes de distribuição do sistema elétrico interligado, se integram então, sob a denominação de sistemas de geração distribuída.

A geração dentro da região em qual se encontram os usuários, está justamente entre as vantagens de se utilizar os recursos energéticos alternativos para suprir a crescente demanda por energia elétrica. Esta geração local tem implicação no aumento da confiabilidade de fornecimento, menores perdas no transporte de energia em linhas de transmissão, e aproveitamento de diferentes e diversificadas fontes primárias. Desta forma, a geração distribuída constitui-se em uma instalação elétrica cuja característica essencial é a geração de energia próxima do centro consumidor de carga. Destarte, a geração distribuída pode ser compreendida como a geração de energia elétrica por meio de geradores denominados de geradores distribuídos, conectados a rede de distribuição dos sistemas elétricos de energia.

Estes geradores distribuídos são divididos em três tipos principais: os geradores estáticos como as placas solar fotovoltaicas, os assíncronos como os geradores de indução movidos por turbinas eólicas ou hidráulicas, e os tradicionais geradores síncronos acionados principalmente por turbinas a vapor ou turbinas a gás.

De acordo com IEEE 1547 (2009) [18], estas três categorias de geradores listadas apresentam as seguintes características:

- a) **Conversores estáticos** - este tipo de gerador distribuído, além de fornecer a conversão de potência, também converte tensão contínua em tensão alternada. Eles, às vezes, são referidos como sistemas de condicionamento de potência. E o papel fundamental deles é converter tensão contínua ou tensão alternada de diferente frequência para a frequência que possa ser conectada ao sistema elétrico. A potência gerada pode vir de distintas fontes, como de sistemas solar fotovoltaico, células a combustíveis, microturbinas, sistemas eólicos. Para todos esses sistemas, o conversor estático ajusta o nível de tensão, e converte em sinal alternado sua saída, com frequência igual ao do sistema elétrico de potência, possibilitando a conexão.

- b) **Gerador Assíncrono** - Este segundo tipo de gerador distribuído pode ser uma máquina de indução convencional com rotor em gaiola de esquilo, que deve ser acionada a uma velocidade ligeiramente acima da velocidade síncrona correspondente, para fornecer potência ativa ao sistema de energia. Se sua velocidade cai abaixo da velocidade síncrona, ele passa a absorver potência ativa da rede elétrica. A potência ativa produzida é controlada pelo regulador de velocidade da máquina primária, mas a potência reativa para esse tipo de máquina é sempre absorvida da rede. Portanto, com o gerador de indução não há controle da tensão ou do fator de potência. Por outro lado, os geradores assíncronos duplamente alimentados (*DFIGs - Double-Fed Induction Generators*) utilizam uma máquina de rotor bobinado com conversores estáticos para injetar correntes no rotor. Para essa máquina, largamente utilizada em geração eólica, a velocidade angular pode ser alterada em uma larga faixa, acima ou abaixo da velocidade síncrona. Além disso, os DFIGs podem suprir ou absorver potência reativa devido

a dupla excitação, o que lhes permitem controlar o fator de potência ou a potência reativa.

- c) **Gerador síncrono** - esta terceira classe de gerador distribuído utiliza uma máquina síncrona convencional. Portanto, o gerador deve ser acionado para girar em uma velocidade que corresponde ao seu número de polos e a frequência do sistema de potência, ao qual, está conectado - a chamada velocidade síncrona. A potência ativa que o gerador produz é controlada pelo regulador de velocidade de sua máquina primária, e a potência reativa, pelo nível de excitação de campo. Assim, a máquina síncrona requer um controle mais complexo, que uma máquina de indução, para entrar e permanecer em sincronismo com o sistema elétrico de potência, e para o controle de seu sistema de excitação. Este tipo de gerador distribuído apresenta a vantagem de permitir ao produtor de energia controlar o fator de potência de sua planta de geração, pelo ajuste da corrente de campo. E além disso, possui a habilidade de prover potência a cargas elétricas durante seu isolamento do sistema elétrico de potência.

Em muitos casos então, de acordo IEEE 1547 (2011) [19], a fonte de energia determina a tecnologia de geração empregada, sendo que algumas tecnologias podem ser empregadas para uma vasta faixa de fontes de energia, e outras podem ser restritas a um tipo específico de máquina primária.

2.2.2. Aspectos Técnicos da Geração Distribuída

A tecnologia disponível, para instalação de estruturas de geração de energia na modalidade geração distribuída, em grande parte, está associada às fontes de energia renováveis. Estes, são itens como calor e luz solar, recursos como a queda ou movimento das águas de rios, movimento das marés, vapores geotérmicos, força dos ventos e, recursos como a biomassa vegetal e o biogás, entre diversos outros meios. Contudo, a tecnologia da área, não exclui o uso de fontes não renováveis como o óleo diesel e o gás natural. Deste modo, adaptada de Singh (2009) [20], na tabela 2.1 são apresentadas tecnologias e potências típicas de dispositivos que permitem compor a potência de arranjos utilizados para geração distribuída de energia.

Tabela 2.1 – Tecnologia para Geração Distribuída

Potência típica	Tecnologia
20 W a 100 kW	Paneis fotovoltaicos
200 W a 3 MW	Turbina eólica
25 kW a 1 MW	Micro turbina hidráulica
1 MW a 100 MW	Pequena turbina hidráulica
35 kW a 1 MW	Micro turbina gás
5 kW a 10 MW	Motor de combustão interna
1 MW a 250 MW	Turbina a combustão
35 MW a 400 MW	Turbina a gás de ciclo combinado

Por certo, a geração distribuída pode ser classificada também, de acordo com sua potência instalada. Conforme Ackermann (2001) [21], esses limites variam de 1 kW a 300 MW, subdivididos em micro, pequena, média e grande geração distribuída como exposto na tabela 2.2.

Tabela 2.2 – Geração Distribuída em Função da Potência Instalada

Potência Instalada	Classificação
1kW a 5 kW	Micro geração distribuída
5 kW a 5 MW	Pequena geração distribuída
5 MW a 50 MW	Média geração distribuída
50 MW a 300 MW	Grande geração distribuída

De acordo com os dados mostrados nas tabelas 2.1 e 2.2 é possível inferir que a micro geração distribuída refere-se comumente aos pequenos sistemas fotovoltaico, ainda que seja possível montar sistemas fotovoltaicos que podem ser classificados como pequena ou média geração distribuída. Como exemplos de pequena geração distribuída são instalações que englobam principalmente pequenas centrais hidrelétricas, com microturbinas hidráulicas ou pequenas centrais térmicas com microturbinas a gás. E como as PCHs, a cogeração de energia, que utilizam turbinas a vapor ou turbinas a gás, encaixam em sua maioria dentro do que se denomina média geração distribuída. Mas também, pode estar ligada a grande geração distribuída em empreendimentos envolvendo sistemas de ciclo combinado de potência e calor. A grande geração distribuída pode incluir ainda, sistemas de geração equipados com pequenas turbinas hidráulicas.

No que se refere à interconexão da geração distribuída, com a rede elétrica do sistema de energia, deve-se considerar o nível de tensão que se adequa, seguindo critérios técnicos e legais estabelecidos. Assim, para diferentes faixas de potência e tipos de circuito - monofásico ou trifásico - a instalação de geração distribuída pode se encaixar em distintos níveis de tensão de conexão com a rede de distribuição. Estes níveis são divididos em: baixa, média e alta tensão, de acordo com ONS (2014) [22]. Desta forma, e em conformidade com (ANEEL - Procedimento de Distribuição: Módulo 3 (2015) [25], considerando a faixa de potência, o nível de tensão de conexão, a tensão nominal das unidades de geração e o tipo de circuito, os níveis de tensão de conexão elaborados e apresentados, na tabela 2.3, indicam a padronização para a conexão das unidades de geração distribuída ao sistema de energia no Brasil.

Tabela 2.3 – Tensões Padronizadas para Conexão de Unidades de Geração

Potência Instalada	Nível de Tensão de Conexão/ (Tensão Nominal)	Circuito
Até 10 kW	Baixa tensão/ (127-220-254-440 V)	Monofásico
10 a 75 kW	Baixa tensão/ (220/127 - 380/220 V)	Trifásico
76 a 150 kW	Baixa tensão/ (127-220-380 V); Média tensão/(13,8 - 34,5 kV)	Trifásico
151 a 500 kW	Baixa tensão/(127-220-380 V); Média tensão/(13,8 - 34,5 kV)	Trifásico
501 kW a 10 MW	Média tensão/(13,8-34,5 kV); Alta tensão/(69 - 138 kV)	Trifásico
11 a 30 MW	Média tensão/(13,8-34,5 kV); Alta tensão/(69 - 138 kV)	Trifásico
Acima de 30 MW	Alta tensão/(69 - 138 kV)	Trifásico

A potência dos sistemas de geração distribuída classificada como micro geração distribuída pode atingir o valor de 5 kW. Neste caso, pode ser conectada à rede de distribuição por um circuito em baixa tensão: 127 - 220 - 254 - 440 V. Para a pequena geração distribuída que pode atingir 5 MW, a conexão pode necessitar de um circuito trifásico de média tensão em 13,8 ou 34,5 kV, quando a potência instalada supera 75 kW. Para a média geração distribuída acontece a mesma indicação, até ao limite de 30 MW. No entanto, para potência acima 30 MW, a conexão deve ser em alta tensão, como é a situação da grande geração distribuída que, conforme dados mostrados na tabela 2.3, deve ser conectada por um circuito trifásico em 69 ou 138 kV.

2.2.3. Aspectos Gerais da Geração Distribuída

A concepção, construção e operação de uma rede de distribuição suprida por uma fonte a vapor, nos moldes do que contemporaneamente se denomina geração distribuída, são

atribuídas a Thomas Alva Edison. No fim do século XIX, ele instalou e operou uma central geradora que alimentava cargas elétricas residenciais e de iluminação pública nos Estados Unidos da América. Deste modo, “o primeiro sistema elétrico de potência completo (compreendendo um gerador, cabos, fusíveis, medidores e cargas) foi construído por Thomas Edison - a histórica estação de Pearl Street na cidade de Nova York - que começou sua operação em setembro de 1882” (Kundur, 1994) [1]. Muito embora este feito seja de conhecimento geral, o mesmo autor acrescenta que “esse sistema era constituído de uma estrutura de corrente contínua, composta de um gerador de corrente contínua acionado por um mecanismo a vapor, suprindo potência para 59 consumidores, dentro de uma área de aproximadamente 1,5 km². As cargas elétricas, que consistiam inteiramente de lâmpadas incandescentes, eram supridas em 110 V, por meios de uma rede de cabos subterrâneos.

A partir dessa instalação, muitos sistemas de energia em corrente contínua foram implantados em diversas cidades do mundo, alimentando cargas elétricas de iluminação. Mas, em seguida, estas cargas elétricas foram diversificadas com o uso de outros tipos, entre os quais, destacam-se os motores de corrente contínua e dispositivos que produzem calor como ferro de passar. O aumento das cargas instaladas implicou em crescimento da demanda, impactando a operação desses sistemas elétricos. Eles, a rigor, eram pequenos sistemas principalmente devido o nível de tensão gerada, limitada a 2 kV por causa das restrições relativas à isolação entre as lâminas do comutador dos geradores de corrente contínua. E com o aumento da demanda, o efeito mais pronunciado estava associado a alta corrente circulante pelas redes elétricas, causando grandes quedas de tensão em seus circuitos elétricos.

Desta forma, essas dificuldades levaram a uma diferente concepção para o sistema elétrico de energia, considerando outro tipo de forma de onda para as tensões e correntes, isto é, a forma de onda alternada. Esse outro sistema (em tensão alternada) proporcionou o aproveitamento de outras fontes primárias, mesmo que localizadas distantes dos centros consumidores. Sendo que, por ser possível a elevação dos níveis de tensão alternada do sistema, pelo uso de transformadores, o transporte de energia até os centros de carga, via linhas de transmissão, tornou-se mais tecnicamente viável na época. E, junto ao centro de carga, uma subestação abaixadora passou a suprir os consumidores utilizando-se de linhas de distribuição, que conceitualmente foram concebidas para se conectarem as cargas elétricas.

Assim durante o intervalo de aproximadamente um século, imperou majoritariamente o modelo centralizado, no qual, geradores em usinas hidrelétricas ou térmicas alimentam as linhas de transmissão. E estas transportam a energia e suprem as redes de distribuição, que alimentam cargas industriais, comerciais e residenciais. Assim, “até recentemente, a maioria

das fontes de geração de energia elétrica estavam conectadas a sistemas de transmissão de grande porte, permanecendo eletricamente afastadas dos grandes centros de carga” Salim (2011) [72]. Em verdade, este modelo se manteve sem muitas alterações, enquanto os recursos energéticos permaneceram abundantes para serem explorados, e com pouca ou nenhuma restrição ambiental. Contudo, com a possibilidade do esgotamento desses recursos e, também devido às pressões oriundas dos reclames de agentes ambientais, fontes alternativas para geração de energia, disponíveis nas proximidades dos centros consumidores foram se tornando viáveis, e depois imprescindíveis.

Assim sendo, a implementação de unidades geradoras, valendo-se desses recursos, deu origem a forma de geração de energia denominada de geração distribuída, com geradores conectados diretamente a rede de distribuição. Porém, como os sistemas elétricos eram tradicionalmente alimentados na extremidade emissora pelos geradores das usinas geradoras de energia e, em sua extremidade receptora somente conectadas cargas, foi necessária a flexibilização da legislação, para permitir que geradores também fossem ligados às redes de distribuição. Realmente até a aprovação da ação regulatória do serviço público PURPA (Public Utility Regulatory Policy Act) em 1978, nos Estados Unidos da América, a rede pública não era requisitada para conectar geradores (Mozina, 2010) [13]. Essas mudanças foram ampliadas na década de 1980, possibilitando que geradores instalados em unidades industriais pudessem ser conectados às rede de distribuição do sistema elétrico. Tais mudanças foram possíveis a partir da desregulamentação colocada em prática no setor, protagonizada pelos mercados e governos em diversas regiões do mundo; interligadas com “diversos fatores que tem contribuído para a reestruturação do setor de eletricidade, dos quais entre eles estão: o aumento da demanda por energia elétrica, desenvolvimento de novas tecnologias e a necessidade de sistemas elétricos limpos e economicamente mais eficiente” (Pereira et al., 2015)[67]. Estas mudanças fizeram surgir inicialmente os agentes geradores de energia como os autoprodutores e os produtores independentes de energia e com isso, as fontes de geração estão em constante diversificação, proporcionando o aproveitamento de alternativos e significativos recursos energéticos, com as grandes vantagens que os sistemas de geração distribuída trazem em seu bojo. No entanto, “o movimento na direção da geração distribuída requer uma abordagem do sistema inteiro que avalie e promova o valor da geração distribuída por toda rede e desenvolva estrutura de suporte adequado e incentive esquemas para guiar este processo” (Djapic, 2010) [14].

2.3. ABORDAGEM A RESPEITO DA COGERAÇÃO DE ENERGIA

Com o surgimento da máquina a vapor controlada, durante o período da revolução industrial, no século XVIII, uma estabeleceu-se a junção do fornecimento de energia térmica e de energia mecânica, por meio de um único dispositivo - a turbina a vapor. Com sua evolução natural, este mecanismo tornou-se uma máquina primária bastante útil em sistemas industriais, justamente por integrar, junto com a caldeira geradora de vapor, o sistema que combina a produção e distribuição de calor e potência mecânica, consolidando-se o que se denomina de cogeração de energia. Com o uso das estruturas de sistemas industriais, a cogeração de energia ganhou grande importância, quando os sistemas elétricos puderam ser abastecidos, também por meio das redes de distribuição, a partir dos anos de 1980. Isto impulsionou a área da cogeração de energia, criando a necessidade de estudos que forneçam dados e informações para subsidiar seu desenvolvimento.

Assim, em se tratando da cogeração, é importante abordar os combustíveis utilizados para a produção de energia, visando à obtenção de sua classificação, uso e disponibilidade. Também é necessário referir-se sobre a potência instalada e o potencial estimado de crescimento em função de reservas existentes. Além disso, é oportuno avançar os estudos envolvendo aspectos relacionados à legislação, normas e recomendações que orientam a implementação de projetos da área. Por exemplo, a expansão da cogeração de energia exigiu dos órgãos competentes uma legislação regulamentadora para a problemática da venda de energia excedente. E devido aos impactos das unidades cogedoras sobre o sistema elétrico interligado, demandou-se mais estudos técnicos e normativos, visando determinar procedimentos para a conexão plantas industriais à rede do sistema de potência, que resultaram em ajustes na legislação, normas, recomendações práticas e informações para elaboração de projetos que implicam em segurança, confiabilidade e eficiência dessas instalações.

2.3.1. Aspectos da Legislação/Procedimentos de Conexão Relativos à Cogeração de Energia

Em 1996 foi promulgada a lei 9427 que instituiu a ANEEL (Agência Nacional de Energia Elétrica), uma autarquia vinculada ao Ministério de Minas e Energia, que tem a função de fiscalizar e regular a produção, a transmissão e comercialização de energia elétrica no Brasil. Com a publicação da lei 9427 e a constituição da ANEEL, e com a divulgação de

seu regimento interno, foi extinto o DNAEE (Departamento Nacional de Águas e Energia Elétrica) que era responsável pela supervisão, fiscalização e controle de serviços de eletricidade. Isto quer dizer que, foi ainda sob a responsabilidade do DNAEE, que a cogeração de energia, que envolve a autoprodução e a produção independente de energia, auferiu seu marco regulatório, definido pela legislação brasileira em 1995 com a lei nº. 9074, regulamentada pelo decreto nº. 2003, em 1996. Esta lei caracteriza o autoprodutor e o produtor independente de energia elétrica, da seguinte forma:

- **Produtor independente de energia elétrica:** pessoa jurídica ou empresas reunidas em consórcio que recebem concessão ou autorização para produzir energia elétrica destinada ao comércio de toda ou parte da energia produzida, por sua conta e risco.
- **Autoprodutor de energia elétrica:** pessoa física ou jurídica ou empresas reunidas em consórcio que recebam concessão ou autorização para produzir energia elétrica destinada ao seu uso exclusivo.

Não obstante, a legislação brasileira para o setor de cogeração tem sido elaborada e aperfeiçoada desde o início da década de 80 do século XX. Em 1981, foi publicado o decreto-lei 1872, revogado e substituído na década seguinte pela lei de número 9648, em 1998, que trata da aquisição, pelas concessionárias do serviço público, da energia excedente gerada pelos autoprodutores. Ainda, na década de 1980, várias portarias regeram o setor de cogeração no Brasil. Entre elas, a portaria DNAEE 283 de 1985 criou a DSR (Demanda Suplementar de Reserva), que se refere ao montante de energia demandada pelo autoprodutor, quando sua autoprodução era reduzida ou interrompida.

De acordo com essa portaria, o autoprodutor pagava mensalmente uma tarifa específica, mesmo quando não houvesse a necessidade de utilização da DSR. Por mais, a portaria DNAEE 187, publicada em 1988, inclui os empreendimentos privados de geração de energia em três diferentes status de potência ativa: $P < 500 \text{ kW}$, $500 \text{ kW} < P < 10 \text{ MW}$, e $P > 10 \text{ MW}$. Em consonância com essa portaria, para os empreendimentos de maior capacidade, as exigências a serem atendidas para a aprovação do projeto são maiores. Entre os requisitos essenciais, o autoprodutor deve apresentar o projeto e o estudo de viabilidade técnica e ambiental. A portaria DNAEE 246, anunciada em 1988, expõe uma definição objetiva e clara a respeito da cogeração de energia e regulamenta a aquisição do excedente de energia elétrica pela concessionária do serviço público local. Desta forma, estas portarias, leis e decretos-lei constituíam a estrutura de normas e regulamentos que orientavam a autoprodução de energia elétrica. Porém, contemplavam de forma incipiente as necessidades da legislação do setor. Isto é, as definições eram ínfimas. E, entre outras, não estavam presentes as definições de:

cogeração, produção independente de energia elétrica, autoprodução - com ou sem geração de excedentes. Isto tornava a legislação muito geral, o que não estimulava a cogeração de energia

Com a reestruturação e avanços na legislação do setor de energia na década de 1990, essas definições foram ampliadas, impactando significativamente sobre a área de cogeração de energia. Entre muitos itens, destacam-se as diversas resoluções, decretos e leis associadas à cogeração de energia. A lei geral de concessões, identificada pelo número 8987, proclamada em 1995, define o regime de concessão e permissão necessário à prestação de qualquer serviço público de acordo com a Constituição Federal Brasileira. Esta, em seu artigo 2º, apresenta duas definições que se distinguem: **I - Concessão de serviço público:** que constitui a delegação de prestação de serviço à pessoa jurídica ou consórcio de empresas que demonstre capacidade para seu desempenho, por sua conta e risco e por prazo determinado, feito pelo poder concedente, mediante licitação, na modalidade de concorrência. **II - Permissão de serviço público:** que constitui a delegação de prestação de serviço à pessoa jurídica que demonstre capacidade para seu desempenho, por sua conta e risco, feita pelo poder concedente, a título precário, mediante licitação.

Além do mais, a lei 9074 de 1995 que inclui a definição de Produtor Independente de Energia, lhe assegura o livre acesso as redes de distribuição e transmissão de energia, em contrapartida ao pagamento do custo do transporte da energia e, define os limites de potência ativa que são usados para classificar os empreendimentos termelétricos. Esses limites são basicamente dois. **Até 5 MW** - Empreendimentos apenas registrados (Central geradora-registro). Caracteriza-se pelas centrais geradoras termelétricas, eólicas e de outras fontes alternativas de energia, com potência igual ou inferior a 5 MW. **E acima de 5 MW** - Empreendimentos objetos de concessão em contrapartida a licitação ou autorização, sendo que, central geradora (com concessão ou autorização) caracteriza-se pelas centrais geradoras termelétricas, eólicas e de outras fontes alternativas de energia com potência superior a 5 MW.

Na linha de decretos e resoluções, o decreto expedido em 1996, sob o número 2003, regulamenta as atividades do produtor independente e do autoprodutor, além de definir as condições de atuação da termelétrica, que pode ser integrada ou não. A termelétrica é integrada quando opera em conjunto com outras unidades geradoras sob a supervisão do ONS. No campo das resoluções, tem-se a resolução ANEEL 112, divulgada em 1999, que expõe as condições necessárias à obtenção de registro ou autorização para implantação, repotencialização ou ampliação de unidades geradoras eólicas e termelétricas. A resolução ANEEL 281, editada em 1999, fixou as condições gerais de contratação do acesso. Estes

requisitos envolvem a utilização, a conexão às redes de distribuição e de transmissão do sistema de energia, e as tarifas associadas. Ademais, a resolução ANEEL 208 publicada em 2001, especifica uma taxa a ser paga pelo produtor independente, ao concessionário local, para utilizar suas redes de distribuição. E, a resolução ANEEL 281 estabelece os quesitos impostos para efetuação de contratos que devem ser pactuados entre os produtores de energia e concessionária do serviço público. Entre esses contratos estão o CCD (Contrato de Conexão ao Sistema de Distribuição) e CUSD (Contrato de Uso do Sistema de Distribuição). Cada concessionária do serviço público apresenta uma taxa fixada pela ANEEL, vinculada a itens referentes à sua localização e área de concessão. Ainda neste campo, a resolução ANEEL 201 de 2003, adota um valor mínimo de 50% e expande os percentuais de redução dos valores das tarifas relativos à utilização das redes de distribuição e de transmissão, aos sistemas de geração supridos por biomassa. E, em 1999 foi promulgada a resolução ANEEL 371 que normaliza a contratação e comercialização de Reserva de Capacidade por autoprodutor ou produtor independente. A Reserva de Capacidade, que substitui a DSR, refere-se à capacidade de carregamento dos sistemas de distribuição e de transmissão em relação à necessidade parcial ou total da demanda desses produtores de energia, devido à intermissão ou redução transitória de sua geração.

Durante essas contingências, o produtor de energia pode obter energia diretamente do MAE (Mercado Atacadista de Energia), aderindo ao acordo de mercado, ou mediante contratos bilaterais de compra de energia elétrica negociados de maneira livre. E, para obterem acesso ao sistema interligado nacional, as empresas autoprodutoras e produtores independentes de energia elétrica seguem as regulamentações administradas por órgãos competentes oficiais. Além disso, as empresas produtoras independentes que são regulamentadas ou autorizadas pela ANEEL podem vender sua produção de energia no mercado de energia elétrica, definidos em dois ambientes de comércio: ambiente de comércio regulado (ACR) e ambiente de comércio livre (ACL).

O ACR refere-se ao comércio oficialmente regulado mediante leilões. Estes se dividem em leilão de energia nova denominada: de LEN3 com início de fornecimento em 3 anos, de LEN5 com início de fornecimento em 5 anos, de fontes alternativas com a sigla LENFAN, e por fim o leilão de energia de reserva designada de LER. Nos leilões são contratados 100% da energia elétrica fornecida pelas concessionárias, com a intenção de garantir o fornecimento de energia. Entretanto no mercado livre, os preços, os prazos e a quantidade de fornecimento são livremente negociados por vendedores e consumidores. Mas, para operarem

no mercado os consumidores precisam enquadrar-se nas condições que se seguem, de acordo com a associação da indústria de cogeração de energia (COGEN, 2015)[24]:

- Com qualquer tensão de fornecimento para demanda superior a 500 kW, desde que a energia adquirida seja proveniente de pequenas centrais hidrelétricas, biomassa, eólica ou solar.
- Com tensão igual ou superior a 69 kV para demanda igual ou superior a 3 MW.

Em outro sentido, no que se refere aos procedimentos de distribuição apresentados no módulo de acesso ao sistema de distribuição (PRODIST - Módulo 3) o propósito é “estabelecer as condições de acesso e o uso, compreendendo a conexão ao sistema de distribuição, e definir os critérios técnicos e operacionais, os requisitos de projeto, as informações, os dados e a implementação da conexão, aplicando-se aos novos acessantes, bem como aos já existentes” (ANEEL - PRODIST - Módulo 3, 2015) [25]. Assim, essa ação determina os procedimentos e as exigências técnicas mínimas necessárias ao planejamento, acesso, uso e a operação do sistema de distribuição, além das responsabilidades dos entes envolvidos. Ou seja, estabelece a transparência da concessionária do serviço público e designa uma base legal e contratual das responsabilidades de cada um dos integrantes (acessante e acessada). E nesta sequência, aponta os requisitos técnicos contratuais exigidos para celebração de contratos.

Por essa lógica, os procedimentos de distribuição constituintes do módulo 3 - PRODIST, aborda essencialmente o acesso ao sistema de distribuição visando fixar os quesitos técnicos e operacionais, condição de acesso e conexão para garantir operação segura da rede de distribuição. Dele se retira que: para conseguir acesso à rede de distribuição de energia, o acessante deve respeitar às resoluções vigentes da ANEEL, acatar as normas técnicas brasileiras e, seguir os padrões e normas técnicas da distribuidora acessada.

Para efetivar a conexão do sistema elétrico do produtor de energia, à rede de distribuição da concessionária, é preciso cumprir quatro etapas. As quais são: a consulta, a informação, a solicitação e o parecer de acesso. A **Consulta de Acesso** é a etapa, na qual, o acessante elabora um documento a acessada para receber informações técnicas que auxiliem as análises inerentes ao acesso. Neste procedimento é permitido ao acessante a designação de um ou mais locais de conexão convenientes. A **Informação de Acesso** é o *feedback* oficial e obrigatório da acessada à consulta para fornecer as informações requisitadas. Por outro lado a **Solicitação de Acesso** constitui-se em um pedido composto pelo acessante que causa a primazia do atendimento ao ponto de conexão pretendido, conforme ordem cronológica

protocolar. Enfim, o **Parecer de Acesso** consiste em um documento expresso pela concessionária local - a acessada - em qual, são comunicadas as condições de acesso, que envolvem os prazos, o local de conexão, o uso e os requisitos técnicos que autorizam a conexão da planta do acessante à rede da concessionária de energia.

De outra forma, os acessantes ao sistema de distribuição se dividem em pelo menos quatro tipos distintos: o consumidor especial que opta pela aquisição de energia elétrica de empreendimentos definidos, o consumidor livre que escolhe comprar energia elétrica na modalidade contratação livre, central geradora - registro com potência igual ou inferior a 5 MW, e central geradora - autorização com potência acima de 5 MW. A depender do tipo de acessante os procedimentos são opcionais ou necessários, conforme denotado na tabela 2.4. obtida de (ANEEL - PRODIST - Módulo 3, 2015) [25].

Tabela 2.4 – Etapas dos Procedimentos de Acesso por Tipo de Acessante

ACESSANTE	ETAPAS A CUMPRIR			
	Consulta de Acesso	Informação de Acesso	Solicitação De Acesso	Parecer De Acesso
Consumidor Especial	Opcional	Necessária	Necessária	Necessária
Consumidor Livre	Opcional	Necessária	Necessária	Necessária
Central Geradora - Registro	Opcional	Necessária	Necessária	Necessária
Central Geradora - Concessão	Procedimento definido no edital de licitação			
Central Geradora - Autorização	Necessária	Necessária	Necessária	Necessária
Outra Distribuidora de Energia	Necessária	Necessária	Necessária	Necessária
Importador/Exportador Energia	Necessária	Necessária	Necessária	Necessária

Para executar as etapas dos procedimentos de acesso, deve-se cumprir os prazos estabelecidos pela legislação, como mostram as informações exibidas nos fluxogramas das figuras 2.1 e 2.2, retiradas de ANEEL - PRODIST - Módulo 3 (2015) [25]. Na primeira denota-se as etapas obrigatórias para os consumidores livres, especiais e centrais geradoras do tipo registro. Para esses consumidores o parecer de acesso é obtido em 30 dias, para os casos em que não há necessidade de realização de obras. Se, por outro lado, elas forem necessárias o prazo se estende para 120 dias. Após a obtenção do parecer de acesso tem-se prazo de 90 dias para assinatura dos contratos como mostrado na figura 2.1. Na figura 2.2 observa-se o fluxograma mostrando as etapas obrigatórias para centrais geradoras do tipo autorização. Para esse segundo tipo de consumidores, o prazo para a informação de acesso é de 60 dias após da consulta. Decorridos mais 60 dias tem-se a publicação da informação de acesso. A partir desta

data, o parecer de acesso é obtido em 30 dias para os casos em que não há necessidade de realização de obras. E por outro lado, se elas forem necessárias o prazo se estende para 120 dias. Após a obtenção do parecer de acesso tem-se prazo de 90 dias para assinatura dos contratos, como ilustrado na figura 2.2.

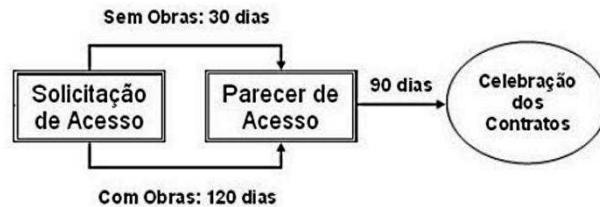


Figura 2.1 - Fluxograma de Acesso ao Sistema de Distribuição

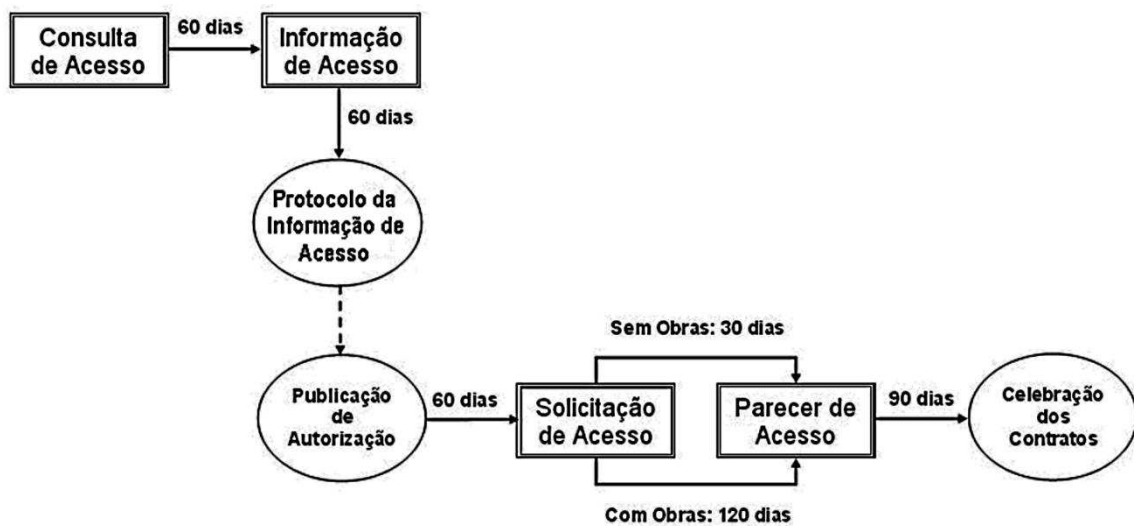


Figura 2.2 – Fluxograma de Acesso ao Sistema de Distribuição

Desta forma, a evolução da legislação brasileira foi estabelecendo as condições que promoveram o progresso da cogeração de energia no Brasil. Itens importantes como as definições dos tipos de produtores de energia: autoprodutor e produtor independente de energia bem como a própria caracterização da cogeração de energia, e por exemplo ainda, as definições para reserva de capacidade, venda de energia excedente e regulamentação da compra e venda de energia, entre os agentes agregados da cogeração de energia, aumentaram os aspectos legais e normativos, e impulsionaram os projetos na área ao longo do tempo. Por outro lado, além dos aspectos legais, os procedimentos de conexão estabelecem os itens necessários para a elaboração do projeto, e também para o acesso e uso das redes elétricas dentro de padrões de qualidade, segurança e confiabilidade.

2.3.2. Combustíveis para a Cogeração de Energia

Os combustíveis empregados para alimentação de uma planta de cogeração de energia se distinguem entre fósseis e a biomassa. Os combustíveis fósseis dividem-se em gás natural, carvão mineral, petróleo e seus derivados como óleo diesel, gasolina e querosene. Observa-se que “a maioria dos combustíveis fósseis é classificada como fonte primária não renovável devido o grande tempo necessário para sua reposição na natureza” (Reis, 2003) [26]. No que se refere à biomassa, desmembram-se em casca de arroz, lenha, bagaço e palha de cana. E se estende ainda em biodiesel, álcool, biogás, lixo orgânico, esgoto sanitário e licor negro que são resíduos das fábricas de papel e celulose. Estes são classificados como renováveis devido sua característica repositiva em intervalos de tempos relativamente pequenos. Mas dentre esses insumos, destaca-se que o gás natural e a biomassa são os combustíveis mais utilizados como primários para a cogeração de energia. E o que é a biomassa?

2.3.3. Biomassa

Biomassa é qualquer tipo de matéria orgânica que pode ter sua capacidade energética convertida em energia térmica, mecânica ou elétrica. Durante muito tempo, seu uso maior foi dedicado para produzir energia térmica para aquecimento, ou por vezes, para acionamento mecânico mediante o uso de vapor. Mas atualmente, tem sido empregada também para produção de energia elétrica. No Brasil, a maior parte da bioeletricidade produzida - entendida como a energia elétrica gerada a partir da biomassa de cana de açúcar (bagaço e palha) - é originária de usinas de açúcar e álcool. E, dentro desse contexto, as usinas de açúcar e álcool desempenham relevante papel no cenário energético do país. Isto ocorre tanto pela produção de combustível álcool aproveitado para suprir a frota de veículos do país, quanto pela produção de energia elétrica para consumo próprio ou com venda do excedente produzido. Caracteristicamente, este tipo de geração apresenta a vantagem que seu intervalo de tempo de ação, em função da safra da cana de açúcar, se estende de abril a novembro. Vantagem porque esse intervalo de tempo coincide com as estações de seca no hemisfério sul, nas quais, o nível de água dos reservatórios das usinas hidrelétricas torna-se baixo, resultando em menor capacidade de geração de energia, como mostra o histórico de geração hídrica em 2015, obtido do ONS, e exposto na figura 2.3.

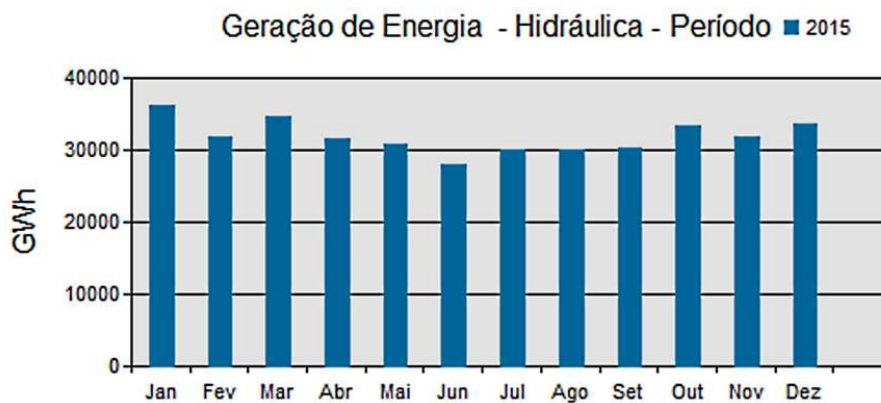


Figura 2.3 – Histórico de Geração Hídrica. Fonte: ONS

De acordo com a Companhia Nacional de Abastecimento, CONAB (2016) [28], referindo-se a cana de açúcar, a safra 2015/2016 de cana-de-açúcar produzida pelo Brasil pode atingir 658,7 milhões de toneladas, com um aumento de 3,8% em relação à safra anterior, quando foram colhidas 634,8 milhões de toneladas. Ainda segundo a CONAB (2016) [28], o aumento na produção e na produtividade em 3,8% se deve, sobretudo, à participação dos canaviais da região Centro-Sul que não sofreram os efeitos da falta de chuvas da safra anterior, que afetaram-lhes a produtividade. Ou seja, o sistema sudeste/centro-oeste que apresenta o maior consumo de energia elétrica do país, demandando aproximadamente 60% da carga exigida do sistema elétrico interligado de acordo com o ONS (2016) [29], conforme sua necessidade, pode ser suprido adequadamente com a complementariedade desse tipo de geração. Além do mais, destaca-se ainda, dentro dessa perspectiva, que as usinas de açúcar e álcool dispõem de grande quantidade de bagaço e palha de cana a ser utilizado para produção de vapor, e por conseguinte, energia elétrica. Uma tonelada de cana de açúcar, em média, resulta em 450 kg de biomassa divididos em 250 kg do bagaço da cana processada e 200 kg de resíduos de ponta e palha quando a colheita é mecanizada, de acordo com Souza (2016) [30]. Somente com o bagaço é estimado, pela ÚNICA (2016) [31], que as usinas podem gerar até 96 kWh por tonelada de cana com a tecnologia atual. Caso seja adicionado a palha e as pontas da cana, pondera-se que esse número pode subir para até 200 kWh por tonelada de cana. Dessa forma, além dessas vantagens, a produção de energia elétrica pelas usinas de açúcar e álcool, mediante da queima da biomassa da cana de açúcar, resulta em energia gerada próxima do centro consumidor, fornecendo-a com menores perdas nas linhas de transmissão. Para mais, ela atende aos consumidores em complementariedade ao sistema elétrico em um momento crítico, quando a capacidade de geração de energia por hidrelétricas é reduzida, e em contraponto com geração térmica convencional que apresenta maior custo.

2.3.4. Gás Natural

A América do Sul é uma das mais dinâmicas regiões para juntar o desenvolvimento do gás e eletricidade, posto que o gás natural é abundante na região, com significativas novas reservas projetadas para o Brasil, em sua bacia do Pré-sal (Rudnick et al., 2014) [12]. E o que é o gás natural? O gás natural é um combustível fóssil constituído por uma mistura de gases como metano (em maior proporção), etano, butano, propano, nitrogênio e outros gases, a exemplo do dióxido de carbono. Este produto é resultante de deterioração de matéria orgânica ao longo do tempo, sendo encontrado em reservatórios de grande profundidade no subsolo, associado ao petróleo. Mas, muito embora o gás natural seja um combustível fóssil, sua queima resulta em emissão de gases de efeito estufa em nível relativamente baixo, se confrontado com o padrão de emissão de outros combustíveis utilizados em usinas termoelétricas, como o carvão mineral e o óleo diesel. Assim, considerando-se aspectos ambientais, este combustível é boa alternativa de fonte primária para a cogeração de energia. E do ponto de vista técnico-econômico, sua utilização para a geração de energia térmica e elétrica resulta em aproveitamento que atinge rendimento de mais de 80% de sua capacidade energética, um patamar bem superior aos 45% de rendimento atingido quando é usado somente para geração de eletricidade de acordo com Ackermann (2001) [21].

Em diversos países do hemisfério norte, entre os quais, destaca-se os Estados Unidos da América, que possui a maior capacidade instalada de plantas de cogeração de energia supridas por gás natural do planeta, a cogeração de energia - com a utilização desse recurso energético - está consolidada. E dessa forma, o gás natural constitui-se em importante fonte primária de sua matriz energética. Esta realidade foi propiciada pela característica mais fria da região, que ensejou a implantação de redes de distribuição de gás para climatização de ambientes e outras aplicações domésticas (chuveiros, fogões, fornos), assim como, diversas outras utilizações em estabelecimentos comerciais e industriais. Esta infraestrutura implica em firme demanda para o combustível, que é ampliada pelo setor de eletricidade, viabilizando os projetos de exploração e produção do gás natural.

Em países do hemisfério sul, com clima predominantemente tropical, como o Brasil, essa rede de distribuição de gás para aplicações em unidades residenciais e comerciais é praticamente inexistente, por falta de demanda que justifique os investimentos necessários a sua implantação. Dessa maneira, “apesar das substanciais reservas de gás natural e das grandes expectativas em volta dos grandes recursos de petróleo e gás localizado na camada do pré-sal, como anunciada em 2007, o setor de gás natural brasileiro é relativamente

subdesenvolvido (Rudnick et al., 2014) [12]. Porém, a demanda industrial existe, e as instalações industriais são supridas por meio de gasoduto que traz o gás natural da Bolívia. Este alimenta empreendimentos nos estados do Mato Grosso e Mato Grosso do Sul, no estado de São Paulo e nos estados da região Sul, como destacado em azul no mapa mostrado na figura 2.4(a). E também, gasodutos fornecem o gás a empreendimentos ao longo da costa brasileira supridos por estruturas que exploram o gás natural na bacia de campos e do nordeste, como destacado em vermelho no mapa da mesma figura 2.4(a). E por mais, diversas malhas estão em fase de projeto ou em implantação dentro do território nacional, no propósito de ampliar o fornecimento de gás para aplicações industriais. E dessa forma, sua disponibilidade tem expandido no Brasil ensejando a implantação de projetos industriais com uso do gás natural. Ou seja, a malha de distribuição de gás natural no Brasil atende os grandes centros e cresceu a uma taxa de 9,7% em 2013, impulsionada por investimento na ordem de 0,75 bilhões de dólares, de acordo com a Associação Brasileira das Empresas Distribuidoras de Gás Canalizado (ABEGAS, 2013) [32]. De mais a mais, números do anuário estatístico brasileiro do petróleo, gás natural e biocombustíveis de 2013 da Agência Nacional do Petróleo (ANP, 2013) [33], revelam que a reserva de gás atualmente no Brasil é de 459 bilhões m³, o que confirma a capacidade de fornecimento de gás a partir de poços brasileiros.

No entanto, uma melhor integração entre os setores de gás e de energia no Brasil, que possibilitaria um maior emprego do gás para produção de energia elétrica, encontra dificuldades devidas as características inerentes a essas áreas. Tradicionalmente, com a matriz energética brasileira sendo liderada pela exploração de recursos hídricos, a implantação de um robusto sistema elétrico de potência se configurou ao longo do tempo como evidencia o mapa mostrado na figura 2.4(b). Ele interliga o território nacional com linhas de transmissão, que transportam energia originária de usinas construídas nas abundantes bacias hidrográficas do país.

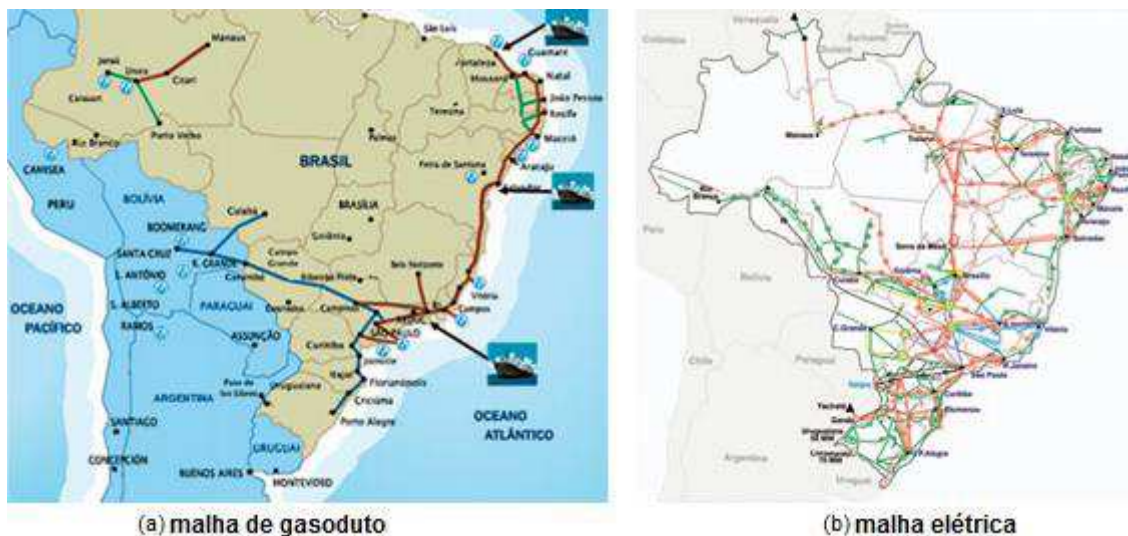


Figura 2.4 - Malha de Gasoduto/Sistema Elétrico. Retirado de Rudnick at al (2014).

Em verdade, apesar do grande capital necessário para a construção das usinas hidrelétricas, o custo de geração de energia por hidrelétricas é relativamente baixo, variando na faixa de US\$ 40-50 por MWh, de acordo com Rudnick at al. (2014) [12]. Em consonância com os mesmos autores, embora o capital necessário para a implantação de unidades geradoras empregando-se gás seja de menor monta, o custo de geração suplanta o preço da geração por hidrelétricas, situando na faixa de US\$ 74,5-88 por MWh. Isto diminui a competitividade dos projetos de exploração do gás natural que apresenta, além disso, a necessidade de contratos de longo prazo com a peculiar característica *utilize ou pague*. Isto implica, que o uso de gás exige um demanda diversificada e consistente, para justificar os investimentos necessários a exploração do combustível. Demanda esta que poderia ser ajustada pela ampliação do emprego do gás para cogeração de energia nos setores industriais e de serviços, acrescida pela sua utilização no setor de potência. Observa-se portanto, que “a geração de potência representa um papel chave para o desenvolvimento de novos campos de gás, porém a falta de uma firme demanda de gás para potência (sujeito a variabilidade hídrica), e a inexistência de um mercado secundário para o gás, são incompatíveis com a característica típica *tome ou pague*, dos contratos de longo prazo da área de gás” (Rudnick at al., 2014) [12]. Entretanto, estes autores ressaltam que a entrada de intermitentes fontes renováveis na matriz energética brasileira, pode alavancar a geração por gás para regular geração - fácil despacho - posto que atualmente, existem dificuldades para obter licença ambiental para construir usinas hidrelétricas com reservatórios.

2.4. CONSIDERAÇÕES FINAIS

A cogeração de energia constitui-se em importante elemento para a geração distribuída de energia elétrica, em virtude de sua capacidade em termos de potência e de aproveitamento de sua disponibilidade em termos de fonte primária. No setor industrial, *exempli gratia*, proporciona o uso do excedente da energia térmica necessária ao próprio processo de fabricação, como no caso das usinas do setor sucroalcooleiro e do setor de papel e celulose, obtida pelo o uso combustível: biomassa. Da mesma forma, nos segmentos de hospitais, grandes supermercados, shopping centers, e também em complexos industriais, que podem se aproveitarem da estrutura de distribuição de gás, disponíveis próximos aos grandes centros urbanos, pode-se empregar este segundo combustível relevante: o gás natural, com a mesma finalidade. De qualquer forma, a cogeração de energia propicia uma maior oferta de energia elétrica, próxima aos centros consumidores de carga, aproveitando de forma eficiente, grandes quantidades de recursos combustíveis renováveis ou não, ali disponíveis, com destaque para esses dois tipos mais importantes de combustíveis: a biomassa e o gás natural. De acordo com o MME (2016) [27], em maio de 2016 no Brasil, a capacidade instalada de geração elétrica atingiu o montante de 143,922 GW (7,147 GW de expansão sobre 2015), com destaque para a potência de 93,271 GW de hidráulica (64,8% do total), seguida de 13,432 GW de biomassa (9,4%) e de 12,526 GW de gás natural (8,7%), a frente do petróleo com potência instalada de 10,12 GW (7,03%) e de eólica com 8,796 GW (6,1%). Isto evidencia a importância da biomassa e do gás natural, quando se trata de combustíveis empregados para suprir as plantas de geração distribuída com cogeração de energia, dentro da matriz de energética no Brasil.

Além disso, a legislação que rege as ações da área, evoluiu ao longo do tempo, propiciando as condições para a consolidação da cogeração de energia, ao assegurar a venda do excedente gerado e a sua conexão ao sistema de potência, proporcionando confiabilidade e segurança do ponto de vista legal para os empreendimentos. Assim, considerando essas possibilidades, principalmente devido a fortalecimento da cogeração de energia, a geração distribuída se apresenta como um forma de geração também consolidada. Portanto, conclui-se que a sua definição e sua padronização referente a potência e níveis de tensão para a conexão estão estabelecidas.

Capítulo 3

ESTABILIDADE DE SISTEMAS DINÂMICOS

3.1. CONSIDERAÇÕES INICIAIS

Dinâmica é a área de estudos da mecânica dedicada a investigar o movimento dos corpos, concatenando-os com as forças que originam seus deslocamentos, de acordo com os conceitos da área de conhecimentos do campo da Física. E, de maneira abrangente, esse assunto é entrelaçado com o tema da estabilidade, que igualmente advém de fundamentos do campo de conhecimentos da Física, constituindo-se na propriedade que faz sistemas dinâmicos, como os sistemas mecânicos, elétricos e aerodinâmicos, retornarem ao estado de equilíbrio após sofrerem impactos devidos a distúrbios quaisquer, os quais, ocorrem por força de mudanças na excitação e/ou nas cargas desses sistemas provocando variações em suas grandezas mecânicas, elétricas ou aerodinâmicas. Os sistemas elétricos de potência, que tem seu funcionamento associado à conversão da energia, que se dá envolvendo circuitos elétricos, magnéticos e estruturas mecânicas em movimento, estão sujeitos a esses desequilíbrios e deslocamentos que devem ser controlados para assegurar balanço de forças a todo tempo de sua operação.

Em dinâmica do sistema motriz primário, quando o sistema é suprido por fonte hidráulica, o interesse do estudo centra-se no controle da vazão de entrada de água e o controle da potência de saída da turbina. Semelhantemente, quando o sistema é suprido por fonte térmica são estudados outros itens que se relacionam, como o controle e resposta das variáveis como pressão, temperatura e vazão do fluxo de vapor proveniente da caldeira. E também, o controle da potência no eixo da turbina do mesmo modo que ocorre quando a fonte primária é hidráulica.

Em dinâmica das máquinas elétricas, considerando a incidência de transitórios eletromecânicos, o estudo envolve as condições da rede elétrica associadas às tensões e correntes, englobando também o comportamento do fluxo de potência. Esses eventos eletromecânicos, próprios da operação do sistema elétrico de energia, ocorrem devido a

discrepância entre as potências elétrica e mecânica das máquinas elétricas, as quais causam acelerações ou desacelerações dos rotores dos geradores elétricos, resultando em oscilações nos seus ângulos de carga, velocidade, tensão, frequência e potência.

Em dinâmica da geração, englobando os controles de carga-frequência e da regulação de velocidade, a análise diz respeito ao comportamento dos sistemas de potência em relação à frequência das tensões do sistema elétricos e o fluxo de potência nas linhas de interligação.

Quanto à estabilidade, considera-se que um sistema elétrico é estável se, subsequente a uma perturbação, apresentando resposta oscilatória amortecida durante o tempo transitório, ele alcança uma nova condição de operação em intervalo de tempo finito. Mas a estabilidade propriamente dita é definida em Kundur et al. (2004) [34] como a capacidade do sistema de energia, para uma condição de operação inicial dada, recuperar o estado de equilíbrio e operar após ter sido submetido a uma perturbação, com a maioria das variáveis do sistema dentro de seus limites, de modo que praticamente todo o sistema permaneça intacto.

Mais especificamente, “a estabilidade do sistema elétrico refere-se à habilidade das máquinas síncronas saírem de um ponto de operação em regime permanente seguindo uma perturbação para outro ponto de regime, sem perder o sincronismo” Stagg e El-biad (1968) [35]. De fato, se a potência líquida do sistema não for alterada pela perturbação, os geradores retornam aos pontos de operação originais após a supressão do distúrbio. Entretanto, esses passam a operar em outro ponto de equilíbrio quando a demanda e/ou o montante de geração são modificados.

3.2. O PROBLEMA DA ESTABILIDADE

A estabilidade de um sistema dinâmico pode ser abordada como a habilidade da estrutura em retornar ao equilíbrio, após sofrer uma perturbação, sendo caracterizada pela manutenção da magnitude de grandezas importantes para a operação do sistema, dentro de limites estabelecidos. Em se tratando de um sistema elétrico de potência, “as grandezas de maior interesse são três: o ângulo de carga, a frequência e a magnitude das tensões das barras” Machowski et al. (2008) [8]. Essas grandezas são importantes para a classificação da estabilidade dos sistemas elétricos, que normalmente divide-se em três tipos: estabilidade angular, de frequência e de tensão, como mostrados na figura 3.1, retirada de Machowski et al. (2008) [8].

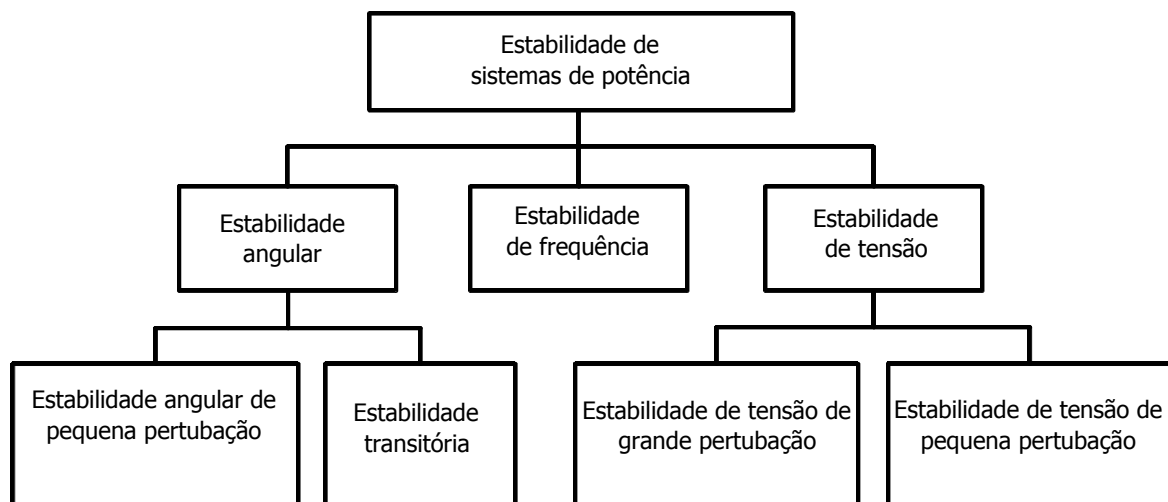


Figura 3.1 - Classificação de Estabilidade de Sistemas de Potência

A estabilidade angular está associada com a capacidade das máquinas síncronas em se manter em sincronismo. “A estabilidade angular refere-se na habilidade das máquinas síncronas do sistema de potência interligado de permanecerem em sincronismo após ser submetido a um distúrbio” (Kundur et al., 2004)[34]. Adicionalmente, a estabilidade de frequência refere à propensão do sistema em manter a frequência de suas tensões dentro de limites permitidos. Mais que isso, “a estabilidade de frequência refere-se a habilidade de um sistema de potência em manter a frequência estável, ao seguir uma grave disrupção no sistema que resulta em um desequilíbrio significativo entre geração e carga, e que depende da capacidade de manter/restaurar o equilíbrio (entre a geração e a carga do sistema), com o mínimo de perda involuntária de carga, em consonância com (Kundur et al., 2004) [34].

Por fim, a estabilidade de tensão reporta-se a habilidade da rede elétrica em manter a tensão de suas barras em valores tecnicamente aceitáveis. Ou seja, ainda de acordo com (Kundur et al., 2004) [34], a estabilidade de tensão refere-se a habilidade de um sistema de potência em manter a tensão estável em todas as barras do sistema após ser submetido a um distúrbio, para uma condição inicial de operação.

Mas, o problema de estabilidade dos sistemas elétricos de potência está associado fundamentalmente com os transitórios eletromecânicos que afetam as suas máquinas girantes, em virtude de perturbações sofridas durante seu funcionamento. Ou seja, desbalanços transitórios são provocados por distúrbios próprios dos sistemas elétricos em operação. Os mais comuns são: mudanças nas condições de geração, variações nas condições de carga e alterações na topologia da rede das linhas de transmissão.

Mudanças nas condições de geração envolvem primordialmente perdas de geradores. Alterações na topologia de rede envolvem manobras ou perdas de linhas de transmissão. Por fim, variações nas condições de carga englobam a partida de motor de indução e ocorrências de curto-circuito. Entretanto, podem também serem incluídos outros fatores como pequenas modificações de cargas pertinentes ao ritmo natural da operação do sistema e chaveamentos de capacitores/reatores. Essas modificações impactam diretamente sobre a estabilidade angular, estabilidade de frequência e estabilidade de tensão, porquanto todas elas são afetadas pela magnitude da perturbação, sua localização e a condição inicial de operação.

Dentro desse contexto, a estabilidade das máquinas síncronas pode ser classificada de acordo com o impacto causado pelas perturbações que acometem o sistema, podendo ser divididas em grandes ou em pequenas. As grandes perturbações são ocorrências severas como perda de geração, desconexão de grandes blocos de carga e a ocorrência de curto-circuito. Estes episódios interligam-se com o estudo da análise da estabilidade transitória. Por outro lado, as pequenas perturbações podem ser entendidas como variações contínuas e habituais da geração e das cargas do sistema elétrico. O comportamento da resposta do sistema segue fatores como: o tipo de controle da excitatriz do gerador, a situação da rede elétrica e as condições iniciais de operação. De fato, “como os sistemas de potência são não lineares, sua estabilidade depende das condições iniciais e do tamanho do distúrbio” Machowski et al. (2008) [8]. Assim, “a estabilidade angular e de tensão pode ser dividida em estabilidade de grande e de pequeno impacto” em consonância com esses mesmos autores. Ou melhor, a estabilidade angular pode ser categorizada como estabilidade transitória quando os sistemas elétricos forem submetidos a grandes impactos perturbativos. No entanto, quando esses são acometidos apenas por pequenos abalos, então se configura a estabilidade dinâmica.

Similarmente, classifica-se a estabilidade de tensão de grande perturbação quando o sistema é submetido a grandes impactos e estabilidade de tensão de pequena perturbação quando o sistema é submetido a pequenos impulsos. A estabilidade de tensão, também denominada de análise de estabilidade de tensão está intrinsecamente ligada com as variações das cargas do sistema, as quais, devem ser acompanhadas pelo devido aporte de energia reativa. Caso o sistema apresente uma instabilidade de tensão ocasionada por uma queda brusca desta grandeza, este fenômeno é geralmente referido por colapso de tensão.

A simulação do problema de estabilidade de tensão estende-se desde alguns segundos até vários minutos. Isto implica que os controladores das máquinas, como os reguladores de velocidade e principalmente os reguladores de tensão devem obrigatoriamente ser agregados. Além disso, as modelagens das máquinas e das cargas devem ser bem detalhadas. Deve-se

ainda ressaltar que a rede elétrica pode igualmente ser impactada por rápidos fenômenos eletromagnéticos como aqueles resultantes de descargas atmosféricas, e também por lentos episódios termodinâmicos que remetem às considerações de fluxo de vapor em caldeiras.

3.3. DEFINIÇÃO PRIMITIVA DE ESTABILIDADE

A resposta de um sistema de controle a uma excitação de entrada em degrau geralmente apresenta um comportamento exponencial ou senoidal amortecido. E com o passar do tempo converge ao sinal da entrada, caracterizando a estabilidade. De fato, de acordo com a teoria clássica dos sistemas de controle, um sistema é estável se sua resposta amortece à medida que decorre o tempo, e se alcança nova condição de regime permanente em intervalo finito de tempo. Adversamente, se sua resposta não amortece, o sistema é instável.

Para elucidar esses conceitos, a figura 3.2 mostra resposta da variação do ângulo de carga de um sistema elétrico após sofrer um distúrbio. Na curva inferior à medida que o tempo passa as oscilações vão se amortecendo e o ângulo δ caminha para se fixar em valor constante. Esse processo é característico de um sistema estável. Por outro lado, as curvas remanescentes mostram que o ângulo de carga varia continuamente à medida que o tempo transcorre. A curva intermediária mostra que o ângulo oscila com amplitude constante. E em situação pior, a curva superior indica que o ângulo oscila com amplitudes crescentes. Nesses dois últimos casos, não há amortecimento nem o alcance de novo ponto de operação, o que põe em evidência o caráter de instabilidade do sistema, qual seja, o sistema é instável.

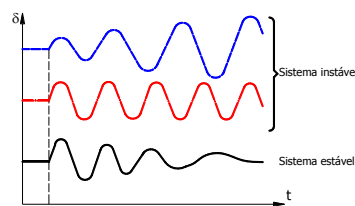


Figura 3.2 - Possíveis Respostas (ângulo δ) de um Sistema após uma Perturbação

Em um sistema de múltiplas máquinas, se todas as máquinas síncronas permanecem em sincronismo após este ser acometido por perturbações, o sistema é estável. Quando atingido por uma perturbação, por exemplo a perda de grandes blocos de cargas, parte da energia em excesso é convertida em energia cinética nas máquinas girantes. E, outra parte é consumida pelas cargas e pelas perdas inerentes do sistema. A parte transformada em energia cinética resulta em aceleração do rotor das máquinas elétricas girantes. Todavia, o aumento da velocidade das máquinas pode não significar perda de sincronismo, porquanto o que importa é

a diferença angular entre os ângulos dos rotores das diversas máquinas do sistema. Assim, para facilitar essa observação, o ângulo do rotor de cada máquina é medido em relação a uma referência que gira na velocidade síncrona.

Considerando um sistema com quatro máquinas submetido a um distúrbio, duas situações podem ser configuradas para melhor esclarecer a questão da estabilidade. A primeira, ilustrada na figura 3.3(a), os valores absolutos dos ângulos dos rotores das quatro máquinas partiram de valores abaixo de 40° e continuaram crescendo indefinidamente. Entretanto, as diferenças angulares estão tendendo a se acomodar em valores fixos, e neste caso, o sistema é considerado estável.

Na segunda situação, mostrada na figura 3.3(b), as máquinas se dividiram em dois grupos após o distúrbio. A diferença angular do ângulo do rotor entre os dois grupos aumenta continuamente, com a decorrência do tempo. Esse fenômeno caracteriza a instabilidade e a perda de sincronismo entre os grupos de máquinas desse sistema multimáquinas.

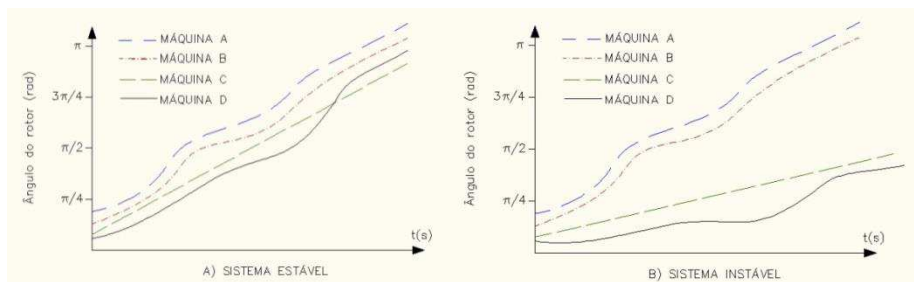


Figura 3.3 - Respostas de um Sistema de Quatro Máquinas Durante um Transitório

3.4. TIPOS DE ESTABILIDADE

Para analisar a problemática da estabilidade é comum dividi-la em três fases ou regimes. Estes são: estabilidade de regime permanente, estabilidade de regime transitório e estabilidade regime dinâmico.

3.4.1. Estabilidade de Regime Permanente

Classicamente, um sistema em regime permanente é dito ser estável, se para uma particular condição de operação, seguindo qualquer pequeno distúrbio, alcança o ponto de operação de regime permanente, que é idêntico ou próximo, a condição de antes do distúrbio Machowski et al. (2008) [8]. Além do retorno ao ponto de operação anterior ao distúrbio sem grandes dificuldades, a estabilidade de regime permanente consiste na análise de ocorrências, em que as variações da geração bem como as variações das cargas são aquelas normalmente esperadas. Elas são morosas, são gradativas e são módicas. Quando essas variações ocorrem

provocam efeitos de desbalanços sobre as máquinas do sistema elétrico. Entretanto, as oscilações resultantes não são suficientemente significativas para desequilibrar o sistema de maneira categórica. E isto implica, que o modelo da máquina síncrona utilizado para este tipo de estudo é um modelo que pode ser bastante simplificado.

Geralmente a análise da estabilidade de regime permanente abrange em um tempo de estudo, que alcança um intervalo de duração maior que 5 minutos. E o limite de estabilidade de regime permanente consiste no máximo fluxo de potência em um determinado ponto da rede elétrica, sem perda de estabilidade. Para melhor entendimento considere os itens exibidos na figura 3.4, referentes a uma máquina síncrona conectada a um barramento infinito, operando em regime permanente. O primeiro dos itens é o modelo simplificado da máquina síncrona constituído de uma fonte senoidal constante antes de uma reatância x_d apresentado na figura 3.4(a). Este é o circuito equivalente da máquina e a saída - a tensão nos terminais da máquina - é também a tensão do barramento. O diagrama fasorial, item 2 mostrado na figura 3.4(b), relaciona a tensão terminal da máquina com a tensão gerada e a queda de tensão interna devido a reatância de eixo direto. A curva potência-ângulo do gerador é exposta como o terceiro item na figura 3.4(c).

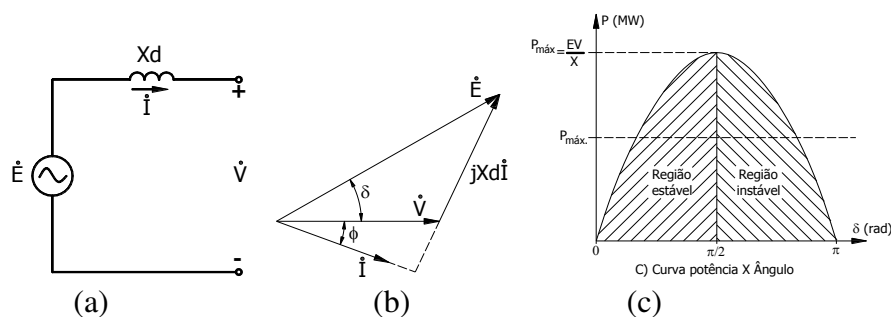


Figura 3.4 - Máquina Síncrona Operando em Regime Permanente

De forma aproximada, a potência que a máquina síncrona pode fornecer ao sistema é determinada pela equação (3.1), denominada de equação da potência.

$$P = \frac{EV}{x_d} \text{sen}(\delta) \quad (3.1)$$

Onde, P é a potência fornecida ao sistema, E é a tensão gerada, V é a tensão nos terminais da máquina e do barramento. Ademais, x_d é a reatância de eixo direto e δ é o ângulo de carga. De acordo com a equação 3.1, pode ser constatado que a potência fornecida pelo gerador possui um comportamento não linear, posto que, varia com o seno do ângulo de

carga. Quando o ângulo é zero a potência fornecida também o é. Se o ângulo cresce a potência cresce, até o seu máximo, associado ao ângulo de 90° . Mas, essa potência, ainda é proporcional aos módulos da tensão gerada e tensão terminal da máquina, e inversamente proporcional, a reatância entre o ponto de entrega e o de geração. Se o ângulo de carga crescer além de 90° a potência transmitida diminuirá e a máquina perde estabilidade. Portanto, esse é o limite de estabilidade de regime permanente. Não obstante, em regime permanente as máquinas síncronas não perdem o sincronismo facilmente, pois nesse regime, os ângulos de cargas geralmente estão em faixas bem menores que 90° , e forças opostas sempre atuarão quando as máquinas aceleram ou desaceleram e as manterão em sincronismo.

3.4.2. Estabilidade de Regime Transitório

A estabilidade de regime transitório compõe-se da análise de ocorrências, que envolvem inesperadas e intensas variações de geração ou de cargas, ou de ambas, as quais, podem ocasionar a perda de sincronismo entre as máquinas síncronas, conectadas ao sistema elétrico. Desta forma, a estabilidade transitória do sistema de energia é definida como um estudo para avaliar se o sistema alcançará, ou não, um ponto de operação de estado estacionário aceitável após a falha Machowski et al. (2008) [8]. Assim, com a análise da estabilidade transitória é possível ponderar se as máquinas síncronas continuam ou não em sincronismo, durante o intervalo de tempo que são sujeitas a condições adversas graves. Geralmente, os estudos da estabilidade de regime transitório se prolongam por um intervalo de tempo em torno de 1 segundo, muito embora Kundur (1994) [1], afirme que o período de estudo da estabilidade transitória é limitado usualmente de 3 a 5 segundos contados a partir da ocorrência da perturbação. No intervalo de tempo em que o distúrbio decorre consideram-se as variações de tensão no enrolamento de campo, posto que, a velocidade do rotor altera-se. Consideram-se igualmente as variações de tensão nos enrolamentos amortecedores, também devido à alteração da velocidade do rotor.

No que se refere ao ângulo do rotor, o estudo da estabilidade transitória mostra que ele sofre grandes variações em sua excursão. Estas variações dependem de importantes fatores, como as condições iniciais e a natureza da perturbação, as quais, o sistema elétrico foi exposto. Entretanto, a intensidade do distúrbio é a mais significativa. As perturbações que provocam essas agressivas e indesejáveis variações no ângulo do rotor inerentemente se sucedem em quaisquer sistemas elétricos. Isto demanda, que os sistemas sejam construídos e operados para serem estáveis mesmo quando atingidos pelas perturbações eventuais ao longo

do tempo. Desta maneira, o fornecimento de energia para as cargas ligadas aos sistemas elétricos é garantido, mesmo quando perturbações como curto-circuito, perdas de linhas de transmissão e perdas de geração acontecem.

O comportamento do ângulo do rotor das máquinas síncronas determina se o sistema é estável ou instável. Se a oscilação do ângulo amortece com o passar do tempo, o sistema opera de maneira estável. Mas, se não atende a essa premissa a operação é instável, indicando a perda de sincronismo. Conforme ilustrado na figura 3.5, as situações são três.

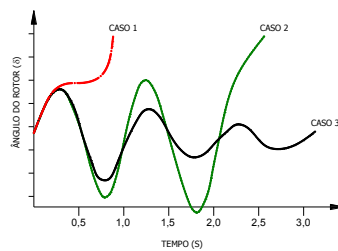


Figura 3.5 - Resposta do Ângulo do Rotor à Distúrbios

Na primeira situação, já no primeiro ciclo fica caracterizada a perda de sincronismo, visto que, o ângulo do rotor cresce indefinidamente após a ocorrência do distúrbio. Na segunda situação, a perda de sincronismo não é imediata, mas, a medida que o tempo decorre, a amplitude máxima do sinal, que representa a variação do ângulo do rotor cresce paulatinamente. Este caso também resulta em instabilidade, pois ao longo do tempo a máquina se desestabiliza e perde o sincronismo com as demais unidades do sistema. A terceira situação é aquela que apresenta uma operação estável. Pois, a medida que o tempo passa a curva do ângulo do rotor versus tempo, se amortece, caracterizando a estabilidade, que garante que o sincronismo entre as máquinas síncronas do sistema é mantido.

3.4.3. Estabilidade de Regime Dinâmico

Dinâmica de sistemas de potência não é um assunto fácil de se tratar, Machowski et al. (2008) [8], o que implica também na dificuldade do tratamento da estabilidade dinâmica que consiste na complexa análise de comportamento do sistema em sua totalidade. Nesse tipo de estudo inclui-se atuação do controlador de velocidade e também a ação do sistema de controle de excitação de campo das máquinas síncronas. Isto deve ao fato que a dinâmica do gerador e a sua estabilidade são geralmente afetadas pelo controle automático do gerador e a turbina, de acordo com os mesmos autores [8]. Este comportamento referida às vezes, como estabilidade de longo termo, o intervalo de tempo do estudo se entende por vários segundos. Os estudos enfocados neste trabalho se enquadram dentro deste tipo de classificação de

estabilidade, sendo considerados intervalos de tempo maiores que 50 segundos para as simulações computacionais efetuadas, de forma a verificar as atuações dos dispositivos de controle das máquinas síncronas. Na prática, ainda de acordo com [8], é o estudo do comportamento real do sistema e da carga, como um processo dinâmico firmemente acoplado, que é influenciado pela dinâmica de carga, especialmente dinâmica do motor de indução, pelos dispositivos automáticos de controle de frequência e de tensão das máquinas síncronas e pelo funcionamento do sistema de proteção.

3.5. CONSIDERAÇÕES FINAIS

Estudos referentes a dinâmica e estabilidade de sistemas de potência, vem desde o tempo que o primeiro sistema foi implantado e ganhou mais atenção na década de 1950, quando o sistema norte americano iniciou seu processo de interconexão (Salim et al., 2010) [66]. E considerável é a importância dos estudos da estabilidade e dinâmica de sistemas de energia, visto que são sistemas relevantes e complexos. Estes sistemas envolvem áreas que se estendem desde aquelas associadas ao aproveitamento das fontes primárias, perpassando pela área mecânica que envolve o movimento de turbinas e eixo de geradores, prosseguindo ainda até alcançar o sistema elétrico propriamente dito, com sua inerente complexidade eletromagnética. Ou seja, há na estrutura: processos mecânicos, cinéticos e termodinâmicos, e a presença de corpos em movimento transformando formas de energia, além de fenômenos eletromagnéticos sujeitos a distúrbios que de diferentes maneiras impacta sobre o sistema, com risco de retirá-lo de operação. Diante desse raciocínio, o interesse desses estudos é de se ampliar o *know how*, ou o “saber como”, para tratar com problemas associados principalmente com as oscilações eletromecânicas de mecanismos girantes. E diante, dessas oscilações provocadas por forças mecânicas, atuando sobre as massas girantes, é necessário o conhecimento de extensão da variação do ângulo de carga, no sentido de garantir que a máquina continue operando em sincronismo, em paralelo com o sistema elétrico

Nessa perspectiva a definição da estabilidade e sua classificação em tipos de estudos de acordo com tempo de duração, possibilita compreender o impacto da perturbação sobre o sistema. Por um lado, propicia o planejamento de ações de controle como as provenientes dos controladores de velocidade e reguladores do sistema de excitação em eventos de longa duração. Por outro lado, determina o ajuste da proteção no sentido de atuar em tempo adequado para que a estabilidade do sistema seja garantida e as máquinas continuem em sincronismo mesmo com os frequentes distúrbios que as atingem.

Capítulo 4

MODELAGEM DA MÁQUINA SÍNCRONA

4.1. CONSIDERAÇÕES INICIAIS

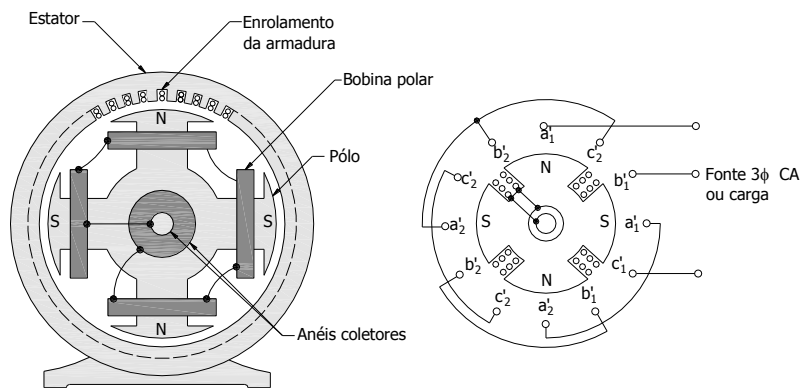
As máquinas elétricas girantes são os mais importantes dispositivos de um sistema elétrico. Isto se evidencia principalmente, quando se refere aos aspectos de funcionamento, comportamento dinâmico e controle, e em circunstâncias em que elas são submetidas a perturbações da rede elétrica. Por essa razão, as máquinas elétricas são continuamente objetos de pesquisas e investigações, visando à ampliação do conhecimento geral a respeito de seus comportamentos em diversas situações de operação do sistema elétrico. Nos sistemas de potência convencionais de corrente alternada, elas podem ser divididas em dois tipos: máquinas síncronas e máquinas assíncronas. As máquinas assíncronas são utilizadas como geradores em instalações de menor potência. Mas, as máquinas síncronas estão maciçamente presentes na geração centralizada de energia, principalmente como máquinas de grande potência de centrais geradoras. Elas estão igualmente presentes, na modalidade de geração distribuída, operando como geradores de médio porte pertencentes ou não a sistemas industriais. E ainda, atuam como geradores de pequeno porte em sistemas de microgeração de energia. Dessa forma, nos sistemas industriais com cogeração é muito comum a presença de máquinas síncronas e, nesse contexto, é de grande valor a modelagem matemática dessas máquinas, para bem representar o seu comportamento durante os estudos de estabilidade transitória e dinâmica em todas essas aplicações.

4.2. ASPECTOS GERAIS DA MÁQUINA SÍNCRONA

Máquinas elétricas se enquadram na categoria dos dispositivos de conversão eletromecânica de energia ao operar como geradores ou como motores. A máquina opera como gerador quando por seu eixo de rotação absorve energia mecânica proveniente de uma máquina primária (normalmente uma turbina) e fornece energia elétrica por seus terminais

elétricos. Por outro lado, opera como motor se absorve energia elétrica de uma fonte de alimentação elétrica e fornece energia mecânica a uma carga mecânica via eixo de rotação. Em ambas as situações, a conversão de energia mecânica em elétrica e vice-versa acontece se e somente se está presente um campo magnético em seu núcleo de ferro.

Como os demais tipos de máquinas elétricas, estruturalmente a máquina síncrona é constituída de duas partes, como ilustradas na figura 4.1(a). Uma fixa chamada de estator e a outra livre para girar, o rotor. Além disso, a máquina convencional possui dois enrolamentos: o enrolamento de armadura, responsável por conduzir a corrente de carga quando a máquina está em operação e o enrolamento de campo, pelo qual, circula a corrente suficiente para produzir o campo magnético necessário ao seu funcionamento.



(a) Representação da máquina (b) Representação do enrolamento da máquina
 Figura 4.1 - Representação Esquemática da Máquina Síncrona

Na máquina síncrona trifásica, o enrolamento de armadura, ilustrado na figura 4.2(b), é constituído por três conjuntos de bobinas distribuídos em ranhuras ao longo da periferia do entreferro, um por fase, defasados de 120° um do outro, e pelos quais, circulam correntes alternadas. O núcleo de ferro do estator é constituído de chapas de ferro prensadas. Estas chapas apresentam características magnéticas de alta permeabilidade, o que permite criar um caminho magnético de baixa relutância para o fluxo, diminuindo o fluxo disperso e concentrando o campo no entreferro (Kosow, 2005) [36]. Igualmente, o núcleo de ferro do rotor é constituído de chapas laminadas prensadas como as do estator. Os tipos de rotor das máquinas síncronas são dois como mostrados na figura 4.2. Rotor de polos salientes, adequados para máquinas de baixa rotação - acionadas por turbinas hidráulicas - e rotor de polos lisos, próprias para máquinas de alta rotação, e chamadas de turbogeradores. Este tipo de máquina, normalmente de 2 ou 4 polos, é largamente empregado nos sistemas de cogeração ou na geração distribuída de energia.

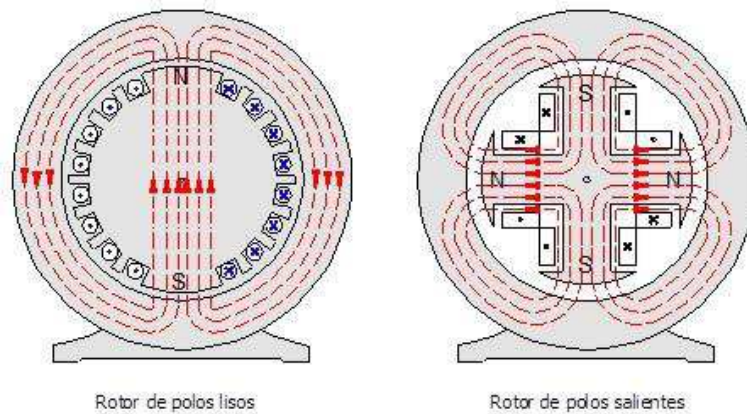


Figura 4.2 – Representação Esquemática do Fluxo Magnético da Máquina Síncrona

O enrolamento de campo, construído no rotor, conduz corrente contínua ao ser alimentado por uma fonte de tensão contínua. Adicionalmente no rotor dos geradores síncronos são construídos os enrolamentos amortecedores - nas extremidades dos polos no bloco do rotor, como mostrado na figura 4.3, pelos os quais, transitoriamente circulam correntes elétricas, quando as máquinas momentaneamente giram com velocidade diferente da velocidade síncrona.

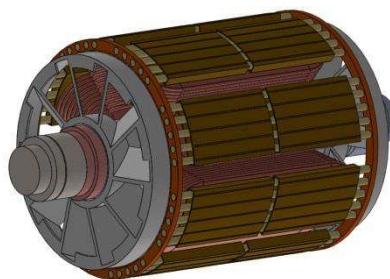


Figura 4.3 - Enrolamentos Amortecedores da Máquina Síncrona

“Estes enrolamentos destinam-se a amortecer as oscilações que acontecem em condições transitórias devido a perturbações, como por exemplo, uma rejeição brusca de carga ou um curto-circuito, possibilitando uma maior estabilidade à máquina” Kundur (1994) [1]. Entretanto em condições normais de operação e em regime permanente não há tensão e corrente induzidas no enrolamento amortecedor (Stagg e El-biad,1968) [35].

O termo síncrono indica que, em funcionamento, a velocidade do rotor se iguala a velocidade do campo magnético girante no circuito magnético da máquina, ou seja, entra em sincronismo e permanece assim em operação de regime permanente do dispositivo. Portanto, a máquina síncrona é uma máquina de velocidade constante, condição importante para que a frequência das tensões geradas pelos geradores síncronos seja também constante. Mas, manter as máquinas em sincronismo é um desafio para o sistema elétrico. Por essa razão

compreender seu funcionamento é de suma importância para se conseguir boa modelagem que possa simular seu desempenho dinâmico em estudos da estabilidade.

4.3. REPRESENTAÇÃO DA MÁQUINA SÍNCRONA

A máquina síncrona operando em um sistema elétrico de energia, em grande parte do tempo tem operação dentro da normalidade, ou seja, opera em regime estacionário, muito embora esteja inexoravelmente sujeita as perturbações inerentes da rede elétrica. Por isso, de acordo com os fundamentos da estabilidade, podem operar em diferentes regimes divididos em regime permanente, transitório e subtransitório. Para cada um desses regimes tem-se uma representação específica para a máquina, seguindo sempre uma mesma estrutura, isto é: uma fonte de tensão alternada situada antes de uma reatância indutiva.

Em geral, os principais problemas decorrentes de transitórios associados a máquinas síncronas, envolvem unidades interligadas num mesmo sistema, algumas bastantes distantes de outras, alimentando diversas cargas situadas diferentemente no sistema (Jordão, 1980) [37]. Ainda de acordo com o mesmo autor, as dificuldades resultantes do grande número de parâmetros envolvidos e a necessidade de se considerar os comportamentos dos reguladores de velocidade e dos controladores de excitação, tornam os problemas de tal complexidade, que a solução está na representação das máquinas síncronas por circuitos equivalentes relativamente simples, com poucas reatâncias e resistências ditas “fundamentais”, cuja disposição de seus circuitos permite deduzir, facilmente, os valores das demais reatâncias e constantes de tempo de interesse para previsão do comportamento das máquinas.

4.3.1. Representação da Máquina Síncrona em Regime Permanente

A representação da máquina síncrona, operando em regime permanente, pode ser expressa por uma tensão constante E colocada antes de uma reatância síncrona, que de fato é a reatância de eixo direto x_d , conforme esquematizado na figura 4.4.

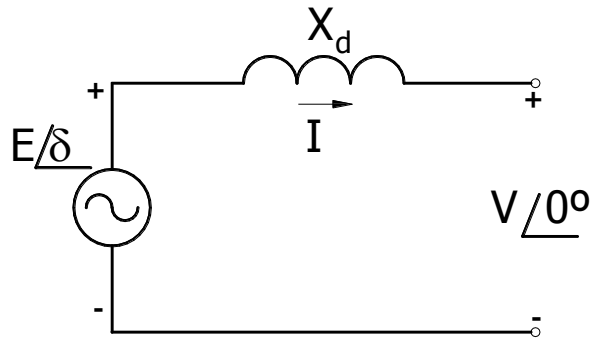


Figura 4.4 - Representação da Máquina Síncrona Operando em Regime Permanente

Mas durante situações transitórias a máquina síncrona sofre variações em sua tensão terminal, no ângulo do rotor e frequência das tensões geradas, causando mudanças bruscas nas correntes de armadura. Além disso, as variações transitórias resultam em tensões induzidas nos enrolamentos de campo e nos enrolamentos amortecedores, pelos os quais, momentaneamente circulam correntes elétricas. Por consequência, ocorrem alterações na magnitude de tensões induzidas no enrolamento da armadura e a representação da máquina síncrona deve ser modificada. Durante o tempo que a máquina esta sob o efeito da perturbação, a corrente que circula pelos enrolamentos amortecedores decaem exponencialmente, com constante de tempo da ordem de 0,1 segundo, caracterizando o chamado regime subtransitário. Uma corrente de mesma característica pode circular no enrolamento de campo, desta feita, com constante de tempo da ordem de segundos, assinalando o que se chama de regime transitório. Desde o instante inicial, no qual, a perturbação acomete um sistema até a extinção da variação transitória resultante, os efeitos podem ser analisados observando a curva mostrada na figura 4.5.

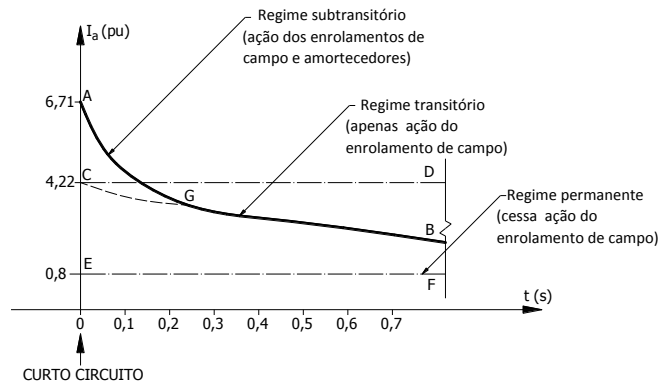


Figura 4.5 - Envoltória da Componente Alternada da Corrente de Armadura

A amplitude OE representa o valor da corrente inicial antes da falta e a curva AGB mostra a característica da corrente após a falta. Observa-se que a característica após a falta é igual a soma (EF+CGB+AG), sendo que EF é a característica da corrente em regime permanente, CGB a característica da corrente transitória cujo valor inicial é EC e finalmente AG representa a característica da corrente subtransitória cujo valor inicial é CA. Esses efeitos são representados incluindo nos modelos da máquina síncrona as reatâncias e constantes de tempo subtransitória e transitória, respectivamente simbolizadas, por: X''_d , T''_d , X'_d , T'_d . Quando a máquina atinge o regime permanente sua representação é pela reatância síncrona. A reatância subtransitória é essencialmente devida à presença das barras amortecedoras, a reatância transitória considera o enrolamento de campo e a reatância síncrona é devida aos enrolamentos da armadura (Nasar, 1984) [38].

4.3.2. Representação da Máquina Síncrona em Regime Transitório

A representação da máquina síncrona operando em regime transitório é expressa, na figura 4.6, por uma tensão constante E' colocada antes de uma reatância síncrona que justamente é a reatância transitória de eixo direto x'_d . Na operação em regime transitório, somente as influências devidas à circulação de corrente no enrolamento de campo são consideradas, ou seja, nesse regime não são incluídos quaisquer efeitos provenientes da indução de tensão e passagem de corrente pelos enrolamentos amortecedores.

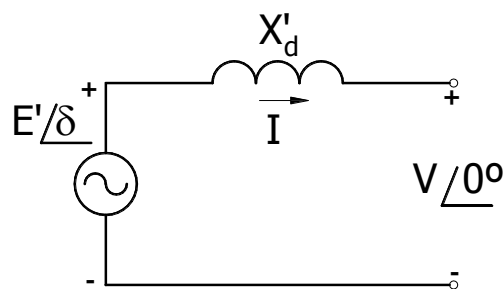


Figura 4.6 - Representação da Máquina Síncrona Operando em Regime Transitório

Para compreender o regime transitório considere a máquina operando inicialmente a vazio com tensão terminal nominal, devido naturalmente as condições nominais de velocidade e excitação de campo. Considere, que ocorra uma perturbação como um curto-circuito na rede elétrica. O teorema do enlace de fluxo afirma que: “o enlace de fluxo de um circuito fechado qualquer, com valores finitos de resistência e tensão aplicada, não pode mudar instantaneamente” Anderson e Fouad (2003) [39]. Portanto, o enlace de fluxo entre a armadura e o campo permanece instantaneamente constante e, por conseguinte, mantém

também constante, a tensão induzida na armadura. Para assegurar esse efeito, um acréscimo de correntes circulará no circuito de rotor para compensar as alterações na magnitude da corrente de armadura, contrabalançando assim, as FMMs das bobinas acopladas.

O fluxo magnético decairá de acordo com a constante de tempo efetiva do circuito de campo. Esta constante de tempo é da ordem de segundos para a máquina sem carga e fortemente reduzida com a máquina sob carga. Mas, mesmo assim, é da ordem de um segundo ou mais. Considera-se que no período transitório, cuja duração de tempo é inferior a um segundo, a fem induzida na armadura - “tensão transitória” - permanece constante sendo simbolizada por E' . A reatância transitória de eixo direto simbolizada por x'_d é definida como a reatância do circuito da armadura que aparece logo após a ocorrência da perturbação. Devido ao caminho, de alta relutância no entreferro, percorrido pelo fluxo produzido pelas correntes de armadura, a reatância transitória de eixo direto é bastante reduzida.

4.3.3. Representação da Máquina Síncrona em Regime Subtransitório

A representação da máquina síncrona operando em regime subtransitório é manifestada, na figura 4.7, por uma tensão constante E'' colocada antes de uma reatância síncrona, que é a reatância subtransitória de eixo direto x''_d . Na operação em regime subtransitório, predominam as influências devidas à circulação de corrente nos enrolamento amortecedores.

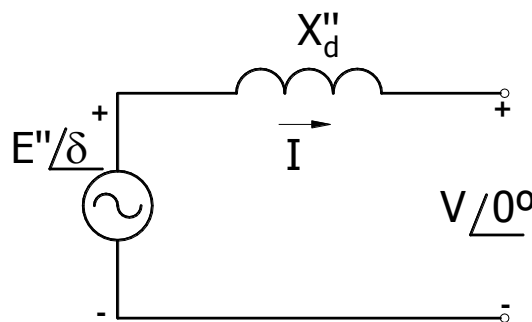


Figura 4.7 – Representação da Máquina Síncrona Operando em Regime Subtransitório

Os efeitos provenientes da atuação dos enrolamentos amortecedores, resultam em reações que auxiliam a manter o enlace de fluxo constante, uma vez que eles também são percorridos por correntes devidas a indução de tensões em seu circuito, durante variações na velocidade do rotor. Adicionalmente, a corrente que por eles circula, produz conjugado contrário à variação da velocidade da máquina, se manifestando como uma ação de amortecimento. Como esses enrolamentos se localizam praticamente na linha do entreferro,

resultam em uma relutância muito alta, implicando em baixo valor para a reatância subtransitória de eixo direto, o que justifica o fato da reatância subtransitória apresentar um valor menor que a reatância transitória.

As constantes de tempo referentes às mudanças nas magnitudes das correntes durante as condições transitórias e subtransitórias são respectivamente: $(T'_{do}$ e $T''_{do})$ e $(T'_d$ e $T''_d)$. As constantes de tempo com índice zero são de circuito aberto, enquanto aquelas que não o apresenta são constantes de tempo de curto-circuito.

4.3.4. Modelo Clássico de Representação da Máquina Síncrona

O modelo clássico de representação da máquina síncrona, considera que o dispositivo de conversão eletromecânica de energia é representado do ponto de vista elétrico por uma fonte tensão constante de valor E' posicionada antes de uma reatância X'_d . O modelo considera que a potência mecânica, suprida pela máquina primária, permanece também constante durante o intervalo de tempo de duração das oscilações, decorrentes da ocorrência da perturbação, sendo que, igualmente, durante este intervalo de tempo, os efeitos de amortecimentos são desprezados. Adicionalmente é suposto que o ângulo mecânico do rotor coincide com o ângulo de carga.

A estabilidade de uma máquina é determinada na primeira oscilação do rotor de acordo com o modelo clássico. E o intervalo de tempo principal é da ordem de 1 segundo ou menos. Nessa perspectiva, a modelagem clássica pode ser utilizada em estudos de estabilidade transitória, para sistemas de pequeno porte, constituídos de um gerador ligado a um barramento infinito ou duas máquinas interligadas, como bem enquadra em estruturas associadas com topologia da geração distribuída de energia. Essa última afirmação é reforçada em ATP-EMTP (2007) [40].

4.4. EQUAÇÃO DE OSCILAÇÃO

As equações relativas à inércia rotacional, e que descrevem o efeito do desbalanço entre os torques eletromagnético e mecânico das máquinas síncronas, são de grande importância na análise de estabilidade em sistemas elétricos de potência (Kundur, 1994)[1]. Sendo assim, a equação (4.1) é utilizada para representar a ação de aceleração ou de desaceleração resultante da diferença entre o torque mecânico e o torque elétrico, que constitui o torque acelerante.

$$J \frac{d^2 \delta}{dt^2} = T_m - T_e = T_a \quad (4.1)$$

Onde, J representa ao momento de inércia em kg.m^2 e δ em radianos, representa o ângulo do rotor em relação a uma referência girando a velocidade síncrona em rad/s. O torque mecânico, torque elétrico e torque acelerante, que são expressos em N.m no sistema internacional de unidades, são representados por T_m , T_e e T_a , respectivamente. E ainda, t é o tempo em s. Exprimindo o efeito em questão utilizando-se potência invés do torque, a expressão (4.1) toma a forma da equação (4.2).

$$J\omega_m \frac{d^2 \delta}{dt^2} = P_m - P_e = P_a \quad (4.2)$$

Nessa situação, as novas variáveis envolvidas são ω_m que representa velocidade angular em rad/s e P_m , P_e , P_a que representam respectivamente as potências mecânica, elétrica e acelerante expressas em Watts. Pode-se considerar que o momento angular M é igual ao produto do momento de inércia pela velocidade da máquina, que em regime permanente se iguala a velocidade síncrona. A quantidade de movimento angular M de uma máquina, como expressa a equação 4.3, não é constante, uma vez que a velocidade angular varia. Porém pode ser considerada como tal, desde que a velocidade da máquina não difira muito da velocidade síncrona, e a menos que não seja ultrapassado o limite de estabilidade (Stevenson Júnior,1974) [41]. Assim,

$$M = J\omega_m \cong J\omega_s \quad (4.3)$$

Sendo que M é o momento angular em Kg.m^2 , J é o momento de inércia em Js/rad e ω_s a velocidade síncrona em rad/s. Portanto, a equação de oscilação para uma máquina conectada em um barramento infinito, escrita fazendo-se uso das potências em pu assume a forma mostrada na expressão 4.4.

$$M \frac{d^2 \delta}{dt^2} = P_m - P_e = P_a \quad (4.4)$$

Que pode ser modificada e reescrita na forma da equação 4.5

$$\frac{2Hd^2 \delta}{w_R dt^2} = P_m - P_e = P_a \quad (4.5)$$

Nessa expressão as novas variáveis são H , a constante de inércia em s, e w_R a velocidade do rotor em rad/s. Por outro lado, pode-se expressar que o momento angular como na equação 4.6, sendo S_n a potência nominal da máquina em MVA.

$$M = \frac{2H}{w_s} S_n \quad (4.6)$$

Por fim, pode-se escrever:

$$H = \frac{1}{2} \frac{Jw_s^2}{S_n} = \frac{1}{2} \frac{Mw_s}{S_n} \quad (4.7)$$

Do ponto de vista físico a constante de inércia H simboliza o tempo que a máquina necessita para acelerar 0,5 pu, quando submetida a um torque de aceleração de 1 pu. A grandeza constante de inércia H costuma ser dada em MJ/MVA ou s. Essa relação representa a razão entre a energia cinética armazenada nas partes rotativas da máquina e a sua potência nominal. De acordo com Stevenson Jr (1974) [41], o ângulo de carga δ para uma máquina conectada a um barramento infinito é o ângulo de potência, que representa a diferença entre os ângulos interno da máquina e o ângulo do sistema rotativo de referência. Para um sistema de duas máquinas são duas equações de oscilação necessárias, sendo que o ângulo de potência entre elas depende do ângulo entre cada uma e o eixo síncrono rotativo de referência.

4.5. TRANSFORMAÇÕES DE PARK

O software ATP assume que o modelo dinâmico da máquina síncrona trifásica, esquematizada na figura 4.8, possui na armadura três enrolamentos, um por fase, a ser conectados ao sistema elétrico, sendo estes nomeados de a , b e c . Assume também, que no rotor, um enrolamento de campo f produz fluxo magnético em um eixo direto, no qual existe um enrolamento K_d que produz amortecimento. Além disso, ainda no rotor considera que um enrolamento g representa as correntes parasitas e um enrolamento K_q representa o efeito do amortecimento do enrolamento no eixo q . Assim, as considerações que se seguem são adotadas para a demonstração da Transformada de Park.

- Três enrolamentos de armadura (a , b e c) que são conectados ao sistema de elétrico.
- Um enrolamento de campo f produz o fluxo de eixo direto.
- Um enrolamento hipotético g no eixo de quadratura representa variações do fluxo produzido neste eixo por correntes parasitas.
- Um enrolamento hipotético K_d no eixo direto representa o efeito amortecedor no eixo d ;
- Um enrolamento hipotético K_q no eixo de quadratura representa o efeito do amortecedor no eixo q .

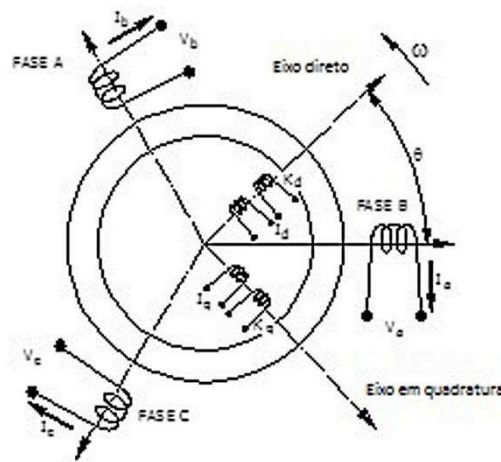


Figura 4.8 – Representação Esquemática da Máquina Síncrona Trifásica

Assim, apresenta-se um modelo matemático adequado para representar a dinâmica da máquina elétrica no ATP, além de ser próprio para ser utilizado em implementações de programas de computadores para realização de simulações numéricas. As equações do modelo da máquina de desdobram em equações elétricas e mecânicas. As equações elétricas por sua vez se apartam igualmente em três tipos, quais sejam: as equações de tensão, corrente, e fluxo concatenado. Desta maneira, para o enrolamento trifásico da máquina, a equação de tensão é descrita pela expressão 4.8.

$$[v(t)] = -[R][i(t)] - \frac{d}{dt}[\lambda(t)] \quad (4.8)$$

O vetor tensão expresso conforme equação (4.9), na qual pode ser notado, que os três últimos valores são preenchidos com zero, devido ao fato que os enrolamentos amortecedores e o circuito que conduz as correntes parasitas serem curto-circuitados.

$$[v(t)] = [v_a(t), v_b(t), v_c(t), -v_f(t), 0, 0, 0]^t \quad (4.9)$$

A expressão (4.10) refere-se ao equacionamento da matriz de resistência. Esta é uma matriz diagonal. Por ser uma estrutura equilibrada a armadura possui o mesmo valor para a resistência de cada fase do enrolamento trifásico, designada de R_a . A resistência do enrolamento de campo é referida como R_f e, R_g como um enrolamento hipotético em quadratura, que representa as variações do fluxo produzido por correntes parasitas. R_{kd} e R_{kq} representam respectivamente a resistência de amortecimento de eixo direto e o eixo em quadratura.

$$[R] = \text{diag} [R_a, R_a, R_a, R_f, R_{kd}, R_g, R_{kq}] \quad (4.10)$$

O vetor corrente pode ser descrito conforme apresenta a equação (4.11), escrita na forma transposta.

$$[i(t)] = [i_a(t), i_b(t), i_c(t), -i_f(t), i_{kd}(t), i_g(t), i_{kq}(t)]^t \quad (4.11)$$

Finalmente o vetor que representa o fluxo magnético pode ser descrito conforme equação (4.12), também na forma transposta.

$$[\lambda(t)] = [\lambda_a(t), \lambda_b(t), \lambda_c(t), \lambda i_f(t), \lambda_{kd}(t), \lambda_g(t), \lambda_{kq}(t)]^t \quad (4.12)$$

Ainda na composição do equacionamento da parte elétrica segue as expressões 4.13 e 4.14 envolvendo a relação fluxo corrente.

$$[\lambda(t)] = [L] [i(t)] \quad (4.13)$$

Onde:

$$[L] = \begin{bmatrix} L_{11} & L_{12} & \cdots & L_{1Q} \\ L_{21} & L_{22} & \cdots & L_{2Q} \\ \square & \square & \square & \square \\ \cdot & \cdot & \cdot & \cdot \\ \square & \square & \square & \square \\ L_{Q1} & L_{Q2} & \cdots & L_{QQ} \end{bmatrix} \quad (4.14)$$

O valor instantâneo dos elementos da matriz [L] varia com a posição do rotor. Assim, os coeficientes do conjunto de equações diferenciais se modificam em função do tempo, de acordo com a posição do rotor. Desprezando os efeitos da saturação e as harmônicas de terceira ordem ou maior das indutâncias dos enrolamentos da armadura, a dependência do tempo pode ser evitada transferindo as grandezas da armadura para uma referência no rotor. O campo girante produzido pelo enrolamento da armadura é projetado nos eixos do rotor, onde se apresentam como estacionários, como mostrado na figura 4.9. Esta transformação conhecida como transformação de Park aplica-se igualmente a tensões, correntes e fluxos, como retratado pelas equações 4.15, 4.16, 4.17, 4.18, 4.19.

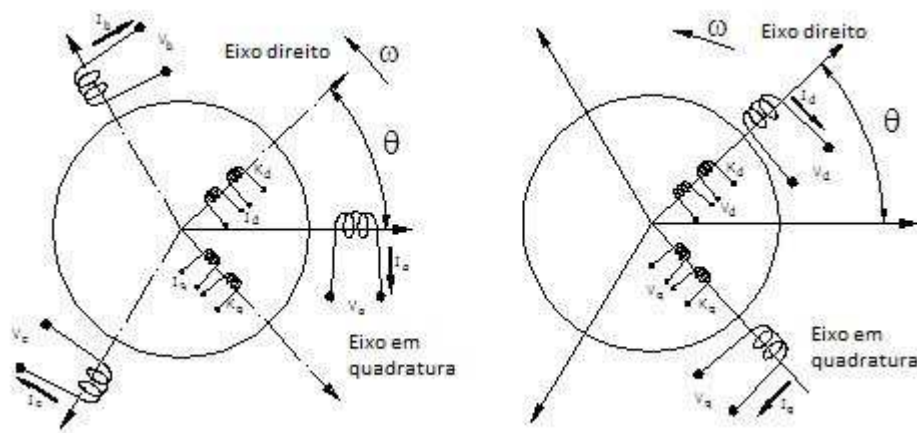


Figura 4.9 – Interpretação da Transformação de Park

$$\begin{bmatrix} \lambda_d(t) \\ \lambda_q(t) \\ \lambda_o(t) \end{bmatrix} = [T]^{-1} \begin{bmatrix} \lambda_a(t) \\ \lambda_b(t) \\ \lambda_c(t) \end{bmatrix} \quad (4.15)$$

Semelhantemente,

$$\begin{bmatrix} v_d(t) \\ v_q(t) \\ v_o(t) \end{bmatrix} = [T]^{-1} \begin{bmatrix} v_a(t) \\ v_b(t) \\ v_c(t) \end{bmatrix} \quad (4.16)$$

E, ainda,

$$\begin{bmatrix} i_d(t) \\ i_q(t) \\ i_o(t) \end{bmatrix} = [T]^{-1} \begin{bmatrix} i_a(t) \\ i_b(t) \\ i_c(t) \end{bmatrix} \quad (4.17)$$

sendo que,

$$[T] = \sqrt{\frac{2}{3}} \begin{bmatrix} \cos(\theta) & \cos(\theta - \frac{2\pi}{3}) & \cos(\theta - \frac{2\pi}{3}) \\ \text{sen}(\theta) & \text{sen}(\theta - \frac{2\pi}{3}) & \text{sen}(\theta - \frac{2\pi}{3}) \\ 1/\sqrt{2} & 1/\sqrt{2} & 1/\sqrt{2} \end{bmatrix} \quad (4.18)$$

Onde, θ é o ângulo de posição do rotor em rad/s. Observa-se ainda que:

$$[T] = \{[T]^{-1}\}^t \quad (4.19)$$

Assim, realizando as transformações de Park, as grandezas no rotor permanecem constantes e conjunto de equações é produzido (equação 4.20).

$$\begin{bmatrix} v_d \\ v_q \\ v_o \\ -v_q \\ 0 \\ 0 \\ 0 \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} R_a & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & R_a & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & R_a & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & R_f & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & R_{kd} & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & R_g & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & R_{kq} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} i_d \\ i_q \\ i_o \\ -i_q \\ i_{kd} \\ i_g \\ i_{kq} \end{bmatrix} - \frac{d}{dt} \begin{bmatrix} \lambda_d \\ \lambda_q \\ \lambda_o \\ \lambda_f \\ \lambda_{kd} \\ \lambda_g \\ \lambda_{kq} \end{bmatrix} + \begin{bmatrix} -w\lambda_q \\ w\lambda_d \\ 0 \\ 0 \\ 0 \\ 0 \\ 0 \end{bmatrix} \quad (4.20)$$

Se a máquina como de praxe for conectada em Y, com um ramo entre o neutro e o terra, com parâmetros R_n e L_n , deve-se adicionar a expressão 4.21.

$$3R_n i_o + 3L_n \frac{di_o}{dt} \quad (4.21)$$

As componentes dqo do fluxo magnético são relacionadas às componentes dqo das correntes pelas as equações 4.22, 4.23 e 4.24.

$$\begin{bmatrix} \lambda_d \\ \lambda_f \\ \lambda_{kd} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} L_a & L_{af} & L_{akd} \\ 0 & R_a & 0 \\ 0 & 0 & R_a \end{bmatrix} \begin{bmatrix} i_d \\ i_f \\ i_{kd} \end{bmatrix} \quad (4.22)$$

$$\begin{bmatrix} \lambda_q \\ \lambda_g \\ \lambda_{kq} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} L_q & L_{ag} & L_{akq} \\ L_{ag} & L_g & L_{gkq} \\ L_{akq} & L_{gkq} & L_{kq} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} i_q \\ i_g \\ i_{kq} \end{bmatrix} \quad (4.23)$$

$$[\lambda_0] = [L_0][i_0] \quad (4.24)$$

Assume-se as seguintes suposições para a resolução destas equações, as quais são razoáveis em estudos de sistemas de potência:

- A resistência elétrica dos enrolamentos é constante;
- A relutância de cada parte do circuito magnético é constante;
- Os enrolamentos de armadura são simetricamente dispostos;
- Os circuitos elétricos e magnéticos da estrutura de campo são simétricos sobre o eixo direto e o eixo em quadratura;
- A indutância própria de cada enrolamento de rotor é constante;
- As indutâncias próprias e mútuas dos enrolamentos de armadura são expressas como uma constante mais uma função senoidal de segunda harmônica da posição do rotor (com a amplitude da componente de segunda harmônica sendo a mesma para todas as indutâncias próprias e mútuas);
- A indutância mútua entre qualquer enrolamento de campo e qualquer enrolamento de armadura é função senoidal fundamental da posição do rotor;
- Efeitos de histerese são insignificantes;
- Efeitos das correntes de Foucault são desprezíveis ou, no caso de máquinas de rotor cilíndrico, são representadas pelo enrolamento g.

Por fim, a transformação de Park converte os três enrolamentos da armadura em dois enrolamentos fictícios, localizados nos eixos do rotor, e um terceiro enrolamento estático completamente desacoplado dos outros dois enrolamentos. Os coeficientes do conjunto de equações resultantes são invariáveis com o tempo e além disso, a Transformada de Park implica na rotação do eixo do fluxo sobre o eixo do campo, fazendo com que apareçam como

estacionários durante a operação de regime permanente. Desta maneira a transformação válida para fluxos, tensões e correntes, convertendo os fasores a, b e c em d, q e 0, com as incógnitas de campo permanecendo invariáveis em relação ao tempo. Portanto, por meio das equações 4.25, 4.26, 4.27 pode-se escrever que:

$$\begin{bmatrix} v_{dqo} \end{bmatrix} = [T]^{-1} [v] \quad (4.25)$$

$$\begin{bmatrix} \lambda_{dqo} \end{bmatrix} = [T]^{-1} [\lambda] \quad (4.26)$$

$$\begin{bmatrix} i_{dqo} \end{bmatrix} = [T]^{-1} [i] \quad (4.27)$$

Com $[v]$, $[i]$ e $[\lambda]$ de acordo com as expressões 4.9, 4.11 e 4.12, e ainda:

$$[T]^{-1} = \begin{bmatrix} \frac{\sqrt{2}}{\sqrt{3}} \cos(\theta) & \frac{\sqrt{2}}{\sqrt{3}} \cos(\theta - \frac{2\pi}{3}) & \frac{\sqrt{2}}{\sqrt{3}} \cos(\theta + \frac{2\pi}{3}) & 0 & 0 & 0 & 0 \\ \frac{\sqrt{2}}{\sqrt{3}} \cos(\theta) & \frac{\sqrt{2}}{\sqrt{3}} \cos(\theta - \frac{2\pi}{3}) & \frac{\sqrt{2}}{\sqrt{3}} \cos(\theta + \frac{2\pi}{3}) & 0 & 0 & 0 & 0 \\ \frac{1}{\sqrt{3}} & \frac{1}{\sqrt{3}} & \frac{1}{\sqrt{3}} & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 1 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 1 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 1 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 1 \end{bmatrix} \quad (4.28)$$

Considerando que $[T]^{-1}$ é uma matriz ortogonal, então a sua relação com a matriz $[T]$ se dá conforme equação 4.29. Por fim tem-se que:

$$[v_{dqo}] = [R][i_{dqo}] - \frac{d}{dt}[\lambda_{dqo}] + \begin{bmatrix} -w\lambda_q \\ w\lambda_d \\ 0 \\ 0 \\ 0 \\ 0 \end{bmatrix} \quad (4.29)$$

Por outro lado, o equacionamento da parte mecânica pode ser obtido considerando uma estrutura generalizada, com a conexão de um sistema de eixo ao redor de uma massa i , como representado na figura 4.10.

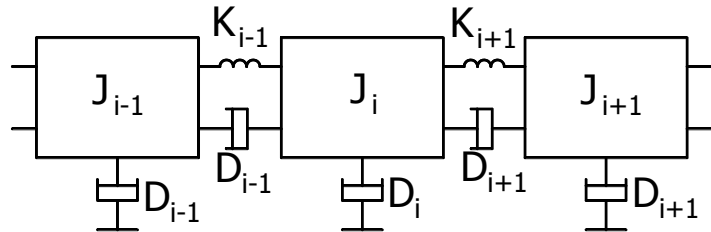


Figura 4.10 – Sistema de Eixo de uma Massa i

O sistema é considerado linear. Por essa razão poderá ser equacionado utilizando-se da segunda lei de Newton como mostrado pelas expressões 4.30 e 4.31.

$$[J] \frac{d^2}{dt^2} [\theta] + [D] \frac{d}{dt} [\theta] + [K] [\theta] = [T_m] - [T_e] \quad (4.30)$$

$$\frac{d}{dt} [\theta] = [W] \quad (4.31)$$

Onde, $[\theta]$ é o vetor com as posições angulares e $[W]$ é o vetor com as velocidades angulares. Além disso, $[J]$ é a matriz diagonal com os momentos de inércia, $[D]$ a matriz tridiagonal com os coeficientes de amortecimento e $[K]$ também é uma matriz tridiagonal com os coeficientes de dureza. Por fim $[T_m]$ o vetor com os torques mecânicos e $[T_e]$ o vetor com os torques elétricos. Sendo esses itens como mostrados nas equações 4.32, 4.33, 4.34, 4.35, 4.36 que se seguem.

$$[\theta] = [\theta_1 \quad \theta_2 \quad \dots \quad \theta_n]^t \quad (4.32)$$

$$[W] = [W_1 \quad W_2 \quad \dots \quad W_n]^t \quad (4.33)$$

$$[J] = \begin{bmatrix} J_{11} & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & J_{22} & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & J_{33} & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & J_{n-1} & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & J_n \end{bmatrix} \quad (4.34)$$

$$[D] = \begin{bmatrix} D_{11} + D_{12} & -D_{12} & 0 & 0 \\ -D_{12} & D_{12} + D_{22} + D_{23} & -D_{23} & 0 \\ 0 & -D_{23} & D_{23} + D_{33} + D_{34} & 0 \\ 0 & 0 & -D_{n-1,n} & D_{n-1,n} + D_n \end{bmatrix} \quad (4.35)$$

$$[K] = \begin{bmatrix} K_{11} + K_{12} & -K_{12} & 0 & 0 \\ -K_{12} & K_{12} + K_{22} + K_{23} & -K_{23} & 0 \\ 0 & -K_{23} & K_{23} + K_{33} + K_{34} & 0 \\ 0 & 0 & -K_{n-1,n} & K_{n-1,n} + K_n \end{bmatrix} \quad (4.36)$$

No entanto para a maioria das aplicações um modelo mais simples é adequado como este simplificado apresentado pelas equações 4.37 e 4.38.

$$J \frac{d^2 \theta}{dt^2} + D \frac{d\theta}{dt} + K \theta = T_m - T_e \quad (4.37)$$

$$\frac{d\theta}{dt} = W \quad (4.38)$$

Geralmente, a constante de inércia H é especificada ao invés do momento de inércia M. Essa constante de inércia é uma representação por unidade da energia cinética na velocidade síncrona, sendo dada em segundos no sistema internacional de unidades.

$$H = \frac{1}{2} \frac{J\omega^2}{S_n} \quad (4.39)$$

H é a constante de inércia dada em s, J é o momento de inércia dada em kg.m² e S_n a potência aparente nominal da máquina dada em MVA. Por outro lado, a posição do rotor e o torque eletromagnético interligam as equações elétricas com as equações mecânicas da máquina elétrica como pode ser observado na expressão 4.40 que se segue

$$\theta_m = \frac{2}{P} \theta_e \quad (4.40)$$

Nela θ_m é o ângulo mecânico em rad/s, θ_e é o ângulo elétrico também em rad/s e P é o número de polos da máquina. E ainda, utilizando a equação 4.41 tem-se que:

$$T_e = \frac{P}{2} (\lambda_d i_q - \lambda_q i_d) \quad (4.41)$$

Sendo, T_e o torque eletromagnético em Nm, λ_d e λ_q as componentes de eixo direto e em quadratura do fluxo magnético respectivamente. Ademais, i_d e i_q são as componentes de eixo direto e em quadratura da corrente da armadura.

4.6. CONSIDERAÇÕES FINAIS

Nessa seção foi realizada uma descrição da máquina síncrona envolvendo aspectos construtivos e o funcionamento, e apresentada a modelagem matemática da máquina síncrona utilizando-se das transformadas de Park para grandezas elétricas e magnéticas, sendo esta completada pela apresentação das equações mecânicas. Esta modelagem matemática é a utilizada para as representações computacionais e simulação do comportamento da máquina no software ATP.

Capítulo 4

MÁQUINA PRIMÁRIA E O CONTROLADOR DE VELOCIDADE

5.1. CONSIDERAÇÕES INICIAIS

A potência mecânica inserida no eixo dos geradores precisa ser controlada para ajustar-se à potência elétrica que eles fornecem ao sistema elétrico a cada instante. Essa ação de controle é prontamente realizada pelo sistema de controle de velocidade das turbinas, também denominado de governador (GOV). Do lado hidráulico, o controlador de velocidade regula a potência e durante a partida e sincronização, a velocidade da máquina (Kawkabani et al., 2013) [42]. Considerando as turbinas a vapor ou a gás, o regulador de velocidade desempenha o mesmo papel de controle. Ou seja, o dispositivo controla a potência mecânica fornecida pela turbina ao gerador, controlando por consequência, a velocidade da máquina e a frequência das tensões geradas. Portanto, o sistema de controle da máquina primária provê um meio de controlar a potência e frequência, uma função comumente reportada como controle de carga-frequência ou CAG (controle automático da geração) (Kundur, 1994) [1].

Desta maneira, o conhecimento a respeito das máquinas primárias bem como o conhecimento relativo ao mecanismo de funcionamento de seu controlador, se torna importante para o estudo do comportamento da estrutura: máquina motriz e seu controlador. Adicionalmente, a obtenção de modelos matemáticos e computacionais para esse controlador, que represente o funcionamento do mecanismo com maior precisão possível, é primordial para alcançar as deduções que se deseja obter em estudos sobre o assunto, com qualidade adequada, impactando na confiabilidade das conclusões obtidas.

5.2. MÁQUINA PRIMÁRIA

Um sistema elétrico de potência é suprido com energia obtida de diversas fontes naturais classificadas como fontes primárias. Para o aproveitamento dessa energia primária

são utilizados dispositivos de conversão de energia, dessa modalidade, para energia em movimento, os quais, são denominados de máquinas primárias. De fato, no processo de geração de energia elétrica, a energia proveniente de fontes primárias é convertida em energia mecânica em um eixo de rotação, e deste ponto, a energia mecânica disponível é convertida em energia elétrica, por máquinas elétricas girantes, que são em sua maioria, máquinas síncronas conectadas ao sistema de elétrico de potência, e operando em paralelo com ele.

Comumente, as máquinas primárias acopladas aos eixos dos geradores elétricos são turbinas ou motores. Os tipos se dividem em turbinas hidráulicas, a vapor, a gás e eólicas, quando se refere a turbinas propriamente ditas. E motores a combustão interna, como os motores a diesel e aqueles adaptados para biogás, biodiesel e outros combustíveis, quando se trata desses tipos suplementares de acionadores mecânicos. De qualquer forma, cada um desses dispositivos fornece potência mecânica ao eixo do gerador. O motor de combustão obtém tal potência da queima de combustível em suas câmaras de combustão, e as turbinas se movimentam devido à energia cinética proveniente da força de um fluido em movimento. Além disso, destaca-se que a máquina primária pode ser associada a uma máquina síncrona de baixa ou alta velocidade. A máquina é considerada de baixa velocidade se gira abaixo de 1200 rpm e de alta velocidade se sua velocidade de giro é maior que este valor. A velocidade da máquina depende do número de polos e da frequência das tensões geradas, conforme mostrado na tabela 5.1.

Tabela 5.1 – Relação Número de Polos/Frequência/Velocidade das Máquinas em rpm

Número de polos	Frequência das tensões geradas	
	50 Hz	60 Hz
2	3000	3600
4	1500	1800
6	1000	1200
8	750	900
10	600	720
12	500	600
16	375	450
20	300	360
24	250	300
30	200	240

5.2.1. Turbina Hidráulica

A turbina hidráulica é o tipo mais tradicional das máquinas primárias que opera em sistemas de geração de energia. Esta turbina é utilizada para acionar máquinas de baixa velocidade. Geralmente é instalada para funcionar na vertical acionando o eixo do gerador posicionado acima dela. Grandes quantidades de potência são convertidas por esse tipo de turbina, esquematizada na figura 5.1, que recebe água do reservatório a montante da casa das máquinas. A inércia apresentada por esse tipo de turbina é numericamente menor que a apresentada pela turbina a vapor, variando de 2 a 4 segundos, de acordo com Kundur (2004) [34].

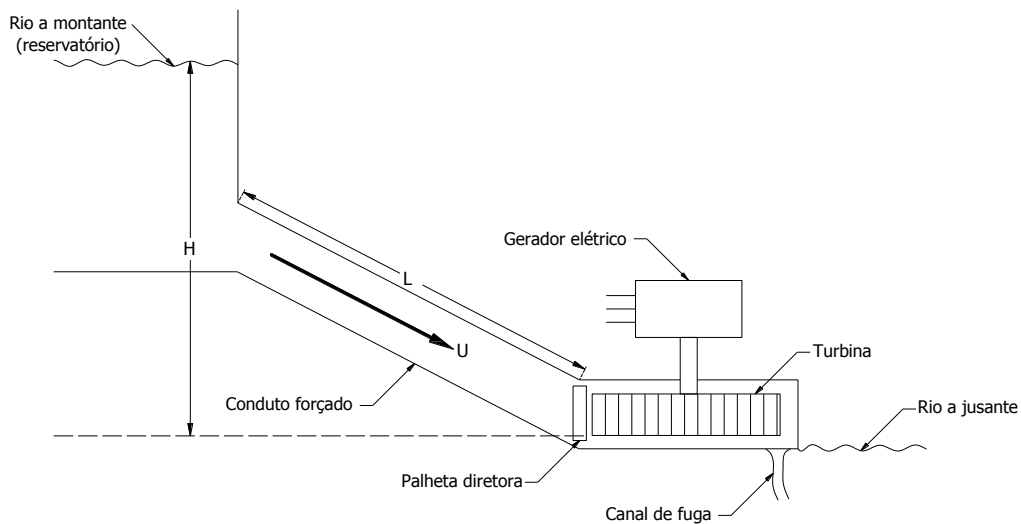


Figura 5.1 - Representação Esquemática da Turbina Hidráulica.

5.2.2. Turbina a Vapor

A turbina a vapor, também é um tipo muito tradicional de máquina primária, que converte energia térmica para energia mecânica em um eixo de rotação, empregando vapor em alta pressão e alta temperatura, fornecido por caldeiras. Esta turbina normalmente é utilizada para acionar máquinas de alta velocidade. A estrutura da turbina a vapor é constituída de dois ou mais estágios, formados pela acoplagem em série de cilindros que operam em diversas níveis de pressão e temperatura. Em verdade, os cilindros são conectados por tubulações com dois níveis de pressão e temperatura (alta e baixa), sendo que, as algumas estruturas, o vapor pode ser reaquecido na caldeira entre dois cilindros de pressão alta e intermediária, como esquematizado na figura 5.2. A inércia do conjunto turbina-gerador é basicamente composta pela inércia da turbina que corresponde ao vapor armazenado. Sua

magnitude varia de acordo com o tamanho do conjunto e tipicamente se encontra entre 2,5 a 6s para turbinas que operam em 3600 rpm e, de 4 a 10 s para aquelas que giram em 1800 rpm, conforme obtido em Kundur (2004) [34].

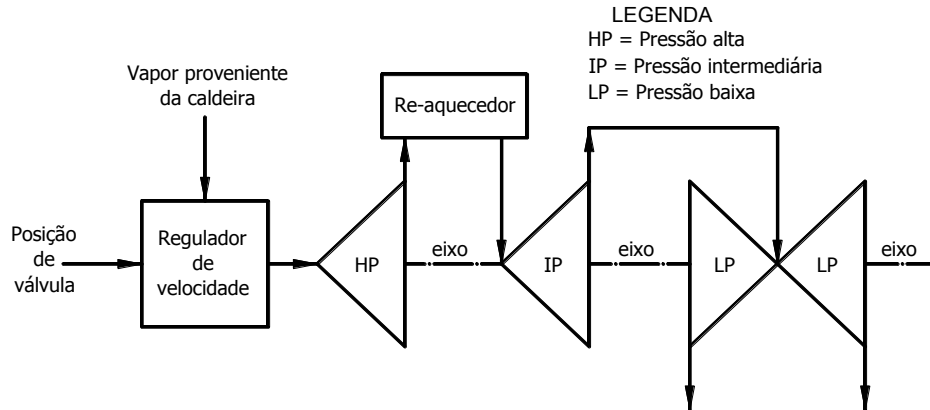


Figura 5.2 - Representação Esquemática de uma Turbina a Vapor com Reaquecimento

5.2.3. Turbina a Gás

A turbina a gás é outra opção de máquina primária que converte energia térmica em energia mecânica em um eixo de rotação, por sua vez resultante da queima de gás, como ilustrado na figura 5.3. Este tipo de turbina, também utilizada para acionar máquinas de alta velocidade, oferece uma operação suave devido à ausência de componentes de movimento alternado em sua estrutura de funcionamento, como os pistões dos motores diesel. As constantes de tempo envolvidas são geralmente menores do que aquelas relativas às turbinas a vapor e hidráulicas. Para grandes sistemas interligados com predominância de turbinas hidráulicas e a vapor, as dinâmicas dos conjuntos geradores movidos à turbina a gás não são importantes no contexto total do sistema, sendo considerada apenas em problemas locais.

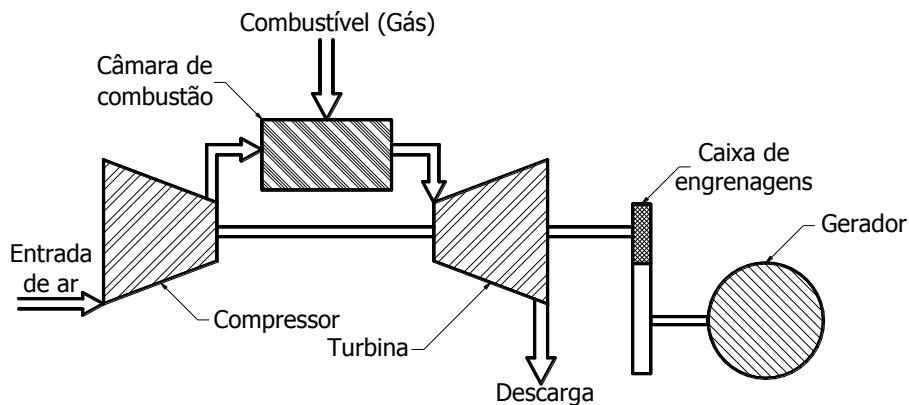


Figura 5.3 - Representação Esquemática de uma Turbina a Gás

5.2.4. Motor a Combustão

O motor a combustão interna se encaixa dentre as opções de máquina primária, que converte potência térmica em potência mecânica em um eixo de rotação, resultante da queima de óleo diesel. Outra opção, seguindo a tendência do uso crescente da chamada energia verde, utiliza-se da queima de biocombustíveis para produzir a potência mecânica. Por ser o mais eficiente sistema de queima de combustível desenvolvido, aperfeiçoado e otimizado pela engenharia ao longo do tempo, em sua forma turbinada, como ilustrada na figura 5.4, o motor de combustão interna é largamente utilizado em muitas aplicações de sistemas de geração de energia elétrica.

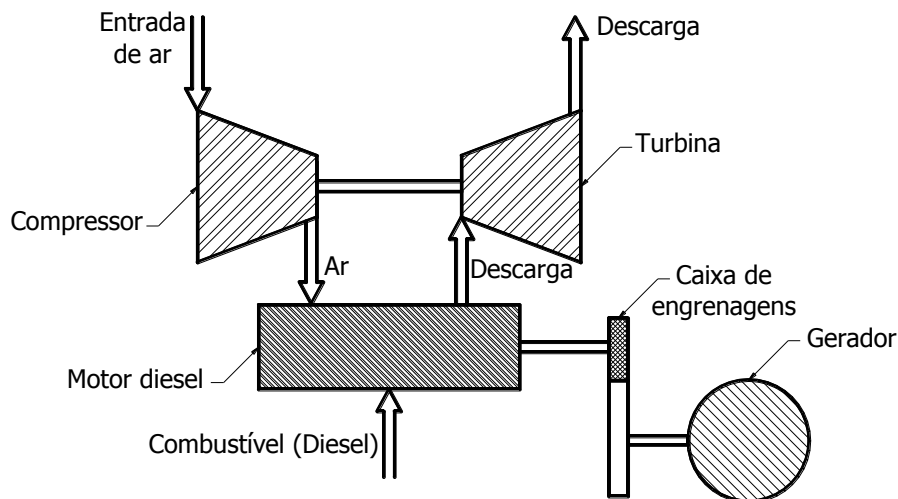


Figura 5.4 - Representação Esquemática de um Motor de Combustão Interna

A aplicação desses mecanismos são adequados a sistemas que se estendem desde plantas industriais para geração de energia em horário de pico ou geração permanente, até sistemas comerciais ora a atender essa mesma necessidade ora para sistemas de *nobreak*, passando por geração de energia em navios e plataformas marítimas. Grupos geradores comumente referidos como *gen-sets* são empregados para prover uma série de funções devido sua alta flexibilidade (Cooper, 2009) [43].

A potência disponível para esses motores alcança valores de 10 MW e sua velocidade de funcionamento tipicamente atinge 10000 rpm. Isso cria a necessidade de uma engrenagem mecânica para converter a velocidade para 1800 ou 3600 rpm, adequando assim, para acionar geradores de quatro ou dois polos, operando em 60 Hz. Por apresentar uma alta inércia e resposta lenta, a potência de saída desse conjunto gerador é essencialmente constante, dentro da faixa de tempo de duração de oscilações transitórias. Em consequência, as mudanças de carga são realizadas com lentidão. Além disso, a capacidade de sobrecarga dos motores a

combustão é limitada e súbitas variações de carga podem resultar em desligamento da máquina pelo seu sistema de proteção, por causa das fortes alterações em sua velocidade.

De qualquer forma, cada um desses diferentes tipos de dispositivos impulsores rotativos de geradores, possui um mecanismo que comanda e governa sua potência e sua velocidade mecânica de eixo, sendo chamado de controlador de velocidade.

5.3. SISTEMA DE CONTROLE DE VELOCIDADE

Em operação, quaisquer sistemas elétricos de potência estão sujeitos a perturbações de diferentes categorias, as quais, momentaneamente podem provocar significativas alterações no fluxo de potência ativa e reativa ao longo dos ramos de suas redes elétricas. Considerando que as máquinas supridoras de potência desses sistemas elétricos tivessem capacidade ilimitada, e pudessem, durante o período transitório, fornecer ou absorver a quantidade necessária de potência, tanto ativa como reativa, então os sistemas sempre se estabilizariam em um novo ponto de equilíbrio após algum distúrbio. Isto aconteceria, como consequência do que se denomina regulação própria, que é uma característica inerente dos sistemas elétricos e de outros sistemas dinâmicos, como os sistemas mecânicos. Contudo, ação dessa natureza implicaria em altíssimo risco de se chegar a condições inaceitáveis de operação. Principalmente, devidas às variações consideradas agressivas nos valores de grandezas, como frequência e magnitude de tensões do sistema elétrico, bem como às perigosas oscilações na velocidade do sistema motriz primário e na potência mecânica fornecida por ele.

Por essa razão é imprescindível a instalação de sistemas de controle de velocidade, para auxiliar os geradores que compõem o conjunto de máquinas geradoras, manterem suas rotações dentro de faixas aceitáveis. Tanto no que se refere aos sistemas elétricos centrais, ou aqueles associados a cogeração em redes distribuídas, existe uma relação direta entre a potência mecânica/potência ativa e a frequência das tensões geradas, que se associa com a velocidade das máquinas. Em geral os sistemas elétricos com cogeração operam com velocidade constante que é a síncrona com a frequência (Kimura, 2010) [44]. Após um distúrbio, quando a velocidade da máquina se afasta do valor desejado devido à desigualdade entre a potência elétrica de saída e a potência mecânica de entrada, o regulador de velocidade providencia alterações no fornecimento da potência mecânica, no propósito de retornar a velocidade do gerador para o prefixado valor desejado.

Essa inserção de potência pode ser realizada de maneira livre por algumas máquinas do sistema, ou dispõe da possibilidade de ser executada de maneira preestabelecida, para

melhor dividir a contribuição que cada um dos geradores oferece para suplantar desbalanços de potência no sistema. Para alcançar esses propósitos, os reguladores de velocidade são dotados com diferentes modos de operação, destacando-se dois atributos: a característica *droop* e a característica isócrona.

5.3.1. Característica Isócrona

O adjetivo isócrono significa velocidade constante (Kundur, 1994) [1]. Levando em consideração esse conceito claro e conciso, um gerador síncrono alimentando cargas elétricas e operando isocronamente apresenta um comportamento de velocidade, como o ilustrado na figura 5.5, esteja ele funcionando conectado a um sistema elétrico interligado ou atuando isoladamente.

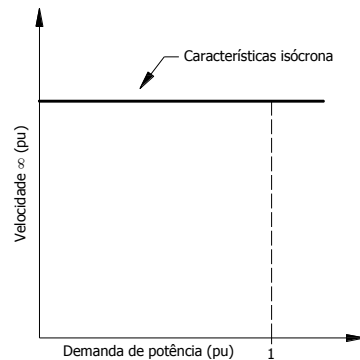


Figura 5.5 - Característica Isócrona

Observando a curva exibida na figura 5.5, é possível observar que para qualquer potência solicitada, a velocidade na qual a máquina gira, não se afasta da velocidade nominal. Isso indica em princípio que a máquina tem capacidade de fornecer qualquer aumento de potência que a carga requisitar. Com a mesma observação é possível verificar que a curva plotada aponta também para o fato que a frequência das tensões, por ela, geradas permanecerá sempre a mesma, isto é, uma frequência constante. Como isso é possível? De fato, de acordo com Kundur (1994)[1], um controlador de velocidade isócrono ajusta a válvula/palheta da turbina para levar de volta a frequência do sistema para o seu valor nominal ou valor desejado. O desenho esquemático e as curvas apresentadas na figura 5.6, adaptada de Kundur (1994) [1]), denotam o processo de atuação do regulador de velocidade isócrono e auxiliam na compreensão de como isso é possível.

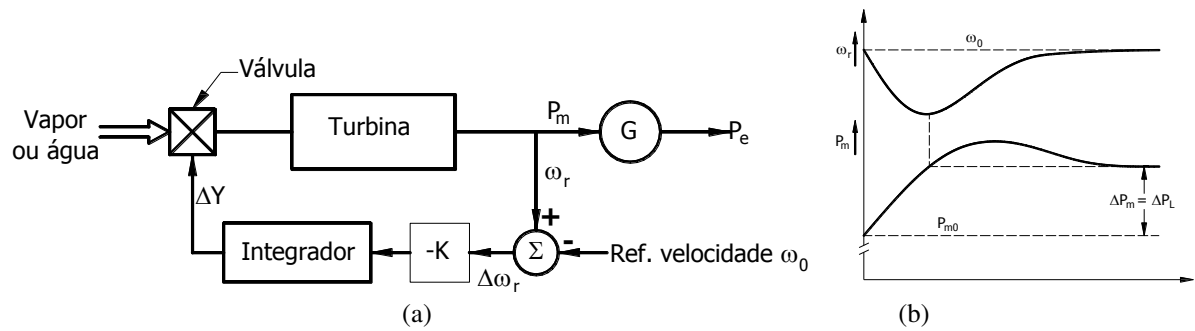


Figura 5.6 – Desenho Esquemático do Regulador Isócrono/Atuação

Observando o desenho esquemático mostrado na figura 5.6(a), o bloco detector de erro realiza a diferença entre o sinal de referência da velocidade e o sinal realimentado, que é a velocidade do eixo do gerador. A diferença entre os sinais é amplificada pelo ganho K e integrada pela ação do controlador integral, resultando em um sinal atuante sobre a válvula ou palhetas, independentemente se o tipo de turbina é a vapor ou hidráulica, respectivamente. Devido a ação do controle integral, à medida que o tempo passa o erro tende para zero, estabelecendo que a velocidade mecânica do sistema se equipare com a velocidade de referência.

Observando-se as curvas exibidas na figura 5.6(b), nota-se que o comportamento da resposta de um gerador pode ser analisado, quando este é submetido a uma elevação de carga. O aumento da carga implica em diminuição da velocidade do gerador. No entanto, o declínio da velocidade acarreta, como consequência, em um aumento da potência mecânica inserida ao eixo do gerador. Isto por sua vez, reduz a queda de velocidade da máquina durante um intervalo de tempo em que dura o transitório, levando a velocidade de volta para o valor desejado, estabilizando o sistema. No entanto, o governador isócrono não é adequado para qualquer aplicação aleatória ou fortuita. Um regulador isócrono trabalha satisfatoriamente quando um gerador está suprindo carga isolada ou quando somente um gerador é requerido dentro de um sistema multimáquinas, para responder às mudanças de carga (Kundur, 1994) [1]. Assim, os controladores das demais máquinas de um sistema multimáquinas devem ser instalados para operar em droop.

5.3.2. Característica *Droop*

Reguladores de velocidade com característica isócrona não podem ser usados quando há duas ou mais unidades conectadas ao mesmo sistema, uma vez que cada gerador precisa ter exatamente a mesma velocidade (Kundur, 1994) [1]. Não podem também, porquanto a

característica isócrona dos controladores de velocidade impede a adequada divisão de cargas entre os geradores operando em paralelo, provocando uma disputa entre as máquinas na busca pela hegemonia no fornecimento de potência ativa e, naturalmente na determinação da frequência das tensões do sistema. Para se livrar desse problema, os controladores de velocidade são dotados com uma característica, que produz queda de velocidade da máquina geradora, à medida que esta fornece maior potência ativa ao sistema elétrico. Essa característica, ilustrada pela curva da figura 5.7, adaptada de Kundur (1994) [1], é denominada de estatismo, inclinação, queda de velocidade ou simplesmente é abordada utilizando o termo em inglês: *droop*. A inclinação é dada pela relação $\Delta f/\Delta P$.

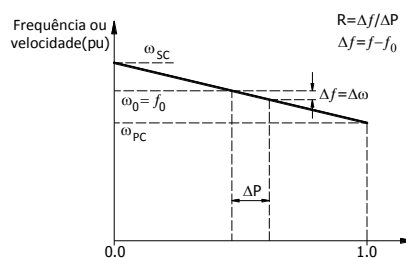


Figura 5.7 – Característica Droop

Observando a curva é possível inferir, que para um gerador síncrono dotado com controlador em droop, o aumento de potência ativa fornecida implica em resultante decréscimo da frequência da tensão por ele gerada. Além disso, ainda por observação ampliada pelas curvas ilustradas na figura 5.8, adaptada de Kundur (1994) [1], nota-se que a potência ativa, que cada gerador pode fornecer em uma eventual mudança de carga, está associada a um único valor de frequência da tensão do sistema elétrico, por eles formado.

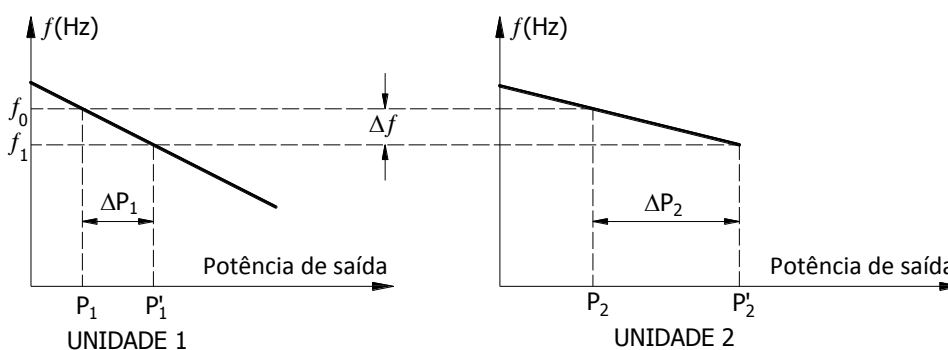


Figura 5.8 – Influência da Característica Droop na Divisão de Carga entre Geradores

Ou seja, se dois geradores equipados com reguladores de velocidade em droop, estão operando em paralelo em um limitado sistema elétrico cuja frequência é f_0 , o gerador 1 fornece a potência P_1 e o gerador 2 a potência P_2 . Quando o sistema submetido a um aumento de carga, resulta na mudança da frequência de f_0 para f_1 . Nessa nova condição, a divisão do

aumento de carga entre os geradores ocorre de acordo com a inclinação de cada característica de seus reguladores de velocidade. Assim, do total da carga do sistema nessa nova condição, o gerador 1 fornecerá $P_1 + \Delta P_1$ e o gerador 2 fornecerá $P_2 + \Delta P_2$, devido à variação de Δf na frequência do sistema. Entretanto, usualmente os geradores distribuídos não participam da regulação de frequência do sistema, e por essa razão eles operam no modo potência ativa constante (Freitas, 2005) [2].

Mas, por outro lado, as máquinas funcionando como geradores elétricos podem operar de duas maneiras distintas: conectadas ao sistema elétrico interligado ou em um sistema isolado. Em operação isolada, em um sistema com múltiplas máquinas, a maior máquina do sistema opera com característica isócrona. De onde se presume, que a frequência das tensões geradas é mantida por esse gerador mais potente. Pressupõe-se também, que essa máquina elétrica tem capacidade de fornecer qualquer aumento de potência que a carga requerer, avançando naturalmente até ao limite de sua capacidade de carregamento.

Adicionalmente, quando as máquinas estiverem conectadas ao sistema elétrico interligado, os reguladores de velocidade da maioria de seus geradores devem operar em droop. Nessa condição, o ponto de acoplamento do sistema é considerado um barramento infinito ou um gerador isócrona, pelo fato, que qualquer aumento de potência requerido pela carga é fornecida pela rede da concessionária, que também mantém a frequência do sistema. Destaca-se que, se as máquinas tivessem seus controladores operando na forma isócrona, quando conectadas ao sistema elétrico interligado, todas elas tentariam fornecer potência à medida que a demanda do sistema aumentasse. Nesse caso, a rede da concessionária predominaria como o gerador isócrona e, os outros geradores do sistema elétrico em questão se motorizariam. Essa dedução vem do fato que, se todos os geradores síncronos do sistema estivessem operando isocronamente não haveria ponto de intersecção de suas curvas características devido à inclinação nula que distingue o isocronismo.

De fato, um sistema constituído com uma unidade operando com característica isócrona, e outra operando em droop, resulta que a máquina operando em droop, atua somente em uma única velocidade, associada à frequência ditada pela máquina isócrona. Logo, pode fornecer um único valor de potência ativa as cargas conectadas ao barramento. Dessa maneira, qualquer aumento de carga é suprido pela máquina com característica isócrona. Se o sistema possui diversas máquinas em droop, também operam em uma única velocidade, sendo que a parcela de potência ativa por elas fornecidas depende do ajuste da inclinação da queda de velocidade, conforme ilustrado na figura 5.9, também adaptada de Kundur(1994)[1].

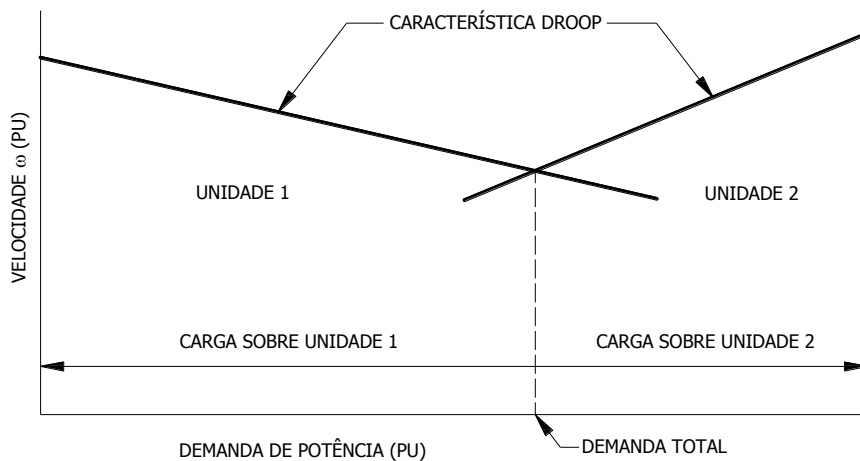


Figura 5.9 - Divisão de Carga entre Geradores com Características Droop

Além disso, destaca-se que o termo droop também se remete a regulação de velocidade, expressa pela equação 5.1, na qual, as grandezas: w_{sc} é a velocidade de regime permanente a vazio (sem carga), w_{pc} a velocidade de regime permanente a plena carga, w_n a velocidade nominal da máquina elétrica e R é a regulação.

$$R = \frac{w_{sc} - w_{pc}}{w_n} \quad (5.1)$$

De acordo com Kundur (1994) [1], a inclinação pode variar de 2 a 12%. Porém, na prática os valores típicos se encontram na faixa de 2 a 8% (Gamal et al., 2004) [45]. Assim, a inclinação da curva normalmente tem sido fixada em 4 ou 5%. Uma inclinação de 5%, considerando uma característica linear, significa que haverá 5% de queda na velocidade da máquina elétrica quando ela é carregada desde a vazio até a plena carga, ou seja, provoca mudança de 100% de carga, quando a velocidade da máquina se altera em 5%.

5.4. MODELO DO REGULADOR DE VELOCIDADE

Visando obter uma estrutura apropriada, para representar os reguladores de velocidade em simulações computacionais, é conveniente o desenvolvimento de modelos na forma de diagrama de blocos. Esta técnica é proveniente da teoria clássica de sistemas de controle, na qual, as funções de transferência de cada unidade do sistema de controle são colocadas em blocos e ligados aos outros por setas que indicam um fluxo unidirecional de sinais. As funções de transferências são obtidas da aplicação da transformada de Laplace, sobre as equações diferenciais, que descrevem o comportamento de cada unidade que atua

conjuntamente para compor o regulador de velocidade da turbina. Aliás, o modelo matemático da própria turbina é englobado no modelo do regulador de velocidade, formando uma estrutura única, que fornece um sinal de controle que regula a potência mecânica a ser inserida ao eixo do gerador. Esse sistema de controle possui três entradas e uma saída. As entradas do sistema são sinais que representam a referência de velocidade a ser alcançada, a velocidade real da máquina e a potência de referência. E a saída é o sinal que controla a potência mecânica inserida ao eixo do gerador elétrico. Dentre os arranjos disponíveis para reguladores de velocidade de turbinas que acionam geradores elétricos foi adotada a estrutura mostrada na figura 5.10, proveniente do modelo para reguladores de velocidade proposto por Ramey and Skooglund (1970) [46], recomendado em IEEE Committee Report (1973) [47] e detalhada em Moura et al. (2011) [48].

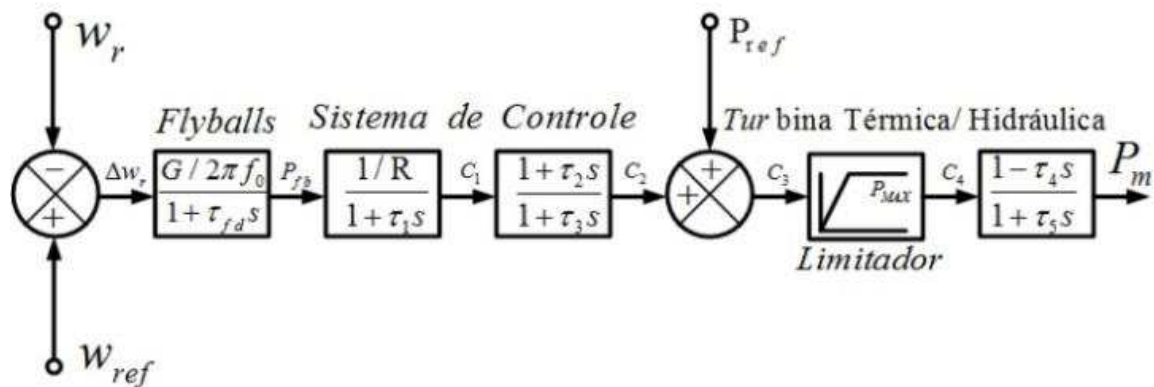


Figura 5.10 – Modelo do Regulador de Velocidade da Turbina Térmica/Hidráulica

O diagrama de blocos do modelo do controlador de velocidade é constituído por diversos blocos em cascata. O primeiro é um bloco detector de erro, que produz um sinal de erro resultante da diferença entre um sinal de entrada referência e o sinal realimentado. A diferença entre eles constitui o sinal denominado de desvio de velocidade, que é a entrada do próximo bloco que representa a ação do flyballs. Esse mecanismo ajusta abertura ou fechamento de válvula/palhetas pelo uso de forças centrífugas que atuam em esferas que giram em uma estrutura ligada ao eixo do gerador. Em seguida, o sinal constitui a entrada do primeiro bloco do sistema de controle propriamente dito. Nele está representada a ação que pode ser, no modo de operação isócrona ou droop do controlador de velocidade, a qual, é caracterizada pelo ajuste da inclinação R . Se R é ajustado com valor igual a zero, a característica resultante representada é a isócrona. De outro modo, quando R é ajustado em valor diferente de zero resulta na característica droop ou de queda de velocidade.

O sinal de saída C_1 desse bloco atua sobre o segundo bloco do sistema de controle propriamente dito resultando no sinal C_2 , o qual, é somado com o sinal da potência de

referência P_{ref} . A partir desse bloco somador, o sinal C3 atua sobre o bloco que estabelece a potência máxima (P_{max}) a ser inserida ao eixo do gerador. Sua saída C4 constitui a entrada para o bloco que adequadamente representa a turbina, implicando na determinação do sinal Pm. Este é o sinal que atua no sistema estabelecendo a potência inerida ao eixo girante do conjunto turbina-gerador. Como ocorre para esse modelo de regulador de velocidade, destaca-se que “em alguns software, muitos dos modelos do governador da turbina estão no padrão MVA do gerador e assim os valores de P_{max} e R devem ser ajustados adequadamente para a unidade não apresentar resposta irrealista em eventos simulados de velocidade” IEEE Technical Report PES-TR1 (2013) [71].

As constantes e variáveis associadas a cada uma das funções de transferências dos componentes do diagrama de blocos e que fazem parte do modelo do controlador de velocidade em questão são resumidas na tabela 5.2.

Tabela 5.2 – Variáveis do Regulador de Velocidade

Parâmetro	Descrição
$[\omega_r]$	Sinal da velocidade da máquina
$[\omega_{ref}]$	Sinal da velocidade de referência
$[P_{fb}]$	Sinal de saída do <i>flyballs</i>
$[C_1]$	Sinal de saída do primeiro bloco do sistema de controle
$[C_2]$	Sinal de saída do segundo bloco do sistema de controle
$[C_3]$	Sinal de entrada do limitador da potência da turbina
$[C_4]$	Sinal de saída do limitador de potência da turbina
$[P_{ref}]$	Sinal para potência mecânica de referência
$[P_{max}]$	Sinal para potência máxima de saída
$[P_m]$	Sinal para controlar potência mecânica

Enfim, o controle da velocidade do gerador síncrono é uma operação relativamente simples. Ele envolve a velocidade da máquina, as entradas de referência que determinam a potência, a velocidade, a frequência desejada e o sinal de saída que é aquele que controla potência mecânica no eixo da máquina, determinando a potência elétrica fornecida pelo gerador. Sendo assim, o modelo do regulador de velocidade elaborado utilizando-se da técnica de diagrama de blocos é adequado e muito utilizado por ser simples e funcional. Além do mais, a execução dessas estruturas é facilitada em sistemas de software de simulação, que normalmente dispõem dos recursos necessários para elaborar os programas computacionais.

Para a análise vigente, existe a necessidade de comutar um controlador de velocidade do modo de operação em droop para isócrona, quando ocorre a desligamento da rede de distribuição. Para uma planta operando de maneira isolada, um controlador de velocidade chaveará para o modo isócrona enquanto que os outros continuam girando no modo droop ou potência de saída fixa (Al-majed, 2011) [49]. E por essa razão, a topologia do regulador de velocidade, mostrada na figura 5.11, foi adaptada em dois ramos que dependem de chaveamentos para se ativarem. As chaves comandadas GOV_{k1} e GOV_{k2} comutam-se ao serem excitadas por diferentes níveis de tensão, a partir de um sinal G_m que indica o modo de operação do controlador, fechando com nível alto e abrindo com nível baixo. Deste modo, o regulador opera no modo droop se a chave GOV_{k1} é fechada e GOV_{k2} aberta. E opera no modo próximo ao isócrona, quando o sinal que as comandam são invertidos.

Na estrutura do controle mostrada na figura 5.11, os ramos do sistema de controle 1 e sistema de controle 2 adotados (modelo computacional adaptado do regulador de velocidade da turbina recomendado pelo IEEE [47]) difere um do outro pelo ajuste da regulação R. A princípio, a característica isócrona é obtida se a regulação R for ajustada em um valor igual a zero. Porém, se a regulação for estabelecida para um valor nulo provocaria como resultado, grandes variações na inserção de potência mecânica ao sistema. Por isso, de acordo com Trindade et al. (2010) [5], há um valor mínimo de ganho que deve ser fixado afim de assegurar a estabilidade do gerador. Usualmente, essa relação é de 10:1, ou seja, se a regulação para o *droop* for de 5%, a regulação para o modo isócrona deve ser de 0,5%. Assim nesse trabalho, o ajuste de R para o ramo do sistema de controle 2 é 10 vezes menor que o valor de R do ramo do sistema de controle 1, para representar o efeito isócrona.

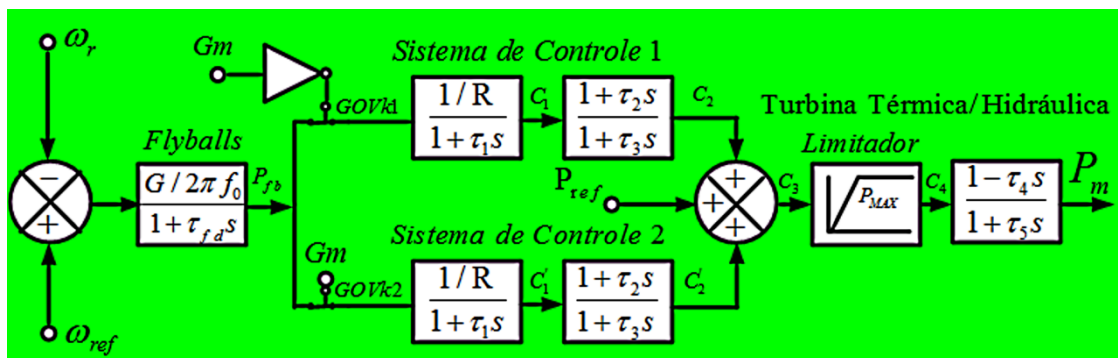


Figura 5.11 – Modelo do Regulador de Velocidade de Turbina Térmica/Hidráulica

5.5. CONSIDERAÇÕES FINAIS

O controlador de velocidade das turbinas, tem importância ímpar, por assegurar níveis operativos que atendam uma faixa segura de atuação do sistema eletromecânico gerador de

energia, conectado ou não, ao sistema de potência. A atuação do controlador de velocidade, além disso, auxilia o sistema a se estabilizar amortecendo as oscilações eletromecânicas resultantes de qualquer perturbação. Sem sua atuação, grandes alterações em variáveis do sistema, colocariam em graves riscos o conjunto turbina-gerador, pois apenas o controle natural inerente aos sistemas dinâmicos agiriam para estabilização do sistema, na situação transitória.

Os dois modos de operação dos controladores de velocidade - isócrona e droop - são adequados para distintas ocasiões de operação dos geradores. O modo de operação isócrona é próprio para uma máquina alimentando cargas isoladamente ou para um sistema multimáquinas interligado, quando uma delas é escolhida para operar isocronamente. Diferentemente, para as demais máquinas de um sistema multimáquinas interligado, o modo de operação em droop é o mais apropriado.

O modo isócrona garante manter a frequência das tensões do sistema no valor nominal, pela inserção da potência mecânica necessária para sustentar a rotação nominal das máquinas. Por outro lado, o modo de operação em droop assegura a cômoda divisão de carga entre as máquinas do sistema elétrico, evita a competição entre elas no fornecimento de potência elétrica e, por conseguinte, contribui de maneira ajustada para tornar o sistema elétrico estável.

Capítulo 6

SISTEMA DE CONTROLE DA EXCITAÇÃO

6.1. CONSIDERAÇÕES INICIAIS

Em qualquer tratamento do desempenho das máquinas síncronas é necessária a devida consideração do efeito produzido pela corrente que circula no enrolamento da armadura, frequentemente chamado de reação de armadura (Del Toro, 1990) [50]. Por causa da reação da armadura, os geradores síncronos em funcionamento, necessitam que o fluxo magnético em seu núcleo de ferro seja controlado. Esta ação de controle é indispensável à medida que potência de diferentes valores é fornecida pelos geradores ao sistema elétrico de energia, na direção de atender a demanda a cada momento. Assim, esse ato de controle é executado em consequência da pronta atuação do sistema de controle de excitação. Nos sistemas elétricos de potência ele é comumente chamado de AVR, sigla formada pelas letras iniciais pelos termos: Automatic Voltage Regulator (Regulador Automático de Tensão).

O dispositivo regula a tensão aplicada ao enrolamento de excitação do gerador, e por meio disso, controla a corrente que circula em suas bobinas, que por sua vez, determina a força magnetomotriz produzida pelo enrolamento de campo, estabelecendo o fluxo magnético no entreferro da máquina elétrica (Fitzgerald, 2006) [51]. A variação do fluxo magnético influencia a tensão de saída do gerador ou o fluxo de potência reativa para o sistema elétrico de energia. Logo, o sistema de controle da excitação de campo provê um meio de regular a tensão de saída ou o fluxo de potência reativa para o sistema elétrico. Ou seja, o regulador desempenha todas as operações requeridas para regular a tensão nos terminais do gerador (Cooper, 2010) [52].

Nos geradores síncronos dos sistema de potência, o sistema de excitação assegura o valor desejado de tensão em seus terminais e no barramento. Mas, em plantas de geração de energia com geradores distribuídos, o interesse é o controle do fator de potência da instalação. De uma maneira ou de outra, se a grandeza controlada tende se afastar do valor desejado, o

desvio provoca a atuação do regulador, que comanda alterações no fornecimento de reativos para governá-la.

Assim, para o sistema elétrico interligado, o sistema de excitação controla a tensão. Da mesma forma, em um sistema isolado, “o AVR regula a tensão terminal do gerador controlando a quantidade de corrente suprida ao enrolamento de campo do gerador pela excitatriz” (Machoswki et al., 2008) [8]. E, de maneira semelhante, em sistemas de geração distribuída, operando em paralelo com o sistema de potência, o AVR controla o fator de potência do circuito elétrico da planta. Portanto, o AVR pode operar no modo regulador de tensão ou no modo regulador de potência reativa (Reis et al., 2013)[26].

No que se tange a geradores distribuídos de sistemas industriais, a ação do sistema de excitação pode ser controlar a tensão do barramento, ou acompanhá-la, controlando o fator de potência da instalação. A primeira ação se dá, com as máquinas operando como mantenedores de tensão, quando a planta opera de maneira isolada. E a segunda, constitui o quadro em que se tem máquinas seguidoras de tensão, operando em paralelo com a rede de distribuição.

Dessa forma, o conhecimento a respeito da excitatriz, e também, do mecanismo de funcionamento de seu controlador, é essencial para o estudo do comportamento da máquina síncrona suprindo potência aos sistemas elétricos. Adicionalmente a obtenção de modelos matemáticos e computacionais para esse controlador, que represente com precisão a atuação do dispositivo, é primordial para obter bons resultados em estudos de estabilidade angular e de tensão, os quais, gradativamente ganham maior importância devido ao crescente aumento da demanda energia dos sistemas elétricos.

6.2. EXCITATRIZ

Excitatriz é uma estrutura destinada a fornecer tensão contínua ao enrolamento de campo de máquinas elétricas. Em conjunto com o controlador de tensão de campo forma o sistema de excitação das máquinas síncronas, o qual, executa as funções de proteção e controle, essenciais para o desempenho satisfatório do sistema de potência, justamente pelo controle da tensão de campo e conseqüentemente da corrente (Kundur,1994) [1].

Referindo-se às funções de controle destaca-se que a ação do sistema de excitação tem o propósito de controlar a tensão de saída da máquina, ou o fluxo de potência reativa, ou ainda o seu fator de potência, com esses controles impactando sobre a melhoria da estabilidade do sistema elétrico. Reportando-se por outro lado, a função de proteção acentua-

se que “as funções de proteção asseguram que os limites de capacidade da máquina síncrona, do sistema de excitação e outros equipamentos, não sejam excedidos” Kundur (1994) [1].

A potência do circuito dos sistemas de excitação é limitada pela magnitude da tensão fornecida ao enrolamento de campo pela excitatriz. Normalmente, seu valor não ultrapassa o patamar de 1000 V, sendo que “a potência média dos sistemas de excitação está usualmente na faixa de 0,2 a 0,8% da potência nominal do gerador” (Machowski et al., 2008) [8]. E mesmo com essas diferentes funções a serem exercidas e limitações a serem respeitadas, a excitatriz ainda tem que cumprir diversos requisitos para exercer sua atividade, adequadamente.

6.3. REQUISITOS DE OPERAÇÃO DA EXCITATRIZ

A magnitude da tensão que a excitatriz fornece ao enrolamento de campo do gerador que ela controla, pode atender a pelo menos a três distintas conjunturas. Em primeira análise, com o gerador alimentando cargas elétricas isoladamente, o valor da tensão proveniente da excitatriz tem que ter a capacidade de manter a tensão nominal nos terminais da máquina, na ocorrência de diversos carregamentos. Em segunda instância, quando ele opera em um sistema elétrico interligado com seus inúmeros geradores, localizados nas extremidades emissoras das linhas de transmissão, a preocupação se expande para o fornecimento de potência reativa ao sistema elétrico de energia. Assim, a atuação da excitatriz se amplia, justo porque, as máquinas devem fornecer reativos para assegurar o nível adequado para as tensões nas barras da rede do sistema de potência, na busca constante da estabilidade de tensão.

E por fim, em terceira análise, contemporaneamente com máquinas geradoras conectadas às redes de distribuição, a tarefa da excitatriz é fornecer ao enrolamento de campo da máquina, um valor de tensão que mantenha constante o fator de potência da planta. Isto porque nessa situação, os geradores têm que seguir a tensão da rede de distribuição, controlada pela concessionária de distribuição de energia. Assim, as condições de atuação da excitatriz se diversificam e consonam com o pensamento de Stagg e El-Biad (1968) [35], quando afirma que “os requisitos de desempenho de um sistema de excitação são determinados pelas considerações da máquina síncrona bem como pelas considerações do sistema de potência”.

6.3.1. Exigências das Considerações do Gerador

Para Kundur (1994) [1], o requisito básico é que o sistema de excitação supra e ajuste, automaticamente, a corrente de campo do gerador síncrono para manter a tensão terminal, como uma saída que varie dentro da capacidade contínua do gerador. Em adição, o mesmo autor acrescenta que o sistema de excitação deve ser capaz de responder aos distúrbios transitórios, com consistente robustez de campo, com as capacidades instantâneas e de pequena duração do gerador. Ele ainda amplia suas considerações, relatando que as capacidades do gerador, sob este aspecto, são limitadas por vários fatores, os quais são sintetizados na tabela 6.1.

Tabela 6.1 - Elementos que Limitam a Capacidade dos Geradores

Fator	Causa
Falhas na isolação do rotor	Devido a altas tensões de campo
Aquecimento do rotor	Devido a altas correntes de campo
Aquecimento do rotor	Devido a condições de operação em subexcitação
Aquecimento do rotor	Devido alta relação (Volt/Hz)
Aquecimento do estator	Devido a altas correntes de carga

De maneira complementar (Kundur,1994) [1], afirma que o limite térmico tem característica tempo dependente e a capacidade de sobrecarga de curta duração do gerador pode se estender de 15 a 60 segundos. Assim, para garantir que o sistema de excitação tenha sua utilização otimizada, deve se observar o seguinte aspecto em sua atuação: aproveitar a capacidade do gerador em operar em condições críticas, embora por pouco tempo, todavia, assegurando que os limites estabelecidos por sua carta de capacidade não sejam ultrapassados.

6.3.2. Exigências das Considerações do Sistema

Remetendo-se ao sistema de excitação, porém focando-se no efeito associado a sua ação sobre as grandezas do sistema elétrico de potência, deseja-se que a estrutura excitatória concorra para a concretização de dois desígnios: por um lado, o real controle da tensão nas barras do sistema e por outro, a melhoria de sua estabilidade. Qual seja, “ele deve ser capaz de responder rapidamente a um distúrbio, assim como melhorar a estabilidade transitória e de modulação do campo do gerador bem como a melhoria da estabilidade de pequeno sinal” (Kundur, 1994) [1]. De fato, atualmente, os sistemas de excitação de campo se apresentam com pujança significativa, exprimindo capacidade de dar rapidíssimas respostas, quando se refere ao tempo de reação a distúrbios, com amplitudes elevadas de tensões em sua saída. A

presença da ação contínua do regulador determina que, em regime permanente, o valor de referência da tensão é perseguido a cada instante. A consequência dessas destacadas características dos atuais sistemas de excitação é sua forte contribuição para a melhoria crescente da performance dinâmica do sistema elétrico de potência. De acordo com Doughty et al. (1989) [53], o efeito geral do sistema de excitação é reduzir o balanço inicial do ângulo do rotor por aumentar o nível de fluxo na máquina durante períodos de tensão terminal baixa.

6.4. TIPOS DE EXCITATRIZES

Desde os primeiros sistemas de excitação aos dos tempos atuais, a evolução da estrutura dos arranjos das excitatrizes passou por diversas configurações topológicas, que são supridas por fontes rotativas ou estáticas, em corrente contínua ou alternada. E dependendo do modo utilizado para sua excitação, elas foram distribuídas em três grandes categorias: os sistemas de excitação alimentados em corrente contínua (Direct Current - DC), os sistemas de excitação em corrente alternada (Alternative Current - CA) e os sistemas de excitação estática (Static - ST).

6.4.1. Sistema de Excitação de Corrente Contínua

Os sistemas de excitação DC utilizam geradores de corrente contínua, normalmente instalados no próprio eixo do gerador síncrono que excitam. Eles fornecem tensão contínua ao enrolamento de campo da máquina síncrona, por anéis instalados em seu eixo. Entretanto, tais geradores de corrente contínua, também precisam de excitação de seu enrolamento de campo para gerar tensão. Essa ação pode ser realizada de duas maneiras: por autoexcitação ou pelo uso de um gerador piloto de ímã permanente que produz a tensão para o seu campo.

Na estrutura mostrada na figura 6.1, a tensão proveniente do controlador de tensão excita o enrolamento de campo de um gerador DC que, por sua vez, alimenta o enrolamento de campo da excitatriz. Ela gera a tensão contínua que excita o enrolamento de campo do gerador síncrono.

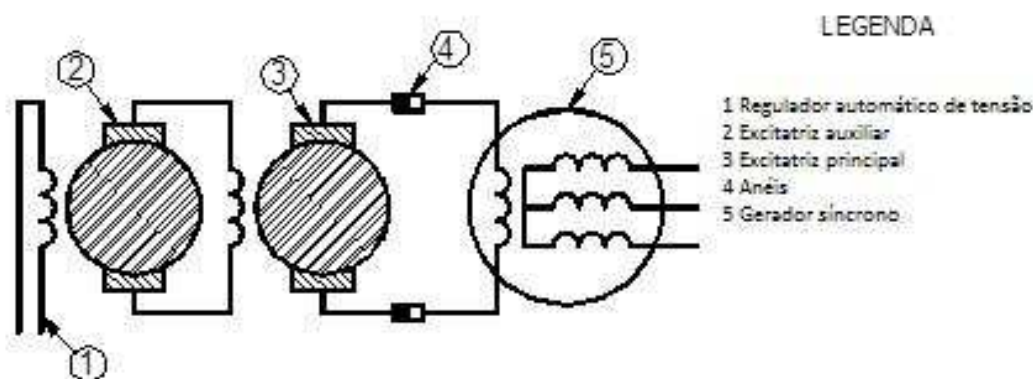


Figura 6.1 – Representação Esquemática de um Sistema de Excitação CC

Com o decorrer do tempo, esse tipo de sistema de excitação foi sendo substituído pelo sistema de excitação CA. Contudo, muitos desses sistemas ainda se encontram em operação, apesar das modernizações em andamento em várias centrais geradoras de energia elétrica. Assim, ainda fazem parte de estudos envolvendo máquinas elétricas que suprem o sistema elétrico.

6.4.2. Sistema de Excitação de Corrente Alternada

Os sistemas de excitação de corrente alternada utilizam geradores de corrente alternada, para fornecer a potência necessária à excitação do campo da máquina principal. Como no caso da excitatriz de corrente contínua, ela também é montada no eixo do conjunto turbina-gerador. A sua tensão de saída é retificada para se obter a necessária tensão contínua, que alimenta o enrolamento de campo. Na estrutura apresentada na figura 6.2, a tensão proveniente do controlador de tensão excita o enrolamento de campo de um alternador auxiliar. As tensões, por ele geradas, são retificadas por uma ponte de diodos e a tensão resultante é utilizada para alimentar o enrolamento de campo da máquina principal.

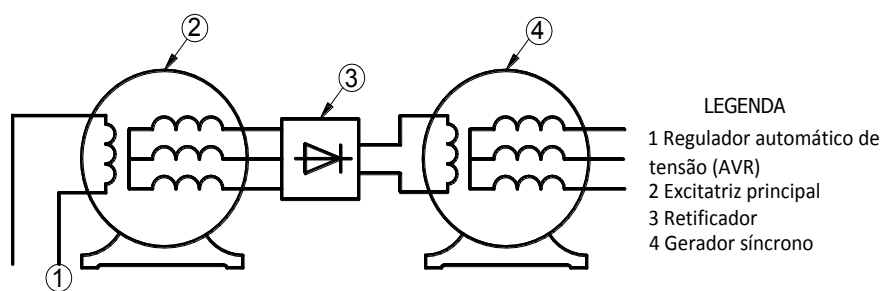


Figura 6.2 – Representação Esquemática de um Sistema Excitação de Corrente Alternada

6.4.3. Sistema de Excitação Estático

Os componentes desse sistema de excitação são estáticos e utilizam transformadores associados com conversores CA/CC para fornecer a corrente contínua requerida pelo campo do gerador (Silva, 2016) [69]. Desta forma, os sistemas de excitação estáticos, por meio de um transformador para ajuste de nível de tensão, utilizam as tensões provenientes da saída do gerador principal ou de um barramento auxiliar. E a tensão, na forma de onda contínua é obtida por retificação e excita o enrolamento de campo da máquina por meio de anéis deslizantes. Os desenhos esquemáticos expostos na figura 6.3, ilustram que a tensão que alimenta o enrolamento de campo, vem de um barramento auxiliar como mostrado na figura 6.3(a), ou dos próprios terminais da máquina como ilustrado na figura 6.3-b.

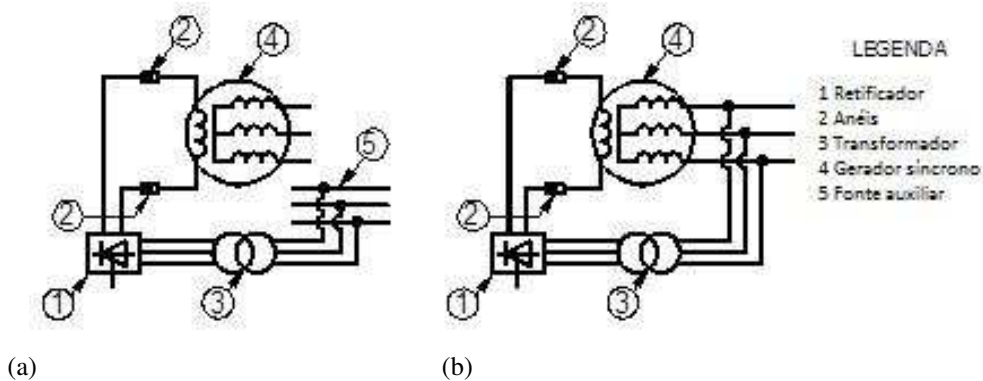


Figura 6.3 – Representação Esquemática de um Sistema de Excitação Estático

6.5. FORMAS DE ATUAÇÃO DO SISTEMA DE EXCITAÇÃO

Em operação, o sistema elétrico de potência está sujeito a ocorrências que podem originar variações no nível de tensão de suas barras, como por exemplo, as alterações de cargas. Estas flutuações podem ser lentas, provocadas pela inerente modificação da carga a cada momento ou rápidas em virtude de grandes solicitações de carga. Mas, ambas resultam em alterações do fluxo de reativo nos ramos das redes elétricas do sistema, exigindo o suprimento ou absorção de potência reativa, pelas suas máquinas síncronas.

Se as máquinas do sistema elétrico, tivessem capacidade ilimitada, poderiam durante essas situações, fornecerem ou absorverem a potência reativa necessária ao momento, ajustando a tensão nas barras e estabilizando-a em um determinado valor de equilíbrio. Isso ocorreria, dentro do que se chama de regulação própria, porém trazendo consequências, que poderiam levar a condições operativas inaceitáveis para as máquinas elétricas.

Portanto, é imprescindível equipar os geradores síncronos com controle para auxiliá-los a manter a tensão em seus terminais dentro de faixas aceitáveis. Ou seja, é necessária a

instalação de reguladores de tensão para controlar a tensão gerada por essas máquinas elétricas. Assim, quando a tensão nos terminais das máquinas tende a se afastar do valor desejado, provoca a atuação dos reguladores de tensão, os quais, controlam alterações no fornecimento da potência reativa, no propósito de retornar a tensão nos terminais dos geradores para o valor prefixado.

Esta condição se dá com a máquina operando como mantenedora de tensão, estando ela operando conectada na extremidade emissora de linhas de transmissão, ou atuando em um sistema isolado. Justo porque, nessas condições de funcionamento, ela possui uma função bem definida: manter a magnitude da tensão. Entretanto, existe a situação em que a máquina está conectada a linhas de distribuição, na qual, segue a tensão da rede. Por causa disso, o controlador de tensão deixa de regular a tensão de saída da máquina e altera-se para operar como regulador de fator de potência. Assim, para atender esses escopos, os sistemas de excitação devem possuir dois diferentes modos de operação: regulador de tensão ou regulador de fator de potência. Os controladores de suporte de tensão são usados para ajudar a regulação da tensão do sistema enquanto que controladores seguidores de tensão são usados para seguir a variação da tensão do sistema (Shang e Redfern, 2009) [35].

6.5.1. Atuação como Regulador de Tensão

O controlador de tensão operando no modo regulador de tensão ajusta sua tensão saída de acordo com o desvio entre dois sinais: o sinal obtido das tensões terminais da máquina e o sinal de referência que pode ser fixado em 1 pu. O sinal de tensão de saída do controlador regula a tensão que excita o enrolamento de campo do gerador síncrono controlando assim a tensão em seus terminais. Dessa maneira, “máquinas equipadas com controladores de tensão de campo, operando nesse modo, são máquinas que atuam no suporte de tensão e ajudam na regulação de tensão do sistema” (Hurley et al., 1999) [9]. Ainda de acordo com (Hurley et al., 1999) [9] “a maioria dos geradores síncronos está nesta categoria, particularmente grandes máquinas que entregam potência diretamente ao sistema de transmissão”.

6.5.2. Atuação como Regulador de Fator de Potência

As máquinas síncronas geradoras em sistemas industriais interligadas ao sistema elétrico de energia seguem a tensão da rede da concessionária do serviço público. Nesses casos, são equipadas com sistemas de excitação que controlam o fator de potência. Uma das características das máquinas síncronas, quando possuem enrolamento de campo é a

flexibilidade no controle de seu fator de potência, permitindo, assim, o controle de sua potência reativa, de acordo com a exigência da carga conectada aos terminais do estator (Bim, 2010) [54]. De fato, uso de reguladores e controladores de potência reativa/fator de potência tem sua origem em aplicações industriais de motores e geradores síncronos, nas quais, as máquinas síncronas são tipicamente conectadas diretamente ao barramento de distribuição (Hurley et al.,1999) [9]. Ainda de acordo com (Hurley et al.,1999) [9] essas máquinas não ajudam na regulação de tensão do sistema, mas sua tensão tende a seguir variações de tensão provenientes do sistema. Nessa situação, a máquina não deve interferir na tensão do barramento, posto que, ela é controlada pela concessionária de energia. Por isso, o controle da corrente inserida ao enrolamento de campo deixa de ter como referência um valor fixo de tensão. Ao invés disso, passa a ser regido pelo fator de potência. Então, o controlador de tensão de campo operando como regulador de fator de potência ajusta sua tensão de saída diferentemente. Mas de maneira semelhante, utilizando o desvio entre dois sinais: a tensão do barramento e um sinal de referência, e com o sinal de referência calculado a todo instante para que o fator de potência da instalação elétrica, seja mantido constante.

6.6. SISTEMA DE CONTROLE DA EXCITAÇÃO

Para simular a ação de controladores de tensão, que excitam o enrolamento de campo das máquinas síncronas, existe uma diversificada quantidade de configurações de modelos. Todos esses modelos são representados na forma de diagrama de blocos por serem obtidos utilizando-se da teoria clássica dos sistemas de controle. Eles englobam o sistema de controle propriamente dito, a própria excitatriz e, ainda estruturalmente, são construídos com uma entrada e uma saída. Além disso, essas estruturas têm suas funções de transferência representadas em cada um de seus blocos constituintes. As funções de transferência são obtidas pela aplicação da transformada de Laplace sobre as equações diferenciais que descrevem o comportamento de cada componente do sistema, com a consideração que se trata de sistemas lineares. A saída do sistema é o sinal que controla a tensão aplicada ao enrolamento de campo do gerador síncrono e a entrada um sinal que representa a referência para tensão a ser alcançada. Além disso, dois sinais negativamente realimentados, se somam algebricamente com o sinal de referência no bloco de entrada, que é um detector de erro.

Entre diversas estruturas de modelos disponíveis de reguladores de tensão foi adotado o modelo representado na figura 6.4. Se a saída do sistema se realimenta via malha de estabilização trata-se do modelo IEEE tipo 1, presentes em IEEE Committee Report (1968)

[55], e muito utilizado em programas de estudos de estabilidade transitória. As constantes e variáveis associadas a cada uma das funções de transferência dos componentes do diagrama de blocos, do modelo do controlador de tensão em questão são resumidas na tabela 6.2.

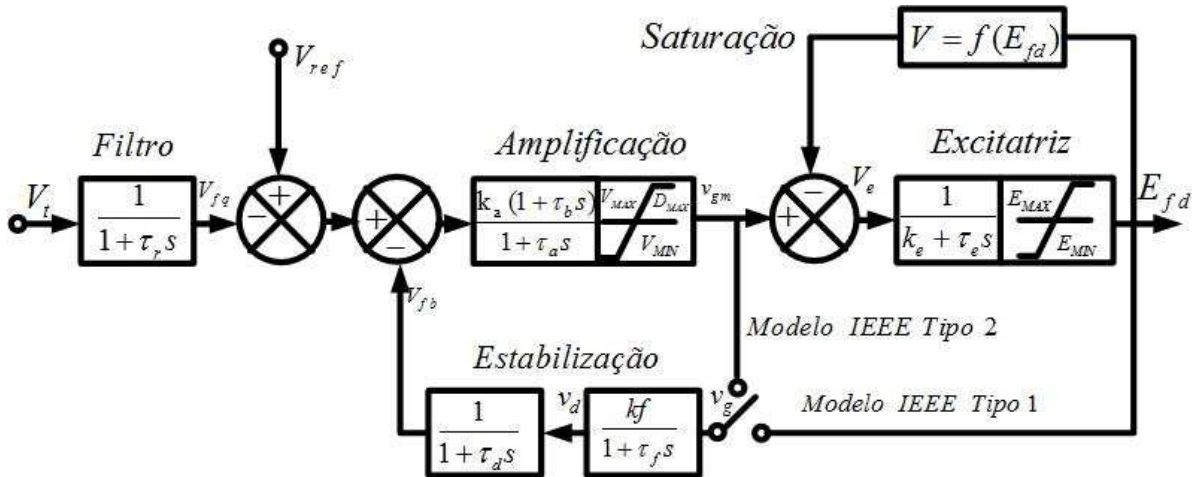


Figura 6.4 – Modelo do Regulador de Excitação

Tabela 6.2 - Variáveis do Controlador de Excitação

Variável	Descrição
$[V_t]$	Sinal de tensão do barramento controlado
$[V_{fq}]$	Sinal de saída do filtro de entrada
$[V_{ref}]$	Sinal de referência da tensão
$[V_{fb}]$	Sinal realimentado
$[V_d]$	Sinal de saída do bloco de estabilização
$[V_g]$	Sinal de entrada do bloco de estabilização
$[V_{gm}]$	Sinal de entrada do bloco de estabilização
$[V_e]$	Sinal de realimentação da malha de saturação
$[E_{fd}]$	Sinal de saída do controlador de tensão

O diagrama de blocos do modelo do controlador de tensão como ilustrado na figura 6.4, também é constituído por vários blocos em cascata. O primeiro representa o filtro de entrada. Passando por ele, V_t que é o sinal do barramento controlado é ajustado com o devido ganho unitário e a constantes de tempo τ_r , resultando no sinal V_{fq} . O próximo bloco, o detector de erro faz a diferença entre o mencionado sinal e a referência de tensão V_{ref} . Esse

desvio de sinais constitui a entrada do bloco de amplificação que com o devido ganho e constante de tempo é convertido no sinal V_{gm} . Um segundo detector de erro providencia um novo desvio ($V_{gm} - V_e$) que constitui a entrada do bloco que representa a excitatriz, resultando no sinal E_{fd} , que controla a tensão aplicada ao enrolamento de campo do gerador.

Assim a simulação do controle da tensão do gerador síncrono torna-se uma operação relativamente simples de causa e efeito. Envolve a entrada de referência que determina a tensão ou fator de potência/potência reativa desejada. O sinal de saída do regulador é a tensão que excita o enrolamento de campo. Desta forma, o modelo do regulador do sistema de excitação elaborado é próprio para o estudo e facilita a execução de simulações, posto que, usualmente os programas computacionais contêm os recursos necessários para sua implementação.

Entretanto, em plantas industriais operando em paralelo com o sistema elétrico de potência, a ação do sistema de excitação pode ser ampliada para duas possibilidades. A primeira constitui-se no cenário convencional em que as máquinas contribuem para manter o fator de potência da planta constante. A segunda situação ocorreria com a permissão aos geradores, para operarem como mantenedores de tensão. Desta forma, com os geradores operando em paralelo com o sistema de energia, os controladores seguidores de tensão atuam regulando o fator de potência. Ou, se permitido fossem, atuariam como reguladores de tensão em uma condição de sobrecarga no sistema elétrico, justamente, como ocorre no caso de operação isolada da planta, quando atuam regulando a tensão das barras da planta.

Entre os modelos disponíveis para representar sistemas de excitação de campo, disponíveis em IEEE Committee Report (1968) [55], o modelo IEEE tipo 1 foi adotado, com uma adaptação envolvendo a implantação das chaves AVRk1 e AVRk2, como mostrado na figura 6.5. Essas chaves comandadas por tensão se fecham com níveis altos de tensão e se abrem com nível baixo. Assim, essas chaves são comandadas pelo sinal A_m , que representa o modo de operação do AVR (regulador de tensão ou de fator de potência), proveniente de controles que determinam se sistema de excitação deve operar de um modo ou de outro. Se a chave AVRk1 está ativada e a AVRk2 desativada, um sinal de referência V_{ref1} (modo regulador de fator de potência) é conectada ao sistema de excitação. Se o status das chaves é invertido, o sinal de referência conectado é V_{ref2} (modo regulador de tensão).

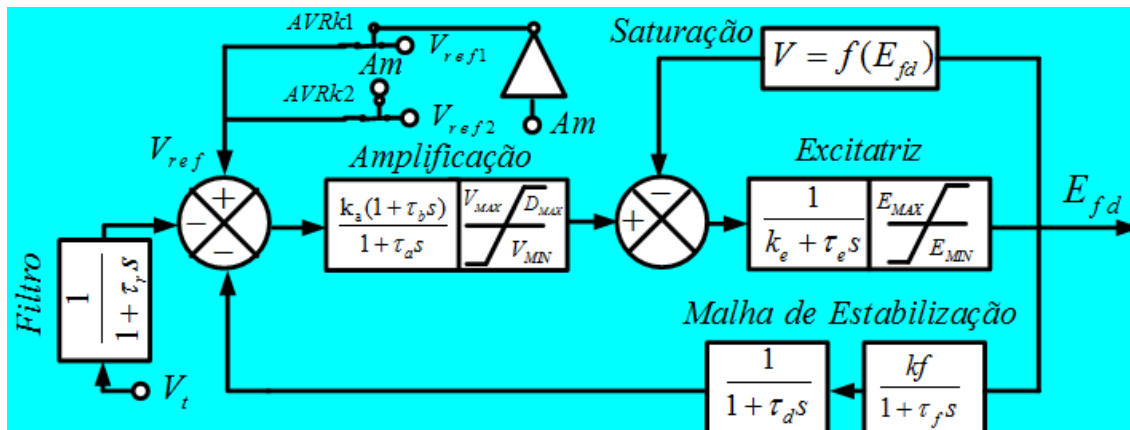


Figura 6.5 – Representação do Sistema de Excitação Adaptado do Modelo IEEE tipo 1

6.6.1. Modelo como Regulador de Tensão

Considere que a simulação envolve um sistema elétrico com máquinas operando em usinas geradoras, que se encontram conectadas na extremidade emissora de linhas de transmissão. Ou de forma diferente como máquinas atuando em um sistema elétrico industrial que encontra isolado, ou operando em paralelo com o sistema de potência submetido a uma sobrecarga. Nessas situações que exigem suporte de reativo para sustentar a tensão do sistema, o regulador automático de tensão deve operar no modo regulador de tensão. E para o atendimento do aporte de reativos necessário de acordo com essas circunstâncias, uma chave seletora distingue o sinal advindo de uma fonte de tensão, cujo valor pode ser ajustado em 1 pu. Sendo assim, para responder a essa condição, uma fonte de tensão constante é suficiente para representar o sinal de referência a ser inserido ao controlador de tensão.

6.6.2. Modelo para Atuar como Regulador de Fator de Potência

Na situação de operação em que uma planta com geradores distribuídos opera em paralelo com a rede de distribuição, as máquinas não devem interferir na tensão do barramento. E deveras não interferem, porém atuam para manter constante o fator de potência da instalação. Para tal processo, o controle da tensão aplicada ao enrolamento de campo é exercido utilizando um valor ajustável de referência, associado a um fator de potência constante. Se a potência ativa fornecida pelo sistema de energia ao sistema industrial for alterada, modifica-se também a potência reativa fornecida, para se manter constante a relação entre a potência reativa e ativa fornecidas. Dessa forma, o ângulo de defasagem entre a tensão e a corrente é mantido constante, implicando que o fator de potência permaneça

constante. Tanto a potência ativa, quanto a potência reativa suprida às cargas pelas máquinas da indústria é obtida pelo compartilhamento, entre elas, da diferença entre a potência que a carga industrial total consome e a potência que a rede fornece a cada instante, como descrevem as equações 6.1 e 6.2.

$$P = P_{carga} - P_{rede} \quad (6.1)$$

$$Q = Q_{carga} - Q_{rede} \quad (6.2)$$

P/Q é a potência ativa/reativa fornecida pelos geradores, P_{carga}/Q_{carga} é a potência ativa/reativa consumida pela carga e P_{rede}/Q_{rede} é a potência ativa/reativa fornecida pela rede de distribuição do sistema elétrico de energia. Assim, o cálculo da tensão de referência é executado de acordo a expressão obtida com modelagem matemática que se segue.

Considere o modelo clássico da máquina constituído por fonte de tensão eficaz E , posicionada antes de uma reatância de eixo direto X_d . A tensão nos terminais da máquina apresenta valor eficaz V e uma corrente de valor eficaz I circula pelo circuito, se uma carga estiver acoplada a ele. E junto ao modelo da máquina está representado o enrolamento de campo, conforme ilustrado pela Figura 6.6.

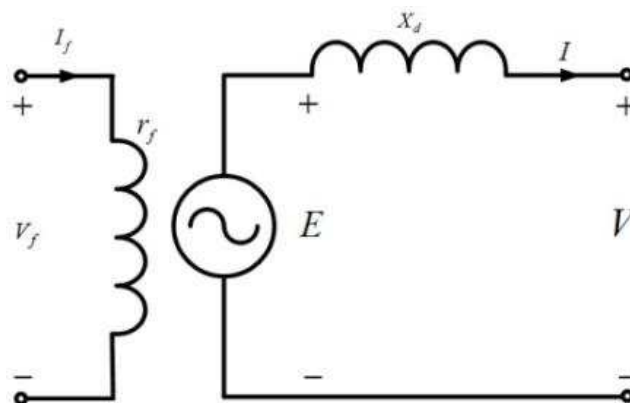


Figura 6.6 - Modelo Clássico da Máquina Síncrona.

Um sinal de tensão contínua proveniente da excitatriz excita este enrolamento, controlado por uma referência variável. Ou seja, o valor da tensão referência aplicado ao sistema de controle de campo muda continuamente. Assim, as expressões que modelam a tensão de referência foram deduzidas com o auxílio dos seguintes diagramas fasoriais mostrados na figura 6.7.

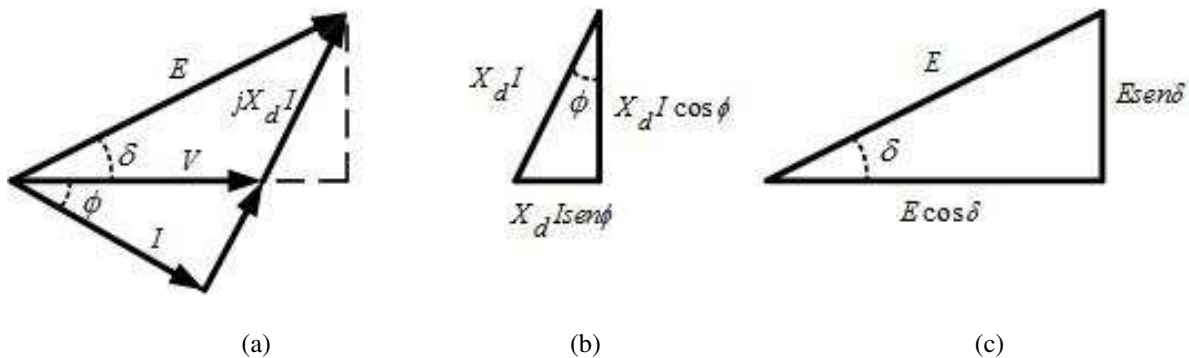


Figura 6.7 - Diagramas Fasoriais

Das figuras 6.7(a), 6.7(b) e 6.7(c) é possível inferir que as potências (ativa P e a reativa Q) fornecidas por cada máquina podem ser respectivamente descritas pelas expressões agrupadas 6.3 e 6.4, onde ϕ é o ângulo de defasagem entre a tensão V e a corrente I , e δ é o ângulo de carga ou ângulo de potência. Devido à dependência da potência do ângulo δ , este ângulo tornou-se conhecido como ângulo de potência (Del Toro, 1990) [50].

$$P = VI \cos \phi \quad e \quad Q = VI \sin \phi \quad (6.3)$$

$$P = \frac{EV \sin(\delta)}{X_d} \quad e \quad Q = \frac{EV}{X_d} \cos(\delta) - \frac{V^2}{X_d} \quad (6.4)$$

Essas expressões são apropriadas, em se tratando de máquinas de rotor de polos lisos, como os turbogeradores, que possuem a reatância de eixo direto (X_d) igual à reatância de eixo em quadratura (X_q). Das expressões de 6.3 e 6.4, isolando os termos $\sin(\delta)$ e $\cos(\delta)$, retira-se que:

$$\sin(\delta) = \frac{PX_d}{EV} \quad e \quad \cos(\delta) = \frac{QX_d + V^2}{EV} \quad (6.5)$$

E conseqüente, do quociente entre as expressões de 6.5, obtém-se a expressão identificada por 6.6.

$$\text{tg}(\delta) = \frac{\sin(\delta)}{\cos(\delta)} = \frac{PX_d}{QX_d + V^2} \quad (6.6)$$

E de 6.6, se deduz que a tangente do ângulo de carga pode ser descrita pela expressão 6.7.

$$\operatorname{tg}(\delta) = \frac{P}{Q + \frac{V^2}{X_d}} \quad (6.7)$$

Esta equação 6.7 é necessária para se calcular, em passo anterior de integração, a tangente do ângulo de carga que é utilizada para o cálculo da tensão de referência. Seguindo com as operações algébricas, auferem-se a expressão 6.8.

$$V = \sqrt{\frac{PX_d - QX_d \operatorname{tg}(\delta)}{\operatorname{tg}(\delta)}} \quad (6.8)$$

E dessa maneira, completa-se expressão matemática que modela a ação necessária para o cálculo da tensão V , que serve de referência para o controlador do sistema de excitação, a operar como regulador de fator de potência. O sinal de saída do controlador E_{FD} é obtido em função do desvio entre o sinal de tensão da rede, e esse valor de referência atualizado a cada instante para manter o fator de potência constante do circuito.

6.7. CONSIDERAÇÕES FINAIS

A energia elétrica é a forma de energia mais utilizada pela humanidade, pela facilidade de controle, transmissão e sua transformação em outras formas de energia. Seu consumo crescente, provoca significativos impactos sobre a manutenção do nível de tensão nas barras do sistema elétrico de potência, porquanto exige grandes aportes de reativos pelas máquinas desse complexo elétrico. Desde os primórdios da história dos sistemas elétricos, as máquinas síncronas, conectadas na extremidade emissora das linhas de transmissão, operam sustentando tensão. No entanto, contemporaneamente, com o avanço da geração de energia distribuída, o nível de tensão das barras da rede de distribuição tornou-se uma preocupação relevante. Mas até o momento, o nível de tensão tem sido, tradicionalmente, controlado pela concessionária utilizando de seus transformadores de tapas e bancos de capacitores. Todavia, com a inserção de geradores distribuídos, novas técnicas e procedimentos serão imprescindíveis, posto que atualmente estes geradores, ainda operam seguindo a tensão da rede. Assim, estudos referentes à estabilidade de tensão, envolvendo as linhas de distribuição com geradores conectados, fazem-se necessários para aumentar a capacidade da engenharia em resolver problemas a elas associados. O “nível de tensão, ao lado da frequência, é o mais importante parâmetro do sistema elétrico de potência” (Zalewska, 2010) [56].

Sendo assim, a participação do controlador do sistema de excitação das máquinas síncronas, tem importância ímpar, ao atuar para garantir níveis operativos que atendam a faixa segura de atuação do gerador submetido a distúrbios. Além disso, auxilia o sistema a se estabilizar, ao contribuir com o amortecimento das oscilações das variáveis elétricas resultantes da perturbação. Sem este controlador, graves variações colocariam a máquina em risco, por levar suas grandezas a valores muito além de suas especificações nominais.

Os dois modos de operação dos controladores do sistema de excitação das máquinas, são adequados para as distintas ocasiões operativas. O modo de operação como regulador de tensão é próprio para uma máquina operando na extremidade emissora de linhas de transmissão ou em sistemas isolados. Em contrapartida, quando geradores são conectados a linhas de distribuição, operando em regime permanente, o modo de operação como regulador de fator de potência torna-se uma condição *sine qua non*, para que sigam a tensão da rede.

O modo de operação como regulador de tensão age para garantir que a tensão na saída da máquina, ou na barra em que o gerador se interliga com sistema, seja mantida em seu valor nominal (1 pu) pela inserção da potência reativa requerida. Por outro lado, o modo de operação como regulador de fator de potência atua para assegurar que o fator de potência da planta seja mantido em um desejado valor prefixado.

Capítulo 7

SIMULAÇÕES COMPUTACIONAIS DOS EVENTOS

7.1. CONSIDERAÇÕES INICIAIS

Usualmente, instalações industriais com cogeração são unidades geradoras de energia elétrica, com geradores síncronos conectados à rede de distribuição do sistema elétrico de potência. Em consequência disso, esses diversos sistemas elétricos industriais tem os problemas operacionais característicos de qualquer rede elétrica que contém geradores síncronos operando em paralelo no circuito. E entre outros problemas, esses sistemas industriais ficaram sujeitos a problemas de estabilidade. Estes transtornos podem ser de pequeno impacto, como a variação lenta de carga ao longo do dia, em função da potência e ritmo impostos pelos processos industriais. Ou seja, a demanda das cargas varia desde pequenas até grandes solicitações, mas como ocorrem lentamente, com duração de alguns minutos, é considerada de pequena amplitude. Mas, por outro lado, o sistema elétrico industrial está sujeito aos grandes e bruscos impactos com amplitudes significativas. Estes distúrbios são provenientes de eventos como a partida de grandes motores, curto-circuito nas barras do sistema industrial ou, o desligamento de cargas em operações de rejeição automática de carga. E ainda ocorrências como afundamentos de tensão devidos sobrecargas no sistema elétrico interligado, ou a perda da alimentação da concessionária de energia, por algum defeito externo ou interno à planta. Desta forma, nesses sistemas industriais, mudanças em estados operacionais são comuns envolvendo principalmente variações de cargas, mudanças na topologia de seus circuitos, perda de geração própria. Enfim, além destes a perda da geração principal devido ao desligamento da rede de distribuição do sistema elétrico de energia, que constitui um evento de grande impacto, principalmente quando se refere a sistemas industriais que geram apenas parte da energia que consomem.

O desligamento da rede de distribuição, para esse tipo de produtor de energia, pode resultar em sobrecarga sobre os geradores locais, com implicações mecânicas sobre as turbinas a vapor. Se elas operarem fora de limites de frequência pré-estabelecidos, podem ter suas estruturas internas danificadas. A faixa de frequência compreendida entre 59,5 e 60,5 Hz, não causa efeito sobre a vida útil das paletas das turbinas, mas frequências acima de 60,5 Hz e abaixo de 59,5 são frequências de tempo restritos de operação, e não são recomendadas (Kundur, 1994) [1]. Assim, é importante a implantação de um sistema de rejeição de carga que deve atuar quando houver déficit de geração, protegendo o turbogerador e principalmente a turbina. Sob outra perspectiva, a porção de carga a ser rejeitada deve ser justa a necessária, para que a frequência das tensões geradas atenda a faixa de especificações exigidas pelas normas técnicas da área e concomitantemente permita preservar ao máximo a alimentação das cargas, evitando desligamento de cargas prioritárias.

Muito embora use-se monitorar o sistema elétrico de potência para obter informações referentes à distúrbios, informes e dados para essas necessidades, podem ser supridas por simulações computacionais envolvendo as turbinas, os geradores, os controladores de tensão e velocidade, as cargas elétricas e a rede elétrica industrial com seus dispositivos e equipamentos. Assim, sob esses pontos de vista, a simulação computacional é de grande importância técnica para analisar os possíveis efeitos resultantes da ação de eventos contingenciais, aos quais, os sistemas elétricos estão sujeitos. Isto é aceitável, porquanto ensaios com utilização do sistema real são impraticáveis, na maioria dos casos, devido ao risco de acidente e a dificuldade de realizar testes com os equipamentos em operação. No momento de um ensaio existe a possibilidade de distúrbios e da variação aleatória das cargas, entre outros eventos de difícil previsão e controle. Além disso, releva-se que o custo de estudos realizados via computador é menor que os experimentos envolvendo práticas, equipamentos e técnicos especializados.

Diante disso, a simulação computacional serve para o propósito de adequar meios que possibilitem analisar o comportamento dinâmico de quaisquer sistemas elétricos industriais, de forma a avaliar estratégias de modos de operação de seus controladores em função da ocorrência de distúrbios sobre o sistema. Itens como a magnitude de tensão em diversos pontos da rede elétrica e a intensidade da corrente em diferentes ramos podem ser analisados. Também a quantidade de potência ativa e reativa fornecidas pelas máquinas em desequilíbrio, bem como grandezas mecânicas como o torque e velocidade, e sinais associados aos controladores de tensão e velocidade podem ser plotados em função do tempo para subsidiar a análise do comportamento dinâmico do sistema elétrico e seus componentes.

Assim, destaca-se que para a elaboração de estudos, visando analisar o comportamento de controladores e de geradores elétricos operando em sistemas de geração de energia, concentrados ou distribuídos, a simulação computacional é uma opção muito útil e muito utilizada. Para sua consecução a simulação numérica abrange a programação de instruções envolvendo mudanças nos modos de operação dos reguladores, sendo necessária a representação de uma série de ações. Entre elas, eventos como a abertura do disjuntor principal representando o isolamento da planta e, de disjuntores secundários indicando rejeição de carga da indústria. E ainda, a abertura/fechamento de chaves reproduzindo a mudança do modo de operação dos controladores, entre outras comutações associadas, como por exemplo, mudanças de estado de chaves que indicam a presença ou ausência de uma condição de controle.

7.2. MODELOS E FUNDAMENTOS PARA A INVESTIGAÇÃO

Nesta seção, aspectos do sistema elétrico de energia, do sistema industrial teste e de itens que os compõem são considerados, ao lado de seus modelos conceituais e computacionais. Além do mais, nas seções subsequentes, as fundamentações, a estratégia de condução do trabalho, bem como a forma de análise dos resultados são apresentadas.

7.2.1. Sistema Elétrico de Energia

O sistema elétrico de potência divide-se em geração, transmissão/distribuição e cargas. Tradicionalmente, a geração encontrava-se unicamente nas extremidades emissoras das linhas de transmissão e as cargas nas extremidades receptoras, acopladas ao sistema por redes de distribuição. Ou seja, nas barras emissoras das linhas de transmissão conectavam-se os geradores e nas receptoras conectavam-se apenas as cargas. Com as flexibilizações posteriores na legislação da área, em diversos países, ampliou-se a instalação de geradores em plantas industriais, entre outras unidades de geração de distribuída. Principalmente porque “a conexão de geradores na rede de distribuição permite o uso de diferentes fontes pela utilização de recursos renováveis diversos” (Merlin et al. 2014) [57]. Dessa forma, a geração de energia elétrica tornou-se também uma atividade de sistemas industriais capacitados para cogeração de energia. Os seus geradores síncronos são conectados ao sistema elétrico em média tensão por meio da rede de distribuição.

7.2.2. Sistema Elétrico Industrial Teste

O circuito da planta teste utilizado constitui-se de uma rede idealizada que representa um sistema elétrico industrial típico. Trata-se de uma estrutura característica de indústrias tais como as fábricas dos segmentos: de açúcar e álcool, papel e celulose, alimentos, siderurgia, mineração, petroquímica, entre outras unidades industriais que também geram energia elétrica, em conformidade com diagramas unifilares presentes em Mozina (2010) [13], em Trindade et al. (2010) [6] e Dought et al. (1989) [53]. Assim, conforme ilustrado por seu diagrama unifilar simplificado mostrado na figura 7.1, a instalação industrial possui um ponto de acoplamento com nível de subtransmissão em 138 kV, que supre a barra 1. A partir dela, dois transformadores rebaixam esse nível de tensão para o nível de tensão da rede de distribuição fixado em 13,8 kV, presente na barra 2, onde estão conectados dois geradores síncronos e as cargas elétricas.

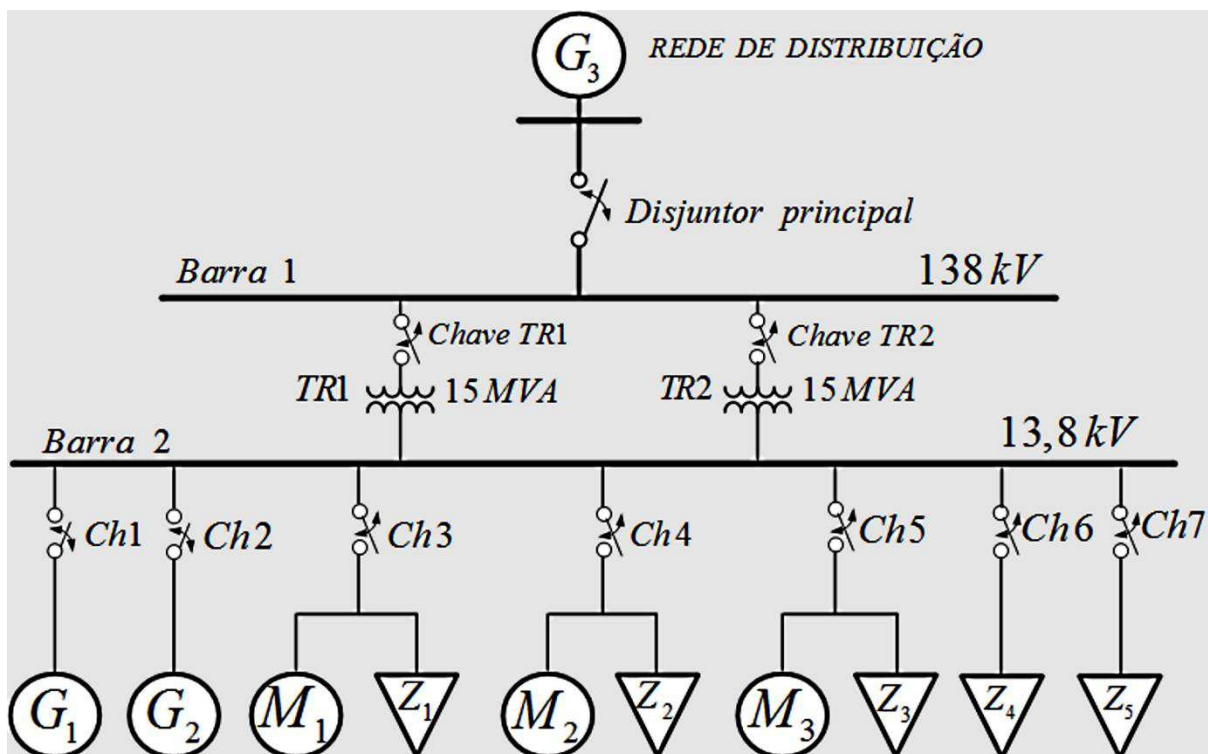


Figura 7.1 – Diagrama Simplificado do Sistema Industrial Teste

Os componentes do circuito da planta industrial são representados empregando-se a configuração trifásica. Desta forma, a alimentação da planta constituída por uma fonte de tensão trifásica, em 60 Hz, representada por meio de seu circuito equivalente de Thevenin. Os transformadores T_{R1} e T_{R2} apresentam conexão Y- Δ com a estrela aterrada no primário, 15 MVA, 60 Hz, primário de 138 kV e secundário de 13,8 kV, e são representados por seus circuitos equivalentes T. Os geradores síncronos trifásicos G_1 e G_2 são acionados por

turbinas a vapor, e o conjunto rotativo é representado por um eixo de massa única. Essas máquinas possuem potências nominais de 10 MVA e 20 MVA, respectivamente. Ambas tem 4 polos e a tensão nominal é de 13,8 kV, com frequência de 60 Hz.

Além do mais, M1, M2 e M3 são cargas dinâmicas representadas por motores de indução trifásicos equivalentes de 8,8 MVA cada um. A soma da potência dos três motores totaliza 26,4 MVA, e constitui 48,98 % da carga total da unidade industrial, que é de 53,9 MVA. Estes motores apresentam tensão nominal de 13,8 kV, 60 Hz, 4 polos, rotação nominal de 1794 RPM e fator de potência 0,85 atrasado. Finalmente Z1, Z2, Z3, Z4 e Z5 são cargas trifásicas estáticas modeladas por impedância constante, tensão nominal de 13,8 kV, 60 Hz. A potência de Z1 e Z3 são de 0,5 e 3 MVA, nesta ordem, enquanto que Z2 e Z4 são ambas de 6 MVA, e Z5 é de 12 MVA. Estas cargas estáticas totalizam 27,5 MVA e constituem 51,02% da carga total da planta industrial. A tempo, salienta-se que para “estudos de estabilidade angular, cargas são usualmente modeladas com modelos estáticos, e as vezes, grandes motores de indução têm quer ser representados individualmente por modelos especiais para obter o correto comportamento dinâmico” Anderson e Fouad (2003) [39].

Por fim, para esses dispositivos e cargas, os demais parâmetros estão elencados nas tabelas numeradas de 1 a 7, na seção VII (anexos), na qual, da mesma forma estão incluídos os parâmetros dos controladores de velocidade e dos controladores do sistema de excitação. Os dados e valores nominais a respeito do sistema elétrico industrial e seus componentes foram adotados em consonância com valores encontrados em instalações elétricas similares conectadas as redes do sistema de energia, como por exemplo, a estrutura mostrada em Trindade et al. (2010) [5]. Os parâmetros das máquinas síncronas e de seus controladores foram obtidos de Kundur (1994) [1] e Machowski (2008) [8], onde os símbolos utilizados são definidos. E os demais parâmetros foram estimados utilizando os valores nominais dos equipamentos e cargas elétricas.

7.2.3. Modelo para Rede de Distribuição

O modelo do sistema de tensão alternada que representa a rede de distribuição, na qual, se conecta o circuito da instalação da unidade industrial poderia ser uma fonte de tensão trifásica senoidal de amplitude e frequência constantes. Mas, naturalmente essa proposta teria uma característica muito simplificada para a modelagem necessária, e não contemplaria a representação do nível de curto-circuito do sistema. Assim, buscando uma estratégia para essa representação, o modelo do sistema elétrico da rede de distribuição é implementado pela

junção série de uma fonte senoidal trifásica ideal e impedâncias por fase, conforme mostra o esquema básico exibido na figura 7.2.

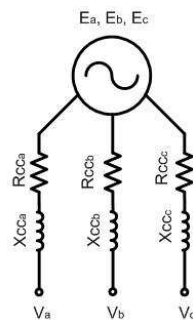


Figura 7.2 – Desenho Esquemático do Modelo do Circuito da Rede de Distribuição

A estratégia de representação apresentada é fundamentada na utilização clássica do nível de curto-circuito, com inserção de efeitos resistivo e indutivo da impedância equivalente da rede até ao ponto de acoplamento comum (PAC), o qual, se constitui num local de grande interesse para avaliação da estabilidade transitória. O cálculo da referida impedância pode ser efetuado utilizando-se da expressão 7.1.

$$Z_{cc} = \frac{V_{cc}^2}{S_{cc}} \quad (7.1)$$

Onde, Z_{cc} é a impedância de curto-circuito, V_{cc} é a tensão da barra 1, na qual, se conecta a fonte ideal e S_{cc} é o nível de potência de curto-circuito nesse ponto de acoplamento.

7.2.4. Modelo dos Ramos do Circuito Industrial

O arranjo da instalação resulta em vários ramos de ligação de redes trifásicas conectando os equipamentos da planta. O modelo suficiente para representá-las no ATP pode ser implementado por ramos conforme desenho esquemático mostrado na figura 7.3. Ou seja, o modelo π da linha foi simplificado ao desprezar os elementos em paralelo para essa aplicação.

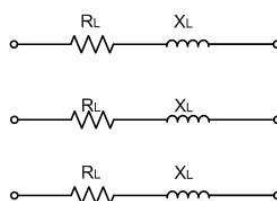


Figura 7.3 – Desenho Esquemático do Modelo dos Ramos do Circuito da Planta

7.2.5. Modelo para os Transformadores de Potência

Cada transformador de potência é representado por seu circuito equivalente com ramo de magnetização com saturação, conforme mostrado na figura 7.4, onde R_1 e X_1 são resistência e reatância do enrolamento do primário, respectivamente. Da mesma maneira, os parâmetros R_2 e X_2 são resistência e reatância do enrolamento do secundário, reciprocamente. E R_M é a resistência do ramo de magnetização.

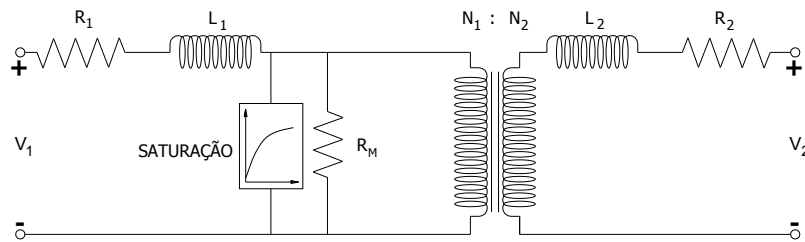


Figura 7.4 – Desenho Esquemático do Circuito Equivalente por Fase do Transformador

7.2.6. Modelos para os Geradores e as Cargas

A modelagem matemática, utilizada para representar os geradores síncronos, na simulação computacional com o emprego do sistema de software ATP, foi apresentada no capítulo IV, envolvendo as transformadas de Park. Adicionalmente, as cargas elétricas dividem-se em dinâmicas e estáticas. As cargas dinâmicas representadas por motores de indução equivalentes segue modelo semelhante ao da máquina síncrona. E as cargas modeladas como impedâncias constantes são cargas na configuração Y, cujos valores de impedância por fase foram estimados utilizando sua potência nominal e a tensão do barramento, em qual, são acopladas.

7.2.7. Modelo para os Controles dos Chaveamentos

O controle de chaveamentos, que proporciona a simulação de sobrecarga no sistema de energia ou isolamento da planta com rejeição de carga, foi implementado em consonância com o desenho esquemático mostrado na figura 7.5. Quando o disjuntor principal da planta está aberto/fechado, o sinal A, presente no esquema exibido na figura 7.5, possui nível lógico 0/1. Similarmente, os sinais B e C também contêm o nível lógico 0/1, se a velocidade das máquinas é maior/menor que 0,975 pu e se a tensão nas barras do sistema é maior/menor que 0,8 pu, respectivamente. O sinal D em 0/1 representa a ausência/presença de sobrecarga no sistema, por indicar a abertura/fechamento de chave que simula a não inserção/inserção de

cargas externas a planta. Por fim, os sinais E, F e D2 também podem assumir os níveis 0/1. O sinal E indica a tensão maior/menor que 0,9 pu nas barras da planta. F significa rejeição/não rejeição de carga interna da planta industrial, pelo abertura/fechamento da chave que conecta cargas a suas barras. O sinal D2 sinaliza a não operação/operação do sistema de excitação no modo regulador de tensão.

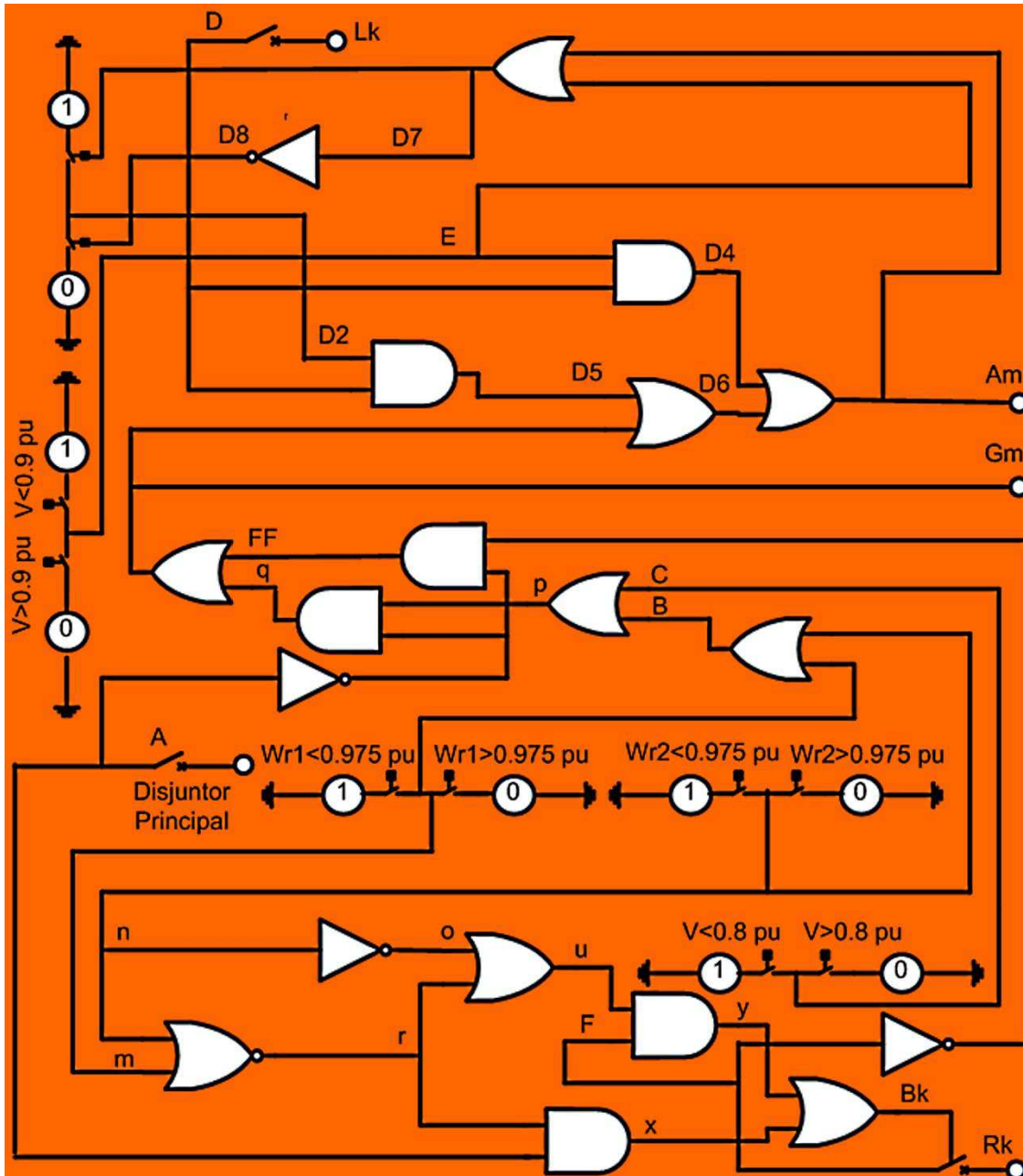


Figura 7.5 – Desenho Esquemático dos Chaveamentos para Simulação dos Eventos

Assim, como mostrado na tabela 7.2, na linha 1, considerando o disjuntor principal fechado (sinal A igual a 1) e com o sistema operando em regime permanente, os sinais B e C possuem nível lógico 0. Nesse ínterim, sem sobrecarga no sistema, D e E apresentam nível lógico 0

(chave Lk aberta). E como D2 apresenta nível 0 implica em nível 0 para D4 e D6. O sinal F também é 1 (cargas internas da planta conectadas). Nesta situação, as saídas Am e Gm apresentam nível lógico 0.

Este sinal Gm igual a 0 inserido na estrutura do bloco do regulador de velocidade, mostrado na figura 5.11, assegura-lhe operação no modo droop, por meio das chaves comandadas por tensão: GOV_{k1} (fechada) e GOV_{k2} (aberta). Da mesma forma, o sinal Am introduzido na estrutura de referência do controlador do sistema de excitação mostrado na figura 6.5, implica no status das chaves comandadas por tensão: AVR_{k1}(fechada) e AVR_{k2} (aberta). A chave AVR_{k1} fechada mantém uma referência de tensão variável para o regulador do sistema de excitação, resultando no modo de operação: regulador de fator de potência.

Se o disjuntor principal abre, isolando a planta industrial, o sinal A muda para nível lógico 0, conforme mostrado na tabela 7.2, em sua linha 2. Em seguida os sinais B e C mudam para 1. A mudança de C, como mostrado na linha 3, acontece quando a tensão no barramento afunda abaixo de 0,8 pu. E a mudança do sinal B, como mostrado nas linhas 4 ou 5, ocorre quando a velocidade da maior ou de ambas as máquinas decai abaixo de 0,975 pu. Assim, o sinal Am muda para o nível lógico 1. Isto provoca a abertura da chave AVR_{k1} e o fechamento da chave AVR_{k2}, que conecta o regulador do sistema de excitação a uma referência de tensão fixa de 1 pu (operação como regulador de tensão). Da mesma forma, o sinal Gm que também muda para 1, e atua sobre chaves GOV_{k1} e GOV_{k2} da estrutura do regulador de velocidade, conforme mostrado na figura 2, comutando-o a operar no modo isócrono. Desta forma, os modos de operação dos controladores podem ser sumarizados conforme mostrados na tabela 7.1, em função da ocorrência dos eventos.

Tabela 7.1 - Modos de Operação dos Controladores Relativos aos Eventos

Se	Gm=0/Am = 0	Gm=1/Am=1	Gm=0/Am =1
GOV	droop	isócrono	droop
AVR	controle de fator de potência	Controle de tensão	Controle de tensão

A rejeição de parte da carga interna da planta ocorre quando o sinal B comuta para 1, o que significa (m ou ambos n e m igual a 1) conforme mostrado na tabela 7.3 (na linha 3 ou 4). Porque essa condição implica em mudança do sinal B_k para 0 e no desligamento de cargas pela abertura da chave R_k, que é sinalizado pela alteração de sinal F para 0 (nas linhas 3, 4 e 5). Com o alívio da carga, e a recuperação da tensão do barramento e velocidade das máquinas, os sinais B e C retornam para 0 (linha 6). Porém, F permanece em 0 e FF em 1, assinalando a operação isolada da planta. Nessa condição, o regulador de velocidade da maior

7.3. MODELOS COMPUTACIONAIS PARA O ESTUDO

Os modelos computacionais do sistema elétrico de energia, do sistema industrial teste e dos itens que os compõem são apresentados nesta seção. Para a maioria desses modelos, estruturas próprias fornecidas pela biblioteca do software ATP-Draw foram empregadas. Mas em muitas situações foram utilizados, também, os recursos da TACS e da linguagem de programação MODEL para completar a estrutura computacional necessária.

7.3.1. Modelo Computacional da Rede de Distribuição

O modelo computacional para a rede de distribuição sistema de energia, que representa um barramento infinito, foi obtido com o uso de dois componentes disponíveis na biblioteca do ATP-Draw. Referem-se aos componentes AC3-PH e RLC3, que representam uma fonte senoidal trifásica e uma rede trifásica RLC, respectivamente, associados em uma conexão em série. Assim, uma fonte trifásica senoidal é simulada utilizando os ícones representativos exibidos na figura 7.6.

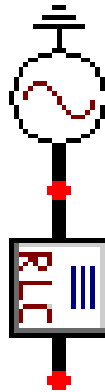


Figura 7.6 – Ícone do Modelo Computacional da Fonte Trifásica Senoidal no ATP

No ambiente de programação, ao clicar no primeiro ícone AC3-PH, mostrado na figura 7.6, acessa-se um campo, no qual, se pode inserir os valores que determinam as características do sinal fornecido pela fonte simulada. Entre eles, estão os valores numéricos da amplitude máxima do sinal senoidal da tensão, de sua frequência, do ângulo de fase. E ainda, os valores do tempo inicial e final que determina, respectivamente, quando o sinal começa e deixa de existir na saída da fonte trifásica. E ao clicar no segundo ícone RLC3, abre-se o campo no qual, é possível inserir o valor da resistência e da reatância de curto-circuito para cada fase.

7.3.2. Modelo dos Ramos do Circuito Elétrico da Planta

O modelo computacional para os ramos que representam os cabos que interligam os equipamentos do sistema elétrico foi obtido, também, com o uso item RLC3 disponível na biblioteca do ATP-Draw, como mostrado na figura 7.7, no qual, pode se ver a entrada e a saída, ambas trifásicas. Ao clicar sobre ícone RLC3, exposto na figura 7.7, no ambiente de programação, acessa-se o campo onde é possível incluir os valores dos parâmetros da linha, como a resistência e a reatância de cada fase.



Figura 7.7 – Ícone do Modelo Computacional das Linhas no ATP

7.3.3. Modelo para os Transformadores de Potência

O transformador trifásico de potência é um componente importante do sistema elétrico. Sua simulação pode ser realizada utilizando-se de modelo computacional disponível na biblioteca do software ATP. No ícone do modelo, apresentado na figura 7.8, pode ser observada, tanto a entrada que constitui o enrolamento primário indicado por P, quanto à saída que se refere ao enrolamento secundário indicado por S.

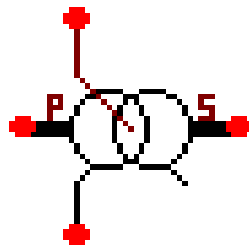


Figura 7.8 – Ícone do Modelo Computacional do Transformador Trifásico no ATP

Clicando sobre ícone da figura 7.8, no ambiente de programação, abre-se campos, possibilitando a digitação dos parâmetros do transformador. E ainda é possível configurar, nesses campos, as conexões dos enrolamentos trifásicos adaptando o modelo para operar em estrela-delta, delta-estrela e outras conexões necessárias.

7.3.4. Modelo Computacional para os Geradores Síncronos

O ícone do modelo computacional utilizado para simular os geradores síncronos é mostrado na figura 7.9. Trata-se do modelo computacional para máquina síncrona controlada. O ícone possui um terminal que simula a saída trifásica da máquina, fornecendo como

variáveis de saída as tensões e as correntes trifásicas senoidais. Os outros oito terminais são nós de controle TACS, de entrada ou saída de sinais. Ao clicar em cada um desses terminais, acessa-se ao campo, em qual, números naturais podem ser digitados.

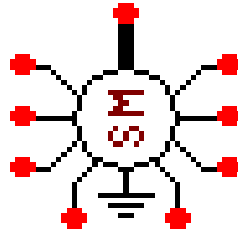


Figura 7.9 - Ícone do Modelo Computacional do Gerador Síncrono no ATP

Se o número 0 (zero) for digitado em todos os terminais tem-se a simulação da máquina síncrona sem controle. Ao contrário, pode ser destacado que se em algum terminal o número 21 (vinte e um) for digitado, significa que aquele terminal é a entrada de tensão de campo proveniente do sistema de controle da excitação. Digitando o número 22 em outro terminal, este constitui a entrada para o sinal que controla a potência mecânica, vindo do controlador de velocidade. O dígito 19 implica que se trata de um terminal de saída da velocidade angular da máquina e o valor numérico 14 resulta em um terminal com a saída do torque eletromagnético do gerador. Desta maneira pode-se programar a máquina de acordo com a necessidade requerida pela simulação computacional. Por outro lado, quando se clica sobre o ícone, ilustrado na figura 7.9, acessa-se ao campo por onde pode-se inserir os parâmetros e grandezas da máquina síncrona.

7.3.5. Modelo Computacional do Regulador de Velocidade

O modelo computacional do regulador de velocidade foi elaborado na plataforma ATPDraw utilizando de recursos da TACS, disponíveis no sistema de software ATP. A partir do modelo do regulador de velocidade na forma de diagrama de blocos mostrado na figura 5.10, cada um de seus blocos foram desenhados e interligados com o uso da técnica facilitada pela utilização da interface ATPDraw. Conforme ilustrado na figura 7.10, o primeiro bloco, o detector de erro, possui duas entradas e uma saída. Os sinais de entrada são: a velocidade de referência ω_{ref} (associada ao valor nominal da velocidade da máquina) e o sinal realimentado ω_r que representa o valor real da velocidade do gerador a cada instante. O sinal de saída

representa o desvio de velocidade $\Delta\omega_r = \omega_{ref} - \omega_r$, que é a entrada do bloco primeiro bloco do controlador.

Os demais blocos dispostos pela interface gráfica ATPDraw oferecem a possibilidade de 7 entradas e uma saída. Tais entradas e saídas podem ser ativadas ou desativadas em função da necessidade. Estando desativadas os pontos se ausentam, mas se as entradas e saídas estão ativas, ficam bem definidas pelos pontos nas cores vermelha e azul, conforme bem ilustrado na figura 7.10. A cor azul do ponto no bloco do detector de erro indica que se trata de uma entrada negativa, como bem convém para um sinal realimentado. Este é o caso do sinal com realimentação negativa. Por outro lado, a cor vermelha no ponto de entrada dos blocos em questão designa que a entrada é positiva. As funções de transferências do flyballs, do sistema de controle propriamente dito, e da turbina são devidamente modeladas para a realização da simulação computacional. Ao clicar sobre o ícone na tela do ATPDraw, campos são fornecidos e neles, podem ser digitados os valores dos coeficientes associados aos zeros e polos da função de transferência, bem como o valor da amplitude do ganho. Além disso, cada ícone possui um somador acoplado, que pode ser usado para somar dois ou mais sinais, como apresentado no bloco que modela a turbina, mostrado na figura 7.10. Adicionalmente, no bloco é possível ativar uma entrada que serve para inserir os limitadores, como no bloco da turbina, que exige um sinal para apontar a potência máxima que a turbina fornece. Utilizando-se de recursos da TACS subroutine, para simular computacionalmente uma ação matemática ou lógica qualquer, como é de seu caráter, a saída de cada bloco é proporcional ao sinal de entrada, sendo que os parâmetros digitados nos campos dos ícones não mudam de uma iteração para outra.

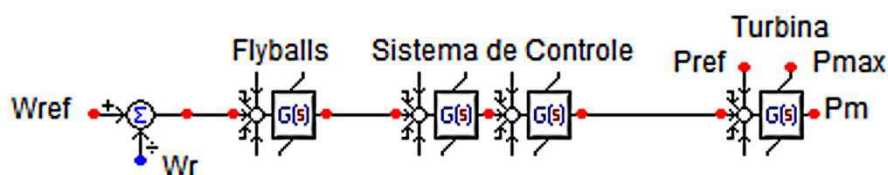


Figura 7.10 - Modelo Computacional do Regulador de Velocidade da Turbina

No entanto, no caso em questão, existe a necessidade de mudar o modo de operação de droop para isócrona, quando o sistema elétrico industrial muda sua condição de conectado para isolado. Sendo assim, o modelo computacional do regulador de velocidade, adaptado para uma topologia que possibilita chavear os modos de operação do sistema em controle para droop ou isócrona, é mostrado na figura 7.11.

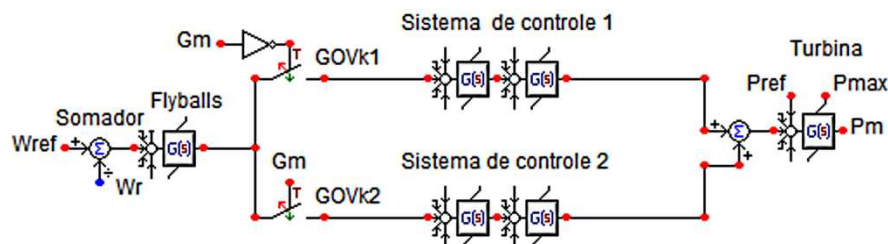


Figura 7.11 – Modelo Computacional do Regulador de Velocidade da Turbina Adaptado

O modelo computacional adaptado, apresentado na figura 7.11, possui chaves controladas por tensão, que ao fecharem ou abrirem, determinam o modo de operação do controlador de velocidade. O status das chaves é controlado por um sinal (nível alto ou baixo) que determina se o controlador de velocidade deve operar no modo do isócrona (chave GOVK1 aberta e GOVK2 fechada) ou em droop (chave GOVK1 fechada e GOVK2 aberta).

7.3.6. Modelo Computacional do Regulador do Sistema de Excitação

O modelo computacional, para simulação do controle da tensão aplicada ao enrolamento de campo do gerador, desenvolvido com recursos TACS, é suficiente para realizar as operações matemáticas e/ou lógicas mais comuns e mais simples. Assim, esses meios são adequados quando a simulação refere-se ao regulador funcionando como controlador de tensão. Não obstante, devido à especificidade das operações envolvidas na simulação do controlador operando como regulador de fator de potência, as necessidades ampliam-se. Com isso torna-se imperativo a utilização adicional de recursos da linguagem de programação MODELS. Eles possibilitam meios de programar expressões matemáticas para executar os cálculos necessários ao controle desejado.

Usando esses recursos de programação disponíveis no software ATP, grande parte do modelo computacional foi elaborado na plataforma ATPDraw com o emprego de mecanismos da TACS. Assim, os blocos constituintes, do modelo adaptado do regulador de tensão tipo 1 IEEE, foram desenhados, sendo entre si conectados com utilização da interface ATPDraw, resultando em estrutura mostrada na figura 7.12.

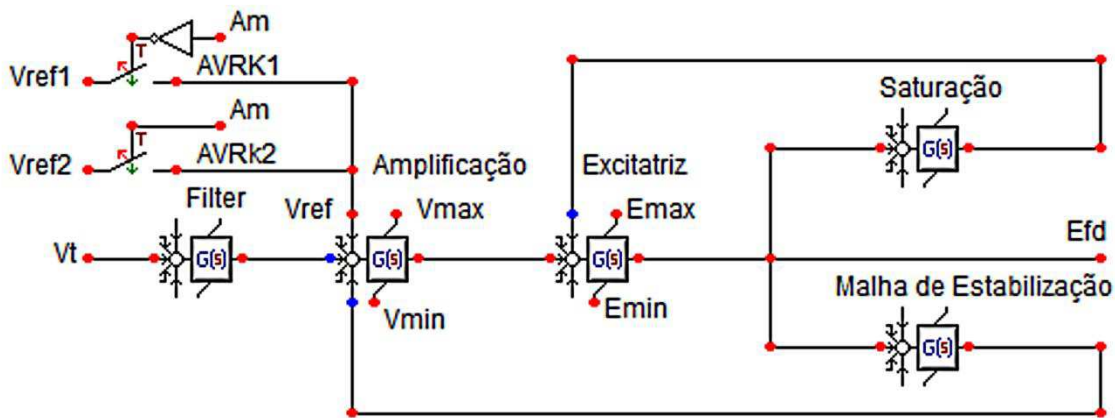


Figura 7.12 – Modelo Computacional do Regulador de Tensão/Fator de Potência

As funções de transferência do bloco de amplificação, da malha de estabilização, do bloco que representa a saturação e a função de transferência que descreve a excitatriz são devidamente modeladas no ATPDraw por meio de ícones disponíveis. Ao clicar sobre o ícone, campos são oferecidos para a digitação dos coeficientes associados aos zeros e polos da função de transferência em questão, bem como seu ganho. Também nesses ícones é possível ativar entradas que servem para inserir os limitadores, como exigem os blocos de amplificação com os valores de V_{\max} e V_{\min} e a excitatriz com valores de E_{\max} e E_{\min} , como ilustrado na figura 7.12.

Em relação ao fluxo de sinais, o detector de erro possui três entradas e uma saída. Reportando às entradas, por um lado, uma das entradas negativas refere-se à realimentação do sinal contínuo que alimenta o enrolamento de campo. A segunda, ao valor em pu da realimentação da tensão do barramento controlado, que alcança a entrada do bloco após passar por um filtro de entrada. A entrada positiva, sinal que representa a tensão de referência V_{ref} , está associada ao valor nominal da tensão da máquina, quando esta mantém tensão, ou ao valor especificado de fator de potência, quando a máquina é seguidora de tensão. O sinal de saída do detector de erro é a diferença entre os sinais de entrada, e segue o percurso direto entrando no bloco da amplificação. O sinal de saída desse bloco, constitui uma entrada positiva de outro detector de erro, no qual também, entra por meio de uma realimentação negativa, o sinal proveniente do bloco saturação. A diferença de sinais produzida por esse detector de erro penetra ao bloco da excitatriz produzindo a saída E_{fd} . Sinal utilizado para controlar a tensão aplicada ao enrolamento de campo, mas que também constitui a entrada para os blocos realimentadores: saturação e malha de realimentação.

De qualquer maneira, o sinal sistema de excitação a ser aplicado ao enrolamento de campo, operando como regulador de tensão, ou como regulador de fator de potência, é

simulado utilizando da mesma estrutura computacional. O modo de operação é determinado pelo sinal de tensão inserido na sua entrada de referência. Esse sinal é comutado de diferentes fontes pelas chaves AVRk1 e AVRk2 presentes na estrutura, controladas por sinais que determinam se a máquina está operando como mantenedora ou seguidora de tensão.

7.3.6.1. *Modelo computacional para atuar como regulador de tensão*

O modelo computacional para atuar como regulador de tensão, pressupõe que a tensão de saída da máquina seja constante e, normalmente prefixada, tomando como padrão a tensão nominal gerador. Assim, para a máquina operando na condição de mantenedora de tensão, utilizando o modelo mostrado na figura 7.12, a chave AVRk2 ao receber um sinal de nível alto de tensão que a controla, conecta a referência de amplitude 1 pu ao regulador do sistema de excitação, e a chave AVRk1 é mantida aberta por receber um sinal de nível baixo. Desta maneira, o sinal de referência 2, modelado utilizando-se recursos da TACS, ou seja, por uma fonte de tensão contínua, como ilustrado na figura 7.13, simula um sinal contínuo, cuja amplitude pode ser ajustada. Mas, essa amplitude é fixada em 1 pu para o caso em questão. Clicando sobre o ícone, acessa-se o campo para digitar o valor numérico que determina ajuste desejado.



Figura 7.13 – Modelo Computacional de uma Fonte de Tensão Constante

7.3.6.2. *Modelo computacional para atuar como regulador de fator de potência*

O modelo para atuar como regulador de fator de potência, presume que o fator de potência da planta industrial seja constante. Assim, se a máquina opera seguindo tensão, utilizando o mesmo modelo computacional mostrado na figura 7.12, a chave AVRk2 se abre ao receber um sinal baixo de tensão de controle. A chave AVRk1, ao receber um sinal alto que a controla, insere ao regulador do sistema de excitação o sinal de referência proveniente de blocos elaborados com recursos de programação da linguagem Models subroutine. Este

sinal, calculado e fornecido ao controlador como tensão de referência, é associado ao fator de potência desejado. Portanto, no modelo para atuar como regulador de fator de potência, a obtenção do sinal de referência exige maior sofisticação de programação, sendo necessária a utilização de recursos da MODEL.

Assim, o cálculo dessa tensão de referência é realizado computacionalmente, utilizando-se de três sub-rotinas Model denominadas de Vref, Dpdq e Tgd, que se completam na realização da tarefa. Seus códigos executáveis são apresentados na seção de anexos (anexos 8 e 9). Com a subrotina Dpdq determina-se as diferenças de potência ativa e reativa que devem ser fornecidas pelos geradores e com a subrotina Tgd determina o ângulo de carga. Esses valores são necessários para determinar a tensão de referência, conforme expressão 6.8, realizado com o uso da subrotina denominada Vref.

O valor do fator de potência desejado fornecido como dado de entrada para a subrotina Model Dpdq foi fixado em 0,95 atrasado. Em geral as empresas do serviço público permitem que unidades de geração distribuída operem com fator de potência fixado na faixa de 0,95 atrasado a 0,95 adiantado, mas, DGs com fator de potência em atraso são capazes de suprir potência reativa e podem melhorar o perfil de tensão (Gampa, 2015) [58]. E por mais “é observado também que o perfil de tensão é melhor com sistemas DG com fator de potência atrasado” (Murthy & Kumar, 2014) [59].

7.3.7. Modelo Computacional para Representar as Cargas Elétricas

O ícone do modelo computacional utilizado para simular os motores de indução é mostrado na figura 7.14(a). O ícone apresenta um terminal (S) que simula a saída do enrolamento trifásico do estator da máquina. As tensões e as correntes trifásicas absorvidas pela máquina elétrica estão associadas a esse terminal. Apresenta também, outros 3 terminais que podem se relacionar com as TACS. São eles: o nó Neut que constitui o neutro do enrolamento trifásico do motor conectado em Y, ligado ao terra, o BUSM que serve para inicialização automática do torque e o M_node que é o nó utilizado para inserir o valor do torque exigido no eixo do motor. Ao clicar no ícone, acessa-se ao campo a ser preenchido com os parâmetros do motor de indução, e também para os seus ramos auxiliares. O ramo de inicialização é constituído pela junção em paralelo de um resistor de ajustado em 1000 Ω , e uma fonte de corrente senoidal para a qual, o tempo inicial é igual a -1 e o tempo final igual a 0. Conectado ao nó M_node estão dois ramos em paralelo. Um ramo constituído por uma resistência de pequeno valor, sendo ajustada em 0,001 Ω e um capacitor que representa a

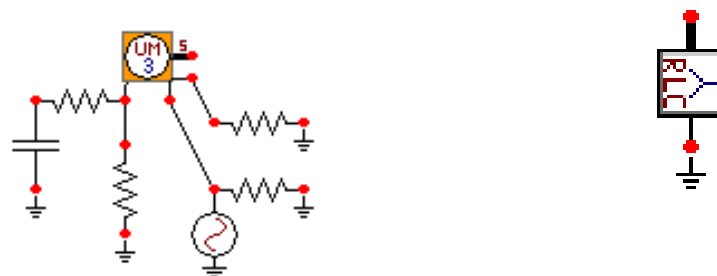
inércia do eixo do motor de indução. O valor da inércia é calculado com o uso da expressão 7.2.

$$J = 0,04 P_n^{0,9} p^{2,5} \quad (7.2)$$

Onde J é o momento de inércia dado em Kg.m², P_n é a potência nominal em kW e p é o número de pares de polos. O valor obtido é multiplicado por 10⁶ para adaptar o valor da capacitância para a unidade μF. O segundo ramo é constituído por outra resistência, que representa a carga no eixo do motor, cujo valor é obtido por meio da expressão 7.3.

$$R = \frac{\omega_n^2}{P_n + \Delta P_n} \quad (7.3)$$

Onde R é o valor da resistência em Ω, ω_n é a velocidade nominal do motor em rad/s, P_n é a potência ativa do motor em Watt e ΔP_n as perdas de potência, também em Watt. Por sua vez, o ícone que serve para representar a carga modelada como impedância constante no ATP é o item RLC-Y3, mostrado na figura 7.14(b). A estrutura simula ramos RLC em série ligados em estrela. Ao clicar sobre ele no ambiente de programação, os campos são fornecidos para inserir os parâmetros da carga.



(a) Carga do tipo motor de indução

(b) Carga do tipo impedância constante

Figura 7.14 - Modelo Computacional de Cargas do Sistema no ATP

7.4. ESTRUTURA COMPUTACIONAL PARA A SIMULAÇÃO DOS EVENTOS

Para a simulação numérica envolvendo a estrutura completa fez-se necessário a modelagem para representar a rede de distribuição do sistema de energia, e a planta industrial teste, com sua carga elétrica, seus geradores e seus controladores. A estrutura geral foi implementada, conforme diagrama unifilar mostrado na figura 7.1. Ou seja, os modelos do

sistema elétrico em questão e seus itens componentes foram elaborados incluindo aspectos gerais, esquemas, circuitos e por fim, unidades computacionais implementados no ATP.

Dessa forma um sistema industrial apto para gerar parte de sua demanda de energia, e operar em paralelo com o sistema de potência, foi representado computacionalmente para possibilitar a realização das simulações necessárias para consecução do trabalho. Isto significa que os componentes do sistema elétrico investigado foram representados por modelos computacionais. Para representação desses modelos foram empregadas estruturas próprias do ATP. Além disso, foram utilizados os recursos das rotinas: TACS e MODELS, para completar a estrutura computacional necessária. A rotina TACS, com programação pré-definida, permite simular interações dinâmicas entre os circuitos de potência e de controle de um dispositivo. Isto porque, “possibilita a representação de funções lógicas, funções de transferência e outros dispositivos específicos para a modelagem de sistemas de controle, ao mesmo tempo em que realiza operações matemáticas” (Tamashiro et al., 2016) [60]. Por outro lado, a MODELS é uma linguagem de programação estruturada do ATP e nesse ambiente MODELS é elaborada a subrotina em trechos de códigos que executam a instrução definida pelo usuário (Conceição e Silva, 2015) [61].). A criação de modelos elétricos ou de sistemas de controle utilizando TACS e MODELS permite ao usuário especificar e modificar valores de parâmetros para controlar a operação de um sistema elétrico (Tamashiro et al., 2016) [60].

7.4.1. Modelo Computacional da Planta Industrial

O circuito elétrico implantado no ATP, conforme mostrado na figura 7.15, reflete o diagrama unifilar esquemático da instalação industrial. Os geradores G1 e G2 são representados empregando-se o modelo SM59 Synchronous Machine e os transformadores o modelo SatTrafo-General saturable transformer. As cargas do tipo impedância constante são representadas com o uso do RLCY3 branch e as cargas dinâmicas com o modelo UM3 Induction Machine. Por fim, as representações da rede e dos disjuntores se dão pelos modelos AC3PH Cosinus Function e SWIT3XT time controlled switch, respectivamente. Adicionalmente, os modelos computacionais do controlador de velocidade e do controlador sistema de excitação utiliza recursos tais como: General TACS Transfer Function e SWTACS controlled switch.

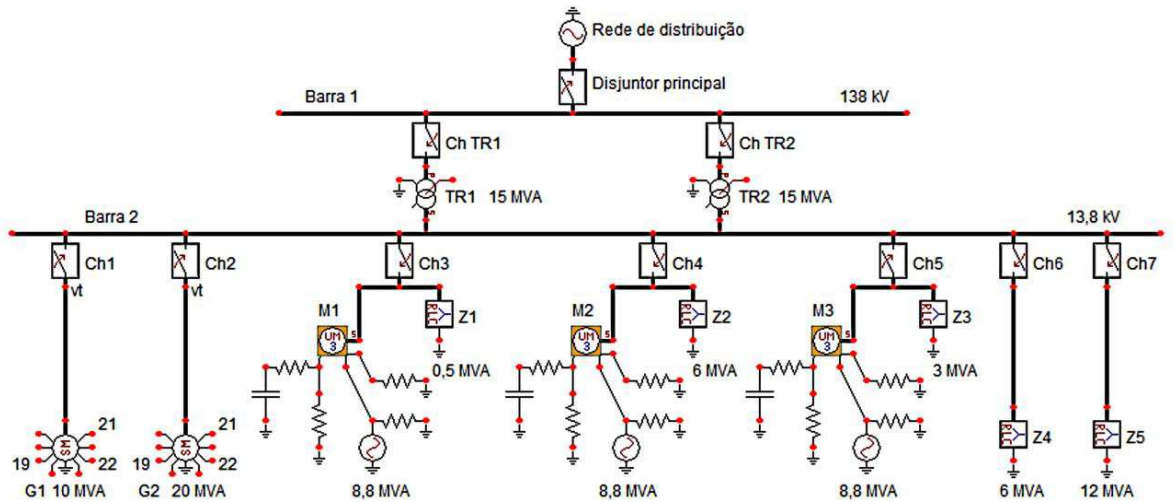


Figura 7.15 – Modelo Computacional da Planta Industrial

7.4.2. Obtenção dos Sinais para o Controle dos Chaveamentos

O sinal A é obtido por meio da estrutura mostrada na Figura 7.16. Conforme ilustrado na figura 7.16(a), chaves captam as correntes de fase IA, IB e IC e as fornecem ao circuito apresentado na figura 7.17(b), que determina a média de seus valores eficazes. Em seguida, utilizando-se o device60 input-if component, esse valor médio é comparado com um valor fixo, próximo, porém diferente de zero, ajustado no component DC (step signal source). Enquanto o valor médio for maior que o valor fixo, A é 0. Caso contrário, A é igual a 1.

A estrutura mostrada na Figura 7.17 propicia à obtenção do sinal B. A aquisição da velocidade da máquina é efetuada por meio da saída de controle TACS 19 do componente SM59. Dividindo-a por seu valor nominal obtém-se seu valor em pu. Por meio da comparação subsequente, pode-se verificar se o valor instantâneo da velocidade da máquina é maior ou menor que 0,975 pu. Se maior, o sinal B é 0 e em caso oposto, o sinal B é igual a 1. O sinal D é adquirido com estrutura mostrada na figura 7.18. Enquanto a média dos valores eficazes das correntes for maior que o valor fixo, existe a sobrecarga: D é 0, ao contrário D é 1.

Da mesma forma, as estruturas ligadas ao barramento 2 mostradas na Figura 7.19 servem para aquisição de tensão e de correntes. Especificamente, com as estruturas expostas nas figuras 19(a) e 19(c), tensões de um gerador e corrente de uma carga da planta são respectivamente captadas e enviadas aos circuitos esquematizados nas figuras 19(b) e 19(d), possibilitando a obtenção dos sinais (C ou E) e F. O sinal C é obtido quando o sinal A é 0. Nessa condição, valor médio das tensões na barra 2 é comparado com um valor fixo de 0,8 pu. O sinal C é 0 enquanto a tensão for superior a 0,8 pu. E igual a 1 quando ela torna-se menor 0,8 pu. Com estrutura similar, o sinal E é obtido quando o sinal A é igual a 1. Nesse

caso, a mesma comparação acontece frente ao valor 0,9 pu. O sinal E é 0 enquanto a tensão for superior a 0,9 pu. E igual a 1 quando ela torna-se menor 0,9 pu. Por sua vez, o sinal F é igual a 0 enquanto o valor médio da correntes eficazes for maior que um valor fixo e 1 em caso inverso.

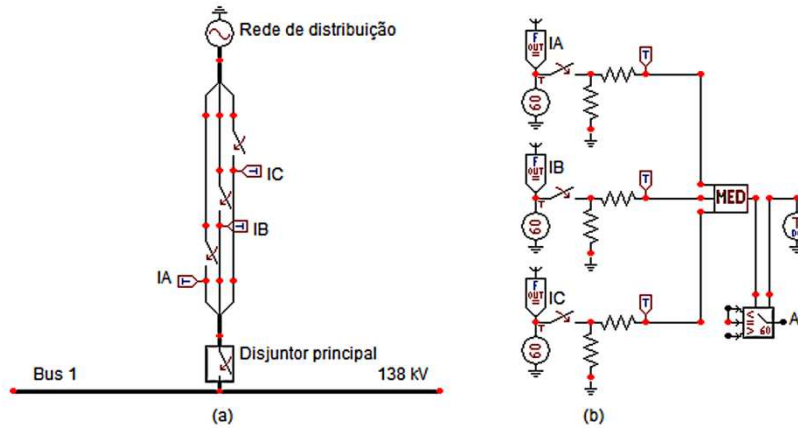


Figura 7.16 – Modelo Computacional para Obtenção do Sinal A

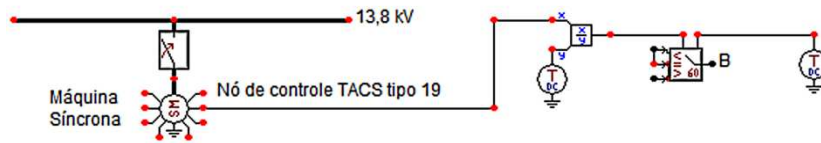


Figura 7.17 - Modelo Computacional para Obtenção do Sinal B

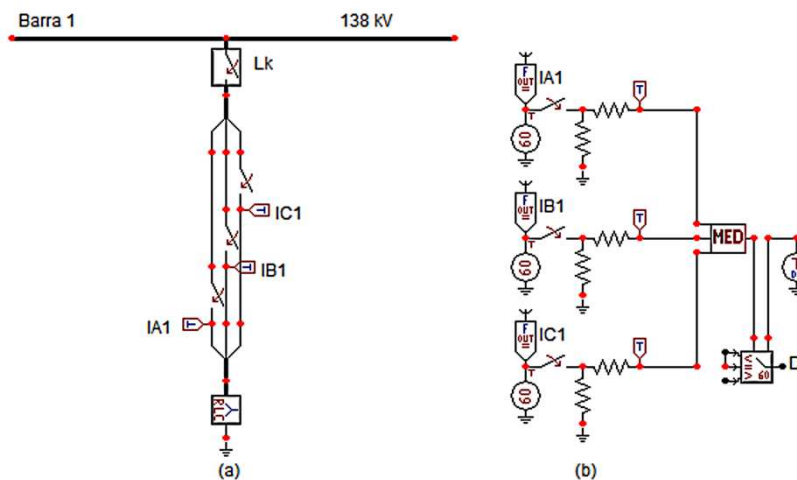


Figura 7.18 - Modelo Computacional para Obtenção do Sinal D

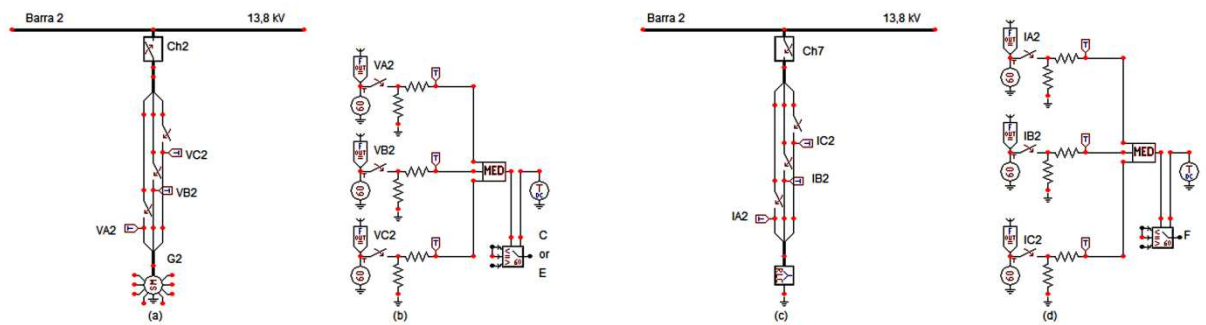


Figura 7.19 – Modelo Computacional para Obtenção do Sinal C (ou E) e F

7.5. PROCEDIMENTO PARA O ESTUDO DOS EVENTOS

Considerando um sistema industrial com cogeração, que gera parte da energia que consome, e operando com suas máquinas síncronas comandadas por um sistema de controle de excitação e, um sistema de controle de velocidade, que podem atuar sob diferentes modos em função da necessidade imposta por mudanças em estados operacionais da planta, ou do sistema de potência, a simulação computacional envolve três eventos:

- A sobrecarga do sistema elétrico de energia.
- O desligamento da rede central por defeito externo.
- O desligamento da rede central devido a um curto-circuito interno.

Ou seja, no primeiro evento é considerada a sobrecarga no sistema elétrico de potência, com a simulação de entradas de cargas que provocam quedas de tensão em seus barramentos. O controlador de velocidade opera, inicialmente, no modo droop e o sistema de excitação no modo regulador de fator de potência constante. Quando a tensão do sistema, ao decair, viola o limite permitido, o controlador de excitação comuta-se de regulador de fator de potência para regulador de tensão.

Para o segundo caso, supõe-se que um defeito externo conduz à perda da rede, representada pela abertura do disjuntor principal da instalação elétrica da planta. Para o terceiro caso, considera-se que um defeito interno acarreta o mesmo tipo de desligamento. Estes episódios resultam em afundamento de tensão e a alteração da velocidade das máquinas. Assim, para os casos 2 e 3, o sistema de excitação que operava com regulador de fator de potência, comuta para regulador de tensão, quando a tensão do barramento decai abaixo de um limite estipulado. Por sua vez, assim que a velocidade das máquinas decai a patamar menor que o valor limite fixado, o regulador de velocidade da maior máquina comuta do modo droop para isócrono.

Nesses dois últimos casos, considerando o sistema operando em paralelo com o sistema de energia, e com o desligamento da rede central, ora por distúrbio externo, ora devido à ocorrência de curto circuito interno à instalação industrial, duas circunstâncias principais relativas a estabilidade do sistema foram analisadas: primeiramente, foi testado se a tensão no barramento retorna ao valor nominal e, também foi averiguado se as velocidades dos geradores regressam ao valor de regime permanente. No primeiro caso, considerando o sistema industrial conectado à rede central, foi testado se a tensão do barramento retorna ao valor de regime após o sistema de potência ser submetido a sobrecargas.

7.6. FORMA DE ANÁLISE DOS RESULTADOS

O estudo envolveu as condições da rede elétrica, os transitórios eletromecânicos e a atuação dos controladores. Por isso, a depender de cada caso foi registrado o efeito dos eventos sobre as seguintes variáveis:

- **No sistema elétrico da instalação industrial:** tensões no barramento da rede de distribuição.
- **Nas máquinas síncronas:** velocidade de rotação e potência ativa/reactiva fornecidas pelos geradores.
- **No sistema de excitação:** sinais de referência e a tensão aplicada ao enrolamento de campo.
- **No sistema de controle de velocidade das turbinas:** sinais de referência e o sinal que controla a inserção de potência no eixo da máquina.

O desempenho dessas grandezas elétricas e mecânicas foi averiguado pela observação de suas variações e magnitudes, antes, durante e depois do impacto dos distúrbios.

7.7. EVENTOS SIMULADOS

A simulação computacional dos eventos entendida como simulação das ocorrências ou dos acontecimentos foi executada utilizando programação desenvolvida empregando-se o sistema de software ATP. Os resultados foram graficamente representados em função do tempo com as curvas plotadas, lançando-se mão da ferramenta plotxy. Considerando o sistema simulado como um grande e complexo circuito interligado, as variáveis abarcadas se dividem em grandezas magnéticas, elétricas, mecânicas e térmicas. Entretanto, as grandezas que têm importância para o estudo são aquelas mais fortemente influenciadas pelas variações

referentes às oscilações eletromecânicas. Atentando para elas, e listando-as, estas envolvem tensões, correntes, potências e as velocidades das máquinas elétricas girantes. Conforme mostrado nas tabelas de 7.4 a 7.8, destaca-se que elas foram captadas em diversos pontos do sistema industrial simulado exposto na figura 7.4.

Tabela 7.2 - Variáveis Associadas aos Geradores Síncronos

Grandeza (em pu)	Local de aquisição
V_{rms1}	Terminais elétricos do gerador 1
V_{rms2}	Terminais elétricos do gerador 2
I_{rms1}	Saída dos terminais elétricos do gerador 1
I_{rms2}	Saída dos terminais elétricos do gerador 2
P_1	Linha entre gerador 1 e barra de 13,8 kV
P_2	Linha entre gerador 2 e barra de 13,8 kV
Q_1	Linha entre gerador 1 e barra de 13,8 kV
Q_2	Linha entre gerador 2 e barra de 13,8 kV

Tabela 7.3 - Variáveis Associadas às Turbinas

Grandeza (em pu)	Local de aquisição
P_{M1}	eixo do conjunto 1 (turbina + gerador)
P_{M2}	eixo do conjunto 2 (turbina + gerador)
ω_{r1}	eixo do conjunto 1 (turbina + gerador)
ω_{r2}	eixo do conjunto 2 (turbina + gerador)

Tabela 7.4 - Variáveis Associadas ao Controlador de Velocidade

Grandeza (em pu)	Local de aquisição
Sinal de controle da potência mecânica	saída do controlador - GOV1
Sinal de controle da potência mecânica	saída do controlador - GOV2
Sinal de referência de velocidade	entrada 1 do controlador - GOV1
Sinal de referência de velocidade	entrada 1 do controlador - GOV2

Tabela 7.5 - Variáveis Associadas ao Sistema de Excitação

Grandeza (em pu)	Locais de aquisição
Sinal de controle da tensão de campo	saída do controlador - AVR1
Sinal de controle da tensão de campo	saída do controlador - AVR2
Sinal de referência de tensão 1	entrada 1 do controlador - AVR1
Sinal de referência de tensão 2	entrada 1 do controlador - AVR2

Tabela 7.6 - Variáveis Associadas às Cargas Elétricas

Grandeza (em pu)	Local de aquisição
Torque eletromagnético	Saída da carga dinâmica (motor de indução)
Velocidade mecânica do motor	saída da carga dinâmica (motor de indução)

Os casos simulados foram separados em simulação do sistema industrial operando em paralelo com o sistema de energia e de maneira isolada ao perder conexão com a rede de distribuição da concessionária devido a defeitos distintos. Também a situação, na qual, a planta industrial opera em paralelo com o sistema de energia que torna-se gradativamente sobrecarregado. Os casos estão sumarizados conforme a distribuição mostrada na tabela 7.9.

Tabela 7.7 - Eventos Simulados

Número	Descrição
1	Sistema elétrico industrial operando em paralelo com o sistema de energia que se encontra em condições de sobrecarga.
2	Sistema elétrico industrial, operando em paralelo com o sistema elétrico de energia, e depois de maneira isolada devido ao desligamento da rede de distribuição por defeito externo.
3	Sistema elétrico industrial, operando em paralelo com o sistema elétrico de energia, e em seguida de maneira isolada devido ao desligamento da rede de distribuição devido a um defeito interno.

Assim, buscando obter informações a respeito do comportamento de grandezas mencionadas nas tabelas 7.4 a 7.8, a simulação do sistema elétrico da planta industrial foi executada utilizando um tempo máximo de simulação de até 100 segundos e um passo de integração de $1E-5$ segundos. O programa ATP utiliza o método de integração trapezoidal para a solução numérica das equações diferenciais representativas dos modelos matemáticos. Para esse método, a experiência prática indica que um passo de integração menor que um décimo da menor constante de tempo envolvida nos modelos matemáticos simulados, conduz a resultados com aproximações satisfatórias. No caso em estudo, a frequência do sistema elétrico é de 60 Hz e a menor constante de tempo envolvida na modelagem matemática está associada ao gerador 2 (seu valor é 0,0054s). Então, um passo de integração de $1,0E-4$ ou menor é adequado para a simulação desenvolvida.

7.8. RESULTADOS DOS EVENTOS SIMULADOS

Os resultados mostrados referem-se à simulação do funcionamento da planta industrial, operando em paralelo com o sistema elétrico de energia, ou de maneira isolada. Inicialmente, concebe-se que a planta opera, em regime permanente, conectada ao sistema interligado e, a partir dessa condição é submetida aos eventos. No primeiro supõe-se a sobrecarga que provoca afundamentos de tensão nesses sistemas elétricos e que podem provocar subtensão em seus barramentos. Uma subtensão é um decréscimo no valor eficaz da tensão do sistema, apresentando valores típicos que estão entre 0,8 pu e 0,9 pu, com tempo

de duração em torno de 1 min, como descrito em IEEE Standard (2009) [62]. De acordo com esta mesma norma a inserção de cargas ou desligamento de bancos de capacitores podem causar subtensões, até que equipamentos de regulação de tensão do sistema, possa levar a tensão de volta, para dentro da tolerância. Assim, para esse caso em questão, na qual, a variação de tensão é relativamente lenta, quando a tensão decai abaixo de limite fixado em 0,9 pu, simula-se que o controlador da excitação comuta-se do modo de operação de regulador de fator de potência para o modo regulador de tensão.

No segundo evento considera-se que um defeito externo acarreta o isolamento da planta. As barras da planta industrial, que continua operando de maneira isolada, também sofrem afundamentos de tensão após a ocorrência desse evento. Para este caso, o afundamento de tensão ocorre de maneira mais agressiva e mais rápida, devido ao momentâneo déficit de geração e o limite de afundamento adotado foi de 0,8 pu. Desta forma, quando o limite de tensão, desta vez, estipulado em 0,8 pu é violado, o sistema de excitação comuta ao modo regulador de tensão. E neste caso, quando a velocidade das máquinas, ao decair, infringir o limite 0,975 pu, simula-se a rejeição de carga e simula-se que o controlador de velocidade da maior máquina comuta a operar no modo isócrono. A operação de turbinas a vapor “abaixo de 58,5 Hz é severamente restrita e, considerando que os efeitos do estresse por vibração sobre as lâminas da turbina são cumulativos com o tempo, a restauração da operação normal de frequência, assim que possível, é essencial” Kundur (1994) [1]. Desta forma, a rejeição de carga ocorre, para corrigir o desequilíbrio de potência entre geração e carga a partir do instante da ocorrência do isolamento da planta, em um total de aproximadamente 25 MW, para a restauração da frequência. Para realização da rejeição de carga, dois níveis de prioridade foram adotados. Cargas com prioridade zero em um total de 24,1 MVA (que não podem ser desligadas), e cargas com prioridade 1 (total de 29,8 MVA), que podem ser desconectadas se necessário, para recuperar a frequência do sistema elétrico.

No terceiro evento, considera-se que ocorre um curto-circuito no barramento 2 da rede industrial, acarretando o isolamento da planta e a rejeição de carga. Da mesma forma, a planta continua operando de maneira isolada. A tensão em suas barras, também sofrem afundamentos de tensão e redução de sua frequência, após a ocorrência do evento. Quando os limites de tensão dos barramentos e da velocidade das máquinas são violados, ocorre a rejeição de carga e os controladores mudam seus modos de operação para assegurar estabilidade ao sistema elétrico industrial.

7.8.1. Evento 1 - Sistema Elétrico de Energia Submetido a Sobrecarga

Nesta primeira parte da simulação computacional, na qual, inicialmente o sistema de excitação opera no modo regulador de fator de potência, são considerados aumentos de carga, externos à planta industrial, que ocorrem a partir do instante 20s, provocando afundamentos de tensão. Como mostra o gráfico exposto na figura 7.20 (a), justamente em $t = 20s$ quando acontece o distúrbio, o sinal D muda para o nível lógico 1, assinalando a sobrecarga até o instante 60s. Devido ao conseqüente afundamento de tensão, expresso na figura 7.20 (f), o limite de 0,9 pu é infringido no intervalo de tempo pouco superior a 10s após a ocorrência do distúrbio, causando mudança do sinal E para o nível lógico 1, por mais de 2s como mostrado na figura 7.20 (b), até que a tensão no barramento se recupere acima do nível de 0,9 pu.

Por conseguinte, a saída Am é comutada para 1, como registrado na figura 7.20 (c), permanecendo nesse valor enquanto D for igual a 1. Por essa razão, o controlador do sistema de excitação altera-se a operar como regulador de tensão, posto que sua tensão de referência é conectada para a 1 pu, como apontado na figura 7.20 (d). Por ela é possível observar, que a tensão de referência do controlador segue a tensão da barra durante o tempo que antecede o distúrbio, e segue até o fim da sobrecarga, a uma referência fixa de 1 pu após o afundamento da tensão abaixo de 0,9 pu. Doravante, volta a perseguir a tensão do barramento, devido ao retorno do modo de operação do sistema de excitação para regulador de fator de potência.

Quando o limite 0,9 pu de afundamento da tensão é violado, no tempo $t = 30s$, inicia-se o processo de correção do nível de tensão do barramento. De fato, a partir deste instante, o controlador de excitação, ao mudar sua atuação de regulador de fator de potência para regulador de tensão, faz com que o nível da tensão da barra comece ser gradativamente corrigido. No decorrer do tempo, o nível da tensão no barramento recupera-se para retornar ao valor de regime após alívio da sobrecarga. Isto porque, a saída da excitatriz E_{fd} apresenta crescimento para patamar acima de 1,8 pu, como exposto na figura 7.20 (e), e por isso, paulatinamente a tensão é regenerada como mostra a Figura 7.20 (f). E no decorrer do tempo, com a redução gradual da sobrecarga, a tensão no barramento se recupera. Sendo que, após o alívio total da sobrecarga em $t = 60s$, caminha para se reestabelecer ao valor inicial.

De fato, em razão das modificações na tensão de referência, o controlador responde com aumento da tensão aplicada ao campo. Observando a curva mostrada na figura 7.20 (e), e referindo-se também à excitação de campo, em regime permanente, inicialmente o valor da tensão aplicada ao enrolamento é de aproximadamente 1,18 pu e decai para o entorno de 1,13 pu com a queda inicial na tensão do barramento, justamente porque o modo inicial de

operação do controlador leva as máquinas a seguir à tensão do sistema. Ao mudar o modo de operação, a tensão cresce fortemente ao patamar superior a 1,8 pu, caracterizando o modo de operação regulador de tensão e o fornecimento de energia reativa para coadjuvar na recuperação da tensão do barramento do sistema de energia.

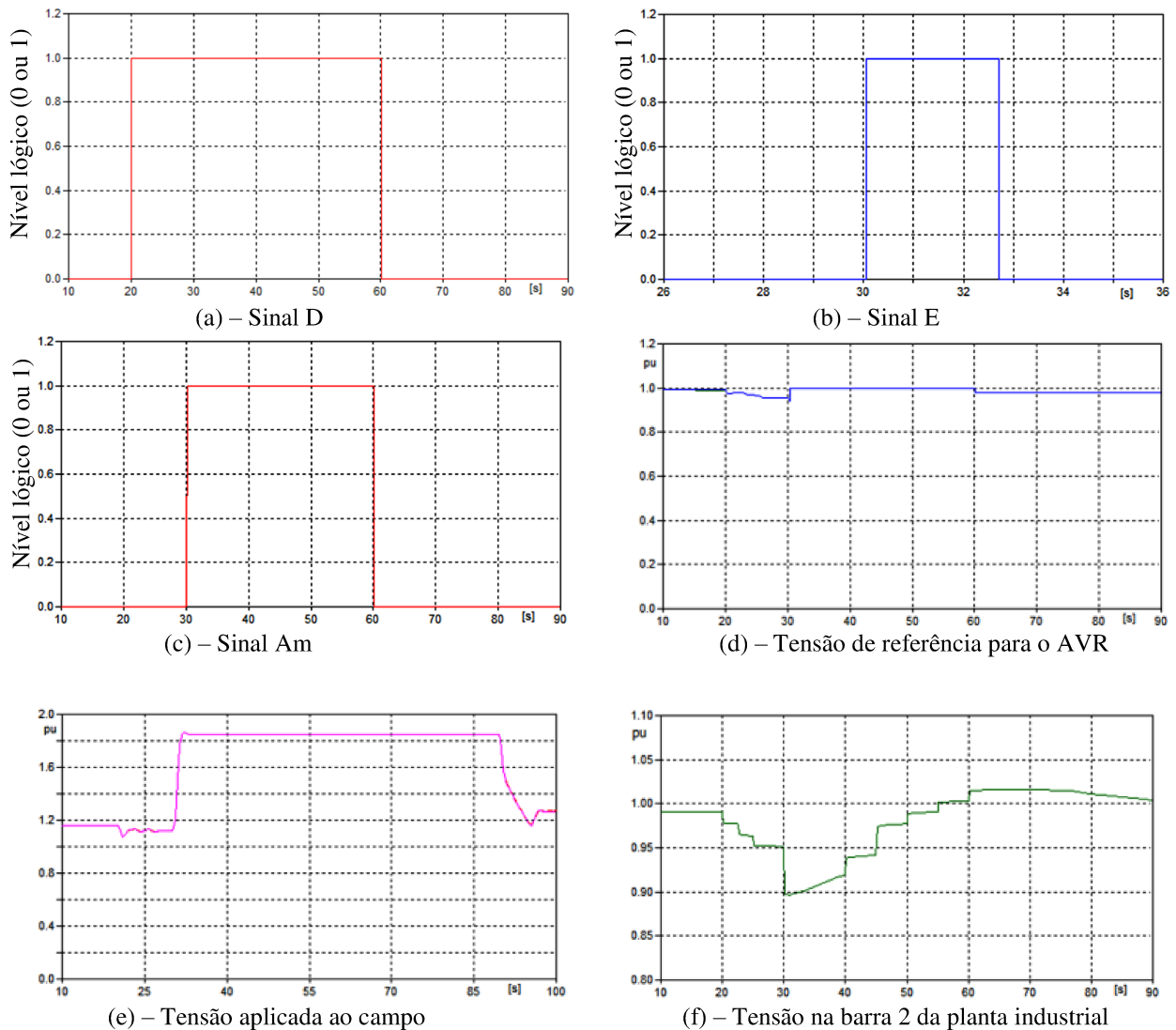


Figura 7.20 – Grandezas da Planta com a Ocorrência da Sobrecarga

Ao comando do aumento da excitação de campo, os geradores 1 e 2 respondem fornecendo grande quantidade de energia reativa ao sistema. O gerador 1 que antes de distúrbio fornecia 0,18 pu de potência reativa, cresce o fornecimento para 0,65 pu de potência reativa. Por sua vez, o gerador 2 que fornecia quantidade de potência semelhante, opera após o distúrbio fornecendo 0,6 pu de potência reativa, como mostra a curva exposta na figura 7.21. Após no alívio da sobrecarga a potência reativa começa a retornar para os patamares de antes do distúrbio, justamente quando a tensão de campo retorna para valores de regime permanente, como mostra a curva exibida na figura 7.20(e). Pelas curvas mostradas na figura

7.21, é possível observar que a potência ativa P_1 fornecida pelo gerador 1 e potência ativa P_2 fornecida pelo gerador 2 apresenta valor de 0,75 pu antes da ocorrência da perturbação. Após o distúrbio, elas decaem ligeiramente no intervalo de tempo, em qual, o fornecimento de energia reativa pelos geradores se mantém elevado. Mas, tende a recuperar os níveis anteriores quando a energia reativa fornecida pelos geradores retorna a patamares menores. Na situação apresentada na simulação, o gerador 1 e o gerador 2 operam com carregamento de 75% do valor nominal. Com esse nível de carregamento, ambos os geradores fornecem correntes de 0,75 pu ao barramento de 13,8 kV, como pode ser verificado na figura 7.22. Por meio das curvas da mesma figura 7.22 pode ser observado que a partir do instante da ocorrência do distúrbio, tanto a corrente fornecida pelo gerador 1 quanto aquela fornecida pelo gerador 2 crescem, e depois retornam a um patamar de acordo com o carregamento do sistema. No que se refere à velocidade angular das máquinas, é possível constatar que ela sofre impactos com a perturbação, porém não se afasta de maneira significativa de seu valor nominal, conforme indica as curvas mostradas na figura 7.23.

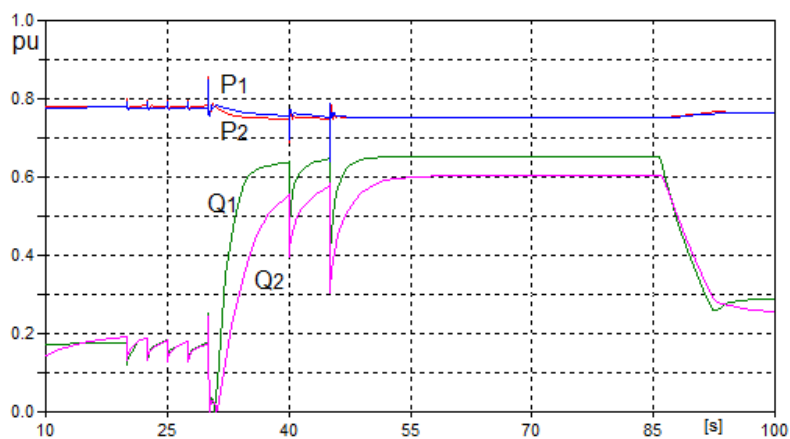


Figura 7.21 – Potência Ativa e Reativa Fornecida pelos Geradores 1 e 2

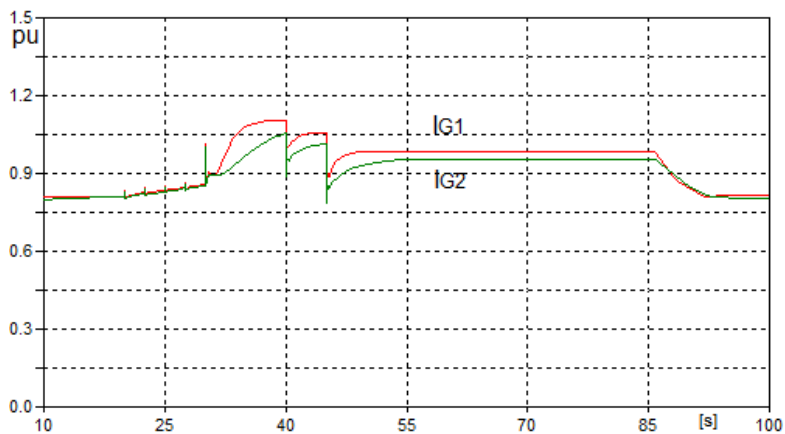


Figura 7.22 – Correntes Fornecidas pelos Geradores 1 e 2

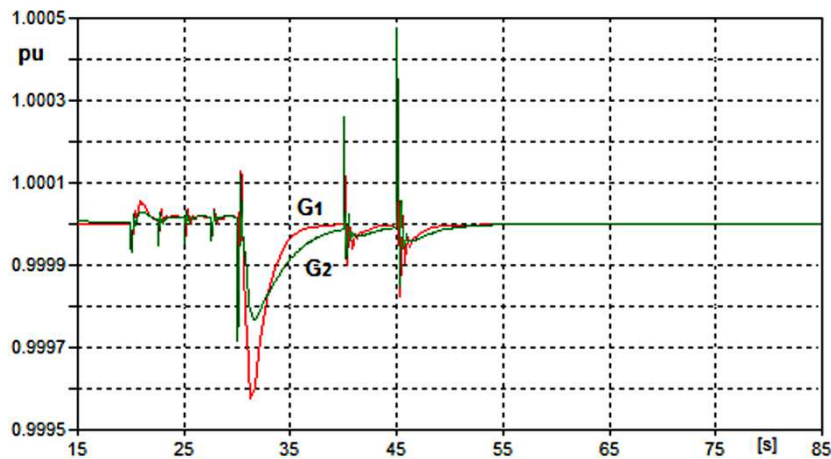


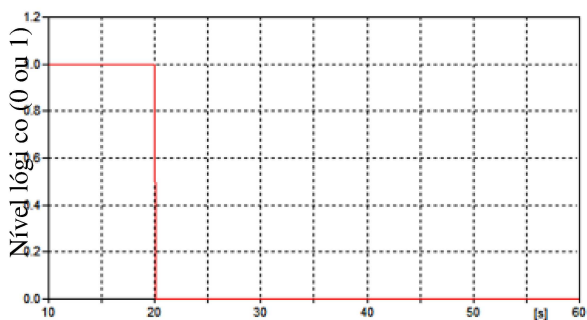
Figura 7.23 - Velocidade dos Geradores 1 e 2

7.8.2. Evento 2 - Desconexão da Rede Central em Decorrência de um Defeito Externo

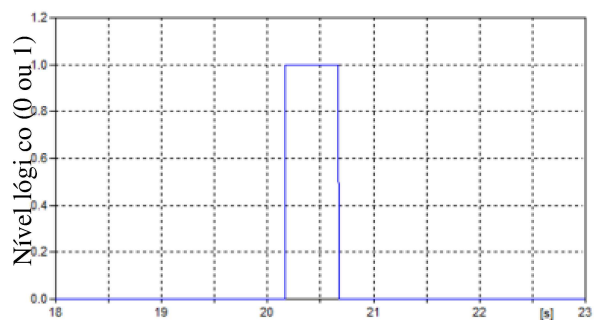
Nesta segunda parte da simulação, no início, o sistema industrial opera em paralelo com o sistema de energia, seguindo sua frequência e sua tensão. O que significa dizer, que os reguladores de velocidade das máquinas operam no modo droop e, os sistemas de excitação no modo regulador de fator de potência constante. No instante 20s, no qual, por consequência de um defeito fora da instalação da planta, ocorre o desligamento da rede de distribuição, representado pela abertura do disjuntor principal, o sinal A muda para o nível lógico 0, conforme denotado na figura 7.24(a). Devido ao pospositivo afundamento de tensão, o limite de 0,8 pu da tensão do barramento é consequentemente extrapolado como mostrado na figura 7.24(f). Isto causa momentaneamente a mudança do sinal C de 0 para 1, como apresentado na figura 7.24(b), ratificando a desconexão da planta em relação a rede da concessionária. Como exposto na figura 7.24(c), o sinal Am é comutado para o nível lógico 1. Por sua vez, a referência do controlador de sistema de excitação Vref retratado na figura 7.24(d), deixa de seguir um valor ajustável (modo regulador de fator de potência) e, segue um valor fixo de 1 pu (modo regulador de tensão). Assim, para o controle de excitação, o sinal de referência, antes ocorrência do transtorno possui valor 0,995 pu calculado em função da tensão da rede. Este comuta automaticamente para 1 pu, em torno de 170 ms após a ocorrência do distúrbio, salientando a mudança para o modo regulador de tensão.

Este processo estabelece as condições necessárias para a excitatriz responder de maneira adequada, rápida e forte no sentido de corrigir o afundamento da tensão do barramento. De fato, com a ocorrência do isolamento da planta, a tensão nos terminais dos geradores e na barra 2 decai fortemente, resultando em afundamento a 0,75 pu. No entanto,

também intensa, conforme mostra a figura 7.24(e), a resposta do sistema de controle da excitação E_{fd} apresenta-se de maneira oscilatória no sentido inverso da variação da tensão. A tempo, destaca-se que durante a operação de regime permanente a tensão aplicada ao campo é de 1,25 pu. A forma de variação desse sinal indica sua atuação sobre a tensão nos terminais dos geradores e sobre a tensão das barras da planta industrial, que a seguem. De fato, logo no início a tensão aplicada ao enrolamento de campo cresce para proporcionar suficiente aporte de energia reativa ao sistema e depois oscila de maneira sub-amortecida e tende a estabilizar ao patamar de 1,5 pu, exigido nesse novo ponto de equilíbrio. Este refere a operação de maneira isolada, em qual, os geradores próprios da indústria devem fornecer a potência reativa que as cargas industriais necessitam para continuarem em funcionamento. E as oscilações cessam em intervalo de tempo de 35s, indicando a atuação do regulador de tensão tanto no amortecimento quanto na recuperação da tensão do barramento. Destaca-se que para ambos dos casos, a tensão do barramento é corrigida em tempo adequado, em conformidade com os requisitos de qualidade de energia. Ou seja, a atuação do sistema de controle da excitação ocorre frente a um afundamento de tensão de 0,1 a 0,9 pu, caracterizado como um afundamento temporário de curta duração. De acordo IEEE Standard (2009) [62] e Santílio (2013) [63], um afundamento temporário de curta duração envolve mudanças no valor eficaz da tensão com tempos de duração maior que 3s e menor que 1 min. O distúrbio exigiu a rejeição de cargas para reestabelecer o equilíbrio entre geração e consumo na instalação industrial. Com a realização do descarte de cargas e a atuação do regulador de tensão, a regeneração acontece no transcorrer do tempo e quando cessam as oscilações, a tensão completa o retorno ao valor de 1 pu, como aponta a curva mostrada na figura 7.24(f).



(a) - Sinal A



(b) - Sinal C

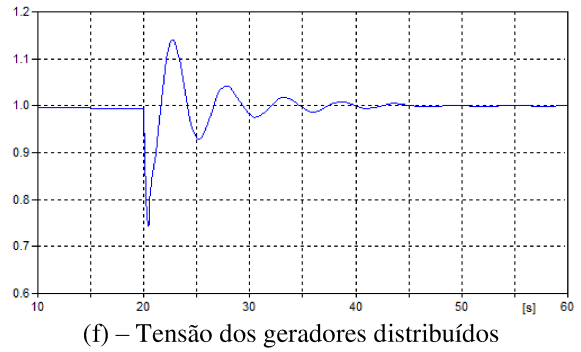
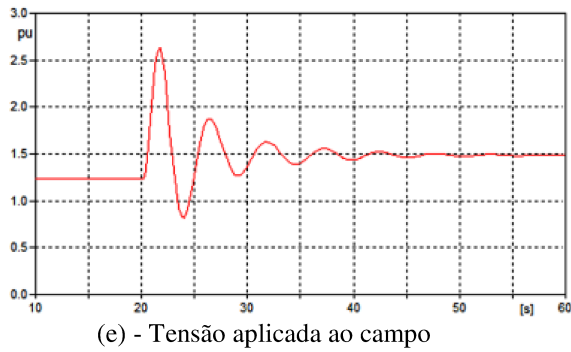
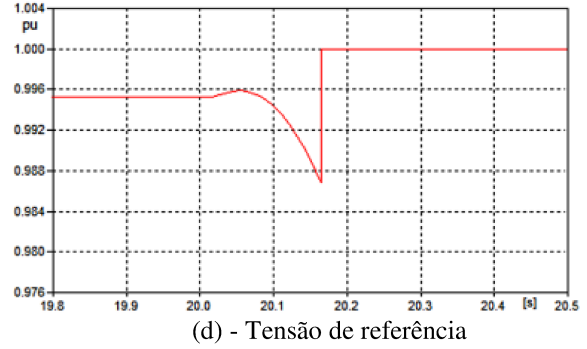


Figura 7.24 – Grandezas da Planta com a Ocorrência do Isolamento por Defeito Externo

Da mesma forma, como mostra a curva na figura 7.25(a), com o isolamento da planta, o sinal Gm comuta para 1, provocando a mudança no modo de operação do controlador de velocidade da maior máquina para isócrono. Devida à queda de velocidade das máquinas, o limite de 0,975 pu é extrapolado, em um intervalo de tempo em torno de 500 ms, ocasionando a mudança do sinal B para 1, como mostrado na figura 7.25(b). Este sinal atua sobre o comando das chaves 5, 6 e 7 mostradas na figura 7.1, desligando as cargas industriais não prioritárias e setando F para 0, como mostram as figuras 7.25(c) e 7.25(d), respectivamente. Assim, ratifica-se a operação isolada da planta, porque na condição isolada, parte da carga industrial é rejeitada para se reestabelecer o equilíbrio da potência gerada com a consumida.

De mais a mais, com o isolamento da planta, a velocidade das máquinas decai fortemente. A resposta do sistema de controle da maior máquina Pm2, mostrada na figura 7.25(e), também é forte, de maneira oscilatória e igualmente em sentido reverso a variação da velocidade das máquinas. Isto se deve a mudança de seu modo de operação, para o modo isócrono. A resposta do controlador de regulador de velocidade da máquina de menor porte Pm1 se apresenta menos intensa. Mas de qualquer forma, a velocidade das máquinas mostrada na figura 7.25(f), após forte declínio de imediato a ocorrência do distúrbio, e posteriores oscilações de maneira amortecida por 35s, retorna a 1 pu, caracterizando a estabilidade dinâmica alcançada.

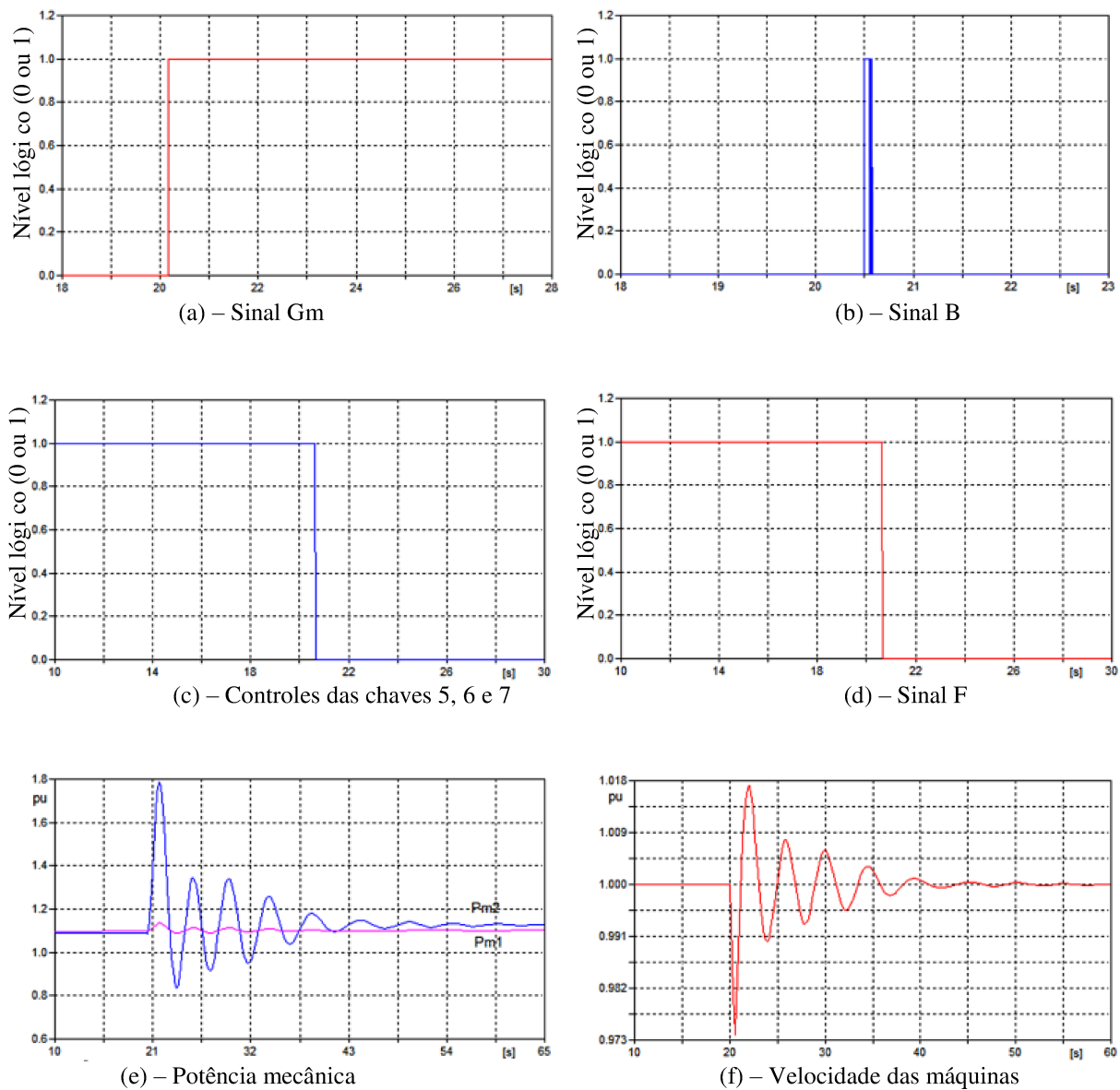


Figura 7.25 – Grandezas da Planta com a Ocorrência do Isolamento por Defeito Externo

Isto acontece também porque, quando a velocidade excede o valor de 0,975 pu, uma carga constituída de 8,8 MVA de carga dinâmica e 21 MVA de carga estática é rejeitada. A rejeição de carga dinâmica constitui 16,33% e a de carga estática representa 38,96% do total. A rejeição atinge 55,29% da carga do sistema industrial. A rejeição da carga dinâmica é ilustrada na figura 7.26, na qual, uma curva mostra a velocidade de motores equivalentes que permanecem em operação e motor equivalente que saiu de operação. Nota-se na figura 7.26(a) que a velocidade do motor sofre oscilações por 30 segundo antes de estabilizar. E na figura 7.26(b) pode verificar que um motor foi desligado em torno de 940 ms após a ocorrência do distúrbio. Assim, a rejeição de carga e a atuação do regulador de velocidade propiciam as condições para que a velocidade das máquinas retorne ao valor nominal.

Por sua vez, as potências P_1 e P_2 fornecidas pelos geradores G_1 e G_2 , têm grande crescimento no instante de ocorrência do distúrbio. Isto indica a sobrecarga instantânea sobre estes geradores devida à desconexão da rede da concessionária. Mas, com o alívio da carga e após as oscilações que seguem a perturbação, estabilizam-se em intervalo de tempo de 50s, como mostra as curvas expressas na figura 7.27. Essas curvas caracterizam a estabilidade dinâmica propiciada com atuação dos controladores. Sobre outra perspectiva, evidencia que o gerador G_1 atinge novo regime permanente fornecendo praticamente a mesma potência de antes do distúrbio. Isto pode ser justificado, pelo fato que seu governador de velocidade permanece operando no modo droop. Enquanto que o gerador G_2 tornou-se um pouco mais carregado, uma vez que seu regulador mudou a operar no modo isócrono.

De outro ponto de vista, antes da ocorrência do distúrbio, o fornecimento de energia reativa pelos geradores industriais é pequeno, explicado pelo fato que o fator de potência do sistema está ajustado em 0,95 atrasado. Ou seja, a potência reativa, que as cargas do sistema industrial carecem, é absorvida em grande parte do sistema elétrico de energia. Mas, após o sistema industrial tornar-se isolado, os geradores 1 e 2 passam a fornecer a totalidade da potência reativa solicitada pela carga industrial remanescente. O primeiro gerador fornece 0,47 pu e o segundo supre 0,42 pu de potência reativa, conforme mostram as curvas apresentadas na figura 7.28.

Outro aspecto a se destacar é a coerência entre os valores das correntes e potências fornecidas pelos geradores 1 e 2. Observando as curvas mostradas nas figuras 7.27, 7.28 e 7.29, esta conexão pode ser verificada, notando que antes da ocorrência da perturbação a corrente fornecida por cada gerador é da ordem de 0,75 pu. E que, depois da ocorrência da perturbação, atinge 0,88 pu. Estes valores são confirmados com cálculos que podem ser realizados, utilizando-se da potência aparente envolvida e a tensão nominal do barramento.

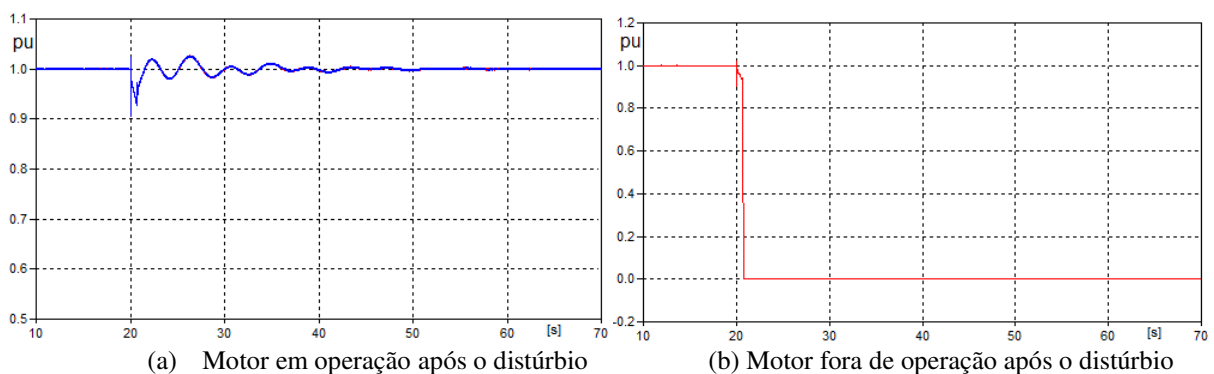


Figura 7.26 – Velocidade dos Motores de Indução (cargas dinâmicas)

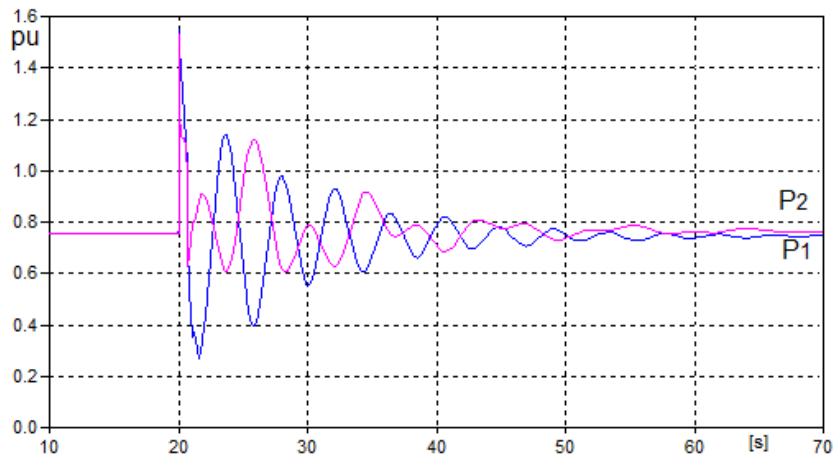


Figura 7.27 – Potência Ativa Fornecida Pelos Geradores Síncronos Distribuídos

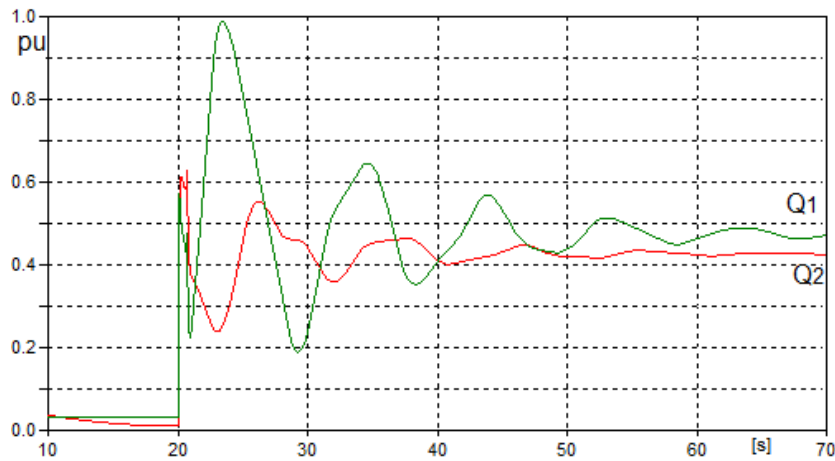


Figura 7.28 – Potência Reativa Fornecida pelos Geradores Síncronos Distribuídos

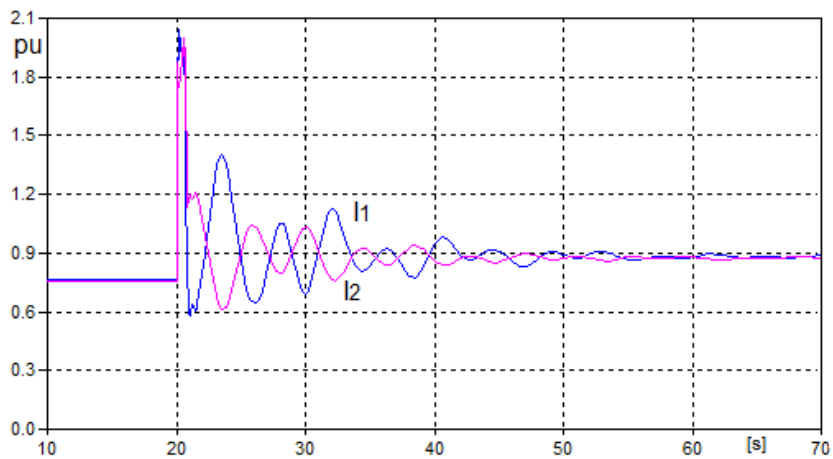


Figura 7.29 – Correntes Fornecidas pelos Geradores Síncronos Distribuídos

7.8.3. Evento 3 - Desconexão da Rede Central por Consequência de um Defeito Interno

Nesta terceira parte da simulação, o sistema industrial opera também seguindo a tensão do sistema de energia até o instante 18,7s. Neste instante, ocorre o curto circuito no

barramento de 13,8 kV do sistema industrial. A curva ilustrada na figura 7.30 por um gráfico em função do tempo, mostra que a tensão na barra de 13,8 kV sofre fortíssimo afundamento em resposta à ocorrência de curto-circuito, ocorrido no tempo 18,7s e que foi removido em um intervalo de tempo de 130 ms. Baseado em conhecimento prático, o tempo máximo permitido para eliminação de falta trifásica para geradores cogeneradores de plantas com turbina a vapor não deve exceder 8 ciclos (Doughty et al., 1989) [53]. Com o subsequente desligamento da concessionária e a necessária rejeição de carga executada, a tensão do sistema novamente recupera-se ao valor nominal.

Mais uma vez, conforme apresentado pela curva expressa na figura. 7.31, a resposta do regulador do sistema de excitação foi rápida e acentuada, após a ocorrência da perturbação, comandada pelo sinal de referência mostrado na figura 7.32 que mostra a mudança no modo de operação do controlador. Com a eliminação do defeito, continua a sua ação que conduz a recuperação e a estabilização da tensão no barramento, em intervalo de tempo de aproximadamente 40 a 50 segundos, como evidenciado pelas curvas mostradas na figura 7.30.

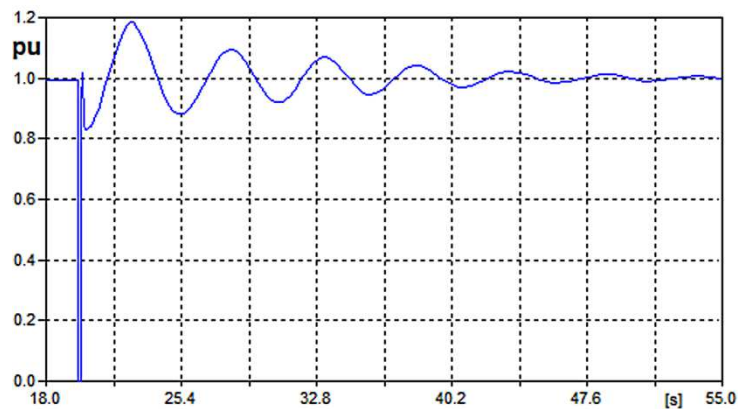


Figura 7.30 – Tensão nos Terminais dos Geradores Distribuídos

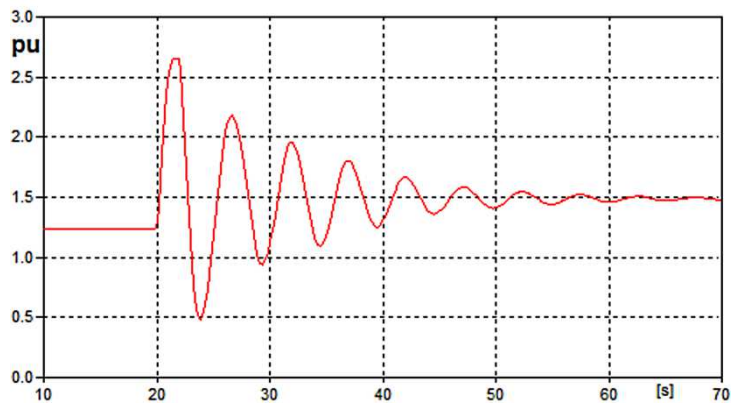


Figura 7.31 – Tensão Aplicada ao Enrolamento de Campo

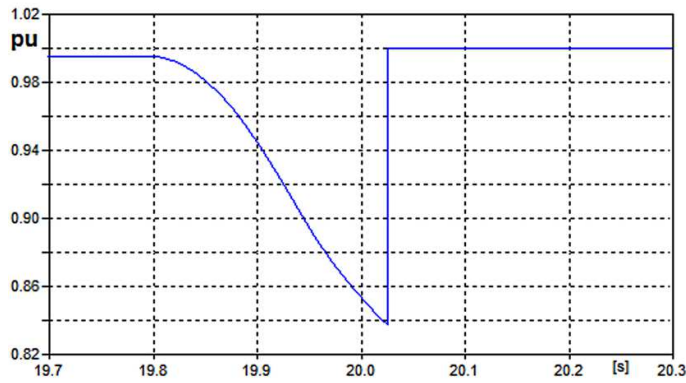


Figura 7.32 – Tensão de Referência para o Sistema de Excitação de Campo

A velocidade das máquinas acelera com o distúrbio, como esperado para o caso da ocorrência de curto circuito. Porém, com a remoção do defeito e com o fim das oscilações posteriores, também regressa a 1 pu, como evidenciado pela curva resposta mostrada na figura 7.33. Por outro lado, nota-se na figura 7.34(a) que a velocidade do motor equivalente sobre oscilações por 20 segundo antes de estabilizar novamente em 1 pu. E na figura 7.34(b) pode verificar que o motor foi travado por 150 milisegundos devido ao afundamento da tensão.

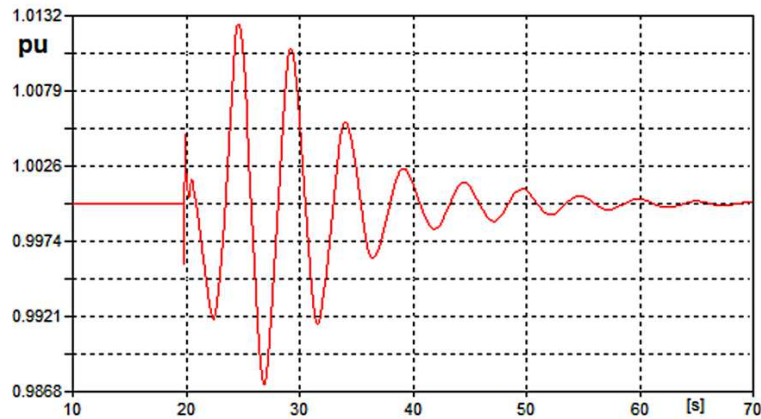
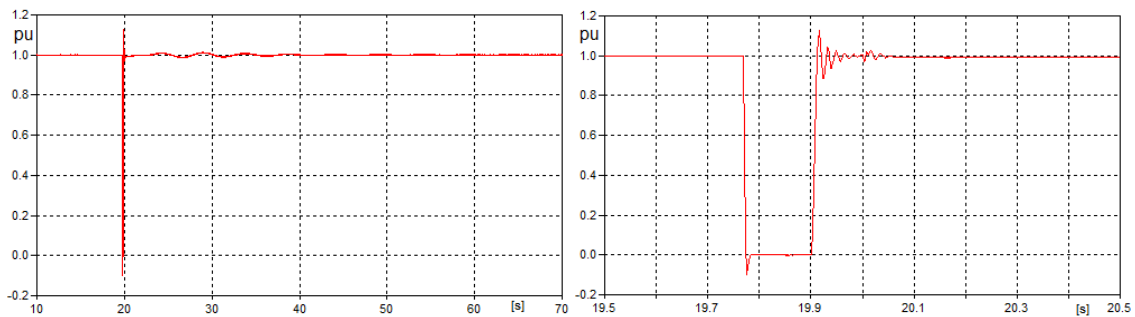


Figura 7.33 – Velocidade dos Geradores Síncronos.



(a) Motor em operação mesmo após o distúrbio

(b) (Zoom) Motor em operação mesmo após o distúrbio

Figura 7.34 – Velocidade do Motor de Indução (carga dinâmica).

As potências ativas P_1 e P_2 fornecidas pelos geradores G_1 e G_2 apresentaram comportamento parecido ao do caso 2, apesar do grande transitório inicial e oscilações se estenderam por 40 a 50s, como mostram as curvas expostas na figura 7.35. No momento da ocorrência as potências P_1 e P_2 alcançaram o patamar de aproximadamente 1,3 pu. Por outro lado, as potências reativas Q_1 e Q_2 , bem como as correntes I_1 e I_2 , referentes aos geradores 1 e 2 apresentam forte resposta no momento da ocorrência da perturbação. As potências reativa atingiram valor acima de 5 pu como mostra a curva plotada na figura 7.36 e as correntes alcançaram instantaneamente um pico de 9,8 pu como mostra a curva exposta na figura 7.37.

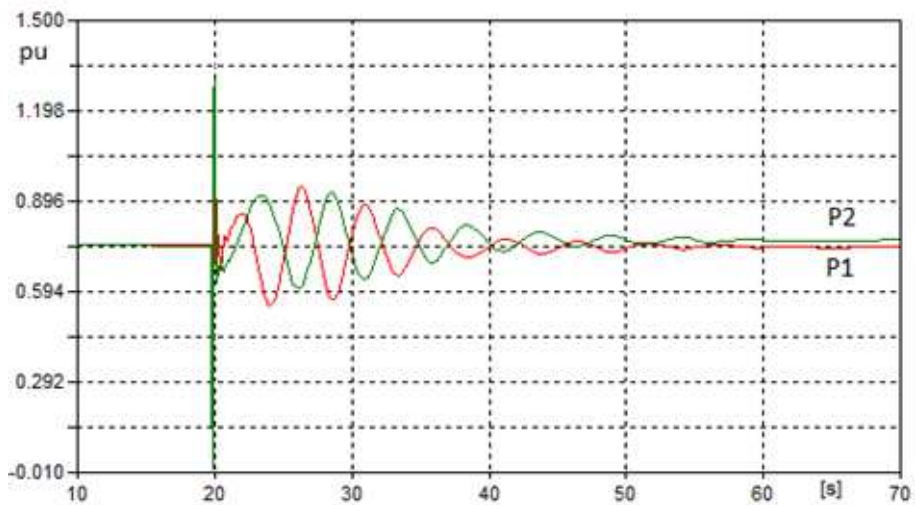


Figura 7.35 – Potência Ativa Fornecida pelos Geradores Síncronos

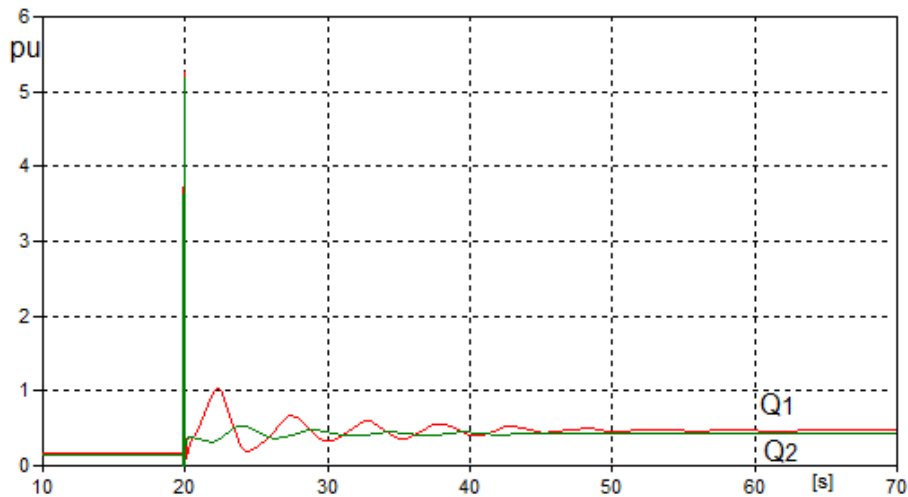


Figura 7.36 – Potência Reativa Fornecida pelos Geradores Síncronos

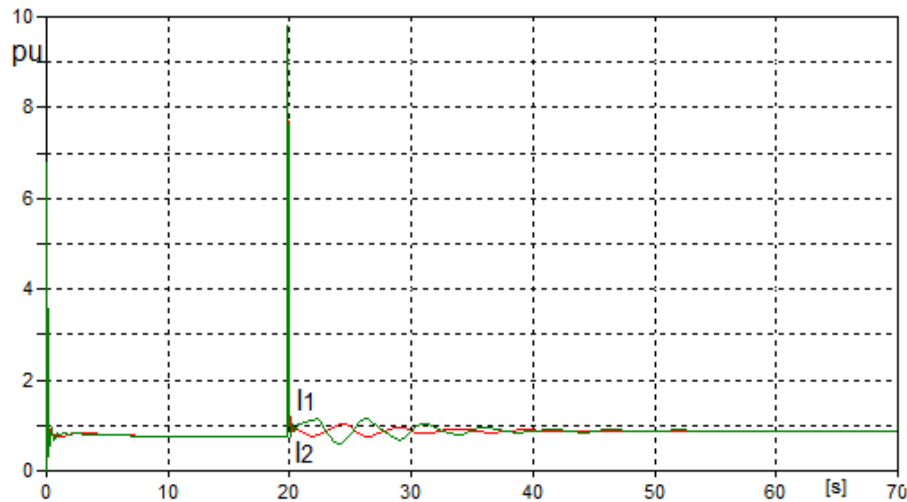


Figura 7.37 – Correntes Fornecidas pelos Geradores Síncronos Distribuídos

7.9. CONSIDERAÇÕES FINAIS

As curvas de respostas, apresentadas na forma de gráficos em função do tempo, são úteis para constatar várias circunstâncias. Para o primeiro evento analisado - sistema elétrico de potência submetido à sobrecarga - os resultados da simulação mostram inicialmente a planta industrial operando em regime permanente. Em seguida exprimem as variações nas grandezas do sistema, em quais, destacam os afundamentos de tensão resultantes da sobrecarga, e finalmente representam o novo regime permanente instituído após seu alívio.

Na simulação do segundo e do terceiro evento - perda da rede principal por consequência de um defeito externo e de curto-circuito interno, respectivamente - a partir de estado de regime permanente, as curvas exibidas pelos gráficos mostram o efeito do impacto recebido e as posteriores oscilações eletromecânicas provocadas pelo instantâneo déficit de geração ocasionado pela perturbação. No final, para esses casos, reflete a unidade industrial operando de maneira isolada após o reequilíbrio das potências: gerada e consumida.

Destaca-se que em regime permanente, antes e após os distúrbios, os calculados valores das grandezas das máquinas e do sistema elétrico industrial resultaram em magnitudes em torno de seus valores nominais. E as variações transitórias, nelas ocorridas, extinguiram-se em intervalos de tempo aceitáveis, de acordo com o tempo previsto para estabilidade dinâmica, que é da ordem de segundos. Desta maneira, os resultados numéricos obtidos pela simulação são bastante úteis, pois expõem o funcionamento do sistema em regime permanente, possibilitando a análise da conduta de suas grandezas elétricas e mecânicas. E servem para demonstrar que os modelos matemáticos e computacionais utilizados são

adequados para simular a dinâmica a estrutura do sistema investigado. Como os valores nominais das grandezas envolvidas são conhecidos, torna-se fácil confrontá-los com os valores calculados. E desta forma, verifica-se que os valores obtidos pela simulação computacional apresentam coerência se comparados com os valores nominais das grandezas do sistema elétrico.

Assim, por exemplo, a simulação das cargas modeladas, como impedância constante e como motor de indução, se mostrou adequada ao confirmar duas características próprias da natureza desses tipos de carga. Por um lado, a carga do tipo impedância constante com seu efeito estabilizante solicita uma corrente elétrica de menor magnitude, devido a menor tensão do barramento durante o intervalo de tempo de duração do afundamento de tensão. E a carga do tipo motor de indução exige maior esforço do sistema, durante o período transitório, ao solicitar mais potência reativa para continuar operando. E quando não é possível manter a carga acoplada em função de sua prioridade, a simulação da rejeição de carga também se mostrou adequada e a simulação do desligamento de motores ocorreu de forma esperada.

Por fim, de fato a simulação computacional se mostrou em um meio que fornece elementos para analisar o comportamento dinâmico dos geradores síncronos e seus controladores, bem como dos sistemas elétricos: planta industrial e a rede de distribuição do sistema elétrico de energia. Ou seja, com a realização da simulação é possível avaliar o comportamento do sistema elétrico e dos geradores com as mudanças das estratégias dos modos controladores, provocadas pela ocorrência das perturbações. Destaca-se nessa análise o comportamento das variações do nível de tensão nas barras do sistema elétrico, em quais, os geradores estão conectados. E também o comportamento das variações que ocorrem na grandeza velocidade de rotação os geradores. O comportamento dessas duas grandezas são indicadores importantes no que se refere à estabilidade de tensão e estabilidade dinâmica dos sistemas elétricos.

Capítulo 8

DISCUSSÃO E CONCLUSÃO

8.1. DISCUSSÃO

Os modelos utilizados para representar os controladores dos geradores síncronos são arranjos de sistemas de excitação e de velocidade das turbinas, adaptados com o emprego de topologias convencionais recomendadas por normas do IEEE. Dessa forma, o modelo do controlador de velocidade aplicado, atende ao propósito desejado ao ser adaptado englobando duas malhas de controle. A malha do sistema de controle em droop e a malha do sistema de controle isócrona são utilizadas assincronicamente. Da mesma forma, o modelo do controlador do sistema de excitação usado, também envolve duas vias que se alternam em uso, possibilitando ao sistema, seguir uma referência ajustável ou uma referência fixa de tensão, que determinam distintos modos de operação dos controladores de excitação de campo das máquinas síncronas.

O uso de componentes TACS é suficiente para implementação do modelo computacional do controlador de velocidade no ATP. Entretanto, somente isto, é insuficiente para a representação do controlador da excitação. Em verdade, quando o controlador do sistema de excitação opera como regulador de tensão, a referência é comutada para um valor fixo por meio de uma fonte TACS. Porém, operando como regulador de fator de potência é necessário o emprego de recursos da linguagem de programação Models, para obter o valor da tensão de referência a cada instante. Os controles para simular a ocorrência dos distúrbios, também, são realizados utilizando modelos computacionais compostos por elementos TACS. Essencialmente essas estruturas foram construídas com componentes que lêem sinais de tensão e/ou correntes nos ramos dos circuitos do sistema. Esses sinais são utilizados para provocar a abertura ou fechamento de chaves comandadas por tensão, que representam as condições operativas simuladas.

Os resultados, obtidos com a simulação computacional realizada, mostram que os controladores de excitação das máquinas síncronas respondem vigorosamente aos distúrbios aplicados. De fato, a simulação da ocorrência de sobrecarga que resulta em afundamento de

tensão abaixo do limite estabelecido, leva o sistema de excitação a mudar de regulador de fator de potência para o modo regulador de tensão. A saída do controlador responde fortemente, o que provoca o aumento da tensão aplicada ao enrolamento de campo dos geradores distribuídos, contribuindo para recuperação da tensão nas barras do sistema elétrico. Os resultados obtidos mostram que ocorrendo o alívio da sobrecarga, a tensão do barramento se recupera adequadamente. Quando a sobrecarga é suprimida e a tensão da barra se reestabelece ao valor de regime permanente, a excitação de campo consolida-se em patamar semelhante ao de regime permanente. E o modo de operação do sistema de excitação volta a atuar no modo regulador de fator de potência constante, o que implica, que a planta industrial está operando em paralelo com o sistema elétrico de energia.

Por sua vez, a simulação do isolamento da planta também resulta em afundamento de tensão abaixo do limite fixado. Da mesma forma, isto provoca a comutação do controlador de excitação para operar como regulação de tensão. Nesta situação, a resposta do controlador é forte, rápida e de forma oscilatória, atuando em contraversão as variações da tensão nos barramentos da planta. O que significa dizer que, como no caso da simulação da sobrecarga, as máquinas síncronas, de acordo com suas capacidades, fornecem a energia reativa requerida durante a vigência de perturbações. E após a estabilização, no caso de operação isolada, a excitação de campo consolida-se em patamar diferente do regime estacionário, com o sistema de excitação operando no modo regulador de tensão, por consequência de nova condição de funcionamento. Ou seja, as máquinas operam como supridoras de tensão fornecendo potência reativa às cargas remanescentes, com planta em operação isolada. Para todos esses casos, as máquinas podem fornecer a importantíssima energia reativa para manutenção e estabilidade de tensão quando submetidas a distúrbios. Isto está de acordo com o que se deseja do sistema de excitação das máquinas síncronas: o real controle da tensão nas barras do sistema e a melhoria de sua estabilidade, ao operar como regulador de tensão.

Da mesma maneira, por sua vez, a ação de controle dos reguladores de velocidade das turbinas resulta em suficiente fornecimento de potência mecânica pelo sistema motriz antes, durante e após a perturbação. De fato, a simulação da ocorrência do isolamento da planta também provoca a mudança do controlador de velocidade da maior máquina para o modo isócrono de operação. No instante da ocorrência da perturbação, a velocidade da máquina varia indicando desaceleração devido ao déficit de geração, que é compensado pela rejeição de carga. E caracterizando a operação no modo isócrono, o controlador de velocidade responde de maneira forte, rápida e de modo oscilatório, agindo em contraversão as variações da velocidade das máquinas. A resposta do controlador da menor máquina é menos robusta

devido o modo de operação em droop. Mas de qualquer forma, com a atuação dos reguladores de velocidade, a rotação dos geradores retorna para o valor nominal. Assim, como se espera, durante o estado transitório, imediatamente após o impacto ocorrido, a resposta de fornecimento de potência mecânica apresenta-se de maneira robusta - robustez esta, essencial para propiciar a estabilidade transitória dos geradores. E em seguida, continua a fornecer a suficiente potência mecânica para acionar as máquinas, no novo regime permanente adquirido. Isto também está de acordo com o que se deseja do sistema de controle de velocidade das turbinas: o real controle da potência mecânica inserida ao eixo dos geradores e a melhoria de sua estabilidade rotórica.

Além disso, a simulação da velocidade das máquinas revela que, em regime permanente antes da ocorrência de distúrbios, elas giram naturalmente na velocidade síncrona. Mas, sucedendo a perturbação, durante o período transitório, a velocidade varia indicando: desaceleração em função do evento associado ao distúrbio (déficit de geração devido desconexão da rede principal ou sobrecarga no sistema de energia), ou aceleração no caso de ocorrência de curto-circuito em barras do sistema. Por certo “durante curto-circuito usualmente, geradores síncronos aceleram, assim podem tornar-se instáveis devido à perda de sincronismo” (Freitas et al., 2006) [64]. Mas, em virtude da atuação do regulador de velocidade, a grandeza retorna para o patamar de anterior. Isto aclara que, as máquinas permanecem em sincronismo perante o impacto ocorrido e se estabelecem em um novo regime permanente.

Assim, o comportamento estável do sistema elétrico industrial e suas máquinas, inferido perante observação dos resultados exibidos por representações gráficas do desempenho de suas variáveis, atesta que os modelos matemáticos e computacionais dos controladores utilizados, reproduzem adequadamente o funcionamento deles. Inclusive diante dos distúrbios, na consideração que “a simulação de grandes desequilíbrios entre a geração e carga deve até ser evitada, uma vez que existe um risco significativo de grandes excursões de frequência, e até mesmo a incapacidade do modelo de simulação para controlar a frequência” IEEE Technical Report (2015) [70].

A estabilidade do sistema elétrico refere-se à habilidade das máquinas síncronas saírem de um ponto de operação em regime permanente seguindo uma perturbação para outro ponto de regime, sem perder o sincronismo (Stagg e El-biad, 1968) [35]. Portanto, a estabilidade dos geradores distribuídos da planta industrial foi caracterizada pelos resultados alcançados com a simulação dos casos investigados, envolvendo momentos que englobam a passagem de um ponto de equilíbrio a outro, perpassando por um período de oscilações

eletromecânicas que se amorteceram em tempo adequado, de acordo com limites da estabilidade dinâmica.

Desta maneira, se o sistema industrial é desconectado da rede de energia pela ocorrência de algum distúrbio fortuito, ele consegue operar de maneira isolada, com suas máquinas próprias suprindo cargas prioritárias. Elas se mantêm operando em sincronismo, se a unidade industrial rejeitar parte da carga para se ajustar a sua capacidade de geração local e, desde que o controlador de excitação mude automaticamente seu modo de operação para regulador de tensão. E ainda, desde que o regulador de velocidade da maior máquina mude automaticamente do modo de atuação de droop para isócrono. Efetivamente, “para geradores sob operação em paralelo, a configuração mais comum para o regulador de velocidade é o modo droop e para o sistema de excitação, o de fator de potência constante, e em operação isolada, o governador de velocidade deve operar no modo isócrono e o sistema de excitação no modo regulador de tensão” (Trindade et al., 2010) [5].

Adicionalmente, destaca-se que os afundamentos de tensão por sobrecarga no sistema de energia podem ser suplantados com auxílio de potência reativa proveniente de geradores distribuídos. Para tal, basta que o controlador de excitação dos geradores mude automaticamente seu modo de operação para regulador de tensão. Isto deve imperar sempre que a tensão do sistema decair abaixo dos valores permitidos. O sistema de excitação operando no modo regulador de tensão tende impulsionar a máquina a corrigir a tensão em seus terminais e barramentos do sistema ao valor nominal. Este fato ocorre para qualquer tipo de perturbação que cause afundamento de tensão. Mas, no caso de sobrecarga, se todos os sistemas de geração distribuída pudessem fornecer reativos durante o tempo de vigência de perturbações, a estabilidade de tensão seria propiciada devido à quantidade de potência reativa que se angariaria. Com efeito, “para auxiliar na estabilidade de tensão e na manutenção do nível de tensão do sistema é importante que, tanto quanto possível, mais máquinas síncronas operem como máquinas de suporte de tensão” (Hurley et al., 1999) [9].

Todavia, geradores síncronos de sistemas industriais com cogeração são dotados com controladores de excitação, que têm trabalhado somente no modo regulador de fator de potência, quando estes sistemas operam em paralelo com o sistema de energia. Esse modo de operação permite-lhes atuar atendendo a dois requisitos. Por um lado, a instalação industrial mantém o fator de potência dentro dos valores permitidos pela legislação, evitando multas. De outra parte, a indústria ajusta-se para não inserir potência reativa no sistema de energia, dado que não é remunerada por fornecer esse serviço.

Conquanto, controladores de excitação híbridos, que fossem capazes de inteligentemente atuarem na maior parte do tempo para atender as solicitações do regime permanente, mas não obstante, que pudessem responder a solicitações do sistema na escassez de potência reativa, são bastante desejáveis. A valer, com essa exequível prática, de fato o sistema elétrico ampliaria consideravelmente o estoque de reativos espalhado pela sua estrutura, para se resguardar de indesejáveis colapsos de tensão. E de fato “para o prevenção de colapso de tensão, a reserva de potência reativa é muito importante, sendo que tal reserva fornecida por geradores síncronos é necessária para cobrir rapidamente o déficit de potência reativa quando sintomas de colapso de tensão são detectados” Machowski et al. (2008) [8]. Porém, essa estratégia alternativa de atuação dos controladores de excitação dos geradores distribuídos implica na necessidade de avaliação para algumas mudanças significativas, tais como: alterações na legislação vigente envolvendo o fornecimento de reativos durante situações especiais, e modificações técnicas nas redes elétricas para ajuste de sua proteção. Justamente porque “ao se instalar geradores distribuídos em uma rede elétrica se produzirão aumento nos níveis de curto-circuito, fruto da diminuição da impedância equivalente de curto-circuito” (Mendonza et al., 2014) [16]. Destarte, “a presença dessas unidades de geração em sistemas de distribuição, embora tenha muitas vantagens e benefícios, tem que ser aplicada depois de realização de investigações e estudos detalhados devido sua complexidade na operação, controle e proteção da rede” (Javadian et al., 2012) [65].

Ademais, ressalta-se que a estratégia de conexão da geração distribuída ao sistema de energia, ainda está sob uma abordagem passiva, sem integração com a operação do sistema central despachador. Entretanto, se a geração distribuída e a demanda não forem integradas na operação do sistema, a geração convencional continuará sendo necessária, para fornecimento de um sistema de serviço de suporte - como por exemplo: seguimento de carga, regulação de frequência e tensão e reservas - requerida para manter a segurança e a integridade do sistema (Djapic et al., 2010) [14]. Assim, uma abordagem ativa (integração da geração distribuída com a operação do sistema central despachador) também é uma mudança de paradigma que se propõe para o sistema de energia, e que se interliga com a necessidade de uso de controladores híbridos. Ou seja, o uso do controlador de excitação de campo capaz de operar como regulador de fator de potência constante ou regulador de tensão, bem como a utilização do controlador de velocidade da turbina capaz de operar no modo droop ou isócrono, e hábeis para se comutarem automaticamente entre esses modos de operação, sempre que essas alterações se fizerem necessárias, em virtude de mudanças das condições de funcionamento das redes elétricas dos sistemas de energia.

8.2. CONCLUSÃO

Dessa forma as conclusões obtidas podem ser sintetizadas e enumeradas como a seguir:

1. As topologias adaptadas, de modelos convencionais dos controladores das máquinas síncronas, são adequadas ao controle implementado na simulação ao proporcionarem, a comutação entre seus modos de operação de maneira apropriada, e a representação da ação de controle deveras útil para o ajustado desempenho dos geradores quando sujeito a perturbações.
2. Os modelos computacionais, para os reguladores e chaveamentos necessários para simular as perturbações, podem ser devidamente implementados com recursos da TACS, embora a representação de alguns procedimentos específicos necessite ser complementada com o uso da linguagem Models que propiciam mais recursos para programação de instruções necessárias ao conceito.
3. Geradores distribuídos de sistemas industriais poderiam contribuir para a estabilidade e a manutenção da tensão do sistema elétrico de energia em situação de sobrecarga, ao mudar o controle do sistema de excitação do modo de controlador de fator de potência constante para controlador de tensão, se a legislação do gerenciamento da operação de sistemas de potência assim permitisse.
4. Sistemas elétricos industriais que geram parte da energia consumida mantêm a estabilidade, ao serem submetidos a impactos como a perda da rede da concessionária por distúrbio externo ou interno, ao rejeitar carga e mudar o modo de operação dos controladores de suas máquinas.
5. Controlador de velocidade com aptidão de mudar automaticamente o modo de operação de droop para isócrona, e controlador de sistema de excitação com habilidade de mudar também automaticamente o modo de regulador de fator de potência para regulador de tensão, deveriam ser normatizados para equipar quaisquer geradores distribuídos, devido à flexibilidade oferecida por essa estratégia híbrida de atuação.

8.3. SUGESTÕES PARA TRABALHOS FUTUROS

As seguintes investigações podem ser sugeridas para futuros trabalhos tendo em vista o desenvolvimento desta pesquisa:

1. Estudo do controle do sistema de excitação dos geradores industriais utilizando malhas com referência definida pelo fator de potência propriamente dito.
2. Simulação do sistema industrial envolvendo a avaliação do sistema submetido a faltas simétricas e também assimétricas.
3. A influência dos controladores do sistema de excitação e do sistema de controle de velocidade dos geradores distribuídos sobre a qualidade de energia de sistemas elétricos.
4. Desenvolvimento de projeto de controle para reguladores de sistemas de excitação e sistemas de controle de velocidade de geradores síncronos.
5. Estudos para avaliar a detecção deilhamento e a mudança da filosofia de controle para os reguladores dos sistemas de excitação e de controle de velocidade das turbinas.
6. Estudos da seletividade da proteção para plantas industriais com geradores distribuídos.
7. Estudo de sintonia dos controladores dos sistemas de controle para os sistemas de excitação e de controle de velocidade dos geradores síncronos por meio de ajuste dos valores de seus parâmetros.

REFERÊNCIAS

- [1] Kundur, P. Power System Stability and Control. USA: McGraw-Hill, Inc., 1994.
- [2] Freitas, W.; Vieira, J. C. M.; Morelato, Xu, W. Influence of Excitation System Control Modes On The Allowable Penetration Level of Distributed Synchronous Generators. IEEE Transactions On Energy Conversion, vol. 20, no .2 , June 2005.
- [3] Gatta, F. M.; Illiceto, F.; Lauria, S.; Masato, P.. Modelling and Computer Simulation of Dispersed Generation in Distribution Networks. Measures to prevent disconnection during system disturbances. In Power Tech Conference, June 23-26. Bologna, Italy 2003.
- [4] Salim, R. H.; Oleskovicz, M.; Ramos, R. A. Power quality of distributed generation systems as affected by electromechanical oscillations - definitions and possible solutions. The Institution of Engineering and Technology, vol. 5, p.1114-1123, July 2011.
- [5] Trindade, F. C. L.; Meira, P. C. M.; Freitas W.; Vieira J. C. M. *Control Systems Analysis of Industrial Plants With Synchronous Generators During Islanded Operation*. In Power and Energy Society General Meeting 2010 IEEE. Minneapolis MN, 2010.
- [6] Prada, R.B.; Souza, L.J.; Vega J. L. *The need for voltage stability analysis in voltage-controlled buses*. Internacional Journal of Electrical Power & Energy Systems, vol. 68, p.252-258, June 2015.
- [7] Shang W.; Redfern, M. A. *Control Schemes for Distributed Generators Connected to Distribution Networks*. Universities Power Engineering Conference (UPEC), 2009 Proceedings of the 44th International, pp. 1-5, Sept 2009.
- [8] Machowski, J.; Bialek, J.W.; Bumby,J.R. *Power System Dynamics: Stability and Control*. Chippenhan:John Wiley&Sons Ltd, 2008.
- [9] Hurley, J. D.; Bize L. N.; Mumment, C. R. *The Adverse Effects of Excitation System Var and Power Factor Controllers*. IEEE Transations on Energy Conversion, vol. 14, n°. 4, December 1999.
- [10] Tamashiro, M. A.; Guimarães, G. C.; Rodrigues, A. R., Silva, A. M. B.; Caixeta, D. A.; Monteiro, R. V. A. Features of Present Computer Tools for Load Flow Calculation and Experience Acquired with the Improvement of UFUFlow Program. IEEE Latin America Transactions, vol.14, issue 4, Abril 2016.
- [11] ANEEL - Agência Nacional de Energia Elétrica. Atlas de Energia Elétrica no Brasil, 3ª Edição, 2008. Disponível em www.aneel.gov.br. Acesso em 2014.
- [12] Rudnick, H.; Barroso L.; Cunha, G.; Mocarquer S. A natural fit . IEEE Power & energy magazine, November/December 2014.

- [13] Mozina, C. J. *Impact of Green Power Distributed Generation*. IEEE Industry Application Magazine, vol. 25, n°. 4, July/August 2010.
- [14] Djapic, P.; Ramsay C.; Pudjianto, D.; Strbac G.; Mutale J.; Jenkins N.; Allan R. *Taking an Active Approach* . IEEE Power & energy magazine, vol. 25, n°. 4, July/August 2007.
- [15] Zio, E.; Delfanti, M.; Giorgi, L.; Olivieri, V.; Sansavini, G. Monte Carlo simulation-based probabilistic assessment of DG penetration in medium voltage distribution networks. *Internacional Journal of Electrical Power & Energy Systems*, vol. 64, p.852-860, January 2015.
- [16] Mendoza, J.; López M.; Fingerhuth, S.; Cáceres R.; Galleguillos, J. Hourly Evaluation of Indexes for Distribution Networks with Distributed Generation. *IEEE Latin América Transactions*, vol. 12, n°. 8, December 2014.
- [17] Mishra, A. S.; Agnihotri, G., Patidar, N. P., Agrawal, M. Impacts of Distributed Generation In Restructured Power System: A Review. *International Journal of IT & Knowledge Management, Recent Trends in Soft Computing and Information Technology (RTSCIT-09)*, Jan. 2010.
- [18] IEEE - Institute of Electrical and Electronic Engineers. IEEE Application Guide for IEEE Std 1547 TM, Standard for Interconnecting Distributed Resources With Electrical Power Systems, 2009.
- [19] IEEE - Institute of Electrical and Electronic Engineers. IEEE Std 1547 Recommended Practice for Interconnecting Distributed Resources with Electric Power Systems Distribution Secondary Networks, 2011.
- [20] Singh, S. N.; Ostergaard, J.; Jain N. Distributed Generation in Power Systems: An Overview and Key Issues. *Indian Engineering Congress, NIT Surathkal, Kerala, Proceeding of 24th IEC*, December 2009.
- [21] Ackermann, T.; Anderson, G.; Soder, L. Distributed Generation: a definition. *Electric Power System Research*, vol. 57, p. 195-204, April 2001.
- [22] ONS - Operador Nacional do Sistema Elétrico, Carga Própria de Energia. Disponível em www.energia.ons.org.br. Acesso em 2014.
- [23] ANEEL - Agência Nacional de Energia Elétrica. Atlas de Energia Elétrica no Brasil, Par2, cap4, 2008. Disponível em www.aneel.gov.br. Acesso em 2015.
- [24] COGEN - Associação Indústria de Cogeração de Energia. InfoCogem - Comercialização . Disponível em www.cogem.com.br. Acesso em 2015.
- [25] ANEEL - Agência Nacional de Energia Elétrica. Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional - PRODIST - Módulo 3, 2015. Disponível em www.aneel.gov.br. Acesso em 2016.
- [26] Reis, L. B. *Geração de Energia Elétrica*. Barueri: Editora Manole Ltda, 2003.
- [27] MME - Ministério de Minas Energia. Boletim Mensal de Monitoramento. Disponível em www.mme.gov.br/domentos. Acesso em 2016.

- [28] CONAB - Companhia Nacional de Abastecimento. Acompanhamento De Safra Brasileira de Cana de Açúcar. Disponível em www.conab.gov.org.br. Acesso em 2016.
- [29] ONS - Operador Nacional do Sistema. *Boletim Diário da Operação*. Disponível em www.ons.org.br/resultadosoperacao/boletimdiario>. Acesso em 2016.
- [30] Souza, Z. Z. Bioeletricidade o que falta para essa alternativa energética deslançar. Portal Unica. Disponível em www.unica.com.br> Acesso em 18 de maio de 2016.
- [31] UNICA - União da Indústria de Cana de Açúcar. *A indústria da Cana de Açúcar - Etanol açúcar bioeletricidade*. Disponível em www.unica.com.br. Acesso em 2016.
- [32] ABEGAS - Associação Brasileira de Gás Canalizado. Informe Anual 2013. Disponível em www.gasnaturalfenosa.com.br. Acesso em 2014.
- [33] ANP - Agência Nacional de Petróleo. *Anuário estatístico brasileiro do petróleo e gás natural e biocombustíveis*, 2013. Disponível em www.cogen.com.br. Acesso em 2014.
- [34] Kundur P.; Paserba J.; Ajarapu V.; Andersson G.; Bose A.; Canizares C.; Hatziargyriou N.; Hill D.; Standovic A.; Taylor C.; Cutsem T. V. and Vittal V. *Definition and Classification of Power System Stability*. IEEE Transactions on Power Systems, vol. 19, n°. 2, May 2004.
- [35] Stagg G. W. and El-Abid A. H. *Computer Methods in Power Systems*. New York: McGraw-Hill, 1968.
- [36] Kosow, I. L. Máquinas Elétricas e Transformadores. 15. ed. Rio de Janeiro: Globo, 2005.
- [37] Jordão, R. G. Máquinas Síncronas. São Paulo: LTC/EDUSP, 1980.
- [38] Nasar, S. A. Máquinas Elétricas. São Paulo: McGraw-Hill, 1984.
- [39] Anderson, P. M.; Fouad, A. A. *Power System Control and Stability*. USA: The Iowa State University, 1977.
- [40] ATP - EMTP: Alternative Transients Programa, disponível em <http://www.emtpo.org>. Acesso em 2007.
- [41] Stevenson Jr. Elementos de Análise de Sistemas de Potência. São Paulo: McGraw-Hill, 1974.
- [42] Kawkabani, B.; Nicolet, F.; Kaweck, A. Modeling and control of large salient-pole synchronous hydro generators and stability issues in isolated production model. IEEE Workshop on Electrical Machines Design Control and Diagnosis (WEMDCD), 2013, pp. 148-157, March 2013.
- [43] Cooper, A. R.; Morrow, D. J.; Chambers, K. D. R. *A Turbocharge Diesel Generator Set Model*. . Universities Power Engineering Conference (UPEC), 2009 Proceedings of the 44th International, pp. 1-5. Setp 2009.

- [44] Kimura, M.; Loharagi, H.; Imaie, K.; Dodo, S.; Arita, H. ; Tsubouchi, K. *A permanent Magnet Synchronous Generator with Variable Speed Input for Cogeneration System*. IEEE Power Engineering Society Winter Meeting, 2001, pp. 1419-1424 vol. 3, Jan. 2001 to Feb. 2001.
- [45] Gamal, A. B.; El-Sadek, M. Z.; Mubarak, Y. A. *Applicable values of turbines speed governor*. In Universities Power Engineering Conference IEEE – UPEC 2004. 39 th Internacional v.2. Bristol, UK, 2004.
- [46] Ramey, D. G. & Skooglund, J. W. (1970). *Detailed Hydrogovernor Representation for System Stability Studies*. Transactions on Power Apparatus and Systems, Vol. Pas 89, No 1.
- [47] IEEE COMMITTEE REPORT. (1973). Dynamic Model for Steam and Hydroturbines in Power Systems Studies. Power Apparatus and Systems, IEEE Transactions. Vol: Pas-92. No. 6.
- [48] Moura, F. A. M.; Camacho, J. R.; Chaves, M. L. R.; Guimarães, G. C. *Grid Integration of Renewable Sources in the Distribution Network: An Analysis Through ATP-EMTP*. Innovative Smart Grid Technologies (ISGT), 2012 IEEE PES, pp. 1-6, Jan. 2012.
- [49] Al-majed, S. I.; Aramco, S.; Dhahram, Saudi Arabia. *Gas Turbine and Generator Controls: A User Prospective*. Petroleum and Chemical Industry Conference Europe Conference Proceedings (PCIC EUROPE), 2011, pp. 1-6, June 2011.
- [50] Del Toro, V.; *Fundamentos de máquinas elétricas*, Rio de Janeiro: PHB,1991.
- [51] Fitzgerald, A. E. *Máquinas Elétricas*. 6. ed. Porto Alegre: Bookman, 2006.
- [52] Cooper, A. R.; Morrow, D. J.; Chambers, K. D. R. *Performance Modelling of Generator Sets During Load Acceptance*. Universities Power Engineering Conference (UPEC), 2010 Proceedings of the 45th International, pp. 1-5. Aug. 2010 - Setp 2010.
- [53] Dought, R. L.; Gize L.; Kalkstein, E. W.; Willoughby R. D. *Electrical Studies for an Industrial Gas Turbine Cogeneration Facility*. IEEE Transactions on Energy Conversion, vol. 25, n°. 4, July/August 1989.
- [54] Bim, E. *Máquinas Elétricas e Acionamento*. 2. ed. Rio de Janeiro: Campus: Elsevier, 2012.
- [55] IEEE COMMITTEE REPORT. (1968). Computer Representation of Excitation Systems. IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems, Vol: PAS-87, No. 6.
- [56] Zalewska, K.; Rebizant, W.; Kawecki R. *Comparative analysis of different types of generator voltage controllers*. Universities Power Engineering Conference (UPEC), 2009 Proceedings of the 44th International, pp. 1-4. Setp 2009.
- [57] Merlin, V. L., Santos, R. C., Pavani, A. P. G., Coury, D. V., Oleskovicz, M., Vieira Jr, J. C. M. Artificial Neural Network Based Approach for Anti- islanding Protection of Distributed Generators. Journal of Control Automation in Electrical Systems, January 2014.

- [58] Gampa, S. R. Optimum placement and sizing of DGs considering average hourly variations of load. *Internacional Journal of Electrical Power & Energy Systems*, vol. 66, p.25-40, March 2015.
- [59] Murthy, V. V. S N.; Kumar, A. Mesh distribution system analysis in presence of distributed generation with time varying load. *Internacional Journal of Electrical Power & Energy Systems*, vol. 62, p.836-854, November 2014.
- [60] Tamashiro, M. A.; Guimarães, G. C.; Rodrigues, A. R.; Monteiro R. V. A.; Oliveira, T. L.; Silva, L. R. C. *Comparative Study of TACS/DBM and MODELS of ATP-EMTP Applied to Power Systems Computer Simulation*. *IEEE Latin America Transactions*, vol.14, no.2 , February 2016.
- [61] Conceição, E. N. and Silva, K. M. Modeling and Simulation of the Protection of Distribution Feeders in ATP. *IEEE Latin América Transactions*, vol. 13, n°. 5, May 2015.
- [62] IEEE - Institute of Eletrical and Eletronic Engineers. *IEEE Recommended Practice for Monitoring Electric Power Quality*, 2009.
- [63] Santílio, F. P.; Silva, T. V.; Vasconcelos, L. E.; Oliveira, J. C. (2013). Modeling and Validation of a Single-Phase Electromagnetic Voltage Restorer Proposal. *Journal of Control Automation and Electrical Systems*.
- [64] Freitas, W.; Vieira, J. C. M.; Morelato, A.; Silva, L. C. P.; Costa, V. F.; Lemos, F. A. B. Xu, W. Comparative Analysis Between Synchronous and Induction Machines for Distributed Generation Applications. *IEEE Transactions On Power Systems*, Vol. 21, No.1, Febriary 2006.
- [65] Javadian, S. A. M.; Haghifam, M. R.; Firoozabad, M. F.; Bathaee, S.M.T. Analysis of protection system's risk in distribution networks with DG. *Internacional Journal of Electrical Power & Energy Systems*, vol. 44, p.688-695, January 2013.
- [66] Salim, R. H.; Ramos, R. A. Analysis of the Small Signal Dynamic Performance of Synchronous Generators Under Unbalance Operating Conditions. *IEEE Power and Energy Society General Meeting*, 2010, pp. 1-6, July 2010.
- [67] Pereira, M. L. R.; Feltrin, A. P.; Rueda-Medina, A. C. *Optimed Technical and Economic Evaluation of the Connection Point of Distributed Generatores*. *Journal of Control, Automation and Electrical Systems*, 2015.
- [68] Caixeta, D. A.; Guimarães G. C.; Chaves M. L. R. Modeling of a Wind Energy Conversion System for Dynamic Analysis Using Alternative Transients Program. *Ciência & Engenharia (Science & Engineering Journal)*, Junho 2014.
- [69] Silva, F. B.; Vanço, W. E.; Gonçalves F. A. S.; Bissochi Jr, C. A.; Duarte, J. P. A.; Guimarães, G. C. *Influence of Load in Performance of the Static Excitation Control of Synchronous Generator*. *IEEE Latin America Transactions*, vol.14, no.2 , February 2016.

- [70] IEEE Technical Report PES-TR19. IEEE - Institute of Electrical and Electronic Engineers. *Test Systems for Voltage Stability Analysis na Security Assessment*. Power & Energy Society, Aug 2015.
- [71] IEEE Technical Report PES-TR1. IEEE - Institute of Electrical and Electronic Engineers. *Dynamic Models for Turbine Governors in Power Systems Studies*. Power & Energy Society, Jan 2013.
- [72] Salim, R. H. *Uma Nova Abordagem para a Análise de Estabilidade a Pequenas Perturbações em Sistemas de Distribuição de Energia Elétrica com Geradores Síncronos Distribuídos*. Tese de Doutorado, Universidade de São Paulo, São Carlos, 2011.

ANEXOS

- Anexo 1 - PARÂMETROS DA FONTE TRIFÁSICA SENOIDAL**
- Anexo 2 - PARÂMETROS DOS TRANSFORMADORES ABAIXADORES**
- Anexo 3 - MODELO PARA AS CARGAS ELÉTRICAS DO SISTEMA**
- Anexo 4 - PARÂMETROS DAS MÁQUINAS SÍNCRONAS**
- Anexo 5 - PARÂMETROS DO REGULADOR DE VELOCIDADE**
- Anexo 6 - PARÂMETROS DO REGULADOR DE EXCITAÇÃO**
- Anexo 7 - SUBROTINA MODEL PARA O CÁLCULO DA TANGENTE DO ÂNGULO DE CARGA**
- Anexo 8 - SUBROTINA MODEL PARA O CÁLCULO DA TENSÃO DE REFERÊNCIA DO REGULADOR DE FATOR DE POTÊNCIA**
- Anexo 9 - ALGORÍTMO COMPLETO IMPLEMENTADO NO ATP**

Anexo 1 - PARÂMETROS DA FONTE TRIFÁSICA SENOIDAL

Os valores dos parâmetros da fonte trifásica de tensão senoidal equilibrada, que representa a rede de distribuição do sistema de potência, bem como os valores adotados para representar o nível de curto-circuito no ponto de acoplamento foram estipulados de acordo com as características do sistema elétrico. Seus dados são dispostos na tabela 10.1.

Tabela 10.1 - Dados para Fonte Trifásica Representativa da Rede de Distribuição

Grandeza	Valores
$[v_{dn}]$ - tensão nominal	138 KV
$[f]$ - frequência	60 Hz
$[\phi]$ - ângulo de fase	0°
$[R_{cc}]$ - resistência de curto-circuito	0
$[X_{cc}]$ - reatância de curto-circuito	13,6 Ω

Anexo 2 - PARÂMETROS DOS TRANSFORMADORES

Os transformadores tem a função de abaixar a tensão de entrada de 138 kV para 13,8 kV, e alimentar cargas elétricas em conjunto com os geradores próprios do sistema industrial. Na tabela 10.3 estão registrados os dados e informações a respeito desses transformadores.

Tabela 10.2 - Dados e Parâmetros dos Transformadores Trifásicos (Conexão Y- Δ)

Grandezas	Valores
$[S_n]$ - potência nominal	15 MVA
$[v_{1n}]$ - tensão nominal do primário	138 kV
$[v_{2n}]$ - tensão nominal do secundário	13,8 kV
$[f]$ - frequência	60 Hz
$[r_1]$ - resistência do primário	2,7424 Ω
$[x_1]$ - reatância do primário	52,105 Ω
$[r_2]$ - resistência do secundário	0,00914 Ω
$[x_2]$ - reatância do secundário	0,1737 Ω

Anexo 3 - DADOS DAS CARGAS ELÉTRICAS DO SISTEMA

As cargas elétricas foram simuladas usando dois tipos tradicionais de modelos: motor de indução e impedância constante. As cargas do tipo motor de indução refere-se a motores equivalentes cujos parâmetros estão relacionados na tabela 10.4 que se segue.

Tabela 10.3 - Motor de Indução Equivalente

Dados e Parâmetros	Valor
$[P_n]$ - Potência Nominal	7,5 kW
$[v_n]$ - Tensão Nominal	13,8 kV
$[r_{sd}]$ - Resistência do Estator - eixo d	0,978474 Ω
$[r_{sq}]$ - Resistência do Estator - eixo q	0,978474 Ω
$[r_{so}]$ - Resistência do Estator - eixo 0	0,978474 Ω
$[L_{sd}]$ - Indutância do Estator - eixo d	0,00234 H
$[L_{sq}]$ - Indutância do Estator - eixo q	0,00234 H
$[L_{so}]$ - Indutância do Estator - eixo 0	0,00234 H
$[r_{rd}]$ - Resistência do Rotor - eixo d	0,40768 Ω
$[r_{rq}]$ - resistência do rotor - eixo q	0,40768 Ω
$[L_{rd}]$ - Indutância do rotor - eixo d	0,00234 H
$[L_{rq}]$ - indutância do rotor - eixo q	0,00234 H
$[LM_D]$ - Indutância de Magnetização-eixod	0,11819 H
$[LM_Q]$ - Indutância de Magnetização-eixoq	0,11819 H
$[f]$ - frequência	60 Hz
$[P]$ - número de polos	4
$[N]$ - rotação nominal	1764 RPM
$[T]$ - torque	38000 N.m

As cargas tipo impedância constante foram distribuídas em cinco blocos cujos dados e parâmetros estão registrados na tabela 10.5 para cargas trifásicas ligadas em Y.

Tabela 10.4 - Parâmetros e Dados das Cargas Representadas por Impedância Constante

Dados e Parâmetros	Carga1	Carga2	Carga3	Carga4	Carga5
$[S_n]$ - Potência Nominal	0,5 MVA	6 MVA	3 MVA	6 MVA	12 MVA
$[v_n]$ - Tensão Nominal	13,8 kV	13,8 kV	13,8 kV	13,8 kV	13,8 kV
$[f]$ - Frequência	60 Hz	60 Hz	60 Hz	60 Hz	60 Hz
$[r_c]$ - Resistência	116,8	29,2	58,4	29,2	14,6
$[x_L]$ - Reatância Indutiva	49,7 Ω	12,4 Ω	24,9 Ω	12,4 Ω	6,2 Ω

Anexo 4 - PARÂMETROS DAS MÁQUINAS SÍNCRONAS

Os dados e parâmetros das máquinas síncronas estão expostos na tabela 10.6 para gerador 1 e 2.

Tabela 10.5 - Dados e Parâmetros das Máquinas Síncronas

Dados e Parâmetros	Gerador 1	Gerador 2
$[S_n]$ - Potência Nominal	10 MVA	20 MVA
$[v_n]$ - Tensão Nominal	13,8 kV	13,8 kV
$[f]$ - Frequência	60 Hz	60 Hz
$[P]$ - Número de Polos	4	4
$[r_a]$ - Resistência da armadura	0,00075 pu	0,00224 pu
$[x_l]$ - Reatância de Dispersão da Armadura	0,043 pu	0,094 pu
$[x_d]$ - Reatância Síncrona de Eixo Direto	0,951 pu	0,942 pu
$[x_q]$ - Reatância Síncrona de Eixo Quadratura	0,504 pu	0,504 pu
$[x'_d]$ - Reatância Transitória de Eixo Direto	0,141 pu	0,157 pu
$[x'_q]$ - Reatância Transitória de Eixo Quadratura	0,238 pu	0,201 pu
$[x''_d]$ - Reatância Subtransitória de Eixo Direto	0,117 pu	0,117 pu
$[x''_q]$ - Reatância Subtransitória de Eixo Quadratura	0,132 pu	0,132 pu
$[x_0]$ - Reatância de Sequência Zero	0,098 pu	0,098 pu
$[\tau'_d]$ - Constante de Tempo Transitória Eixo Direto	3,34 s	7,167 s
$[\tau'_q]$ - Constante de Tempo Transitória quadratura	0,44 s	0,054 s
$[\tau''_d]$ - Constante de Tempo Subtransitória Direto	0,027 s	0,014 s
$[\tau''_q]$ - Constante de Tempo Subtransitória quadratura	0,04 s	0,0054 s
$[M]$ - Momento de inércia	5063,8 kg.m ²	4052,6 kg.m ²

Anexo 5 - PARÂMETROS DO REGULADOR DE VELOCIDADE

Os parâmetros utilizados para os reguladores de velocidade estão arrolados na tabela 10.7. Os governadores de velocidade podem operar em dois diversificados modos: (a) em droop, com a regulação de 0,05; (b) isócrona, com a regulação do gerador 2 modificada para 0,005 para simulação da operação isolada do sistema elétrico industrial.

Tabela 10.6- Parâmetros e Dados dos Controladores de Velocidade

Parâmetros e dados	GOV 1	GOV 2
$[K_{fb}]$ - Ganho do flyballs	0,5	0,5
$[R]$ - Regulação	0,05	0,005
$[T_{fb}]$ - Constante de tempo do flyballs	0,2 s	0,2 s
$[T_1]$ - Constante de tempo	0,3 s	0,3 s
$[T_2]$ - Constante de tempo	1 s	1 s
$[T_3]$ - Constante de tempo	1 s	1 s
$[T_4]$ - Constante de tempo	0	0
$[T_5]$ - Constante de tempo	0,3 s	0,3 s
$[P_{ref}]$ - Potência de referência	1,0 pu	1,0 pu
$[P_{max}]$ - Potência máxima	1,5 pu	1,5 pu

Anexo 6 - PARÂMETROS DO REGULADOR DE EXCITAÇÃO

Os parâmetros utilizados para o sistema de excitação das máquinas síncronas estão indicados na tabela 10.8. O sistema de excitação podem operar em dois modos distintos: (a) regulador de fator de potência/reativos; (b) regulador de tensão. Operando como regulador de tensão, o sinal de tensão de referência é ajustado em um valor constante em 1 pu. Entretanto, operando no modo controlador de fator de potência, o sinal de tensão de referência é calculado a cada instante a partir dos valores da tensão nos terminais da máquina, do fator de potência desejado e da potência ativa fornecida.

Tabela 10.7 - Parâmetros e Dados dos Controladores do Sistema de Excitação

Parâmetros e Dados	AVR 1	AVR 2
[K_r] - Ganho de filtro de entrada	0,5	0,5
[K_a] - Ganho de amplificação	400	400
[K_f] - Ganho do ramo de estabilização	0,5	0,5
[K_e] - Ganho do circuito da excitatriz	1,0	1,0
[T_r] - Constante de tempo do filtro de entrada	0,5 s	0,5 s
[T_a] - Constante de tempo de amplificação	0,02 s	0,02 s
[T_f] - Constante de tempo do ramo de estabilização	1,0 s	1,0 s
[T_e] - Constante de tempo da excitatriz	0,8 s	0,8 s
[V_{ref}] - Tensão de referência	Calculada	1,0 pu
[V_{max}] - Tensão máxima de saída do regulador de tensão	6,6 pu	6,6 pu
[V_{min}] - Tensão mínima de saída do regulador de tensão	0,1 pu	0,1 pu
[E_{max}] - Tensão máxima de saída da excitatriz	6,6 pu	6,6 pu
[E_{min}] - Tensão mínima de saída da excitatriz	0	0
[V_t] - Tensão na barra do sistema elétrico industrial	Calculada	Calculada

Anexo 7 - SUBROTINA MODEL PARA O CÁLCULO DA TANGENTE DO ÂNGULO DE CARGA

```

MODEL tange
COMMENT-----
tangente do ângulo de carga
ENDCOMMENT
INPUT
  vrms  -- tensão eficaz média no barramento do gerador [A]
  p     -- potência ativa média por fase [W]
  qlin  -- potência ativa média por fase [VAr]
OUTPUT
  tgd
DATA
  xint  -- reatância de conexão do gerador ao sistema elétrico interligado
  f     -- frequência [Hz]
VAR
  tgd  --  $p/(q_{lin}+(v_{rms}*v_{rms}/x_{int}))$ 
  period -- 1/f
  timestep min: 1E-4
INIT
  tgd:=0.1
  period:=recip(f)
ENDINIT
EXEC
  IF t<period THEN
    tgd:=0.1
  ENDIF
  IF t>=period THEN
    tgd:=( $p/(q_{lin}+(v_{rms}*v_{rms}/x_{int}))$ )
  ENDIF
ENDEXEC
ENDMODEL

```

Anexo 8 - SUBROTINA MODEL PARA O CÁLCULO DA TENSÃO DE REFERÊNCIA DO REGULADOR DE FATOR DE POTÊNCIA

```

MODEL vrefpn
COMMENT-----
    Tensão de referência [V]
Potência Aparente [VA]
    Potência Ativa [W]
    Potência Reativa [VAr]
    Fator de Potência [adimensional]
-----ENDCOMMENT
INPUT
    va -- sinal de tensão da fase a [V]
    vb -- sinal de tensão da fase b [V]
    vc -- sinal de tensão da fase c [V]
    ia-- sinal de corrente da fase a [A]
    ib-- sinal de corrente da fase b [A]
    ic-- sinal de corrente da fase c [A]
    tgd-- tangente do ângulo de carga
OUTPUT
    vrms
    p
    qlin
    vref
DATA
    f-- frequência [Hz]
    fp-- fator de potência desejado
    xint-- reatância de conexão do gerador ao sistema elétrico interligado
VAR
    fi----- ângulo do fator de potência
    va2----- va*va
    vb2----- vb*vb
    vc2----- vc*vc
    ia2----- ia*ia
    ib2----- ib*ib
    ic2          -- ic*ic
    vaia          -- va*ia
    vbib          -- vb*ib
    vcic          -- vc*ic
    iva2          -- integral(va2)

```



```

ivb2          -- integral(vb2)
ivc2          -- integral(vc2)
iia2          -- integral(ia2)
iib2          -- integral(ib2)
iic2          -- integral(ic2)
ivaia        -- integral(vaia)
ivbib        -- integral(vbib)
ivcic        -- integral(vcic)
varms -- tensão eficaz da fase a [V]
vbrms -- tensão eficaz da fase b [V]
vcrms -- tensão eficaz da fase c [V]
vrms -- tensão eficaz média [V]
vrms2 -- tensão eficaz média ao quadrado [V]2
iarms -- corrente eficaz da fase a [A]
ibrms -- corrente eficaz da fase b [A]
icrms -- corrente eficaz da fase c [A]
period       -- 1/f
sa           -- potência aparente na fase a [VA]
sb           -- potência aparente na fase b [VA]
sc           -- potência aparente na fase c [VA]
s -- potência aparente média [VA]
pa           -- potência ativa na fase a [W]
pb           -- potência ativa na fase b [W]
pc           -- potência ativa na fase c [W]
p -- potência ativa média [W]
qlina       -- potência reativa para manter fator de potência constante na fase a [VAr]
qlinb       -- potência reativa para manter fator de potência constante na fase b [VAr]
qlinc       -- potência reativa para manter fator de potência constante na fase c [VAr]
qlin -- potência reativa média para manter fator de potência constante [VAr]
ta           -- tempo para geração de uma função dente de serra
pamed       -- potência média na fase a
pbmed       -- potência média na fase b
pcmed       -- potência média na fase c
pmed -- potência média entre as três fases
vref        -- tensão de referência para o controlador
timestep min : 1E-4
DELAY
CELLS(iva2):1/f/timestep+ 1
CELLS(ivb2):1/f/timestep+ 1
CELLS(ivc2):1/f/timestep+ 1
CELLS(iia2):1/f/timestep+ 1
CELLS(iib2):1/f/timestep+ 1
CELLS(iic2):1/f/timestep+ 1
CELLS(ivaia):1/f/timestep+ 1
CELLS(ivbib):1/f/timestep+ 1
CELLS(ivcic):1/f/timestep+ 1
INIT
fi:=0
sa:=0
sb:=0

```

sc:=0
s:=0
pa:=0
pb:=0
pc:=0
p:=0
qlina:=0
qlinb:=0
qlinc:=0
qlin:=0
pamed:=0
pbmed:=0
pcmed:=0
pmed:=0
vref:=1
ta:=0
integral(va2):=0
integral(vb2):=0
integral(vc2):=0
integral(ia2):=0
integral(ib2):=0
integral(ic2):=0
integral(vaia):=0
integral(vbib):=0
integral(vcic):=0
histdef(iva2):=0
histdef(ivb2):=0
histdef(ivc2):=0
histdef(iaa2):=0
histdef(ibb2):=0
histdef(iic2):=0
histdef(ivaia):=0
histdef(ivbib):=0
histdef(ivcic):=0
histdef(varms):=0
histdef(vbrms):=0
histdef(vcrms):=0
histdef(vrms):=0
histdef(vrms2):=0
histdef(iarms):=0
histdef(ibrms):=0
histdef(icrms):=0
histdef(sa):=0
histdef(sb):=0
histdef(sc):=0
histdef(s):=0
histdef(pa):=0
histdef(pb):=0
histdef(pc):=0
histdef(p):=0

```

histdef(qlina):=0
histdef(qlinb):=0
histdef(qlinc):=0
histdef(qlin):=0
histdef(pamed):=0
histdef(pbmed):=0
histdef(pcmed):=0
histdef(pmed):=0
histdef(vref):=1
histdef(fi):=0
period:=recip(f)
ENDINIT
EXEC
ta:=ta+timestep
va2:=va*va
vb2:=vb*vb
vc2:=vc*vc
ia2:=ia*ia
ib2:=ib*ib
ic2:=ic*ic
vaia:=va*ia
vbib:=vb*ib
vcic:=vc*ic
iva2:=integral(va2)
ivb2:=integral(vb2)
ivc2:=integral(vc2)
iia2:=integral(ia2)
iib2:=integral(ib2)
iic2:=integral(ic2)
ivaia:=integral(vaia)
ivbib:=integral(vbib)
ivcic:=integral(vcic)
IF T < period THEN
varms:=1
vbrms:=1
vcrms:=1
vrms:=1
iarms:=1
ibrms:=1
icrms:=1
p:=1
qlin:=1
s:=1
ENDIF
IF t>=period THEN
varms:=sqrt((abs(iva2-delay(iva2,period)))/period)
vbrms:=sqrt((abs(ivb2-delay(ivb2,period)))/period)
vcrms:=sqrt((abs(ivc2-delay(ivc2,period)))/period)
iarms:=sqrt((abs(iia2-delay(iia2,period)))/period)
ibrms:=sqrt((abs(iib2-delay(iib2,period)))/period)

```

```

        icrms:=sqrt((abs(iic2-delay(iic2,period)))/period)
vrms:=(varms+vbrms+vcrms)/3
vrms2:=vrms*vrms
sa:=varms*iarms
sb:=vbrms*ibrms
sc:=vcrms*icrms
s:=(sa+sb+sc)/3
IF ta>=period THEN
    pamed:=((ivaia-delay(ivaia,period))/period)
    pbmed:=((ivbib-delay(ivbib,period))/period)
    pcmed:=((ivcic-delay(ivcic,period))/period)
pmed:=(pamed+pbmed+pcmed)/3
    p:=pmed
IF p>s THEN
p:=s
ENDIF
fi:=acos(fp)
qlin:=(p*tan(fi))
vref:=sqrt(abs(xint*(p-tgd*qlin)/tgd))
ENDIF
ENDIF
ENDEXEC
ENDMODEL

```

Anexo 9 - ALGORÍTMO COMPLETO IMPLEMENTADO NO ATP

```

BEGIN NEW DATA CASE
C -----
C Generated by ATPDRAW outubro, terça-feira 15, 2013
C A Bonneville Power Administration program
C Programmed by H. K. Høidalen at SEfAS - NORWAY 1994-2003
C -----
POWER FREQUENCY 60.
ALLOW EVEN PLOT FREQUENCY
C dT >< Tmax >< Xopt >< Copt >
.0001 50. 60. 60.
500 10 1 0 1 0 0 1 0
TACS HYBRID
/MODELS
MODELS
/TACS
98VT01PU = VRMSG1 / VTNOM1
1XX1614 -XX3550 +VGM01E 1.
1.
1. .8
11XX0703 1. 100.
1VGM01E +XX3860 400. XX3958VMAX01
1.
1. .02
11VTNOM1 7967.43372 100.
11VMAX01 6.6 100.
1XX2162 +XX1614 1.
.5
1. 1.
11XX0753 1. 100.
98chavC2 = .NOT. (XX3648 .OR. XX3654)
90VRMSG1 100.
1VFQ01 +VT01PU 1.
1.
1. .5
98XX023160+UNITY +UNITY +ZERO XX0744XX0749
98XX2606 = .NOT. XX2212
98VT02PU = VRMSG2 / VTNOM2
1XX1620 -XX3534 +VGM02E 1.
1.
1. .8
1VGM02E +XX2292 400. XX4000VMAX02
1.

```

1. .02
11VMAX02 6.6 100.
1XX2272 +XX1620 1.
.5
1. 1.
11VTNOM2 7967.43372 100.
90VRMSG2 100.
1VFQ02 +VT02PU 1.
1.
1. .5
1PFB01 +XX2344 .5
1.
1. .2
1C201 +C101 1.
1. 1.
1. 1.
1XX1893 +PREF01 +C201 1.
1.
1. .1
98DESV01 = WREF01 - WMEC01
90VTPR2A 100.
90VTPR1B 100.
1XX1626 +PREF02 +GOV 1.
1.
1. .1
1AGOV1 +XX2334 1.
1. 1.
1. 1.
1XX2332 +XX1970 20.
1.
1. .3
11XX1911 1. 100.
98XX2342 = .NOT. (XX2958 .OR. XX2960)
98XX2978 =XX2958 .OR. XX2960
1C101 +PFB01 20.
1.
1. .3
1XX1964 +XX3810 .5
1.
1. .2
98DESV02 = WREF01 - WMEC02
98WMEC01 = XX1636 / WS02
98WMEC02 = XX1935 / WS02
11XX0407 188.495559 100.
90VTPR1A 100.
90VTPR1C 100.
90VTPR2B 100.
90VTPR2C 100.
90VREFP1 100.
90VREFP2 100.

98XX046160+UNITY +UNITY +ZERO XX0715XX0909
91IBG1 100.
91ICG1 100.
91IAG1 100.
98XX0476 =IAG1
98XX0482 =IBG1
98XX0488 =ICG1
98XX0494 =IAG2
98XX0500 =IBG2
98XX0506 =ICG2
91ICG2 100.
91IBG2 100.
98XX3378 = .NOT. XX2722
90REF01 100.
91IAG2 100.
98XX053060+UNITY +UNITY +ZERO XX0715XX2538
98XX053660+UNITY +UNITY +ZERO XX0715XX2552
98XX284460+UNITY +UNITY +ZERO XX0715XX2560
11XX2496 .6 100.
11XX0614 .8 100.
11XX2596 .7 100.
90REF02 100.
98XX223460+UNITY +UNITY +ZERO IRMSG3XX0737
11XX0587 .1 100.
98XX0642 =IAG3
98XX0648 =IBG3
90XX0655 100.
91ICG3 100.
91IAG3 100.
91IBG3 100.
90IRMSG3 100.
98XX0679 = TREFP2 / VF2
11XX0681 7967.4337 100.
98XX0686 = TREFP1 / VF1
11XX0687 7967.43372 100.
90VF1 100.
90XX0715 100.
90XX2552 100.
90XX2538 100.
11XX2540 .5 100.
90XX2560 100.
90XX0737 100.
90XX0744 100.
90XX0749 100.
90VF2 100.
11XX0776 .8 100.
90PREF01 100.
98XX078460+UNITY +UNITY +ZERO IRMSG2XX0819
11XX0783 .1 100.
98XX0791 =IAG2

98XX0797 =IBG2
90XX0804 100.
90IRMSG2 100.
90XX0819 100.
98XX082560+UNITY +UNITY +ZERO IRMSG1XX0860
11XX0824 .1 100.
98XX0832 =IAG1
98XX0838 =IBG1
90XX0845 100.
90IRMSG1 100.
90XX0860 100.
11XX0906 .8 100.
90XX0909 100.
98XX295860+UNITY +UNITY +ZERO IRMS10XX0955
11XX0918 .1 100.
98XX0926 =IAC15
90XX0940 100.
98XX0942 =IBC15
90IRMS10 100.
90XX0955 100.
98XX296060+UNITY +UNITY +ZERO IRMS7 XX0997
11XX0960 .1 100.
98XX0968 =IAC13
90XX0982 100.
98XX0984 =IBC13
90IRMS7 100.
90XX0997 100.
11XX1002 .8 100.
11XX1009 .8 100.
11XX1022 .8 100.
90PREF02 100.
11XX1029 .8 100.
11XX1036 .8 100.
98XX2296 =XX2958 .AND. XX2960
98XX2758 =XX3004 .AND. XX2978
98XX3004 = .NOT. XX2296
98XX108060+UNITY +UNITY +ZERO WMEC02XX1089
11XX1087 100.
90XX1089 100.
98XX306860+UNITY +UNITY +ZERO WMEC01XX1102
11XX1100 100.
90XX1102 100.
98XX3166 = .NOT. XX1080
98XX3070 = .NOT. XX3068
91ICC13 100.
91IAC13 100.
91IBC13 100.
91ICC15 100.
91IBC15 100.
91IAC15 100.

98XX115860+UNITY +UNITY +ZERO XX1174WMEC01
11XX1165 2. 100.
90XX1167 100.
11XX1172 2. 100.
90XX1174 100.
98XX117860+UNITY +UNITY +ZERO XX1167WMEC02
98XX3168 = .NOT. XX1178
98XX3060 =XX3168 .AND. XX3166
98XX3204 = .NOT. XX1158
98XX3118 =XX3204 .AND. XX3070
90XX0932 100.
90XX0974 100.
90XX1210 100.
90XX1218 100.
90XX1225 100.
98XX1229 =ICG1
90XX1236 100.
90XX1244 100.
90XX1249 100.
90XX1257 100.
90XX1264 100.
98XX1268 =ICG2
90XX1275 100.
90XX1283 100.
90XX1288 100.
90XX1296 100.
90XX1303 100.
98XX1307 =ICG3
90XX1314 100.
90XX1322 100.
90XX1331 100.
90XX1200 100.
98XX1336 =ICC15
90XX1350 100.
90XX1342 100.
90XX1363 100.
90XX1355 100.
98XX1368 =ICC13
90XX1382 100.
90XX1374 100.
92WR02 100.
92WR01 100.
2XX1528 +VREFP1 1.
12.
12. 4.8 1.
90TREFP1 100.
2XX1543 +VREFP2 1.
12.
12. 4.8 1.
90TREFP2 100.

90XX1551 100.
90XX1559 100.
90XX1567 100.
90XX1575 100.
90XX1583 100.
90XX1589 100.
90XX1595 100.
90XX3294 100.
90EFD01 100.
90EFD02 100.
90PMEC02 100.
90XX1636 100.
11XX3958 .01 100.
11XX4000 .1 100.
1XX3534 +XX1620 1.5
1.
1. 1.
1XX3550 +XX1614 1.5
1.
1. 1.
91IAF 100.
91ICF 100.
91IBF 100.
98XX167560+UNITY +UNITY +ZERO XX1707XX1711
11XX1674 200. 100.
98XX1682 =IAF
90XX1696 100.
98XX1698 =IBF
90XX1707 100.
90XX1711 100.
90XX1688 100.
90XX1729 100.
90XX1721 100.
98XX1734 =ICF
90XX1748 100.
90XX1740 100.
98XX2212 =XX3620 .OR. XX2234
98XX3620 = .NOT. XX1675
98XX2722 =XX2234 .OR. XX3620
98XX364860+UNITY +UNITY +ZERO WMEC02XX1771
11XX1767 .987 100.
90XX1771 100.
98XX365460+UNITY +UNITY +ZERO WMEC02XX1784
11XX1780 .987 100.
90XX1784 100.
98XX2518 = .NOT. (XX3666 .OR. XX3672)
98XX366660+UNITY +UNITY +ZERO WMEC02XX1800
11XX1796 .998 100.
90XX1800 100.
98XX367260+UNITY +UNITY +ZERO WMEC02XX1813

11XX1809 .998 100.
 98XX2486 = .NOT. (XX3710 .OR. XX3716)
 90XX1813 100.
 98XX371060+UNITY +UNITY +ZERO WMEC02XX1829
 11XX1825 .975 100.
 90XX1829 100.
 98XX371660+UNITY +UNITY +ZERO WMEC02XX1842
 11XX1838 .975 100.
 90XX1842 100.
 98chavC3 = .NOT. (XX3756 .OR. XX3762)
 98XX375660+UNITY +UNITY +ZERO WMEC02XX1858
 11XX1854 .97 100.
 90XX1858 100.
 98XX376260+UNITY +UNITY +ZERO WMEC02XX1871
 11XX1867 .97 100.
 90XX1871 100.
 98chavC1 = .NOT. XX0784
 1XX3810 +DESV02 1.5
 1. .7
 .7
 1XX2344 +DESV01 1.5
 1. .25
 .25
 90PMEC01 100.
 1XX3860 +REF01 -VFQ01 -XX2162 1.
 1. .05
 .05
 90WREF01 100.
 90WS02 100.
 90XX1935 100.
 1XX2292 +REF02 -VFQ02 -XX2272 1.
 1. .05
 .05
 1XX2334 +XX1957 50.
 1.
 1. .3
 90XX1957 100.
 90XX1970 100.
 98GOV = AGOV1 + AGOV2
 1AGOV2 +XX2332 1.
 1. 1.
 1. 1.
 98XX2066 = TM1 * WR01
 92TM1 100.
 98XX2070 = 1.E6 * XX2066
 98XX2073 = TM2 * WR02
 92TM2 100.
 98XX2077 = 1.E6 * XX2073
 98PM1 = 0.3333 * XX2070
 98PM2 = 0.3333 * XX2077

33VRMSG1
33EFD01
33EFD02
33PMEC02
33PREF01
33WMEC01
33WMEC02
33REF01
33REF02
33VREFP2
33IRMSG3
33IRMSG2
33IRMSG1
33IRMS7
33IRMS10
33VRMSG2
33VREFP1
33TREFP1
33TREFP2
33PMEC01
33WR02
33WR01
33REF01
33AGOV2
33GOV
33chavC1
33chavC2
33chavC3
33XX2486
33PM1
33PM2
77VT01PU 1.
77VT02PU 1.
77WMEC01 1.
77WMEC02 1.
77XX0679 1.
77XX1626 1.
77XX1893 1.
77XX1620 1.
77XX1614 1.
/MODELS
INPUT
MM0001 {v(vrms1)}
MM0002 {v(p1)}
MM0003 {v(qlin1)}
MM0004 {v(VTPR1A)}
MM0005 {v(VTPR1B)}
MM0006 {v(VTPR1C)}
MM0007 {i(XX0478)}
MM0008 {i(XX0484)}

MM0009 {i(XX0490)}
MM0010 {v(tgd1)}
MM0011 {v(XX1296)}
MM0012 {v(XX1303)}
MM0013 {v(XX1322)}
MM0014 {v(XX1257)}
MM0015 {v(XX1264)}
MM0016 {v(XX1283)}
MM0017 {v(XX1218)}
MM0018 {v(XX1225)}
MM0019 {v(XX1244)}
MM0020 {v(XX0940)}
MM0021 {v(XX1331)}
MM0022 {v(XX1350)}
MM0023 {v(VTPR2A)}
MM0024 {v(VTPR2B)}
MM0025 {v(VTPR2C)}
MM0026 {i(XX0496)}
MM0027 {i(XX0502)}
MM0028 {i(XX0508)}
MM0029 {v(tgd2)}
MM0030 {v(XX0982)}
MM0031 {v(XX1363)}
MM0032 {v(XX1382)}
MM0033 {v(vrms2)}
MM0034 {v(p2)}
MM0035 {v(qlin2)}
MM0036 {v(XX1551)}
MM0037 {v(XX1559)}
MM0038 {v(XX1567)}
MM0039 {v(XX1575)}
MM0040 {v(XX3294)}
MM0041 {v(XX1595)}
MM0042 {v(XX1589)}
MM0043 {v(XX1583)}
MM0044 {v(XX1696)}
MM0045 {v(XX1729)}
MM0046 {v(XX1748)}
M0047A {v(B13A)}
OUTPUT
XX1574
XX1550
XX1566
XX1558
XX0432
XX0668
XX0814
XX0855
XX0949
XX0202

```

XX1594
XX1582
XX1588
XX0455
XX0991
XX1601
XX0293
XX1409
XX1399
XX1404
XX1414
XX1423
XX1428
XX1433
XX1438
XX1705
MODEL tange
COMMENT-----
    tangente do ângulo de carga
ENDCOMMENT
INPUT
vrms      -- tensão eficaz média no barramento do gerador [A]
p -- potência ativa média por fase [W]
qlin -- potência ativa média por fase [VAr]
OUTPUT
tgd
DATA
xint -- reatância de conexão do gerador ao sistema elétrico interligado
f -- frequência [Hz]
VAR
tgd --  $p/(q_{lin}+(v_{rms}*v_{rms}/x_{int}))$ 
period --  $1/f$ 
timestep min: 1E-4
INIT
tgd:=0.1
period:=recip(f)
ENDINIT
EXEC
IF t<period THEN
tgd:=0.1
ENDIF
IF t>=period THEN
tgd:=( $p/(q_{lin}+(v_{rms}*v_{rms}/x_{int}))$ )
ENDIF
ENDEXEC
ENDMODEL
MODEL vrefpn
COMMENT-----
    Tensão de referência [V]
    Potência Aparente [VA]

```

Potência Ativa [W]
 Potência Reativa [VAr]
 Fator de Potência [adimensional]

-----ENDCOMMENT

INPUT

va -- sinal de tensão da fase a [V]
 vb -- sinal de tensão da fase b [V]
 vc -- sinal de tensão da fase c [V]
 ia -- sinal de corrente da fase a [A]
 ib -- sinal de corrente da fase b [A]
 ic -- sinal de corrente da fase c [A]

tgδ -- tangente do ângulo de carga

OUTPUT

vrms
 p
 qlin
 vref

DATA

f -- frequência [Hz]
 fp -- fator de potência desejado
 xint -- reatância de conexão do gerador ao sistema elétrico interligado

VAR

fi -- ângulo do fator de potência
 va2 -- va*va
 vb2 -- vb*vb
 vc2 -- vc*vc
 ia2 -- ia*ia
 ib2 -- ib*ib
 ic2 -- ic*ic
 vaia -- va*ia
 vbib -- vb*ib
 vcic -- vc*ic
 iva2 -- integral(va2)
 ivb2 -- integral(vb2)
 ivc2 -- integral(vc2)
 iia2 -- integral(ia2)
 iib2 -- integral(ib2)
 iic2 -- integral(ic2)
 ivaia -- integral(vaia)
 ivbib -- integral(vbib)
 ivcic -- integral(vcic)
 varms -- tensão eficaz da fase a [V]
 vbrms -- tensão eficaz da fase b [V]
 vcrms -- tensão eficaz da fase c [V]
 vrms -- tensão eficaz média [V]
 vrms2 -- tensão eficaz média ao quadrado [V]²
 iarms -- corrente eficaz da fase a [A]
 ibrms -- corrente eficaz da fase b [A]
 icrms -- corrente eficaz da fase c [A]
 period -- 1/f

```

sa          -- potência aparente na fase a[VA]
sb          -- potência aparente na fase b[VA]
sc          -- potência aparente na fase c[VA]
s -- potência aparente média [VA]
pa          -- potência ativa na fase a [W]
pb          -- potência ativa na fase b [W]
pc          -- potência ativa na fase c [W]
p -- potência ativa média [W]
qlina      -- potência reativa para manter fator de potência constante na fase a
[VAr]
qlinb      -- potência reativa para manter fator de potência constante na fase b
[VAr]
qlinc      -- potência reativa para manter fator de potência constante na fase c
[VAr]
qlin -- potência reativa média para manter fator de potência constante [VAr]
ta          -- tempo para geração de uma função dente de serra
pamed      -- potência média na fase a
pbmed      -- potência média na fase b
pcmed      -- potência média na fase c
pmed -- potência média entre as três fases
vref       -- tensão de referência para o controlador
timestep min : 1E-4
DELAY
CELLS(iva2):1/f/timestep+ 1
CELLS(ivb2):1/f/timestep+ 1
CELLS(ivc2):1/f/timestep+ 1
CELLS(iaa2):1/f/timestep+ 1
CELLS(iib2):1/f/timestep+ 1
CELLS(iic2):1/f/timestep+ 1
CELLS(ivaia):1/f/timestep+ 1
CELLS(ivbib):1/f/timestep+ 1
CELLS(ivcic):1/f/timestep+ 1
INIT
fi:=0
sa:=0
sb:=0
sc:=0
s:=0
pa:=0
pb:=0
pc:=0
p:=0
qlina:=0
qlinb:=0
qlinc:=0
qlin:=0
pamed:=0
pbmed:=0
pcmed:=0
pmed:=0

```



```
vref:=1
ta:=0
integral(va2):=0
integral(vb2):=0
integral(vc2):=0
integral(ia2):=0
integral(ib2):=0
integral(ic2):=0
integral(vaia):=0
integral(vbib):=0
integral(vcic):=0
histdef(iva2):=0
histdef(ivb2):=0
histdef(ivc2):=0
histdef(iaa2):=0
histdef(iib2):=0
histdef(iic2):=0
histdef(ivaia):=0
histdef(ivbib):=0
histdef(ivcic):=0
histdef(varms):=0
histdef(vbrms):=0
histdef(vcrms):=0
histdef(vrms):=0
histdef(vrms2):=0
histdef(iarms):=0
histdef(ibrms):=0
histdef(icrms):=0
histdef(sa):=0
histdef(sb):=0
histdef(sc):=0
histdef(s):=0
histdef(pa):=0
histdef(pb):=0
histdef(pc):=0
histdef(p):=0
histdef(qlina):=0
histdef(qlinb):=0
histdef(qlinc):=0
histdef(qlin):=0
histdef(pamed):=0
histdef(pbmed):=0
histdef(pcmed):=0
histdef(pmed):=0
histdef(vref):=1
histdef(fi):=0
period:=recip(f)
ENDINIT
EXEC
ta:=ta+timestep
```

```

va2:=va*va
vb2:=vb*vb
vc2:=vc*vc
ia2:=ia*ia
ib2:=ib*ib
ic2:=ic*ic
vaia:=va*ia
vbib:=vb*ib
vcic:=vc*ic
iva2:=integral(va2)
ivb2:=integral(vb2)
ivc2:=integral(vc2)
iia2:=integral(ia2)
iib2:=integral(ib2)
iic2:=integral(ic2)
ivaia:=integral(vaia)
ivbib:=integral(vbib)
ivcic:=integral(vcic)
IF T < period THEN
varms:=400
vbrms:=400
vcrms:=400
vrms:=400
iarms:=400
ibrms:=400
icrms:=400
p:=400
qlin:=400
s:=410
ENDIF
    IF t>=period THEN
        varms:=sqrt((abs(iva2-delay(iva2,period)))/period)
        vbrms:=sqrt((abs(ivb2-delay(ivb2,period)))/period)
        vcrms:=sqrt((abs(ivc2-delay(ivc2,period)))/period)
        iarms:=sqrt((abs(iia2-delay(iia2,period)))/period)
        ibrms:=sqrt((abs(iib2-delay(iib2,period)))/period)
        icrms:=sqrt((abs(iic2-delay(iic2,period)))/period)
vrms:=(varms+vbrms+vcrms)/3
vrms2:=vrms*vrms
sa:=varms*iarms
sb:=vbrms*ibrms
sc:=vcrms*icrms
s:=(sa+sb+sc)/3
IF ta>=period THEN
    pamed:=(ivaia-delay(ivaia,period))/period
    pbmed:=(ivbib-delay(ivbib,period))/period
    pcmed:=(ivcic-delay(ivcic,period))/period
pmed:=(pamed+pbmed+pcmed)/3
-- IF pmed <= 1E-1 THEN
-- pmed:=0.1

```

```

--      ENDIF
--      ta:=0
-- integral(vaia):=0
-- integral(vbib):=0
-- integral(vcic):=0
      p:=pmed
IF p>s THEN
p:=s
ENDIF
fi:=acos(fp)
qlin:=(p*tan(fi))
vref:=sqrt(abs(xint*(p-tgd*qlin)/tgd))
ENDIF
ENDIF
ENDEXEC
ENDMODEL
MODEL rms_abc
COMMENT-----
      Tensao de fase média do gerador - barramento [V]
-----ENDCOMMENT

INPUT
va      -- sinal de tensão fase a [V]
vb -- sinal de tensão fase b [V]
vc -- sinal de tensão fase c [V]
OUTPUT
vrms
DATA
f      -- frequência [Hz]
vnon -- tensão nominal
VAR
va2      -- va*va
vb2      -- vb*vb
vc2      -- vc*vc
iva2     -- integral(va2)
ivb2     -- integral(vb2)
ivc2     -- integral(vc2)
varms    -- tensão rms fase a [V]
vbrms    -- tensão rms fase b [V]
vcrms    -- tensão rms fase c [V]
period   -- 1/f
vrms -- ((varms+vbrms+vcrms)/3) valor médio do sinal de tensão
timestep min : 1E-4
DELAY CELLS(iva2):1/f/timestep+ 1
DELAY CELLS(ivb2):1/f/timestep+ 1
DELAY CELLS(ivc2):1/f/timestep+ 1
INIT
integral(va2):=0
integral(vb2):=0
integral(vc2):=0
histdef(iva2):=0

```

```

histdef(ivb2):=0
histdef(ivc2):=0
histdef(varms):=0
histdef(vbrms):=0
histdef(vcrms):=0
histdef(vrms):=0
period:=recip(f)
ENDINIT
EXEC
va2:=va*va
vb2:=vb*vb
vc2:=vc*vc
iva2:=integral(va2)
ivb2:=integral(vb2)
ivc2:=integral(vc2)
IF t < period THEN
varms:=vnon
vbrms:=vnon
vcrms:=vnon
vrms:=vnon
ENDIF
    IF t >= period THEN
        varms:=sqrt((iva2-delay(iva2,period))/period)
vbrms:=sqrt((ivb2-delay(ivb2,period))/period)
vcrms:=sqrt((ivc2-delay(ivc2,period))/period)
vrms:=((varms+vbrms+vcrms)/3)
    ENDIF
ENDEXEC
ENDMODEL
MODEL rms_a
COMMENT-----
    Medidor de tensao [V]
-----ENDCOMMENT
INPUT v                -- sinal de tensão [V]
OUTPUT vrms
DATA freq              -- frequência [Hz]
VAR v2                 -- v*v
iv2                    -- integral(v*v)
vrms                   -- tensão rms [V]
period                 -- 1/freq
timestep min: 1E-4
DELAY CELLS(iv2):1/freq/timestep+ 1
INIT
integral(v2):=0
period:=recip(freq)
histdef(iv2):=0
histdef(vrms):=0
ENDINIT
EXEC
v2:=v*v

```

```

iv2:=integral(v2)
IF T < period THEN
vrms:=1
ENDIF
    IF t >= period THEN
        vrms:=sqrt((iv2-delay(iv2,period))/period)
    ENDIF
ENDEXEC
ENDMODEL
MODEL fasimet
    COMMENT -- comentários
    medidor de angulo de fase de barramento
    ENDCOMMENT
    INPUT-- grandezas de entrada
    vin    -- Tensão no nó no qual o medidor está conectado (fase terra ATP) [V]
    -- i    -- corrente no nó ( este nó deve pertencer a uma chave) [A].
    -- OUTPUT -- Grandezas de saída para serem utilizadas na rede do ATP
    DATA -- dados de entrada
    FREQ {DFLT:60}
teta {dflt:0}
    -- CONST -- constantes utilizadas no modelo
    VAR -- variáveis do programa
    vref
    wo
    w1
    vbus
    Ybus
    vbus1
    amp
    fase
    angfas
    ifase
    ciclo
    FI
    --TIMESTEP -- passo de integração da models
        -- não especificado TIMESTEP = DELTAT
    DELAY
    CELLS(ifase):1/freq/timestep +1
    -- FUNCTION      -- funções utilizadas no modelo
    -- HISTORY  -- histórico das variáveis
    INIT -- condições iniciais das variáveis;
    vref:=0
    wo:=0
    w1:=0
    vbus:=0
    Ybus:=0
    vbus1:=0
    amp:=0
    fase:=0
    angfas:=0

```

```

ifase:=0
integral(fase):=0
histdef(ifase):=0
histdef(integral(fase)):=0
ciclo:=recip(freq)
FI:=0
ENDINIT
EXEC -- execução do programa
vref:= cos(2*pi*freq*t-teta*pi/180)
vbus:=vin
if t>2*timestep then
Ybus:=(Vbus-prevval(vbus))/(timestep*2*pi*freq)
Amp:=sqrt(vbus*vbus+Ybus*Ybus)
vbus1:= Vbus/amp
    if vbus1>1 then
        vbus1:=1
    endif
    if vbus1<-1 then
        vbus1:=-1
    endif
wo:=acos(vref)
w1:=acos(vbus1)
fase:=prevval(fase)
-- if w1<=pi and w1>=0.0 then
    if w1-prevval(w1)>0 and wo-prevval(wo)>0 then
        fase:=w1-wo
    endif
    if w1-prevval(w1)<0 and wo-prevval(wo)<0 then
        fase:=wo-w1
    endif
    if w1-prevval(w1)<0 and wo-prevval(wo)>0 then
        fase:=prevval(fase)
    endif
    if w1-prevval(w1)>0 and wo-prevval(wo)<0 then
        fase:= prevval(fase)
    endif
-- endif
ifase:=integral(fase)
FI:=(ifase-delay(ifase,ciclo))/ciclo
angfas:=FI*180/pi
endif
ENDEXEC
ENDMODEL
RECORD -- variáveis de saída não disponíveis ao ATP
fasimet.angfas as angfas
-- fasimet.wo as wo
-- fasimet.w1 as w1
-- fasimet.FI as FI
-- fasimet.fase as fase
USE tange AS tange

```

```
INPUT
vrms:= MM0001
p:= MM0002
qlin:= MM0003
DATA
xint:= 0.11142
f:= 60.
OUTPUT
XX1574:=tgd
ENDUSE
USE vrefpn AS vrefpn
INPUT
va:= MM0004
vb:= MM0005
vc:= MM0006
ia:= MM0007
ib:= MM0008
ic:= MM0009
tgd:= MM0010
DATA
f:= 60.
fp:= 1.
xint:= 0.11142
OUTPUT
XX1550:=vrms
XX1566:=p
XX1558:=qlin
XX0432:=vref
ENDUSE
USE rms_abc AS rms_abc
INPUT
va:= MM0011
vb:= MM0012
vc:= MM0013
DATA
f:= 60.
vnon:= 230.
OUTPUT
XX0668:=vrms
ENDUSE
USE rms_abc AS rms_abc
INPUT
va:= MM0014
vb:= MM0015
vc:= MM0016
DATA
f:= 60.
vnon:= 300.
OUTPUT
XX0814:=vrms
```

```
ENDUSE
USE rms_abc AS rms_abc
INPUT
va:= MM0017
vb:= MM0018
vc:= MM0019
DATA
f:= 60.
vnon:= 150.
OUTPUT
XX0855:=vrms
ENDUSE
USE rms_abc AS rms_abc
INPUT
va:= MM0020
vb:= MM0021
vc:= MM0022
DATA
f:= 60.
vnon:= 606.98
OUTPUT
XX0949:=vrms
ENDUSE
USE rms_abc AS rms_abc
INPUT
va:= MM0004
vb:= MM0005
vc:= MM0006
DATA
f:= 60.
vnon:= 7967.434
OUTPUT
XX0202:=vrms
ENDUSE
USE vrefpn AS vrefpn
INPUT
va:= MM0023
vb:= MM0024
vc:= MM0025
ia:= MM0026
ib:= MM0027
ic:= MM0028
tgd:= MM0029
DATA
f:= 60.
fp:= 1.
xint:= 0.03714
OUTPUT
XX1594:=vrms
XX1582:=p
```



```
XX1588:=qlin
XX0455:=vref
ENDUSE
USE rms_abc AS rms_abc
INPUT
va:= MM0030
vb:= MM0031
vc:= MM0032
DATA
f:= 60.
vnon:= 514.1
OUTPUT
XX0991:=vrms
ENDUSE
USE tange AS tange
INPUT
vrms:= MM0033
p:= MM0034
qlin:= MM0035
DATA
xint:= 0.03714
f:= 60.
OUTPUT
XX1601:=tgd
ENDUSE
USE rms_abc AS rms_abc
INPUT
va:= MM0023
vb:= MM0024
vc:= MM0025
DATA
f:= 60.
vnon:= 7967.434
OUTPUT
XX0293:=vrms
ENDUSE
USE rms_a AS rms_a
INPUT
v:= MM0036
DATA
freq:= 60.
OUTPUT
XX1409:=vrms
ENDUSE
USE rms_a AS rms_a
INPUT
v:= MM0037
DATA
freq:= 60.
OUTPUT
```

```
XX1399:=vrms
ENDUSE
USE rms_a AS rms_a
INPUT
v:= MM0038
DATA
freq:= 60.
OUTPUT
XX1404:=vrms
ENDUSE
USE rms_a AS rms_a
INPUT
v:= MM0039
DATA
freq:= 60.
OUTPUT
XX1414:=vrms
ENDUSE
USE rms_a AS rms_a
INPUT
v:= MM0040
DATA
freq:= 60.
OUTPUT
XX1423:=vrms
ENDUSE
USE rms_a AS rms_a
INPUT
v:= MM0041
DATA
freq:= 60.
OUTPUT
XX1428:=vrms
ENDUSE
USE rms_a AS rms_a
INPUT
v:= MM0042
DATA
freq:= 60.
OUTPUT
XX1433:=vrms
ENDUSE
USE rms_a AS rms_a
INPUT
v:= MM0043
DATA
freq:= 60.
OUTPUT
XX1438:=vrms
ENDUSE
```

```

USE rms_abc AS rms_abc
INPUT
va:= MM0044
vb:= MM0045
vc:= MM0046
DATA
f:= 60.
vnon:= 606.98
OUTPUT
XX1705:=vrms
ENDUSE
USE fasimet AS fasimet
INPUT
vin:= M0047A
DATA
FREQ:= 60.
ENDUSE
ENDMODELS
C 1 2 3 4 5 6 7 8
C
34567890123456789012345678901234567890123456789012345678901234567
890
/BRANCH
C < n 1>< n 2><ref1><ref2>< R >< L >< C >
C < n 1>< n 2><ref1><ref2>< R >< A >< B ><Leng><><>0
B40AA B40BA 5. .1 0
B40AB B40BB 5. .1 0
B40AC B40BC 5. .1 0
TRANSFORMER X0090A 1.E6 3
9999
1B17A B17C 2.742352.1051.38E5
2B16A .00914 .17377967.4
TRANSFORMER X0090A X0090B
1B17B B17A
2B16B
TRANSFORMER X0090A X0090C
1B17C B17B
2B16C
B22A B23A .23234.30851 0
B22B B23B .23234.30851 0
B22C B23C .23234.30851 0
BC10A 21.99.3275 3
BC10B 21.99.3275 3
BC10C 21.99.3275 3
B1A B2A .03189.01487 0
B1B B2B .03189.01487 0
B1C B2C .03189.01487 0
B3A B4A .02647.03714 0
B3B B4B .02647.03714 0
B3C B4C .02647.03714 0

```

B6A B5A .06418.05009 0
B6B B5B .06418.05009 0
B6C B5C .06418.05009 0
B8A B7A .06418.05009 0
B8B B7B .06418.05009 0
B8C B7C .06418.05009 0
B10A B9A .06361.05104 0
B10B B9B .06361.05104 0
B10C B9C .06361.05104 0
B12A B11A .02952.03401 0
B12B B11B .02952.03401 0
B12C B11C .02952.03401 0
TRANSFORMER X0132A 1.E6 3
9999
1B15A B15C 2.742452.1051.38E5
2B14A .00914 .17377967.4
TRANSFORMER X0132A X0132B
1B15B B15A
2B14B
TRANSFORMER X0132A X0132C
1B15C B15B
2B14C
TRANSFORMER X0145A 1.E6 3
9999
1B21A B21C 2.742452.1051.38E5
2B22A .00914 .17377967.4
TRANSFORMER X0145A X0145B
1B21B B21A
2B22B
TRANSFORMER X0145A X0145C
1B21C B21B
2B22C
XX0202VRMSG1 1.E-5 0
VTPR1A 1.E3 0
XX0202 1.E3 0
VTPR1CB1C 1.E-5 0
XX3108VTPR1C 1.E-5 0
XX3104VTPR1B 1.E-5 0
VTPR1BB1B 1.E-5 0
VTPR1AB1A 1.E-5 0
XX2168VTPR1A 1.E-5 0
VTPR2CB3C 1.E-5 0
XX3076VTPR2C 1.E-5 0
XX3092VTPR2B 1.E-5 0
VTPR2BB3B 1.E-5 0
VTPR2AB3A 1.E-5 0
XX3080VTPR2A 1.E-5 0
XX0293VRMSG2 1.E-5 0
VTPR2A 1.E3 0
XX0293 1.E3 2

VTPR1B 1.E3 0
VTPR1C 1.E3 0
VTPR2C 1.E3 0
VTPR2B 1.E3 0
VTPR1A 1.E3 0
VTPR1B 1.E3 0
VTPR1C 1.E3 0
XX0432VREFP1 1.E-5 0
XX0432 1.E3 0
VTPR2A 1.E3 0
VTPR2B 1.E3 0
VTPR2C 1.E3 0
XX0455VREFP2 1.E-5 0
XX0455 1.E3 0
XX0478 1. 0
XX0484 1. 0
XX0490 1. 0
XX0496 1. 0
XX0502 1. 0
XX0508 1. 0
XX2500B23B2C 1.E-5 0
XX2112IBC15 1.E-5 0
XX2156IAC15 1.E-5 0
XX0548ICC15 1.E-5 0
X0069CXX2110 1.E-5 0
X0069AXX2152 1.E-5 0
X0069BXX2150 1.E-5 0
XX2482IAC13 1.E-5 0
XX0567ICC13 1.E-5 0
XX2314IBC13 1.E-5 0
X0033CXX0572 1.E-5 0
X0033AXX2850 1.E-5 0
X0033BXX2484 1.E-5 0
XX0587 1.E3 0
XX2508B23B2A 1.E-5 0
XX2502B23B2B 1.E-5 0
BC10C XX0593 1.E-5 0
BC10A XX2506 1.E-5 0
BC10B XX2504 1.E-5 0
XX2634B40BC 1.E-5 0
XX2640B40BB 1.E-5 0
XX2642B40BA 1.E-5 0
B19AC IAG3 1.E-5 0
B19AB IBG3 1.E-5 0
B19AA ICG3 1.E-5 0
XX0644 1.001 0
XX0650 1.001 0
XX0650XX0655 1.E-5 0
XX0655 1.E3 0
XX0668IRMSG3 1.E-5 0

XX0668 1.E3 0
B19AA B19A .32375 1.752 0
B19AB B19B .32375 1.752 0
B19AC B19C .32375 1.752 0
XX0681 1.E3 0
XX0687 1.E3 0
XX0686 1.E3 0
XX0686XX2384 1.E-5 0
XX0687VF1 1.E-5 0
XX0523 1.E3 0
XX0523REF01 1.E-5 0
XX0703VRF1PU 1.E-5 0
XX0703 1.E3 0
XX0526REF01 1.E-5 0
XX0526 1.E3 0
VT01PU 1.E3 0
VT01PUXX0715 1.E-5 0
XX2596 1.E3 0
XX2552XX2596 1.E-5 0
XX2496 1.E3 0
XX2538XX2496 1.E-5 0
XX2540 1.E3 0
XX2560XX2540 1.E-5 0
XX0737XX0587 1.E-5 0
VT02PU 1.E3 0
VT02PUXX0744 1.E-5 0
XX0614 1.E3 0
XX0749XX0614 1.E-5 0
XX0753 1.E3 0
XX0753XX0228 1.E-5 0
XX0229REF02 1.E-5 0
XX0229 1.E3 0
XX0761 1.E3 0
XX0761REF02 1.E-5 0
XX0681VF2 1.E-5 0
XX0679 1.E3 0
XX0679XX2204 1.E-5 0
XX0776 1.E3 0
XX0776XX0779 1.E-5 0
XX0783 1.E3 0
XX0793 1.001 0
XX0799 1.001 0
XX0799XX0804 1.E-5 0
XX0804 1.E3 0
XX0814IRMSG2 1.E-5 0
XX0814 1.E3 0
XX0819XX0783 1.E-5 0
XX0824 1.E3 0
XX0834 1.001 0
XX0840 1.001 0

XX0840XX0845 1.E-5 0
XX0845 1.E3 0
XX0855IRMSG1 1.E-5 0
XX0855 1.E3 0
XX0860XX0824 1.E-5 0
XX2108B5B 1.E-5 0
XX2806B5C 1.E-5 0
XX2608B5A 1.E-5 0
X0029CXX2104 1.E-5 0
X0029AXX2524 1.E-5 0
X0029BXX2520 1.E-5 0
XX2814B9B 1.E-5 0
XX2828B9C 1.E-5 0
XX2820B9A 1.E-5 0
X0065CXX2812 1.E-5 0
X0065AXX2668 1.E-5 0
X0065BXX2816 1.E-5 0
XX0906 1.E3 0
XX0909XX0906 1.E-5 0
XX0918 1.E3 0
XX0928 1.001 0
XX0932 1.E3 0
XX0936 1. 0
XX0936XX0940 1.E-5 0
XX0944 1.001 0
XX0949IRMS10 1.E-5 0
XX0949 1.E3 0
XX0955XX0918 1.E-5 0
XX0960 1.E3 0
XX0970 1.001 0
XX0974 1.E3 0
XX0978 1. 0
XX0978XX0982 1.E-5 0
XX0986 1.001 0
XX0991IRMS7 1.E-5 0
XX0991 1.E3 0
XX0997XX0960 1.E-5 0
XX1002 1.E3 0
XX1002XX0338 1.E-5 0
XX1009 1.E3 0
XX1009XX1012 1.E-5 0
XX1022 1.E3 0
XX1022XX1025 1.E-5 0
XX1029 1.E3 0
XX1029XX0341 1.E-5 0
XX1036 1.E3 0
XX1036XX1039 1.E-5 0
XX1016PREF01 1.E-5 0
XX0339PREF01 1.E-5 0
XX1019PREF01 1.E-5 0

XX0339 1.E3 0
XX1016 1.E3 0
XX1019 1.E3 0
XX0342PREF02 1.E-5 0
XX0342 1.E3 0
XX1043PREF02 1.E-5 0
XX1043 1.E3 0
XX1046PREF02 1.E-5 0
XX1046 1.E3 0
XX1087 1.E3 0
XX1089XX1087 1.E-5 0
XX1100 1.E3 0
XX1102XX1100 1.E-5 0
XX3138B11A 1.E-5 0
XX3142B11B 1.E-5 0
XX2146B11C 1.E-5 0
XX2490B7B 1.E-5 0
XX3162B7A 1.E-5 0
XX3158B7C 1.E-5 0
XX1165 1.E3 0
XX1167XX1165 1.E-5 0
XX1172 1.E3 0
XX1174XX1172 1.E-5 0
XX0928XX0932 1.E-5 0
XX1200 1.E3 0
XX0970XX0974 1.E-5 0
XX0834XX1210 1.E-5 0
XX1210 1.E3 0
XX1216XX1218 1.E-5 0
XX1216 1. 0
XX1223XX1225 1.E-5 0
XX1223 1. 0
XX1231 1.001 0
XX1231XX1236 1.E-5 0
XX1236 1.E3 0
XX1242XX1244 1.E-5 0
XX1242 1. 0
XX0793XX1249 1.E-5 0
XX1249 1.E3 0
XX1255XX1257 1.E-5 0
XX1255 1. 0
XX1262XX1264 1.E-5 0
XX1262 1. 0
XX1270 1.001 0
XX1270XX1275 1.E-5 0
XX1275 1.E3 0
XX1281XX1283 1.E-5 0
XX1281 1. 0
XX0644XX1288 1.E-5 0
XX1288 1.E3 0

XX1294XX1296 1.E-5 0
XX1294 1. 0
XX1301XX1303 1.E-5 0
XX1301 1. 0
XX1309 1.001 0
XX1309XX1314 1.E-5 0
XX1314 1.E3 0
XX1320XX1322 1.E-5 0
XX1320 1. 0
XX1327 1. 0
XX1327XX1331 1.E-5 0
XX0944XX1200 1.E-5 0
XX1338 1.001 0
XX1342 1.E3 0
XX1346 1. 0
XX1346XX1350 1.E-5 0
XX1338XX1342 1.E-5 0
XX1355 1.E3 0
XX1359 1. 0
XX1359XX1363 1.E-5 0
XX0986XX1355 1.E-5 0
XX1370 1.001 0
XX1374 1.E3 0
XX1378 1. 0
XX1378XX1382 1.E-5 0
XX1370XX1374 1.E-5 0
XX1399 1.E3 0
qlin1 XX1399 1.E-5 0
XX1404 1.E3 0
p1 XX1404 1.E-5 0
XX1409 1.E3 0
vrms1 XX1409 1.E-5 0
XX1414 1.E3 0
tgd1 XX1414 1.E-5 0
tgd2 XX1423 1.E-5 0
XX1423 1.E3 0
vrms2 XX1428 1.E-5 0
XX1428 1.E3 0
qlin2 XX1433 1.E-5 0
XX1433 1.E3 0
p2 XX1438 1.E-5 0
XX1438 1.E3 0
BP2A 1. .001 3
BP2B 1. .001 3
BP2C 1. .001 3
BP3A 1. .001 3
BP3B 1. .001 3
BP3C 1. .001 3
BP4A 1. .001 3
BP4B 1. .001 3

BP4C 1. .001 3
BP5A 1. .001 3
BP5B 1. .001 3
BP5C 1. .001 3
BP6A 1. .001 3
BP6B 1. .001 3
BP6C 1. .001 3
BP7A 1. .001 3
BP7B 1. .001 3
BP7C 1. .001 3
BP1CA 19.044 3
BP1CB 19.044 3
BP1CC 19.044 3
BP9A 1. .001 3
BP9B 1. .001 3
BP9C 1. .001 3
BP8A 1. .001 3
BP8B 1. .001 3
BP8C 1. .001 3
BP10A 1. .001 3
BP10B 1. .001 3
BP10C 1. .001 3
XX3572BP1C 1.E-5 0
XX3578BP1B 1.E-5 0
XX1528TREFP1 1.E-5 0
XX1528 1.E3 0
XX1543TREFP2 1.E-5 0
XX1543 1.E3 0
XX1550XX1551 1.E-5 0
XX1550 1.E3 0
XX1558XX1559 1.E-5 0
XX1558 1.E3 0
XX1566XX1567 1.E-5 0
XX1566 1.E3 0
XX1574XX1575 1.E-5 0
XX1574 1.E3 0
XX1582XX1583 1.E-5 0
XX1582 1.E3 0
XX1588XX1589 1.E-5 0
XX1588 1.E3 0
XX1594XX1595 1.E-5 0
XX1594 1.E3 0
XX3294XX1601 1.E-5 0
XX1601 1.E3 0
XX1614EFD01 1.E-5 0
XX1614 1.E3 0
XX1620 1.E3 0
XX1620EFD02 1.E-5 0
XX1626 1.E3 0
XX1626PMEC02 1.E-5 0

WR01 1.E3 0
WR01 XX1636 1.E-5 0
XX3580BP1A 1.E-5 0
BP1CC ICF 1.E-5 0
BP1CB IBF 1.E-5 0
BP1CA IAF 1.E-5 0
XX1674 1.E3 0
XX1684 1.001 0
XX1688 1.E3 0
XX1692 1. 0
XX1692XX1696 1.E-5 0
XX1700 1.001 0
XX1705XX1707 1.E-5 0
XX1705 1.E3 0
XX1711XX1674 1.E-5 0
XX1684XX1688 1.E-5 0
XX1721 1.E3 0
XX1725 1. 0
XX1725XX1729 1.E-5 0
XX1700XX1721 1.E-5 0
XX1736 1.001 0
XX1740 1.E3 0
XX1744 1. 0
XX1744XX1748 1.E-5 0
XX1736XX1740 1.E-5 0
XX1767 1.E3 0
XX1767XX1771 1.E-5 0
XX1780 1.E3 0
XX1780XX1784 1.E-5 0
XX1796 1.E3 0
XX1796XX1800 1.E-5 0
XX1809 1.E3 0
XX1809XX1813 1.E-5 0
XX1825 1.E3 0
XX1825XX1829 1.E-5 0
XX1838 1.E3 0
XX1838XX1842 1.E-5 0
XX1854 1.E3 0
XX1854XX1858 1.E-5 0
XX1867 1.E3 0
XX1867XX1871 1.E-5 0
XX1893 1.E3 0
XX1893PMEC01 1.E-5 0
XX0345 1.E3 0
XX1911XX0344 1.E-5 0
XX0407 1.E3 0
XX0407XX1919 1.E-5 0
XX1911 1.E3 0
XX0345WREF01 1.E-5 0
XX1925WS02 1.E-5 0

XX1925 1.E3 0
WR02 1.E3 0
WR02 XX1935 1.E-5 0
XX1956XX1957 1.E-5 0
XX1956 1.E3 0
XX1964 1.E3 0
XX1964XX1958 1.E-5 0
XX1969XX1970 1.E-5 0
XX1969 1.E3 0
XX1964 1.E3 0
XX1964XX1971 1.E-5 0
XX1997 1.E3 0
XX0124XX2004 .001 0
XX0124 .00241 0
XX2000 .00482 0
XX2009 6.95E8 0
XX2011 1.E3 0
XX2000XX2009 .001 0
XX3926 1.E6 0
XX2004 1.27E9 0
XX3932 1.E6 0
XX2023 1.E3 0
XX3940XX2026 .001 0
XX3940 .00241 0
XX2026 1.27E9 0
XX3938 1.E6 0
X0065A 29.212.439 3
X0065B 29.212.439 3
X0065C 29.212.439 3
X0033A 14.66.2197 3
X0033B 14.66.2197 3
X0033C 14.66.2197 3
X0033A 29.2 12.4 3
X0033B 29.2 12.4 3
X0033C 29.2 12.4 3
X0029A 58.4 24.88 3
X0029B 58.4 24.88 3
X0029C 58.4 24.88 3
XX2043 .00482 0
XX2048 6.95E8 0
XX2050 1.E3 0
XX2043XX2048 .001 0
XX3968 1.E6 0
X0065A 14.66.2197 3
X0065B 14.66.2197 3
X0065C 14.66.2197 3
X0069A 58.4 24.88 3
X0069B 58.4 24.88 3
X0069C 58.4 24.88 3
/SWITCH

C < n 1>< n 2>< Tclose ><Top/Tde >< Ie ><Vf/CLOP >< type >

B14A B13A -1. 100. 1. 0

B14B B13B -1. 100. 1. 0

B14C B13C -1. 100. 1. 0

B16A B13A -1. 100. 1. 0

B16B B13B -1. 100. 1. 0

B16C B13C -1. 100. 1. 0

B2A B13A -1. 100. 1. 0

B2B B13B -1. 100. 1. 0

B2C B13C -1. 100. 1. 0

B4A B13A -1. 100. 1. 0

B4B B13B -1. 100. 1. 0

B4C B13C -1. 100. 1. 0

B13A B6A -1. 100. 1. 0

B13B B6B -1. 100. 1. 0

B13C B6C -1. 100. 1. 0

B13A B8A -1. 100. 1. 0

B13B B8B -1. 100. 1. 0

B13C B8C -1. 100. 1. 0

B13A B10A -1. 20.5 1. 0

B13B B10B -1. 20.5 1. 0

B13C B10C -1. 20.5 1. 0

B13A B12A -1. 20.5 1. 0

B13B B12B -1. 20.5 1. 0

B13C B12C -1. 20.5 1. 0

13XX2204XX0761 XX2606 0

B18A B17A -1. 100. 1. 0

B18B B17B -1. 100. 1. 0

B18C B17C -1. 100. 1. 0

B18A B15A -1. 100. 1. 3

B18B B15B -1. 100. 1. 3

B18C B15C -1. 100. 1. 3

B19A B18A -1. 100. 1. 0

B19B B18B -1. 100. 1. 0

B19C B18C -1. 100. 1. 0

B18A B21A -1. 1. 0

B18B B21B -1. 1. 0

B18C B21C -1. 1. 0

BG3A B40A MEASURING 1

BG3B B40B MEASURING 1

BG3C B40C MEASURING 1

13XX0228XX0229 XX2212 0

13XX0338XX0339 XX2296 0

13XX0341XX0342 XX2296 0

XX0344XX0345 -1. 100. .1 0

BG1C ICG1 -1. 100. .001 0

BG1B IBG1 -1. 100. .001 0

BG1A IAG1 -1. 100. .001 0

XX0476XX0478 -1. 100. 0

XX0482XX0484 -1. 100. .001 0

XX0488XX0490 -1. 100. .001 0
XX0494XX0496 -1. 100. .001 0
XX0500XX0502 -1. 100. .001 0
XX0506XX0508 -1. 100. .001 0
BG2C ICG2 -1. 100. .001 0
BG2B IBG2 -1. 100. .001 0
BG2A IAG2 -1. 100. .001 0
13XX2384XX0523 XX3378 0
13VRF1PUXX0526 XX2722 0
13XX2156XX2110 chavC2 0
13XX2112XX2150 chavC2 0
13XX0548XX2152 chavC2 0
13XX2482XX0572 XX2486 0
13XX2314XX2484 XX2486 0
13XX0567XX2850 XX2486 0
13XX2500XX0593 XX2518 0
13XX2502XX2504 XX2518 0
13XX2508XX2506 XX2518 0
XX2634IAG3 -1. 100. .1 0
XX2640IBG3 -1. 100. .1 0
XX2642ICG3 -1. 100. .1 0
XX0642XX0644 -1. 100. 0
XX0648XX0650 -1. 100. 0
B40A B40AA -1. 20. 1. 0
B40B B40AB -1. 20. 1. 0
B40C B40AC -1. 20. 1. 0
XX0791XX0793 -1. 100. .1 0
XX0797XX0799 -1. 100. .1 0
XX0832XX0834 -1. 100. .1 0
XX0838XX0840 -1. 100. .1 0
13XX2806XX2104 chavC1 0
13XX2108XX2520 chavC1 0
13XX2608XX2524 chavC1 0
13XX2828XX2812 chavC3 0
13XX2814XX2816 chavC3 0
13XX2820XX2668 chavC3 0
BG02A BG2A -1. 100. 1. 0
BG02B BG2B -1. 100. 1. 0
BG02C BG2C -1. 100. 1. 0
BG01A BG1A -1. 100. 1. 0
BG01B BG1B -1. 100. 1. 0
BG01C BG1C -1. 100. 1. 0
XX0926XX0928 -1. 100. .001 0
XX0932XX0936 -1. 100. .001 0
XX0968XX0970 -1. 100. .001 0
XX0974XX0978 -1. 100. .001 0
13XX1012XX1016 XX2758 0
13XX0779XX1019 XX2342 0
13XX1039XX1043 XX2758 0
13XX1025XX1046 XX2342 0

13IAG2 XX3080 XX3060 0
13ICG2 XX3076 XX3060 0
13IBG2 XX3092 XX3060 0
13IAG1 XX2168 XX3118 0
13IBG1 XX3104 XX3118 0
13ICG1 XX3108 XX3118 0
XX3138ICC13 -1. 100. .1 0
XX2146IAC13 -1. 100. .1 0
XX3142IBC13 -1. 100. .1 0
XX2490IBC15 -1. 100. .1 0
XX3162ICC15 -1. 100. .1 0
XX3158IAC15 -1. 100. .1 0
XX0942XX0944 -1. 100. .001 0
XX0984XX0986 -1. 100. .001 0
XX1210XX1216 -1. 100. .001 0
XX0845XX1223 -1. 100. .001 0
XX1229XX1231 -1. 100. .1 0
XX1236XX1242 -1. 100. .001 0
XX1249XX1255 -1. 100. .001 0
XX0804XX1262 -1. 100. .001 0
XX1268XX1270 -1. 100. .1 0
XX1275XX1281 -1. 100. .001 0
XX1288XX1294 -1. 100. .001 0
XX0655XX1301 -1. 100. .001 0
XX1307XX1309 -1. 100. 0
XX1314XX1320 -1. 100. .001 0
XX1200XX1327 -1. 100. .001 0
XX1336XX1338 -1. 100. .001 0
XX1342XX1346 -1. 100. .001 0
XX1355XX1359 -1. 100. .001 0
XX1368XX1370 -1. 100. .001 0
XX1374XX1378 -1. 100. .001 0
BP0A BP2A -1. 1. 0
BP0B BP2B -1. 1. 0
BP0C BP2C -1. 1. 0
BP0A BP1A -1. 1. 0
BP0B BP1B -1. 1. 0
BP0C BP1C -1. 1. 0
BP0A BP3A -1. 1. 0
BP0B BP3B -1. 1. 0
BP0C BP3C -1. 1. 0
BP0A BP4A -1. 1. 0
BP0B BP4B -1. 1. 0
BP0C BP4C -1. 1. 0
BP0A BP5A -1. 1. 0
BP0B BP5B -1. 1. 0
BP0C BP5C -1. 1. 0
BP0A BP6A -1. 1. 0
BP0B BP6B -1. 1. 0
BP0C BP6C -1. 1. 0

BP0A BP7A -1. 1. 0
 BP0B BP7B -1. 1. 0
 BP0C BP7C -1. 1. 0
 BP0A BP8A -1. 1. 0
 BP0B BP8B -1. 1. 0
 BP0C BP8C -1. 1. 0
 BP0A BP9A -1. 1. 0
 BP0B BP9B -1. 1. 0
 BP0C BP9C -1. 1. 0
 BP0A BP10A -1. 1. 0
 BP0B BP10B -1. 1. 0
 BP0C BP10C -1. 1. 0
 XX3572ICF -1. 100. .1 0
 XX3578IBF -1. 100. .1 0
 XX3580IAF -1. 100. .1 0
 XX1682XX1684 -1. 100. .001 0
 XX1688XX1692 -1. 100. .001 0
 XX1698XX1700 -1. 100. .001 0
 XX1721XX1725 -1. 100. .001 0
 XX1734XX1736 -1. 100. .001 0
 XX1740XX1744 -1. 100. .001 0
 B18A BP0A -1. 1. 0
 B18B BP0B -1. 1. 0
 B18C BP0C -1. 1. 0
 XX1919XX1925 -1. 100. .1 0
 13XX1958XX1956 XX3378 0
 13XX1971XX1969 XX2722 0
 B23A B23B2A -1. 20.15 0
 B23B B23B2B -1. 20.15 0
 B23C B23B2C -1. 20.15 0
 /SOURCE
 C < n 1><>< Ampl. >< Freq. ><Phase/T0>< A1 >< T1 >< TSTART >< TSTOP >
 14BG3A 0118310.355 60. -1. 100.
 14BG3B 0118310.355 60. -120. -1. 100.
 14BG3C 0118310.355 60. 120. -1. 100.
 60XX0202 0 100.
 60XX0293 0 100.
 60XX0432 0 100.
 60XX0455 0 100.
 60XX0476-1 100.
 60XX0482-1 100.
 60XX0488-1 100.
 60XX0494-1 100.
 60XX0500-1 100.
 60XX0506-1 100.
 60XX0642-1 100.
 60XX0648-1 100.
 60XX0655-1 100.
 60XX0668 0 100.
 60XX0686 0 100.

60XX0687 0 100.
60XX0703 0 100.
60VT01PU 0 100.
60XX2596 0 100.
60XX2496 0 100.
60XX2540 0 100.
60XX0587 0 100.
60VT02PU 0 100.
60XX0614 0 100.
60XX0753 0 100.
60XX0681 0 100.
60XX0679 0 100.
60XX0776 0 100.
60XX0791-1 100.
60XX0797-1 100.
60XX0804-1 100.
60XX0814 0 100.
60XX0783 0 100.
60XX0832-1 100.
60XX0838-1 100.
60XX0845-1 100.
60XX0855 0 100.
60XX0824 0 100.
60XX0906 0 100.
60XX0926-1 100.
60XX0932-1 100.
60XX0949 0 100.
60XX0918 0 100.
60XX0968-1 100.
60XX0974-1 100.
60XX0991 0 100.
60XX0960 0 100.
60XX1002 0 100.
60XX1009 0 100.
60XX1022 0 100.
60XX1029 0 100.
60XX1036 0 100.
60XX1087 0 100.
60XX1100 0 100.
60XX1165 0 100.
60XX1172 0 100.
60XX0942-1 100.
60XX1200-1 100.
60XX0984-1 100.
60XX1210-1 100.
60XX1229-1 100.
60XX1236-1 100.
60XX1249-1 100.
60XX1268-1 100.
60XX1275-1 100.

60XX1288-1 100.
60XX1307-1 100.
60XX1314-1 100.
60XX1336-1 100.
60XX1342-1 100.
60XX1355-1 100.
60XX1368-1 100.
60XX1374-1 100.
60XX1399 0 100.
60XX1404 0 100.
60XX1409 0 100.
60XX1414 0 100.
60XX1423 0 100.
60XX1428 0 100.
60XX1433 0 100.
60XX1438 0 100.
60XX1528 0 100.
60XX1543 0 100.
60XX1550 0 100.
60XX1558 0 100.
60XX1566 0 100.
60XX1574 0 100.
60XX1582 0 100.
60XX1588 0 100.
60XX1594 0 100.
60XX1601 0 100.
60XX1614 0 100.
60XX1620 0 100.
60XX1626 0 100.
60WR01 0 100.
60XX1682-1 100.
60XX1688-1 100.
60XX1705 0 100.
60XX1674 0 100.
60XX1698-1 100.
60XX1721-1 100.
60XX1734-1 100.
60XX1740-1 100.
60XX1767 0 100.
60XX1780 0 100.
60XX1796 0 100.
60XX1809 0 100.
60XX1825 0 100.
60XX1838 0 100.
60XX1854 0 100.
60XX1867 0 100.
60XX1893 0 100.
60XX1911 0 100.
60XX0407 0 100.
60WR02 0 100.

60XX1964 0 100.
60XX1964 0 100.
14XX2011-1 -1.E-5 .001 -1.
14XX1997-1 -1.E-5 .001 -1.
14XX2023-1 -1.E-5 .001 -1.
14XX2050-1 -1.E-5 .001 -1.
59BG01A 1.2E4 60. -203.
BG01B
BG01C
PARAMETER FITTING 2.
1 1 1 4 .5 .5 11. 13,8 25.
BLANK
.00075 .043 .95 .58 .14 .238 .107 .2
3.34 .44 .027 .04 .13 .043
1 1.0 .0050638 1.E4 800.
BLANK
11
21
31
41
51
BLANK
71EFD01
72PMEC01 1
73TM1 14
74WR01 2
FINISH
59BG02A 11860. 60. -190.42
BG02B
BG02C
PARAMETER FITTING 2.
1 1 1 4 .5 .5 20. 13,8 25.
BLANK
.00224 .094 .94 .504 .157 .2 .117 .132
7.167 .054 .014 .0054 .098 .094
1 1.0 .00405256 1.E4 800.
BLANK
11
21
31
41
51
BLANK
71EFD02
72PMEC02 1
73TM2 14
74WR02 2
FINISH
C Next comes Universal Machines
19 UM

01 1

BLANK general UM specification

3 1 1110XX0124 2 .1885

C Magnetization inductances

.05580

.05580

C Initialization..

2. XX1997

C Stator coils

.553 .00234X0065AXX3932 1

.553 .00234X0065BXX3932 1

.553 .00234X0065CXX3932 1

C Rotor coils

.201 .002342 1

.201 .002342 1

3 1 1110XX2000 2 .1885

C Magnetization inductances

.118190

.118190

C Initialization..

2. XX2011

C Stator coils

.978474 .00387268X0069AXX3926 1

.978474 .00387268X0069BXX3926 1

.978474 .00387268X0069CXX3926 1

C Rotor coils

.40768 .00387268 1

.40768 .00387268 1

3 1 1110XX2043 2 .1885

C Magnetization inductances

.118190

.118190

C Initialization..

2. XX2050

C Stator coils

.978474 .00387268X0029AXX3968 1

.978474 .00387268X0029BXX3968 1

.978474 .00387268X0029CXX3968 1

C Rotor coils

.40768 .00387268 1

.40768 .00387268 1

BLANK UM

/OUTPUT

BG3A BG3B BG3C B18A B18B B18C B13A B13B B13C BG02A BG02B BG02C BG01A

BG01B BG01C vrms1 qlin1 p1 tgdl vrms2 qlin2 p2 tgd2

BLANK TACS

BLANK MODELS

BLANK BRANCH

BLANK SWITCH

BLANK SOURCE

BLANK OUTPUT
BLANK PLOT
BEGIN NEW DATA CASE
BLANK

