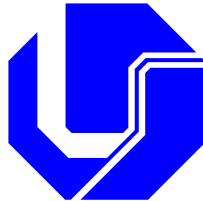


**UNIVERSIDADE FEDERAL DE UBERLÂNDIA
FACULDADE DE ENGENHARIA ELÉTRICA
PÓS-GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA ELÉTRICA**



TESE DE DOUTORADO

**GERAÇÃO DISTRIBUÍDA - IMPACTOS E CONTRIBUIÇÕES PARA
A QUALIDADE DA ENERGIA ELÉTRICA E DINÂMICA DOS
SISTEMAS ELÉTRICOS - UMA ANÁLISE ATRAVÉS DO ATP-EMTP**

FABRÍCIO AUGUSTO MATHEUS MOURA

Uberlândia, 26 de junho de 2011

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

**GERAÇÃO DISTRIBUÍDA - IMPACTOS E CONTRIBUIÇÕES PARA
A QUALIDADE DA ENERGIA ELÉTRICA E DINÂMICA DOS
SISTEMAS ELÉTRICOS - UMA ANÁLISE ATRAVÉS DO ATP-EMTP**

Tese apresentada por Fabrício Augusto Matheus Moura à Universidade Federal de Uberlândia como requisito para a obtenção do título de Doutor em Ciências.

Banca Examinadora:

Prof. José Roberto Camacho, Ph.D. - UFU (Orientador)
Prof. Carlos Alberto de Castro Júnior, Ph.D – UNICAMP
Prof. Dionízio Paschoareli Júnior, Ph.D. – UNESP
Prof. Geraldo Caixeta Guimarães, Ph.D. - UFU
Prof. Marcelo Lynce Ribeiro Chaves, Dr. - UFU

GERAÇÃO DISTRIBUÍDA - IMPACTOS E CONTRIBUIÇÕES PARA A QUALIDADE DA ENERGIA ELÉTRICA E DINÂMICA DOS SISTEMAS ELÉTRICOS - UMA ANÁLISE ATRAVÉS DO ATP-EMTP

Tese apresentada por Fabrício Augusto Matheus Moura à
Universidade Federal de Uberlândia, como parte dos requisitos para obtenção do
título de Doutor em Ciências.

Prof. José Roberto Camacho, Ph.D.
Orientador

Prof. Alexandre Cardoso, Dr.
Coordenador do Curso de Pós-Graduação

A Jesus Cristo, meu Senhor, aos meus pais, Antônio Carlos de Moura e Eliana Matheus Moura, meus grandes mestres na vida, a minha irmã Líbina Matheus Moura e ao meu grande e único amor Maiza Segatto Cury, por terem sido fontes de força e inspiração essenciais para o cumprimento de mais esta etapa de minha vida.

AGRADECIMENTOS

Ao *Senhor Jesus Cristo*, pela vida e pela realização de mais um sonho.

Ao professor José Roberto Camacho, que prontamente me acolheu e acreditou neste trabalho.

A toda a minha família e amigos por sempre acreditarem no meu potencial.

A minha querida e amada esposa, Maiza Segatto, por sempre me acolher nos momentos difíceis e me incentivar a cada olhar e sorriso seu.

Ao colega Elvio Prado da Silva, pelo apoio e incentivo.

Aos colegas Igor Santos Peretta, Josimeire Tavares, Fernanda Hein da Costa e Daniel Azevedo Dorça, pelo apoio e companheirismo.

Aos professores Marcelo Lynce Ribeiro Chaves e Geraldo Caixeta Guimarães, Universidade Federal de Uberlândia – UFU – Faculdade de Engenharia Elétrica, sem os quais esse trabalho não teria se desenvolvido.

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

A WEG pelo fornecimento de dados indispensáveis para as simulações.

Ao CNPq, pelo apoio financeiro durante todo o período da pesquisa.

RESUMO

Este trabalho tem como objetivo principal apresentar uma análise de desempenho de dois geradores síncronos, com seus respectivos reguladores de tensão e velocidade, em paralelo com um sistema de distribuição, para estudos de geração distribuída. Ressalta-se que esses geradores são acionados por turbina a vapor e seus reguladores foram modelados utilizando a rotina *TACS (Transient Analysis of Control Systems)* do “*ATP-EMTP - Alternative Transients Program*”. Essa configuração é bastante comum em sistemas que utilizam combustíveis renováveis como o bagaço, ou mesmo a palha da cana-de-açúcar. Os impactos desses geradores em redes de distribuição são determinados e comparados utilizando-se um modelo de uma rede de distribuição, também representada no *ATP*. As questões técnicas aqui estudadas se referem ao perfil de tensão em regime permanente, afundamento de tensão devido a falta trifásica equilibrada, rejeição de carga, saída de linha de distribuição e às respostas dos reguladores das máquinas perante as contingências aplicadas. Os resultados mostram que, em determinados casos, a geração independente pode ameaçar a integridade do sistema e em outros é benéfica para o sistema de distribuição ao qual ela está conectada.

Palavras-Chave: Geração distribuída, gerador síncrono, perfil de tensão, regulador de tensão, regulador de velocidade.

ABSTRACT

This study mainly aims at the presentation of the performance analysis of two synchronous generators, with their speed and voltage regulators in parallel with a distribution system for distributed generation studies. It is noteworthy that these generators are driven by steam turbines and their regulators were modeled with *TACS (Transient Analysis of Control Systems)* routines of the “*EMTP-ATP- Alternative Transients Program*”. This configuration is quite common in systems that use renewable fuels as straw and bagasse from sugar cane. The impacts of these generators in the electric system are determined and compared using a distribution grid model, also represented in the ATP. Technical issues studied here refer to the voltage profile in steady state, voltage sags due to a balanced three-phase fault, load rejection, loss of a distribution line and responses of machine regulators to the applied contingencies. The results show that, in certain cases the independent generation may threaten the integrity of the system and in others it is beneficial to the distribution system to which it is connected.

Key Words: *Distributed generation, synchronous generator, voltage profile, voltage regulator, speed governor.*

LISTA DE FIGURAS

Figura 1.1	– Aproveitamento de vapor em processos de cogeração	04
Figura 1.2	– Diagrama simplificado de uma central termelétrica	05
Figura 1.3	– Caldeira aquatubular	06
Figura 1.4	– Principais componentes de uma caldeira aquatubular	07
Figura 1.5	– Perfil de consumo por setores da usina	11
Figura 1.6	– Distribuição da instalação das usinas baseadas em fontes alternativas de energia	16
Figura 2.1	– Fluxograma de acesso ao sistema de distribuição I	43
Figura 2.2	– Fluxograma de acesso ao sistema de distribuição II	44
Figura 3.1	– Modelo simplificado da máquina síncrona	53
Figura 3.2	– Carta de capacidade de uma máquina síncrona	55
Figura 3.3	– Diagrama unifilar de sistema elétrico radial	58
Figura 3.4	– Critério de igualdade de áreas	59
Figura 3.5	– Circuito equivalente da máquina síncrona em paralelo com um barramento infinito	60
Figura 3.6	– Diagrama fasorial da máquina síncrona da figura 2.4 em sua condição inicial	60
Figura 3.7	– Diagrama fasorial para um aumento na tensão de excitação, mantendo-se (P) e (V) constantes	61
Figura 3.8	– Esquema básico de um sistema de controle de excitação (AVR)	61
Figura 3.9	– Arranjo típico de um sistema de controle da excitação (AVR)	64
Figura 3.10	– Modelo geral de um regulador de tensão	65
Figura 3.11	– Modelo simples de regulador de tensão	65
Figura 3.12	– Modelo de regulador de tensão mais avançado	66
Figura 3.13	– Modelo de regulador de tensão tipo I do IEEE	66
Figura 3.14	– Modelo de regulador de tensão do tipo II do IEEE	67
Figura 3.15	– Atraso de tempo na transferência de sinais da TACS	69

Figura 4.1	– Exemplo mecânico ilustrativo de sistema de regulação de velocidade de uma turbina a vapor	75
Figura 4.2	– Arranjo típico de uma turbina com reaquecimento	77
Figura 4.3	– Principais itens de uma usina hidroelétrica	78
Figura 4.4	– Arranjo típico de uma turbina a gás	79
Figura 4.5	– Arranjo típico de um motor diesel	80
Figura 4.6	– Comportamento típico de queda de velocidade com o aumento da potência gerada por um gerador operando em um sistema elétrico	81
Figura 4.7	– Diagrama esquemático de 2 máquinas operando em paralelo com característica tipo “inclinação” distintas suprindo uma carga comum	82
Figura 4.8	– Característica isócrona de um gerador	83
Figura 4.9	– Diagrama representativo para dois geradores operando em paralelo, uma com característica de tipo “inclinação” e outra isócrona	83
Figura 4.10	– Arranjo básico de um regulador de velocidade	85
Figura 4.11	– Função de transferência genérica	87
Figura 4.12	– Arranjo de função de transferência comumente empregada	87
Figura 4.13	– Modelo de um regulador de velocidade de turbina térmica/hidráulica	88
Figura 5.1	– Diagrama unifilar do sistema elétrico simulado	95
Figura 5.2	– Tensão na barra 3 em regime permanente	100
Figura 5.3	– Tensão na barra 3 após a rejeição da carga 2	101
Figura 5.4	– Tensão na barra 3 após a aplicação de curto-circuito trifásico	102
Figura 5.5	– Tensão na barra 3 mediante a abertura da linha	103
Figura 5.6	– Tensão na barra 4 em regime permanente pré-interconexão	106
Figura 5.7	– Resposta dos reguladores de tensão das máquinas do PI	107
Figura 5.8	– Resposta das variáveis mecânicas dos geradores síncronos do PI (a) Velocidade dos geradores; (b) Atuação dos reguladores de velocidade	108
Figura 5.9	– Tensão na barra 4 mediante a rejeição de carga	110
Figura 5.10	– Resposta dos reguladores de tensão das máquinas do PI	111
Figura 5.11	– Resposta das variáveis mecânicas dos geradores síncronos do PI (a) Velocidade dos geradores; (b) Atuação dos reguladores de velocidade	113
Figura 5.12	– Tensão na barra 4 mediante a aplicação de uma falta trifásica no PI	114

Figura 5.13	– Resposta dos reguladores de tensão das máquinas do PI	115
Figura 5.14	– Resposta das variáveis mecânicas dos geradores síncronos do PI (a) Velocidade dos geradores; (b) Atuação dos reguladores de velocidade	116
Figura 5.15	– Tensão na barra 4 mediante a aplicação de uma falta trifásica no PI	118
Figura 5.16	– Corrente elétrica demandada pelos motores elétricos de indução trifásicos do PI	119
Figura 5.17	– Resposta dos reguladores de tensão das máquinas do PI	119
Figura 5.18	– Resposta das variáveis mecânicas dos geradores síncronos do PI (a) Velocidade dos geradores; (b) Atuação dos reguladores de velocidade	120
Figura 5.19	– Tensão eficaz na barra 3, PAC, em regime permanente (a): Sistema da concessionária isolado; (b): Sistemas interconectados	122
Figura 5.20	– Tensão gerada e resposta dos reguladores de tensão das máquinas do PI em regime permanente (a): Tensão na barra de geração do PI; (b): Resposta dos reguladores de tensão das máquinas do PI	123
Figura 5.21	– Resposta das variáveis mecânicas dos geradores síncronos do PI (a) Velocidade dos geradores; (b) Atuação dos reguladores de velocidade	124
Figura 5.22	– Tensão na barra 3 após a rejeição da carga 2 (a): Sem a geração independente; (b): Com a geração independente	126
Figura 5.23	– Tensão gerada e resposta dos reguladores de tensão das máquinas do PI em regime permanente (a): Tensão na barra de geração do PI; (b): Resposta dos reguladores de tensão das máquinas do PI	127
Figura 5.24	– Resposta das variáveis mecânicas dos geradores síncronos do PI (a) Velocidade dos geradores; (b) Atuação dos reguladores de velocidade	129
Figura 5.25	– Tensão na barra 3 após a rejeição da carga 3 (a): Sem a geração independente; (b): Com a geração independente	133
Figura 5.26	– Tensão gerada e resposta dos reguladores de tensão das máquinas do PI (a): Tensão na barra de geração do PI; (b): Resposta dos reguladores tensão das máquinas do PI	134
Figura 5.27	– Conjugado e velocidade dos motores elétricos do PI (a): Conjugado motriz; (b): Velocidade da carga motriz	135
Figura 5.28	– Resposta em velocidade das máquinas do PI	136
Figura 5.29	– Potências ativa e reativa geradas pelos geradores do PI (a): Potência ativa; (b): Potência reativa	138
Figura 5.30	– Tensão na barra 3 mediante a aplicação de uma falta trifásica	140
Figura 5.31	– Tensão gerada e resposta dos reguladores de tensão das máquinas do PI (a): Tensão na barra de geração do PI; (b): Resposta dos reguladores tensão das máquinas do PI	141
Figura 5.32	– Resposta em velocidade das máquinas do PI	142
Figura 5.33	– Potência ativa gerada pelos geradores do PI	144

Figura 5.34	– Tensão na barra 3 mediante a aplicação de uma falta trifásica no PI	146
Figura 5.35	– Tensão gerada e resposta dos reguladores de tensão das máquinas do PI (a): Tensão na barra de geração do PI; (b): Resposta dos reguladores tensão das máquinas do PI	148
Figura 5.36	– Resposta em velocidade das máquinas do PI	149
Figura 5.37	– Potências ativa e aparente geradas pelos geradores do PI (a): Potência ativa; (b): Potência aparente	152
Figura 5.38	– Conjugado e velocidade da carga motriz do PI (a): Conjugado; (b): Velocidade	154
Figura 5.39	– Tensão na barra 3 mediante a abertura da linha LD 2 (a): Sem a geração independente; (b): Com a geração independente	156
Figura 5.40	– Tensão gerada e resposta dos reguladores de tensão das máquinas do PI (a): Tensão na barra de geração do PI; (b): Resposta dos reguladores tensão das máquinas do PI	158
Figura 5.41	– Resposta em velocidade das máquinas do PI	159
Figura 5.42	– Potências ativa e reativa geradas pelos geradores do PI (a): Potência ativa; (b): Potência reativa	160
Figura 5.43	– Tensão na barra 3 mediante a perda do gerador G3	162
Figura 5.44	– Tensão gerada e resposta dos reguladores de tensão das máquinas do PI (a): Tensão na barra de geração do PI; (b): Resposta dos reguladores tensão das máquinas do PI	163
Figura 5.45	– Potências ativa gerada pela concessionária	164
Figura 5.46	– Potências ativa e reativa geradas pelos geradores do PI (a): Potência ativa; (b): Potência reativa	165
Figura 5.47	– Resposta em velocidade do gerador G2 pertencente ao PI	165
Figura 5.48	– Resposta das variáveis mecânicas do gerador G3 do PI (a): Velocidade de operação; (b) Atuação dos reguladores de velocidade	166
Figura 5.49	– Resposta das variáveis mecânicas do motor de indução do PI (a): Torque; (b) Velocidade	167
Figura 5.50	– Tensão gerada e resposta dos reguladores de tensão das máquinas do PI (a): Tensão na barra de geração do PI; (b): Resposta dos reguladores de tensão das máquinas do PI	171
Figura 5.51	– Resposta das variáveis mecânicas do motor de indução do PI (a): Torque; (b) Velocidade	172
Figura 5.52	– Resposta das variáveis mecânicas dos geradores do PI (a): Velocidade de operação; (b) Atuação dos reguladores de velocidade	172
Figura 5.53	– Representação simplificada de um volante de inércia	176
Figura 5.54	– Resposta em velocidade da máquina G3 para diferentes momentos de inércia (a): $I = 800 \text{ kgm}^2$; (b): $I = 1000 \text{ kgm}^2$; (c): $I = 1200 \text{ kgm}^2$	177
Figura 5.55	– Tensão gerada e resposta do regulador de tensão da máquina G3 (a): Tensão na barra de geração do PI; (b): Resposta do regulador de tensão da máquina G3	179
Figura 5.56	– Potências ativa e reativa geradas pelo gerador G3 (a): Potência ativa; (b): Potência reativa	181

Figura 5.57	– Resposta das variáveis mecânicas do gerador G3 (a): Velocidade de operação; (b) Atuação do regulador de velocidade	181
Figura 5.58	– Resposta das variáveis mecânicas do gerador G3 (a): Velocidade de operação; (b) Atuação do regulador de velocidade	183
Figura 5.59	– Resposta em velocidade da máquina G3 para diferentes momentos de inércia (a): $I = 600 \text{ kgm}^2$; (b): $I = 700 \text{ kgm}^2$; (c): $I = 800 \text{ kgm}^2$	185
Figura 5.60	– Tensão gerada e resposta do regulador de tensão da máquina G3 (a): Tensão na barra de geração do PI; (b): Resposta do regulador de tensão da máquina G3	188
Figura 5.61	– Potências ativa e reativa geradas pelo gerador G3 (a): Potência ativa; (b): Potência reativa	189
Figura 5.62	– Resposta das variáveis mecânicas do gerador G3 (a): Velocidade de operação; (b) Atuação do regulador de velocidade	190
Figura A.1	– Limite de aquecimento da armadura (corrente de armadura)	218
Figura A.2	– Limite de aquecimento do enrolamento de campo	220
Figura A.3	– Limite de potência mecânica da turbina	221
Figura A.4	– Limite de estabilidade devido ao máximo valor do ângulo de potência (δ_{\max})	222
Figura A.5	– Efeito da margem de estabilidade em potência no valor de δ_{\max}	222
Figura A.6	– Limite mínimo de excitação do gerador síncrono	223
Figura A.7	– Carta de capacidade do gerador síncrono	224

LISTA DE TABELAS

Tabela 1.1	– Expansão da produção de cana-de-açúcar no Brasil – açúcar e álcool	13
Tabela 2.1	– Procedimentos para obtenção de acesso.	43
Tabela 5.1	– Limites de variações de tensão em regime permanente para tensão nominal superior a 1 kV e inferior a 69 kV.	92
Tabela 5.2	– Limites de variações de tensão em regime permanente para tensão nominal igual ou inferior a 1 kV.	93
Tabela 5.3	– Parâmetros gerais dos geradores.	96
Tabela 5.4	– Parâmetros dos transformadores de potência.	96
Tabela 5.5	– Parâmetros dos bancos de capacitores.	96
Tabela 5.6	– Parâmetros das cargas do sistema.	97
Tabela 5.7	– Parâmetros das linhas de distribuição.	97
Tabela 5.8	– Potências ativa e reativa gerada pelas fontes do sistema.	106
Tabela 5.9	– Potências ativa e reativa gerada pelas fontes do sistema.	122
Tabela 5.10	– Zonas características de frequências para operação de turbinas a vapor	143
Tabela 5.11	– Potências ativa e reativa gerada pela produção independente de energia.	169
Tabela 5.12	– Potências ativa e reativa gerada pela produção independente de energia.	182

SUMÁRIO

Lista de Figuras	vii
Lista de Tabelas	xii
CAPÍTULO 1 – INTRODUÇÃO	1
1.1 – Considerações iniciais	1
1.2 – Geração de energia através do bagaço da cana-de-açúcar	4
1.3 – O setor sucroalcooleiro	11
1.4 – Programa de incentivo às fontes alternativas de energia elétrica - PROINFA	15
1.5 – O estado da arte	17
1.6 – Contribuições desta tese	29
1.7 – Estrutura da tese	30
CAPÍTULO 2 – ASPECTOS LEGAIS E NORMATIVOS	33
2.1 – Contextualização histórica	33
2.2 – A reestruturação do setor elétrico nacional	34
2.2.1 – Procedimentos de distribuição de energia elétrica no sistema elétrico nacional – PRODIST	39
2.2.2 – Análise comparativa entre as normas técnicas nacionais e internacionais	47
2.3 – Considerações finais	50
CAPÍTULO 3 – SISTEMAS DE CONTROLE DE EXCITAÇÃO	51
3.1 – Considerações iniciais	51
3.2 – Justificativas para o uso do regulador automático de tensão	52

3.2.1 – Manutenção de tensão constante sob carga	53
3.2.2 – Prevenção de sobretensão após rejeição de carga	54
3.2.3 – Melhoramento da estabilidade sob carga	56
3.2.4 – Melhoramento da estabilidade transitória	56
3.3 – Atuação de um sistema de excitação	59
3.4 – Modelo simplificado do sistema de controle de excitação	62
3.5 – Tipos de sistemas de excitação	63
3.6 – Modelagem computacional do regulador de tensão	64
3.6.1 – Modelagem computacional do regulador de tensão no ATP	68
3.7 – Considerações finais	71

CAPÍTULO 4 – SISTEMA DE CONTROLE DE VELOCIDADE E MÁQUINAS PRIMÁRIAS

73

4.1 – Considerações iniciais	73
4.2 – Funções da máquina primária e do regulador de velocidade	73
4.3 – Mecanismo de atuação do regulador de velocidade	74
4.4 – Tipos de máquinas primárias	76
4.4.1 – Turbinas a vapor	76
4.4.2 – Turbinas hidráulicas	77
4.4.3 – Turbinas a gás	79
4.4.4 – Motores a diesel	80
4.5 – Tipos de reguladores de velocidade	81
4.6 – Arranjo típico de um sistema de regulação de velocidade	84
4.7 – Considerações gerais sobre modelagem computacional de máquinas primárias	85
4.8 – Modelagem computacional do regulador de velocidade no ATP	86
4.9 – Considerações finais	89

CAPÍTULO 5 – ANÁLISE DOS EFEITOS DA PRESENÇA DE GERAÇÃO INDEPENDENTE EM UM SISTEMA ELÉTRICO	91
5.1 – Considerações iniciais	91
5.2 – Limites de referência para os níveis de tensão em regime permanente	91
5.3 – Descrição do sistema elétrico simulado	94
5.4 – Estudos de casos	98
5.4.1 – Condição “A”: Sistema sem a geração independente	99
5.4.2 – Condição “B”: Sistema do produtor independente de energia (isolado)	105
5.4.3 – Condição “C”: Sistema com a geração independente de energia elétrica	121
5.5 – Considerações finais	192
 CAPÍTULO 6 – CONCLUSÕES GERAIS E SUGESTÕES PARA FUTUROS TRABALHOS	 201
 REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS	 207
 ANEXO 1 – CURVA DE CAPABILIDADE DA MÁQUINA SÍNCRONA	 217
A.1 – Carta de capacidade do gerador	217
A.1.1 – Limite de aquecimento da armadura	217
A.1.2 – Limite de aquecimento do enrolamento de campo	219
A.1.3 – Limite de potência da turbina	220
A.1.4 – Limite de estabilidade	221
A.1.5 – Limite de excitação mínima da máquina	223
A.1.6 – Curva final de operação da máquina	223
A.2 – Considerações finais	224

ANEXO II –	DADOS DO REGULADOR DE TENSÃO E DA MÁQUINA SÍNCRONA DO PRODUTOR INDEPENDENTE DE ENERGIA ELÉTRICA	227
ANEXO III –	DADOS DO REGULADOR DE VELOCIDADE	231
ANEXO IV –	ALGORITMO IMPLEMENTADO NO ATP	233

CAPÍTULO 1

INTRODUÇÃO

1.1- CONSIDERAÇÕES INICIAIS

O interesse por geração distribuída tem aumentado consideravelmente em razão de uma reestruturação do setor energético brasileiro. Isso aliado à necessidade de aproveitamento de diferentes formas de energia primária, avanços tecnológicos e a uma maior conscientização sobre conservação ambiental, vêm fomentar e contribuir para a difusão da geração independente de energia elétrica.

Diante das discussões globais para controle e/ou estabilização das concentrações das emissões de *Gases de Efeito Estufa* – GEE, foram estabelecidas “responsabilidades comuns, porém diferenciadas” para os países mais industrializados do planeta, que são os responsáveis pela maior parte das emissões históricas de GEE [1]. Dentre os encontros realizados, com vistas a estabelecer metas e padrões operativos à preservação ambiental, destaca-se a convenção realizada na cidade de Quioto (Japão) em 1997, criando assim o Protocolo de Quioto.

Para que as metas de redução de GEE sejam atingidas, o Protocolo de Quioto dispõe do *Mecanismo de Desenvolvimento Limpo* – MDL, o qual propõe que cada tonelada de CO₂ equivalente deixada de ser emitida ou retirada da atmosfera por projetos instalados em um país em desenvolvimento, poderá ser negociada no mercado mundial em forma de *Redução Certificada de Emissão* – RCE. Dessa forma, as empresas sediadas em países desenvolvidos que não conseguirem cumprir as metas estabelecidas, poderão comprar RCE de países em desenvolvimento ressaltando-se que apenas uma parcela (50%) pode advir desse mecanismo [2].

Mediante aos fatos anteriormente relatados, surge o mercado de *Redução Certificada de Emissão* (RCE), ou *Mercado de Carbono*, caracterizado pela compra e venda de RCE, que pode ser adquirida, por empresas situadas em países desenvolvidos, com o objetivo de abater suas metas de redução de emissões.

Dentre os principais projetos classificados como redutores da emissão de carbono, de acordo com o MDL, pode-se citar: projetos de aterros sanitários e esgotamento sanitário, projetos de eficiência energética, de substituição de combustíveis fósseis por fontes renováveis de energia, projetos de melhoria de processos produtivos e projetos no setor de uso do solo e florestas. Portanto, projetos de geração de energia elétrica através de fontes renováveis, a exemplo do bagaço da cana-de-açúcar (biomassa) em substituição a combustíveis fósseis, estão entre os principais projetos passíveis de participação no *Mercado de Carbono* [3].

Dessa forma, salta aos olhos do autoprodutor de energia elétrica um mercado promissor e lucrativo, pois investimentos externos podem ser captados a fim de desenvolver processos de geração independente de energia a partir de biomassa para comercializar RCE no cenário mundial.

Os principais resíduos oriundos do processo produtivo da cana-de-açúcar são: a palha, o bagaço, cinzas, a torta de filtro e o vinhoto. Destes, porém, uma especial atenção será dada ao bagaço e à palha, como matérias primas essenciais ao processo de cogeração.

A palha (pontas e folhas) é um resíduo originado da colheita da cana crua. Pode-se adotar um índice de 140 kg de palha, com 15% de umidade, por tonelada de cana moída, e poder calorífico inferior estimado em 12.750 kJ/kg. Observa-se aqui uma significativa característica energética da palha, o que desperta o interesse de aproveitamento da referida como combustível, já que seu poder calorífico é quase 70% maior que o poder calorífico do bagaço [4].

Com vistas a aumentar a eficiência do setor sucroalcooleiro, reduzindo os custos de produção, há um subproduto interessante: o bagaço da cana, que pode render cerca de 250-300 kg por tonelada de cana, com 50% de umidade e poder calorífico inferior da ordem de 7.500 KJ/kg. Além de poder ser empregado como matéria-prima na produção de papel, celulose, aglomerado e compensado e, como volumoso, na alimentação animal, o bagaço de cana também pode ser utilizado como combustível para geração de energia elétrica [5].

No estado de São Paulo, 1995, 10 milhões de toneladas de bagaço foram obtidas. Isso equivaleria a 6 milhões de MWh na geração independente de energia. Já a previsão realizada para 2009 contemplava 150 milhões de toneladas de bagaço, e 120 milhões de palha gerada, sendo que 90% do bagaço gerado seria utilizado em cogeração [6,7].

Com a geração de energia elétrica a partir do bagaço de cana, as usinas de açúcar passam, de grandes consumidores de energia elétrica, a auto-suficientes, e ainda geram excedentes, os quais podem ser vendidos para as concessionárias de energia. Estas investem de forma acentuada e incisiva em usinas de biomassa, a exemplo da *Companhia Paulista de Força e Luz* – CPFL, que anunciou expressivos investimentos da ordem de milhões de reais objetivando comercializar o excedente de energia elétrica. Apenas na unidade da Usina Baldin serão gerados excedentes de 20MW [8,9].

Nos dias atuais muito se fala em preservação ambiental, e em formas de geração de energia limpa. Novamente o álcool ganha uma expressão maior no cenário mundial, sendo sua aplicação amplamente discutida pelos líderes mundiais em diversos fóruns. Dessa forma, há um novo ânimo para a usina de açúcar e álcool, e isso se refletirá na geração de energia através do bagaço da cana oriundo do processo de moagem.

Os aspectos anteriormente relatados contribuem para o aumento do número de geradores independentes ligados ao sistema interligado. Dessa forma,

as máquinas do produtor independente e seu sistema elétrico tornam-se objeto de questionamentos para o funcionamento do sistema como um todo, seja do ponto de vista de *dinâmica de sistemas elétricos*, ou mesmo, do ponto de vista de *qualidade de energia elétrica*.

1.2- GERAÇÃO DE ENERGIA ATRAVÉS DO BAGAÇO DA CANA-DE-AÇÚCAR

A cogeração pode ser definida como a produção combinada de calor útil e trabalho mecânico, este geralmente convertido total ou parcialmente em energia elétrica. Trata-se do aproveitamento parcial ou integral de resíduo energético inevitavelmente produzido, considerando a demanda de diversos setores da economia tanto de calor quanto de eletricidade [10].

No Brasil, a cogeração foi explorada primordialmente pelo setor industrial, geralmente com foco na auto-suficiência energética, sobretudo considerando os ganhos econômicos resultantes. Os segmentos industriais que tipicamente empregam a tecnologia de cogeração são o sucroalcooleiro, o de celulose e papel e o de refino de petróleo [11].

O vapor produzido (energia térmica) através da queima do bagaço em caldeiras é utilizado para movimentar os equipamentos da própria unidade industrial e, simultaneamente, acionar conjuntos geradores de energia elétrica, a exemplo do retratado na figura 1.1.

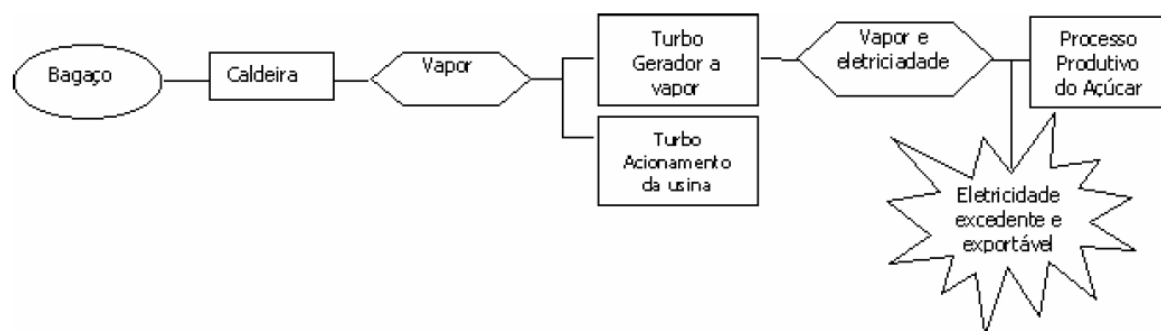


Figura 1.1- Aproveitamento de vapor em processos de cogeração

Em se tratando do potencial de comercialização de excedente de energia elétrica gerada e do número de unidades industriais sucroalcooleiras instaladas, o estado de São Paulo se apresenta como o maior representante deste segmento econômico e energético. Dentre as 130 unidades presentes, até 2007, cerca de 50 comercializavam excedentes de energia junto a distribuidoras e comercializadoras (tais como: CPFL, AES/Eletropaulo, Grupo Rede, Grupo Endesa e Elektro). Porém, apesar do potencial instalado, o número de unidades exportadoras de excedentes ainda é baixo.

No que se refere aos investimentos necessários à implantação da energia de cogeração, estes são, em grande parte, inferiores aos necessários para a produção de eletricidade pelo sistema hidráulico. O investimento necessário para a expansão da geração hidráulica situa-se entre US\$820/kW, enquanto que para a geração com bagaço este valor é de US\$719/kW [12].

Com o intuito de familiarizar o leitor com os principais itens que compõem uma central termelétrica, é apresentado na figura 1.2 o diagrama simplificado de uma delas.

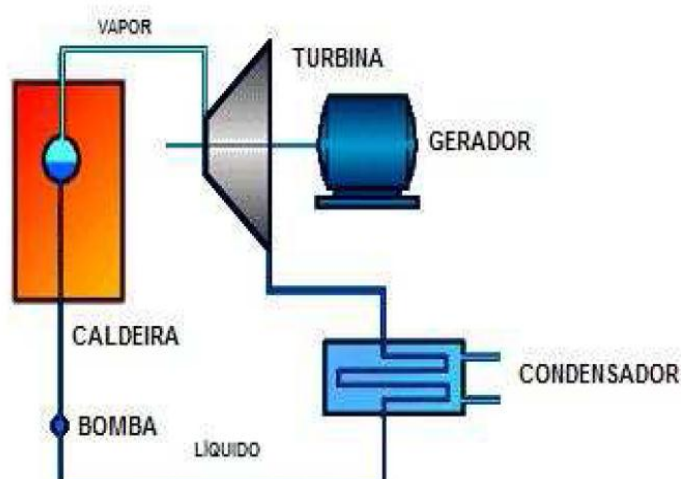


Figura 1.2- Diagrama simplificado de uma central termelétrica

A geração de vapor é realizada em caldeiras do tipo aquatubular, figura 1.3, que utilizam o bagaço de cana como combustível. Existem, basicamente três

modelos: caldeiras com fornalha do tipo ferradura, caldeiras com grelha plana ou inclinada, e caldeiras que realizam a queima em suspensão. Os dois primeiros modelos realizam a queima em leito fixo (em pilhas), já o terceiro, realiza a queima em suspensão. A queima influencia diretamente na eficiência da caldeira, as do tipo leito fixo são mais antigas e ineficientes, bastante comuns no setor. Contudo, as caldeiras com queima em suspensão, além de serem mais modernas, apresentam maior eficiência e possibilitam maiores capacidades de operação [12].



Figura 1.3- Caldeira aquatubular

A figura 1.4 representa cada item que compõe uma caldeira aquatubular, amplamente utilizada em usinas de álcool e açúcar, além de alguns equipamentos a ela conectados.

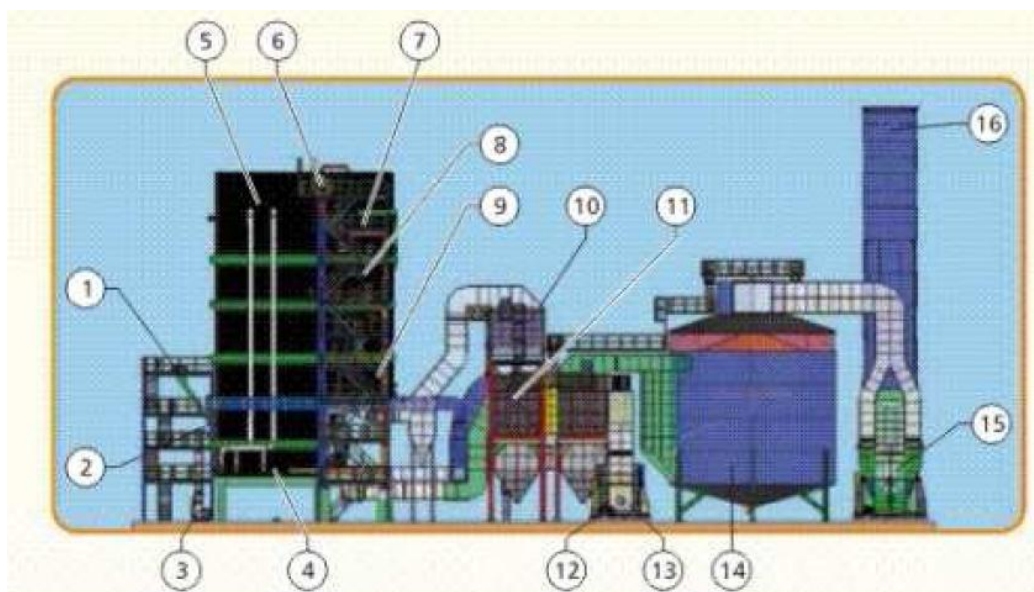


Figura 1.4- Principais componentes de uma caldeira aquatubular

Cada um dos itens presentes na figura anterior são previamente descritos abaixo:

1. **Alimentadores/Dosadores:** têm a função de fornecer o bagaço a ser queimado na fornalha, podendo ser mecânico ou pneumático;
2. **Distribuidores/Espargidor:** têm como função distribuir a biomassa de forma consistente e uniforme sobre a grelha. A característica do projeto aliada à placa de distribuição pneumática faz com o combustível seja lançado com trajetória praticamente horizontal, espalhando as partículas finas de maneira mais consistente sobre a grelha;
3. **Ventilador de tiragem forçada:** tem a função de suprir o ar necessário para a queima do combustível. Os ventiladores são geralmente centrífugos ou axiais de passo variável;
4. **Grelha basculante ou pin role:** Apresenta a função de amparar o material de dentro da fornalha, podendo ser fixas, rotativas e inclinadas;

5. **Fornalha:** local de queima do combustível. Têm a função da mistura ar-combustível, além de manter a conservação de uma queima contínua da mistura;
6. **Tubulação de vapor (tambor de vapor):** local de transformação da água em vapor. Constituída por um vaso fechado a uma pressão específica;
7. **Super aquecedores:** trata-se de feixes tubulares com a função de aumentar a temperatura do vapor gerado na caldeira;
8. **Evaporador:** tem a função principal de fornecer calor a fim de evaporar a água do caldo retirado da cana-de-açúcar (troca térmica), através do processo de ebulição;
9. **Economizador interno da fornalha:** apresenta a função de melhorar o rendimento. O mesmo minimiza o choque térmico entre a água de alimentação e a já existente no tambor. É instalado após os super aquecedores e utiliza o calor residual dos gases para aquecer a água de alimentação;
10. **Economizador externo:** apresenta a função de regular o ar interno aproveitando a temperatura externa (controle de CO₂ para melhoria do ambiente interno);
11. **Pré-aquecedor de ar:** apresenta a função de pré-aquecer os gases gerados pelo calor residual da combustão utilizá-los na queima do combustível;
12. **Ventilador para recirculação de gases:** sua finalidade consiste em extrair os gases de um ponto localizado entre a saída do economizador e a entrada do pré-aquecedor e os injetar na parte inferior da fornalha para o controle de temperatura e/ou das emissões de NO_x;

13. **Ventilador de ar forçado primário:** sua finalidade é transportar a biomassa diretamente dos moinhos para o interior da fornalha, além de levar o combustível a silos intermediários de estocagem. Normalmente, se utiliza um ventilador para cada queimador;
14. **Lavador de gases:** este, possui um resfriador adiabático com a função de reduzir a temperatura dos gases, e sistema de exaustão para o ar aquecido circulante, constituído de exaustor interligado por tubulação e chaminé para fluxo forçado. O lavador tem como função impactar as partículas submicrométricas remanescentes do fluxo de gases;
15. **Ventilador de tiragem induzida:** tem a função de remover os produtos da combustão. São instalados próximos da chaminé e devem ter capacidade suficiente para suportar infiltrações de ar causadas pela pressão negativa na fornalha e dutos a jusante da fornalha, bem como vazamentos de ar nos pré-aquecedores de ar. Em geral, os ventiladores de tiragem induzida, operam com gases relativamente limpos, pois são localizados após o separador de particulados;
16. **Chaminé:** tem a função de retirar os gases da instalação e lançá-los na atmosfera (tiragem).

Em se tratando da conversão eletromecânica de energia, o atendimento das demandas de potência elétrica e mecânica é efetuado por um conjunto de turbinas a vapor, acionadas pelo vapor produzido a partir da queima do bagaço nas caldeiras. No que se refere ao conjunto de turbinas, todas operando em ciclos a vapor, existem três tipos de arranjos usuais, a saber: uso exclusivo de turbinas a vapor de contra-pressão, combinação de turbinas a vapor de contra-

pressão com turbinas de condensação e sistemas mais avançados que empregam turbinas de extração-condensação de controle automático [12].

Os sistemas com turbinas de contra-pressão são os mais comumente encontrados, sendo empregados em plantas cuja instalação visa a auto-suficiência de potência eletromecânica. Nestes, a geração de energia elétrica segue as variações da demanda de vapor do processo industrial. Portanto, o aspecto anteriormente citado, constitui-se em uma barreira proeminente a comercialização de eventuais excedentes de eletricidade. Contudo, para usinas que tenham como objetivo a comercialização de energia excedente, torna-se necessário o uso de turbinas de extração-condensação. Além de altos índices de desempenho, máquinas de condensação com extração regulada se justificam também pela sua capacidade de satisfazer a relação energia térmica e elétrica, que pode variar em uma ampla faixa. Este sistema, com maior capacidade de produção elétrica, possui normalmente turbinas de extração dupla, sendo a primeira extração, no nível de pressão em que o vapor é requerido pelas turbinas de acionamento mecânico e, a segunda, na pressão em que o vapor é consumido no processo produtivo [13].

Aliado a utilização de caldeiras de alta pressão, com uma maior eficiência térmica e a utilização de turbinas multi-estágios, torna-se necessário realizar esforços para reduzir o consumo de vapor interno do processo. Outros investimentos, como a substituição dos motores industriais antigos e de baixa eficiência por motores novos e mais eficientes, comercialmente conhecidos como motores de alto rendimento, além de investimentos que insiram a variação de velocidade no controle de vazão e pressão, poderiam contribuir para a melhoria do desempenho global da planta.

Com o intuito de exemplificar ao leitor a demanda de energia por setores da indústria sucroalcooleira, apresenta-se a figura 1.5.

Perfil de Consumo por Setores

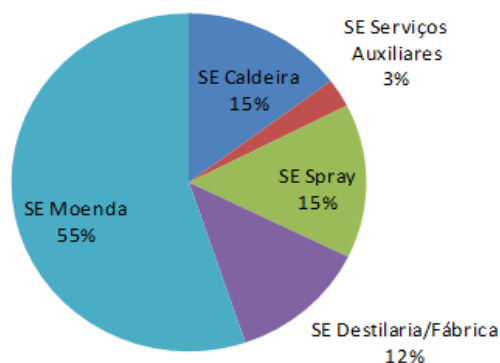


Figura 1.5- Perfil de consumo por setores da usina

1.3- O SETOR SUCROALCOOLEIRO

O complexo sucroalcooleiro nacional é considerado o mais moderno, produtivo e competitivo do mundo, tendo o Brasil assumido a posição de liderança na produção de etanol. A forte expansão da cultura da cana-de-açúcar se deve à valorização do etanol, como uma das principais fontes de energia limpa, uma vez que o mundo passou a reconhecer a necessidade de mudar sua matriz energética, até agora baseada quase que exclusivamente em combustíveis fósseis.

O setor sucroalcooleiro, fatura entre US\$7 e US\$8 bilhões por ano, e tem crescido substancialmente segundo dados da *União da Agroindústria Canavieira de São Paulo – ÚNICA*.

O Brasil apresenta todas as condições para a ampliação da produção de cana, por possuir mais terras e as melhores condições climatológicas para a exploração daquela cultura. Aliado aos fatos citados, o país domina a tecnologia de ponta de fabricação de etanol. O Brasil e os Estados Unidos da América são responsáveis por cerca de 70% da produção de etanol, mas a matéria prima brasileira, cana-de-açúcar, posiciona o País de forma vantajosa em relação ao milho, matéria prima utilizada pelos Estados Unidos na produção de etanol.

Em 2006, o etanol registrou o maior índice de crescimento entre os 50 produtos mais exportados pelo Brasil com uma elevação de 109,6% em relação ao ano anterior. As vendas chegaram a 1,6 bilhões de dólares e o país exportou 3,4 bilhões de litros de álcool, cerca de 18% da sua produção total. Estima-se, portanto, que as vendas externas se elevem até chegarem próximos a 16 bilhões de litros, em 2020. Se essas estimativas se confirmarem, isso implicaria não só em mais investimentos de capital (ampliação e construção de novas usinas), como também, e principalmente, na expansão de áreas cultivadas com cana.

O setor sucroalcooleiro tem características que o distinguem dos outros segmentos de cogeração no País. Em primeiro lugar, é um dos poucos que pode ser considerado como auto-suficiente em termos de geração de energia elétrica para consumo próprio. Isto porque a grande maioria das usinas de açúcar e álcool produzem a eletricidade demandada em seus processos. Em segundo lugar, trata-se do setor que pode gerar maiores excedentes de energia elétrica.

Dados da *Cooperativa dos Produtores de Cana – Coopercana* coletados em 2007, indicavam que, no estado de São Paulo, onde se cultivam 60% de toda a cana processada pela indústria, a área ocupada por essa cultura era de 4,2 milhões de hectares. Mas, pelo ritmo de expansão a expectativa é de que essa área ultrapasse 6 milhões de hectares nos próximos 5 anos.

No que se refere à produção, as estimativas da **ÚNICA** apontam para: 601 milhões de toneladas (em 2010-2011); 829 milhões de toneladas (em 2015-2016); e 1.038 milhões de toneladas (em 2020-2021), conforme a tabela 1.1 abaixo.

Tabela 1.1- Expansão da produção de cana-de-açúcar no Brasil – açúcar e álcool

Cana-de-açúcar, açúcar e álcool	2006–2007	2010–2011	2015–2016	2020–2021
Cana-de-açúcar: produção (milhões de toneladas)	430	601	829	1.038
Cana-de-açúcar: área cultivada (milhões de ha)	6,3	8,5	11,4	13,9
Açúcar: produção (milhões de toneladas)	30,2	34,6	41,3	45,0
Açúcar: consumo interno	9,9	10,5	11,4	12,1
Açúcar: excedente para exportação	20,3	24,1	29,9	32,9
Álcool (bilhões de litros)	17,9	29,7	46,9	65,3
Álcool: consumo interno	14,2	23,2	34,6	49,6
Álcool: excedente para exportação	3,7	6,5	12,3	15,7

Contudo, a expansão da área plantada com cana-de-açúcar nos próximos anos resultará do aumento da demanda por etanol e da melhoria da rentabilidade do setor em decorrência de avanços tecnológicos resultantes da implementação de novos projetos, principalmente nos estados de Goiás, Mato Grosso do Sul, Minas Gerais, Paraná e São Paulo. Em se tratando de Minas Gerais, o Triângulo Mineiro se mostra como a região de maior recepção de investimentos devido ao relevo apropriado à colheita mecanizada, ao regime pluvial adequado e às facilidades de escoamento do produto, graças à proximidade de sistemas de transporte [14].

Diante dos dados técnicos apresentados e das projeções para o mercado da cana-de-açúcar, evidencia-se um aumento expressivo no número de instalações de usinas de álcool e açúcar, e conseqüentemente de unidades geradoras a serem interconectadas aos sistemas de distribuição de energia com a finalidade de utilizar suas linhas para escoar o excedente de energia elétrica gerada. Tal fato levanta uma série de indagações quanto à confiabilidade operacional de tais sistemas não só perante a situações de contingências, mas também em regime permanente. Torna-se necessário analisar de forma técnica quais são as implicações na *qualidade da energia elétrica*, estudos com vistas a esclarecer o comportamento das máquinas síncronas do autoprodutor, ou seja, estudos de *dinâmica e estabilidade do sistema elétrico de potência*, além de analisar a interferência da qualidade dos reguladores das máquinas síncronas, nas respostas das mesmas, diante das solicitações transitórias impostas ao sistema

interconectado (produtor independente de energia e rede da concessionária local).

Para o melhor entendimento desta proposta de tese, é recomendável o conhecimento da definição de alguns termos específicos, conforme se segue:

- **Acessante:** Pessoa jurídica com permissão para conexão ao sistema elétrico da concessionária, atendendo a regras pactuadas entre as duas partes;
- **Autoprodutor com venda de excedentes:** são consumidores que têm geração própria em paralelo com a concessionária e que vendem o excedente de sua geração para a mesma ou a terceiros, usando a rede desta;
- **Autoprodutor sem venda de excedentes:** são consumidores com geração própria em paralelo com o sistema da concessionária e que não possuem excedente para venda;
- **Produtores independentes de energia:** são pessoas jurídicas 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, utilizando a rede da concessionária para tanto.

Cabe aqui ressaltar que “paralelismo” também se refere a situações que prevejam as manobras necessárias às transferências de fonte da concessionária para outra qualquer, sem ocorrência de interrupção de energia elétrica nas instalações do acessante ou usuário, e vice-versa.

1.4- PROGRAMA DE INCENTIVO ÀS FONTES ALTERNATIVAS DE ENERGIA ELÉTRICA– PROINFA

O *Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica – PROINFA*, descrito pelo Decreto nº 5.025 de 2004, foi instituído com o objetivo de fomentar a participação da energia elétrica produzida por empreendimentos concebidos com base em fontes eólicas, biomassa e pequenas centrais hidrelétricas (PCH) no Sistema Elétrico Interligado Nacional (SIN) [15].

O intuito consiste em diversificar a matriz energética brasileira, de forma a se obter soluções para aumentar a segurança no abastecimento de energia elétrica, além de permitir a valorização das características e potencialidades regionais e locais.

A fim de alavancar as metas estabelecidas pelo programa, o Ministério de Minas e Energia – MME ficou responsável por definir as diretrizes, elaborar o planejamento do programa e definir o valor econômico de cada fonte. Porém, a função de agente executor com a elaboração de contratos de compra e venda de energia (CCVE) coube às Centrais Elétricas Brasileiras S.A. (Eletrobrás).

Ansiando alcançar os objetivos propostos quando da sua concepção e homologação, foram estimadas 144 novas usinas de geração de energia elétrica, o que equivale a 3.299,40 MW de capacidade instalada. Desta, 1.191,24 MW se referem ao potencial a advir de 63 novas PCHs, 1.422,92 MW serão disponibilizados por 57 novas usinas eólicas e 685,24 MW de 27 novas usinas de biomassa.

A estimativa para o findar de 2010, consistiria na entrada em operação de 68 novos empreendimentos, o que representaria a inserção de mais 1.591,77 MW no Sistema. Serão mais 23 PCHs (414,30MW), 02 usinas de biomassa (66,50 MW) e 43 usinas eólicas (1.110,97MW).

A figura 1.6 retrata a distribuição dos empreendimentos baseados em fontes renováveis, por todo o território nacional, distinguindo entre aqueles que

optaram, ou não, pelo *Engineering Procurement and Construction Contracts* – EPC, em outras palavras: *Contratos de Construção de Obras de Grande Porte*.










REGIÃO	Fonte	Operação comercial		Concluídas aguardando regularização pelo Proinfa	Em construção	Não Iniciada construção			Sub judice/ em rescisão contratual	TOTAL contratado
						Com EPC	Sem EPC	Total		
 NORTE	PCH	3	50,0%		3					6
		46,80	45,8%		55,40					102,20
	BIOMASSA									
	EÓLICA									
 NORDESTE	PCH	3	100,0%							3
		41,80	100,0%							41,80
	BIOMASSA	5	83,3%						1	6
		89,20	74,8%						30,00	119,20
 CENTRO-OESTE	PCH	7	19,4%	12	12	4	1	5		36
		152,95	19,0%	73,43	413,50	160,30	5,40	165,70		805,58
	EÓLICA	16	33,3%	12	12	4	1	5	1	45
		283,95	29,4%	73,43	413,50	160,30	5,40	165,70	30,00	966,58
 SUDESTE	PCH	13	52,0%	2	10					25
		280,44	56,2%	47,10	171,40					498,94
	BIOMASSA	2	33,3%						4	6
		54,52	42,3%						74,40	128,92
 SUL	PCH	15	48,4%	2	10	0	0	0	4	31
		334,96	53,3%	47,10	171,40	0,00	0,00	0,00	74,40	627,86
 SUL	PCH	8	53,3%	4	2				1	15
		161,00	56,5%	92,00	22,20				10,00	285,20
	BIOMASSA	9	81,8%		1	1		1		11
		265,52	80,0%		36,00	30,50		30,50		332,02
 SUL	PCH	17	60,7%	4	4	1	1	2	1	28
		426,52	54,7%	92,00	86,25	30,50	135,00	165,50	10,00	780,27
 SUL	PCH	12	85,7%	1			1	1		14
		236,90	90,0%	19,50			6,70	6,70		263,10
	BIOMASSA	3	75,0%	1						4
		95,10	90,5%	10,00						105,10
 SUL	PCH	4	25,0%			11	1	12		16
		159,00	35,0%			225,29	70,00	295,29		454,29
	EÓLICA	19	55,9%	2	0	11	2	13	0	34
		491,00	59,7%	29,50	0,00	225,29	76,70	301,99	0,00	822,49

Figura 1.6- Distribuição da instalação das usinas baseadas em fontes alternativas de energia

Contudo, o programa segue atingindo as metas esperadas, mas apresenta atrasos oriundos da contratação de equipamentos, especialmente no que se refere à energia eólica.

A despeito da grande aceitação e benefícios que o programa tem apresentado, o Ministério de Minas e Energia tem informado que não há projeções futuras para o PROINFA.

Quanto à demanda ao PROINFA, o número de empresas que se apresentaram para participar do programa foi maior que o esperado pelo governo. Foram apresentados projetos envolvendo geração de 6,6 mil MW, o dobro da energia solicitada pela Eletrobrás (3300 MW). Aquelas que tiveram licença ambiental antiga tiveram prioridade e os empreendimentos deveriam entrar em funcionamento a partir de dezembro de 2006.

Atingida a meta de 3300 MW, o desenvolvimento do programa será realizado de forma que as fontes eólicas PCHs e biomassa atendam a 10% do consumo anual de energia elétrica do Brasil (objetivo a ser alcançado em um horizonte de até 20 anos). No entanto, nenhuma decisão a fim de atingir a referida meta e quais incentivos a introduzir foram estabelecidos [16].

1.5- O ESTADO DA ARTE

Um número significativo de fontes alternativas de energia como solar, eólica, biomassa e células a combustíveis, têm sido conectadas diretamente nos sistemas de distribuição de energia elétrica em várias partes do planeta. Mais especificamente, as usinas de biomassa com potência instalada da ordem de 10MW, ou menos, interligam seus geradores de forma paralela aos alimentadores do sistema de distribuição, aumentando consideravelmente os níveis de curto-circuito e carregamento da rede, trazendo à tona uma série de questionamentos técnicos e econômicos.

Há um consenso, por parte dos especialistas, que as plantas industriais autoprodutoras de energia, aumentaram consideravelmente em virtude da necessidade de se aproveitar fontes de energia limpa e do surgimento de um novo mercado, o de energia, proveniente da desregulamentação do setor elétrico no que tange ao cenário nacional. Dessa forma, esforços científicos têm sido desprendidos, nos últimos anos, com o intuito principal de se assegurar o

funcionamento harmônico dos sistemas, autoprodutor e rede de distribuição da concessionária de energia elétrica local.

Nesse sentido, a referência [17] discute os principais métodos empregados para se estabelecer os procedimentos de interconexão, apresentando a evolução da geração distribuída no contexto histórico vivenciado pelos Estados Unidos da América e Canadá, ressaltando o forte e contundente crescimento dessa tendência num contexto global.

A referência supracitada realiza uma análise crítica da norma técnica IEEE Standard 1547 [18], apontando as principais lacunas a serem preenchidas por esta, uma vez que a referida apresenta uma limitação técnica no que se refere aos requerimentos de proteção para a indústria quanto à sobre/subfrequências e sobre/subtensão necessários a interconexão. Nesta, define-se a proteção a ser instalada no ponto de acoplamento comum (PAC), entre o Produtor Independente – PI e a rede da concessionária, porém poucas alternativas, métodos, soluções, ou opções são apresentadas para encontrar procedimentos factíveis a assegurar a *Qualidade da Energia* e a *Estabilidade Transitória* do sistema perante contingências comuns aos sistemas de distribuição de energia elétrica.

A fim de evitar problemas advindos de situações de ilhamento do autoprodutor com cargas externas a este, são discutidas e apresentadas filosofias e requisitos de proteção para assegurar a integridade do sistema elétrico, principalmente a *Qualidade da Energia* às cargas. Isso se deve ao fato do PI não sustentar a tensão, e em muitos casos, manter a frequência e as distorções harmônicas fora de limites aceitáveis para as cargas externas às instalações elétricas da geração independente.

O transformador de interconexão é amplamente discutido e analisado, sendo as principais formas de enrolamentos apresentadas sob o foco das vantagens e desvantagens de cada um perante contingências e eficiência de atuação da proteção. Verifica-se a necessidade de se realizar estudos prévios através de simulações computacionais a fim de melhor indicar o transformador de isolamento dos sistemas. A questão da ferorrressonância é apresentada e discutida. Entretanto, apesar do mérito inegável da referência apresentar e discutir as falhas nas normatizações existentes com o intuito maior de padronizar a interconexão de PIs à rede, principalmente no que se refere à proteção dos sistemas, esta não discute e nem apresenta requisitos técnicos mínimos para se realizar estudos computacionais e modelagem de sistemas de geração distribuída em softwares livres de alta confiabilidade. Tampouco, preocupa-se em observar a questão da *Estabilidade Transitória*, as oscilações eletromecânicas das unidades geradoras, atuação dos controles da máquina, controle de tensão ou fator de potência, e suas estreitas relações perante contingências comuns às redes de distribuição.

No que se refere à proteção do sistema elétrico, em média tensão, pode-se destacar o emprego do religador automático. Este é extremamente importante para assegurar a confiabilidade e a excelência dos alimentadores de distribuição. Por outro lado, o religamento automático pode ser problemático e ineficiente perante unidades autoprodutoras conectadas às redes de distribuição. Dessa forma, em [19] apresenta-se os principais paradigmas e desafios a serem rompidos devido à incompatibilidade dos convencionais sistemas de proteção perante a presença generalizada de produtores independentes de energia.

Dentre os desafios apresentados, destaca-se a intrínseca necessidade da proteção anti-ilhamento. Partes acometidas de faltas, nas redes de distribuição, são desconectadas dos alimentadores através da operação dos equipamentos

de proteção, mais especificamente do disjuntor do alimentador. Entretanto, determinadas partes do sistema se mantêm em operação devido à presença do PI. Isso se mostra, em muitos casos, indesejável uma vez que a *Qualidade da Energia*, suprida às cargas pelo PI, pode estar comprometida, tensões e frequências anormais, ou mesmo níveis de falta tão baixos tal que a proteção contra sobrecorrente não consiga atuar. Contudo, a reconexão da parte ilhada se mostra complicada, especialmente perante o religamento automático, pois pode originar sérios danos aos equipamentos. Isto se deve a perda de sincronismo dos geradores da geração independente com a rede da concessionária local.

Os estudos apresentados concluem que o produtor independente deve ser desconectado da rede maior antes da atuação do religador. O religamento geralmente se dá por volta de 0,2s nos Estados Unidos da América, e por volta de 0,3s em se tratando dos países nórdicos. Conclui-se que a proteção anti-ilhamento deve ser extremamente rápida e eficaz para atuar em tão limitado intervalo, porém, maiores esforços devem ser desenvolvidos a fim de identificar o ilhamento de forma mais eficiente.

A não retirada de operação das máquinas do PI da rede maior acarreta na manutenção da corrente de falta mesmo mediante a atuação da proteção da rede. Os geradores pertencentes ao PI mantêm a falta e o arco de falta, pois aquela mantém a tensão a níveis suficientes para sustentar o arco. Assim, a religação automática se mostrará ineficiente acarretando em sérios danos aos equipamentos elétricos instalados na rede da concessionária e aos geradores do PI perante aos esforços eletromecânicos.

Os sistemas de distribuição apresentam topologia radial, entretanto, a presença de várias unidades autoprodutoras de energia, ao longo dos alimentadores de distribuição, tem alterado essa característica.

É evidente que o fluxo de potência não mais se dá de forma uniforme, o fluxo deste agora é dinâmico e em várias direções. Dessa forma, toda a metodologia técnico-operacional, projeto, manutenção, expansão e principalmente de proteção e seletividade da proteção devem ser revisados e atualizados a fim de atender ao novo cenário que se apresenta.

Assim, a natureza dos afundamentos de tensão e suas propagações pelo sistema de distribuição apresentam características singulares, dependendo do número, tipo e sistema de proteção empregado por cada unidade de geração independente interconectada a rede de distribuição [20].

A referência citada no parágrafo anterior discute o impacto da geração distribuída nos afundamentos de tensão. As características desta anomalia dependem do tipo de falta, local de aplicação, conexão dos transformadores instalados na subestação e da conexão do transformador de interconexão. Entretanto, cada tipo de conexão do transformador apresenta suas vantagens e desvantagens perante determinadas anomalias. Porém, não se deve esquecer da metodologia empregada quando do projeto e especificação da proteção do sistema, uma vez que há uma estreita relação entre este e o tipo de conexão do transformador empregado.

Diante do exposto, pode-se concluir que se necessita de prévios estudos computacionais para melhor escolha e projeto da metodologia a apresentar uma operação eficaz e eficiente, com o intuito de melhor operacionalizar a entrada de novos acessantes.

Ressalta-se que, para se obter as devidas conclusões, um sistema teste foi implementado em um software no domínio do tempo. Trata-se de um arranjo comumente empregado para representar sistemas de distribuição de energia. Contudo, o foco do autor não consiste em realizar uma análise transitória. Dessa

forma, não houve a modelagem do sistema mecânico da máquina além de se representar a excitação da mesma através de um regulador de tensão que não consta na base de reguladores do IEEE. Este foi representado por um modelo extremamente simples. Além disso, o tempo máximo de simulação empregado foi inferior a 2s.

Análises de falta trifásicas no ponto de acoplamento comum (PAC) e suas propagações na baixa tensão foram realizadas. No entanto, o objetivo consiste em observar o afundamento gerado e a suportabilidade das cargas a esses afundamentos. Contudo, procede-se a aplicação de faltas assimétricas e a análise de suportabilidade das cargas perante aos afundamentos gerados com e sem a presença do PI. Conclui-se que a presença do PI auxilia na manutenção da tensão, auxiliando na suportabilidade das cargas instaladas no sistema a estas anomalias se a duração da falta não exceder 2s, isto para a rede simulada. Entretanto, a presença da geração independente origina problemas na operação dos dispositivos de proteção, pois alguns destes não entram em operação quando na verdade deveriam operar. Isto traz uma série de impactos aos equipamentos e desgastes mecânicos às máquinas da geração independente.

Vale ressaltar o alerta dos autores quanto a situações em que o ilhamento não apresenta prejuízo à *Qualidade da Energia* entregue às cargas. Tal situação é devidamente comprovada mediante o equilíbrio entre carga-geração.

No mesmo molde das referências supracitadas, em [21] são discutidos e apresentados os principais desafios aos atuais sistemas de distribuição de energia elétrica. O consumidor de energia passa a ser apresentado como elemento ativo, ou seja, este além de ser consumidor também se comporta como “produtor” de energia. Tal fato altera de forma contundente a característica do sistema, seja na operação ou planejamento das redes de média tensão.

Maiores informações sobre integração da geração independente, no que se refere ao planejamento e operação, podem ser encontradas nas referências [22] e [23].

Unidades termelétricas a ciclo combinado são amplamente difundidas e presentes em média tensão no sistema elétrico holandês. Dessa forma, os autores tecem uma discussão sobre a incompatibilidade da legislação holandesa perante a viabilidade técnica operacional da interligação de produtores independentes à rede de distribuição. Contudo, o foco do trabalho se volta a estudar o perfil de tensão perante unidades autoprodutoras, bem como a variação desse perfil mediante a alocação das unidades autoprodutoras.

Considerações sobre a *Qualidade da Energia Elétrica* nas regiões circunvizinhas ao PAC são realizadas, sendo destacados os afundamentos de tensão, oscilações na magnitude da tensão ao longo dos alimentadores de distribuição, o efeito da cintilação luminosa, originado pelas oscilações de potência, e harmônicos. Entretanto, apenas considerações são tecidas sobre o assunto e não se apresenta estudos de caso para a rede apresentada, não contribuindo, dessa forma, para a evolução das técnicas mitigadoras das anomalias.

Quanto aos paradigmas a serem transpostos pela topologia de proteção aplicada às atuais redes de distribuição, novamente aqui, a exemplo das referências anteriores, apresenta-se questões relacionadas ao religamento automático, perda de sincronismo perante o religamento, coordenação fusível-religador, problemas de ilhamento, pontos cegos da proteção e operação inadequada da proteção.

Simulações computacionais são realizadas. Porém, mais uma vez não são demonstradas as respostas eletrodinâmicas das máquinas do produtor

independente. Além disso, o sistema simulado apresenta grande simplicidade de dados para se proceder à elaboração dos estudos. Vale ressaltar a utilização, por parte dos autores, de um software comercial, e, portanto, não acessível à comunidade científica.

Com o intuito de avaliar os impactos e as contribuições advindas da interconexão de pequenas unidades autoprodutoras, na rede de distribuição, principalmente no que se refere à qualidade do serviço, a referência [24] apresenta uma análise pautada pelos principais indicadores de continuidade.

Mais uma vez, são apresentadas as afirmações já discutidas e verificadas em artigos anteriores. Dentre estas, cita-se a manutenção da magnitude da tensão perante afundamentos de tensão, ou mesmo, a redução da interrupção sustentada de tensão às cargas imediatamente próximas às instalações do PI.

Unidades de geração distribuída contribuem para aumentar o limite de capacidade do alimentador no qual estão inseridos. Contudo, isso não representa necessariamente uma melhoria na confiabilidade e na qualidade da energia. Sob a perspectiva do sistema, toda a contribuição advinda do PI é diluída se tornando imperceptível aos índices de confiabilidade, continuidade, do fornecimento apresentados em [25]. Dessa forma, os autores apresentam um pequeno alimentador de distribuição para se efetuar estudos conclusivos sobre a influência da geração independente na rede maior.

Mediante o sistema teste apresentado, procedeu-se a análise de possíveis faltas no alimentador principal bem como nos adjacentes para a devida apuração dos índices normalizados. As análises foram efetuadas considerando a presença, ou não, da unidade autoprodutora. Assim, pode-se vislumbrar as principais alterações nos referidos índices de continuidade, de forma a apresentar as reais

contribuições à manutenção da confiabilidade e a qualidade da energia elétrica em alimentadores de distribuição interconectados ao PI.

Quanto a situações de ilhamento, os autores apresentam a possibilidade do PI em atender parte do sistema mediante situações de contingências. Porém, esta conclusão foi pautada apenas sob o foco dos indicadores de continuidade. Não se estabelece requisitos mínimos operativos, padrões a serem atendidos para assegurar a qualidade da energia às cargas e ao próprio sistema do PI. Além disso, nenhuma consideração foi estabelecida quanto aos esforços eletromecânicos aplicados às máquinas da geração independente.

Questões relevantes como alterações na filosofia e projeto da proteção foram debatidas dando-se ênfase ao problema da religação automática. Novamente aqui, relata-se a necessidade da retirada do PI antes da religação, contudo a faixa morta do religador deve ser estendida para que se tenha tempo hábil à retirada do sistema independente.

A forma de conexão do transformador de interconexão foi apresentada, principalmente sua impedância, pois esta se apresenta como fator limitante na mitigação dos afundamentos de tensão por parte do PI.

No mesmo molde da referência [17], em [26] apresenta-se uma discussão técnica sobre os principais paradigmas encontrados pelos produtores independentes de energia no que se refere aos requisitos técnico-econômicos da interconexão. A referência supracitada apresenta os gargalos originados pelo pluralismo das normalizações técnicas do setor elétrico. Vale destacar a falta de políticas claras de incentivo a interconexão de fontes distribuídas, a não definição de preços a serem pagos pela energia importada e a não definição da potência máxima permissível de ser instalada nas redes de distribuição. Entretanto, apresenta-se uma contribuição interessante e possível de ser

realizada por parte dos PIs à rede. Esta se refere aos *serviços ancilares*, pois as unidades de geração independente podem gerar reativos à rede objetivando sustentar a tensão numa determinada área. Contudo, o autor demonstra a necessidade do estabelecimento de regras claras quanto à remuneração pela prestação do referido serviço à rede.

Simulações com vistas a estudar a estabilidade da tensão mediante a inserção de unidades autoprodutoras de energia foram desenvolvidas em [27], onde se observa de forma clara e contundente que a operação de unidades síncronas com controle de tensão, ao invés de se controlar a potência reativa gerada, apresenta melhor resposta perante as solicitações transitórias impostas ao sistema, além de assegurar a manutenção da tensão ao sistema elétrico do PI perante situações de ilhamento.

No que se refere à análise de estabilidade transitória, para as diversas tecnologias de geração distribuída interconectada à rede, as referências [28] e [29] apresentam estudos computacionais com o intuito de avaliar o perfil de tensão nas principais barras do sistema teste, oscilações e desvio da velocidade de operação das máquinas síncronas. Observou-se que perante contingências comuns aos sistemas de distribuição, as máquinas síncronas controladas, mais especificamente com controle de tensão e potência gerada, apresentam melhor desempenho, assegurando e contribuindo para a manutenção da estabilidade transitória. Contudo, as singularidades e vantagens de outras fontes também foram apresentadas, a exemplo dos geradores de indução e geradores eólicos. Todavia, em [28] a análise da estabilidade transitória foi realizada com base no desvio máximo em velocidade do rotor das máquinas síncronas e no tempo de duração das oscilações em velocidade. Dessa forma, apresenta-se uma forma alternativa de se avaliar a estabilidade transitória antes apenas avaliada pelo ângulo de carga das máquinas.

Dentre as principais contingências aplicadas, [28, 29], destaca-se a falta do tipo trifásica, onde foram contempladas as respostas das máquinas do sistema teste para diferentes graus de penetração da produção independente e número de unidades instaladas.

A referência [30] apresenta o desenvolvimento de um modelo de geração distribuída para integração ao sistema elétrico. As análises se concentram em avaliar o impacto tecnológico e grau de penetração do PI na rede de distribuição. Contudo, análises quanto à qualidade da energia são realizadas perante a inserção de autoprodutores, bem como questionamento sobre a nova filosofia de planejamento do sistema. Este deve ser tal que incorpore a produção dispersa em sistemas de distribuição.

A referência supracitada apresenta um modelo experimental desenvolvido especificamente para estudos de geração distribuída, em parceria com a iniciativa privada, no cenário elétrico italiano.

Em [31], com o auxílio de um sistema teste de seis barras e de equações matemáticas específicas os autores realizam o estudo de confiabilidade da inserção de PIs às redes sob o ponto de vista de assegurar a qualidade do sistema acessado. No entanto, a redução dos custos de geração mediante a inserção de autoprodutores de energia é apresentada e avaliada sob o ponto de vista técnico-econômico. Em contrapartida, em [32] são apresentados modelos matemáticos apenas para se avaliar do ponto de vista de mercado, as contribuições e os desafios de se operar com PIs interconectados à rede maior.

No que se refere aos desafios impostos à proteção do sistema elétrico mediante a inserção de produtores independentes, as referências [33,34] apresentam uma avaliação meticulosa dos principais paradigmas a serem transpostos. Além disso, é apresentada uma alternativa para a reconexão das

unidades geradoras do PI após o acionamento do disjuntor de interconexão dos sistemas. Entretanto, em [35] as análises se voltam para a proteção e automação da subestação de acoplamento. Nesta referência discute-se um tema extremamente polêmico e objeto de investigações por parte dos centros de pesquisa na área de geração distribuída, que é o tratamento do “fault ride through” (FRT). O objetivo consiste em detectar o período de permanência máximo permissível das máquinas do PI mediante situações de subtensão no sistema, a fim dos geradores, da produção independente, contribuírem para o reestabelecimento da tensão.

Em [36] apresenta-se os requisitos necessários para o desenvolvimento de modelos computacionais de unidades térmicas para a realização de estudos de sistemas de potência. São descritos vários aspectos do ciclo-combinado, além de demonstrar modelos aptos a simular as respostas de unidades térmicas com seus respectivos valores (constantes das funções de transferência). Contudo, em [37] são realizados estudos com vistas a encontrar um ponto ótimo de operação do controlador de velocidade, bem como visa analisar o efeito daquele ponto ótimo na estabilidade do sistema.

Quanto ao regulador de excitação para geradores síncronos no *ATP*, em [38] os autores demonstram a técnica e o modelo utilizado, bem como o modelo computacional equivalente do regulador de excitação de uma máquina síncrona hidráulica pertencente à hidroelétrica de Palmar. Os autores utilizaram as ferramentas da “*TACS subrotines*”, e os dados fornecidos pelo fabricante. Observa-se a eficiência e eficácia da ferramenta *TACS* nas respostas obtidas nas simulações perante os dados colhidos em ensaios experimentais.

Vale ressaltar que, além das publicações apresentadas neste item, intitulado de estado da arte, ao longo desta tese são mencionadas diversas outras publicações que consubstanciam os estudos aqui desenvolvidos.

1.6- CONTRIBUIÇÕES DESTA TESE

A principal contribuição desta tese consiste em modelar de forma computacional um sistema de geração distribuída, com máquinas síncronas controladas e em paralelo, em um *software* no domínio do tempo. Os estudos desenvolvidos a partir da modelagem apresentada visam beneficiar tanto concessionárias de energia quanto produtores independentes. Tais estudos analisam os impactos tanto do sistema da geração independente no sistema maior, no qual aquele está inserido, quanto no sentido oposto (impacto do grande sistema na geração independente).

Para implementar um sistema elétrico apto a representar de forma fiel um arranjo de geração distribuída de usinas de álcool, nos moldes do que é encontrado atualmente nos sistemas elétricos de potência, foi necessário modelar os reguladores de tensão e de velocidade das máquinas síncronas, cujas máquinas primárias são turbinas a vapor, bem como um sistema elétrico de distribuição em paralelo com o sistema de geração independente. Estes reguladores foram modelados no *Alternative Transients Program – ATP*, utilizando a máquina síncrona controlável, disponível neste *software*.

Após a realização e validação da modelagem do sistema elétrico como um todo, foram realizados os seguintes estudos de casos:

- Análise de curto-circuito trifásico na rede da concessionária;
- Análise de curto-circuito trifásico na rede do acessante;
- Rejeição de carga na rede da concessionária;
- Rejeição de carga na rede do acessante;
- Abertura de linha de distribuição;
- Perda de unidade geradora.

Dessa forma, baseado nos resultados encontrados para o sistema elétrico em questão, são apresentadas medidas para mitigar efeitos danosos ao sistema, bem como sugestões técnicas mais aplicáveis a reger a entrada de novos acessantes ao sistema.

1.7- ESTRUTURA DA TESE

Diante das questões técnicas aqui levantadas e discutidas, esta tese está subdividida nos seguintes capítulos:

Capítulo 1

Este capítulo apresenta a atual conjuntura econômico-ambiental mundial a fim de mitigar os impactos ambientais oriundos do uso de combustíveis fósseis. Além disso, uma familiarização com a atual situação e projeções para o setor sucroalcooleiro é tecida sobre a óptica do aumento do número de unidades de geradores distribuídos. Uma breve discussão é apresentada sobre as principais publicações na área de produção independente de energia e os paradigmas impostos pela inserção desta tecnologia.

Capítulo 2

Este capítulo apresenta a evolução da legislação brasileira no que tange a comercialização de excedentes de energia elétrica gerada pelos autoprodutores, bem como os principais aspectos técnicos normativos requeridos quando da solicitação de acesso pelo produtor independente. Não obstante, um breve esclarecimento referente à conexão ao sistema de distribuição, PRODIST – Módulo 3, é realizada e confrontada com as principais indagações desta tese.

Capítulo 3

Este capítulo apresenta o sistema de excitação de uma unidade geradora, abordando os aspectos construtivos, teóricos, as modelagens e tipos mais utilizados. Além disso, são enfatizadas as contribuições desse regulador nas respostas do sistema elétrico de potência. Os tipos de reguladores e tensão mais utilizados pelo IEEE também são apresentados. Por fim, a estratégia utilizada para modelar o regulador de tensão no *ATP*, utilizando *Transient Analysis of Control Systems – TACS* é demonstrada.

Capítulo 4

Neste capítulo é apresentado o regulador de velocidade da máquina síncrona. Vislumbram-se seus aspectos construtivos, teóricos, as modelagens e tipos mais utilizados. Por fim, a estratégia computacional para modelar o regulador de velocidade no *ATP*, partindo de um diagrama de blocos de uma função de controle, utilizando a *TACS subrotines*, é demonstrada.

Capítulo 5

O Capítulo 5 tem como enfoque principal os estudos de casos. Para isto, é feita a simulação de um sistema elétrico do produtor independente em paralelo com a concessionária de energia. O acessante, além de atender sua demanda interna de energia, vende um excedente para a rede da concessionária. Portanto, o sistema elétrico do acessante, apesar de não comprar energia da concessionária, está em constante paralelismo com a mesma. A partir deste sistema, são estudados casos nos quais contingências comuns ao sistema elétrico de distribuição serão aplicadas. Com isso, pretende-se analisar o desempenho do sistema mediante essas contingências. Posteriormente, com a inserção de uma medida mitigadora para os efeitos sofridos quando da aplicação da contingência, novas simulações serão realizadas.

Capítulo 6

Neste capítulo são apresentadas as conclusões e também sugestões de novas pesquisas relacionadas com este trabalho.

CAPÍTULO 2

ASPECTOS LEGAIS E NORMATIVOS

2.1- CONTEXTUALIZAÇÃO HISTÓRICA

A legislação brasileira, no que se refere à cogeração, vem sendo esboçada desde 1981 com a publicação do Decreto-lei 1872, de 21/05/1981, posteriormente revogado pela lei nº 9648 de 27/05/1998, que trata da aquisição, pelas concessionárias, da energia elétrica excedente gerada pelos autoprodutores. Neste período, a política energética era direcionada basicamente por decretos-lei, portarias ministeriais e por portarias do extinto *Departamento Nacional de Águas e Energia – DNAEE*.

Durante o período anteriormente citado, outras portarias que traçaram as diretrizes da cogeração no cenário nacional merecem ser destacadas:

- Portaria DNAEE 283, de 31 de dezembro de 1985, que criou a *Demanda Suplementar de Reserva – DSR*. Esta se refere à quantidade de energia demandada pelo produtor quando da paralisação ou redução temporária em sua auto-produção de energia elétrica. Com esta medida, o produtor pagava, mensalmente, uma tarifa específica pela DSR, mesmo não sendo necessária a utilização da mesma.
- Portaria DNAEE 187, de 21 de outubro de 1988, que enquadra os empreendimentos privados de geração de energia em três faixas distintas de potência ativa: $P < 500\text{kW}$, $500\text{kW} \leq P \leq 10\text{MW}$ e $P > 10\text{MW}$. De acordo com esta portaria, os empreendimentos de maior

amplitude se deparam com maiores exigências a serem atendidas quando da aprovação de seu projeto. Dentre os requisitos necessários o atutoprodutor deve apresentar o projeto básico bem como os estudos de viabilidade técnica e ambiental.

- Portaria DNAEE 246, de 23 de dezembro de 1988. Esta apresenta pela primeira vez uma definição clara e objetiva de cogeração. Além disso, regulamenta a aquisição do excedente de energia elétrica pela concessionária local.

Os textos apresentados na forma de decretos-lei, constituíram o conjunto de normas e regulamentos que orientam à auto-produção de energia elétrica, abrangendo de forma prematura a venda do excedente gerado às concessionárias. Contudo, as definições eram limitadas e não fomentavam a cogeração de energia.

A legislação, até então generalista, não apresentava distinção entre auto-produção, com ou sem geração de excedentes, cogeração e produtor independente de energia elétrica. Tampouco diferenças claras e sucintas eram evidenciadas entre o uso de fontes renováveis e de combustíveis fósseis, principalmente dos derivados do petróleo [39, 40].

2.2- A REESTRURAÇÃO DO SETOR ELÉTRICO NACIONAL

Nos anos 90 a matriz energética nacional passou por uma profunda reestruturação, envolvendo não somente modificações na legislação, mas também dando início ao processo de privatização, de acordo com a nova política definida pelo Governo Federal. A introdução deste processo deve-se principalmente à crise financeira vivenciada de forma contundente na década

de 70 e agravada ao longo dos anos em virtude de tarifas mantidas em patamares reduzidos (entre outros motivos), como tentativa de conter a inflação de governos anteriores [11]. Entretanto, desse conturbado período histórico surgem avanços significativos à legislação no que se refere à cogeração de energia.

Dentre as principais leis, decretos e resoluções advindas do novo quadro institucional vivenciado pelo setor elétrico brasileiro destaca-se:

- Lei 8.987 de 13 de fevereiro de 1995, conhecida como a Lei Geral de Concessões. Esta define o regime de concessão e permissão para a prestação de qualquer serviço público a ser regido pelo artigo 175 da Constituição Federal. No artigo 2º desta lei, tem-se duas importantes definições, a saber:

➤ Art. 2º Para fins do disposto nesta Lei, considera-se:

II – concessão de serviço público: a delegação de sua prestação, feita pelo poder concedente, mediante licitação, na modalidade de concorrência, à pessoa jurídica ou consórcio de empresas que demonstre capacidade para seu desempenho, por sua conta e risco e por prazo determinado.

III – permissão de serviço público: a delegação, a título precário mediante licitação, da prestação de serviço público, feita pelo poder concedente à pessoa física ou jurídica que demonstre capacidade para seu desempenho, por sua conta e risco.

- Lei 9.074 de 07 de julho de 1995, que introduz a figura do *Produtor Independente de Energia*, e também assegura o livre acesso aos sistemas de transmissão e distribuição, mediante ressarcimento do custo de transporte envolvido. A mesma ainda define os limites de potência ativa segundo os quais os empreendimentos termoeletricos passam a ser classificados. A seguir são apresentados os referidos limites:
 - Até 5MW – os empreendimentos serão apenas registrados
 - Acima de 5MW – os empreendimentos serão objeto de concessão mediante licitação ou autorização.
- Decreto 2.003 de 10 de setembro de 1996. Regulamenta as atividades do produtor independente e do autoprodutor além de definir as condições de operação da termoeletrica, se é integrada ou não. Considera-se integrada ao sistema aquela termoeletrica que opera em conjunto com outras usinas de geração de energia sob supervisão do *Operador Nacional do Sistema – ONS*.
- Lei 9.427 de 21 de dezembro de 1996. Esta instituiu a *Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL*.
- Resolução ANEEL 112 de 18 de maio de 1999. Apresenta os requisitos necessários à obtenção de registro ou autorização para a implantação, ampliação ou repotencialização de centrais geradoras termoeletricas, eólicas, bem como de demais fontes renováveis (bagaço de cana etc).
- Resolução ANEEL 281 de 01 de outubro de 1999. Estabelece as condições gerais de contratação do acesso, compreendendo o uso e a conexão aos sistemas de transmissão e distribuição de energia elétrica,

bem como as tarifas correspondentes a estes usos. A citada foi revogada pela resolução 208 de 07 de junho de 2001. Esta determina uma taxa equivalente a ser paga pelo gerador independente a concessionária de distribuição local pelo uso de seus sistemas de distribuição de energia elétrica.

Dentre os contratos a serem acordados entre o produtor independente e a concessionária de energia local destacam-se o *Contrato de Conexão – CCD* e o *Contrato de Uso do Sistema de Distribuição – CUSD*. A Resolução 281 fixa os requisitos exigidos para a elaboração desses contratos. De acordo com a regulamentação da ANEEL, cada concessionária de distribuição de energia apresenta uma taxa devidamente especificada para a mesma, de acordo com os parâmetros de sua localização e área de concessão.

- Resolução 219 de 23 de abril de 2003. Estende os percentuais de redução dos valores das tarifas, referentes ao uso dos sistemas elétricos de transmissão e distribuição, aos empreendimentos de geração baseados em fontes de biomassa, e fixa a um valor mínimo de 50% (cinquenta por cento). Além disso, a referida resolução estabeleceu uma redução de até 100% (cem por cento) para os empreendimentos que iniciassem sua operação até 31 de dezembro de 2003.
- Resolução ANEEL 371 de 29 de dezembro de 1999. Regulamenta a contratação e comercialização de *Reserva de Capacidade* por autoprodutor ou produtor independente. Aquela se refere à capacidade de carregamento dos sistemas de transmissão e distribuição da concessionária quando da necessidade total, ou parcial, de atendimento da demanda do autoprodutor perante uma interrupção ou redução temporária em sua geração. A *Reserva de Capacidade* substitui a antiga DSR.

A reserva de capacidade deverá ser contratada com duração mínima de um ano, entre o autoprodutor e a concessionária ou permissionária local de distribuição de energia elétrica. Este contrato deve dispor sobre o montante de reserva de capacidade requerido e o número de horas, previsto em base anual dos sistemas de transmissão e distribuição. A contratação de reserva de capacidade se limita ao montante de 30MW [12].

Todavia, a energia elétrica necessária para suprir as instalações elétricas do produtor independente, autoprodutor, durante uma interrupção ou quaisquer outras anomalias em sua geração, em MWh, poderá ser adquirida diretamente do *Mercado Atacadista de Energia* – MAE, ou mesmo por meio de contratos bilaterais de compra de energia elétrica livremente negociados. O autoprodutor, ou produtor independente, de energia elétrica que faça a opção pela compra direta no MAE deve aderir ao *Acordo de Mercado*.

Até a publicação, pelo MAE, dos preços de energia elétrica, devem ser consideradas as tarifas de energia de curto prazo, no período de ponta e fora de ponta, publicadas mensalmente pela ANEEL.

Quanto à comercialização de energia, a principal forma de contratação é realizada através dos leilões de compra de energia elétrica proveniente de empreendimentos de geração existentes e de novos empreendimentos de geração. A energia elétrica também pode ser adquirida através de compra de geração distribuída. A contratação de energia no Ambiente de Contratação Regulada também pode ser feita com as usinas produtoras de energia elétrica a partir de fontes eólicas, pequenas centrais hidrelétricas e biomassa, que foram contratadas no PROINFA. Os contratos de compra de energia da Itaipu Binacional também podem ser realizados no Ambiente de Contratação Regulada.

Os leilões de energia elétrica são a principal forma de compra e venda de energia no Ambiente de Contratação Regulada. A responsabilidade do

leilão é da ANEEL, que delega para a Câmara de Comercialização de Energia Elétrica – CCEE a sua realização, de acordo com as diretrizes determinadas pelo MME. Atendendo a um dos objetivos do novo mercado de energia elétrica, o critério adotado para definir os vencedores do leilão é a menor tarifa de energia apresentada. Assim, os vencedores do leilão são aqueles que ofertam a energia pelo menor preço do MW médio para atendimento da demanda. Os leilões de energia podem ser de dois tipos: leilões de compra de energia elétrica proveniente de empreendimentos de geração existentes, conhecidos como “leilões de energia existente” e; leilões de compra de energia elétrica proveniente de novos empreendimentos de geração, conhecidos como “leilões de energia nova” [13].

2.2.1- PROCEDIMENTOS DE DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA NO SISTEMA ELÉTRICO NACIONAL – PRODIST

Um dos principais entraves ao pleno desenvolvimento e expansão da exportação de excedente de energia elétrica pelos autoprodutores, até meados dos anos de 2002 e 2003, consistia na falta de uma legislação clara e definida de forma a esclarecer à conexão, à transmissão e as características físicas e eletromecânicas da subestação de interconexão. Durante o período anteriormente citado, apenas se encontravam orientações pertinentes ao acesso à *Rede Básica* do sistema elétrico, cujas tensões são superiores a 230 kV.

Em se tratando do setor sucroalcooleiro, as conexões são realizadas na *Rede de Distribuição* ($U < 138$ kV). Dessa forma, os usineiros não dispunham de procedimentos consolidados relativos ao planejamento e operação das distribuidoras. Os mesmos apenas se orientavam pela Resolução 281 de

01/10/1999, porém esta tem por objetivo “estabelecer as condições gerais de contratação do acesso, compreendendo o uso e a conexão, aos sistemas de transmissão e distribuição”. Evidencia-se a insuficiência da referida resolução no que tange ao acesso à rede de distribuição, pois aquela não define de forma clara as responsabilidades do acessante e acessada, tão pouco cita condições operacionais e funcionais necessárias a qualidade e integridade dos sistemas de distribuição de energia elétrica. A referida orienta os agentes envolvidos, acessante e acessada, a negociarem entre si os custos incorridos da conexão. Entretanto, essa negociação não se dá de forma equânime, pois as partes apresentam interesses conflitantes. Além disso, os PI muitas vezes não têm a opção de escolher a concessionária a se conectar.

Com a inexistência de padrões e procedimentos básicos, para o período considerado, as concessionárias seguiam suas próprias normas, obrigando o PI a atender as exigências sem questionar [39].

A fim de estabelecer os procedimentos e os requisitos técnicos mínimos necessários ao planejamento, acesso, uso e operação do sistema de distribuição bem como as responsabilidades de cada agente, surgem os procedimentos de distribuição, PRODIST, cujos principais objetivos são:

- Legitimar, garantir e demonstrar a transparência, integridade, equanimidade, reprodutibilidade e excelência da operação do sistema de distribuição de energia elétrica das concessionárias de serviço público;
- Estabelecer com base legal e contratual as responsabilidades de cada agente, no que tange a atividades, insumos, produtos e prazos dos processos de operação, planejamento, uso, medição e qualidade da energia nos sistemas de distribuição das concessionárias de serviço público de distribuição de energia elétrica;

- Especificar os requisitos técnicos contratuais exigidos nos *Contratos de Conexão ao Sistema de Distribuição – CCD*, e *Contratos de Uso do Sistema de Distribuição – CUSD*.

O módulo 3 dos procedimentos de distribuição, trata especificamente do *Acesso ao Sistema de Distribuição* a fim de estabelecer os requisitos técnicos operacionais, condições de acesso e conexão de forma a assegurar a operação segura e eficaz da rede.

Ressalta-se que para obter acesso à rede de distribuição de energia elétrica, o acessante deve atender ao PRODIST, às resoluções vigentes da ANEEL, as normas técnicas brasileiras e os padrões e normas técnicas da distribuidora acessada [41].

A fim de se realizar a interconexão dos sistemas (produtor independente e rede da concessionária), torna-se necessário observar 4 (quatro etapas): *consulta de acesso, informação de acesso, solicitação de acesso e parecer de acesso*.

Para esclarecer melhor ao leitor, cada uma das etapas pertinentes ao processo de acesso ao sistema de distribuição são previamente detalhadas abaixo:

- **Consulta de acesso:** Com o objetivo de obter informações técnicas que subsidiem os estudos pertinentes ao acesso, o acessante formula esse item à acessada, sendo facultada ao acessante a indicação de um ou mais pontos de conexão de interesse;
- **Informação de acesso:** Trata-se da resposta formal e obrigatória da acessada à consulta de acesso. O objetivo consiste em fornecer informações sobre o acesso pretendido;

- **Solicitação de acesso:** Requerimento elaborado pelo acessante que implica em prioridade de atendimento ao ponto de conexão requerido, de acordo com a ordem cronológica de protocolo;
- **Parecer de acesso:** Documento a ser apresentado pela acessada, concessionária de energia local, onde são informadas as condições de acesso, compreendendo a conexão e o uso, bem como os requisitos técnicos que permitam a conexão das instalações do acessante com os devido prazos.

As referidas etapas necessárias a obtenção do *parecer de acesso* dependem da classificação do acessante, tornando-se opcionais para alguns e obrigatórias para outros, de acordo com suas características. Com fim a esclarecer de forma sucinta os principais tipos de acessantes ao sistema de distribuição, uma breve descrição daqueles é apresentada abaixo:

- **Consumidor especial:** Aquele que opte pela compra de energia elétrica junto a empreendimentos geradores ali definidos;
- **Consumidor livre:** Aquele que tenha exercido a opção de compra de energia elétrica na modalidade de contratação livre;
- **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;
- **Central geradora – autorização:** Caracteriza-se pelas centrais geradoras termelétricas, eólicas e de outras fontes alternativas de energia, com potência superior a 5 MW.

A citada referência, [41], apresenta as etapas a serem cumpridas, por tipo de acessante, nos procedimentos de acesso. A tabela 2.1 mostra as etapas pertinentes.

Tabela 2.1- Procedimentos para obtenção de acesso

ACESSANTE	ETAPAS A CUMPRIR			
	CONSULTA DE ACESSO	INFORMAÇÃO DE ACESSO	SOLICITAÇÃO DE ACESSO	PARECER DE ACESSO
Consumidor Especial	Opcionais		Necessárias	
Consumidor Livre	Opcionais		Necessárias	
Central Geradora – Registro	Opcionais		Necessárias	
Central Geradora – Autorização	Necessárias		Necessárias	
Central Geradora – Concessão	Procedimento definido no edital de licitação			
Outra Distribuidora de Energia	Necessárias		Necessárias	
Agente Importador/Exportador de Energia	Necessárias		Necessárias	

Entretanto, para se proceder as etapas citadas anteriormente, devem ser observados os prazos vigentes em legislação. Assim, a figura 2.1 apresenta o fluxograma com as etapas obrigatórias para consumidores livres e especiais, e centrais geradoras solicitantes de registro. Já a figura 2.2 se refere ao fluxograma referente às etapas de acesso obrigatórias para centrais geradoras solicitantes de autorização.

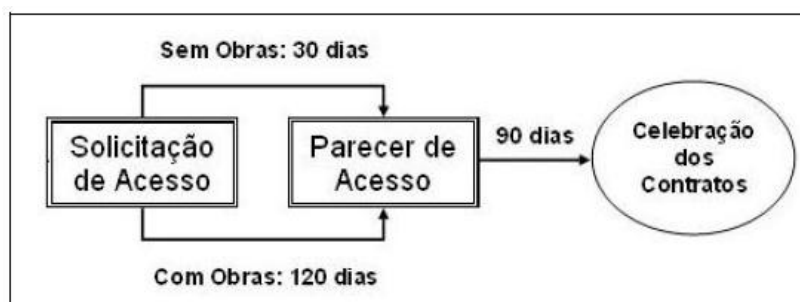


Figura 2.1- Fluxograma de acesso ao sistema de distribuição I

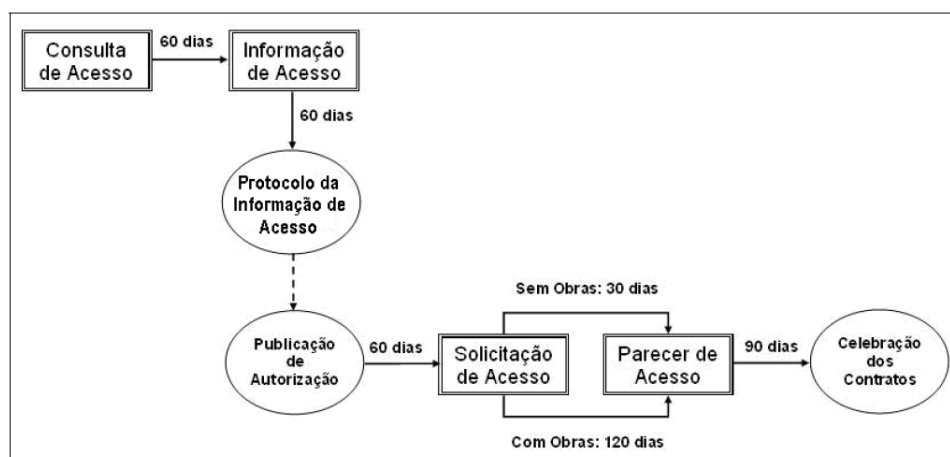


Figura 2.2- Fluxograma de acesso ao sistema de distribuição II

As responsabilidades do acessante são claramente explícitas e comentadas de forma a estabelecer maior confiabilidade quando do projeto e conexão dos sistemas, produtor independente e rede da concessionária. O acessante deve elaborar os projetos executivos das instalações de conexão, submetendo-o à aprovação da acessada, executar as obras civis e de montagem das instalações de conexão, além de realizar o comissionamento das instalações de conexão de sua responsabilidade, sob supervisão da acessada. Contudo, todo o ônus referente às instalações necessárias até o ponto de conexão se restringe ao acessante, no entanto as devidas alterações no sistema elétrico de distribuição acessado para atender ao acessante devem ser realizadas pela concessionária de energia local. Entretanto, os custos destas alterações são de responsabilidade da concessionária local e devem ser elaborados em prazos estabelecidos nas legislações e normas vigentes.

O acessante pode contratar a própria acessada para a implementação das instalações de conexão, o que viabiliza o processo uma vez que cada concessionária possui normas específicas de conexão a sua rede de distribuição de acordo com suas particularidades operacionais e de projeto.

Para viabilizar o acesso, a distribuidora deve observar o critério de *menor custo global de investimentos*. Este estuda e analisa as melhores alternativas técnicas e apresenta a tecnicamente equivalente de menor custo de investimentos. Entretanto, o cálculo necessário à aplicação do critério deve levar em consideração o horizonte de planejamento constante do Módulo 2 – *Planejamento da Expansão do Sistema de Distribuição*.

No que se refere às orientações técnicas para viabilizar a interconexão, a tensão de conexão pode ser estabelecida pela distribuidora, porém o acessante pode optar por uma tensão de conexão diferente da estabelecida desde que haja viabilidade técnica.

No que se refere aos requisitos técnicos operacionais da interconexão, são estabelecidos limites de referência para variação da tensão em regime permanente no ponto de conexão, este deve estar em consonância com a referência [42]. Além disso, todos os critérios no que tange a qualidade da energia elétrica, fator de potência, variações da frequência devem atender a citada referência, [42]. Cita-se, em [43], de forma clara que o acessante deve garantir, ao conectar suas instalações, que não sejam violados os valores de referência no ponto de conexão estabelecidos em regulamentação específica para os seguintes parâmetros:

- Distorções harmônicas;
- Desequilíbrio de tensão;
- Flutuação de tensão;
- Variações de tensão de curta duração.

Entretanto, não são estabelecidos padrões quanto à atuação dos dispositivos de proteção, quando da ocorrência de determinadas contingências comuns ao sistema elétrico nem mesmo valores de referência para os reguladores de tensão e velocidade das máquinas síncronas dos produtores independentes de energia, o que torna a regulamentação ineficiente do ponto de vista operacional em regime permanente, pois não assegura o paralelismo do sistema, uma vez que a concessionária local possui a autorização para desconectar a qualquer momento o PI perante quaisquer alterações no sistema. Assim, estudos mais precisos no campo de *dinâmica de sistemas elétricos e qualidade da energia* devem ser realizados de forma a se estabelecer condições a assegurar o paralelismo e a integridade dos agentes envolvidos.

Contudo, é evidente que para a elaboração de procedimentos padrões no que se refere a modelos de reguladores de tensão e velocidade a serem adotados, tempo de atuação das constantes dos mesmos, valores para abertura do disjuntor de interconexão, perante determinadas contingências no sistema, e limites para indicadores de qualidade, dependem das particularidades de cada concessionária. Dessa forma, cada distribuidora, acessada, poderia estabelecer limites de referência a serem adotados para assegurar o paralelismo dos sistemas mediante a realização de estudos específicos através de modelos computacionais que os tornem possíveis.

Quanto às características da subestação de conexão, dispositivos de proteção, *sistema de medição para faturamento* – SMF, requisitos de projeto necessários entre outros, a regulamentação aqui discutida lista e comenta de forma sucinta todos os itens necessários de acordo com cada tipo de acessante e potência exportada pelo mesmo [43]. Contudo, esta ressalta, mais uma vez, que tais projetos devem atender as orientações e normas técnicas da acessada.

Diante dos fatos anteriormente comentados, se faz necessária uma análise das normas técnicas voltadas à conexão de autoprodutores de energia elétrica, em redes de distribuição, das principais concessionárias de energia do país a fim de abstrair os pontos comuns e conflitantes das mesmas. O que se pretende é compará-las com as recomendações internacionais para uma conexão segura e eficaz do acessante com a rede de distribuição da acessada.

2.2.2- ANÁLISE COMPARATIVA ENTRE AS NORMAS TÉCNICAS NACIONAIS E INTERNACIONAIS

Mediante um estudo detalhado das referências compreendidas entre [43-52] pode-se abstrair as seguintes conclusões:

- Todos os custos referentes a modificações no sistema elétrico da concessionária para a interligação devem ser pagos pelo acessante;
- O acessante é inteiramente responsável pela proteção de seus equipamentos e geradores;
- Há um rigor quanto à proteção, pois a concessionária quer continuar a operar e atender a seus consumidores de forma harmoniosa independentemente da presença do produtor independente;
- Não há uma especificação mais abrangente quanto ao tempo de retirada das faltas, seja na rede da concessionária ou dentro das instalações do acessante;
- Não há limites claramente definidos para variações de frequência mediante a aplicação de determinadas contingências comuns ao sistema elétrico de distribuição, no ponto de conexão;
- Não há limites claramente definidos para variações de tensão mediante a aplicação de contingências no ponto de conexão;

- A concessionária define o ponto de conexão;
- Todas apresentam os requisitos técnicos básicos exigidos para a conexão aos seus respectivos sistemas elétricos;
- Não se tem conhecimento pré-estabelecido das principais implicações que determinadas contingências poderiam causar ao sistema da concessionária e do acessante. Tampouco há alternativas pré-estabelecidas para mitigar tais efeitos;
- Os projetos das instalações do acessante devem ser submetidos à análise e aprovação da concessionária;
- As normas técnicas comentadas apresentam similaridades quanto ao sistema de medição de faturamento;
- Todas as concessionárias apresentam um acordo operativo;
- Perante qualquer anomalia no sistema, no ponto de conexão, o relé secundário deve abrir o disjuntor de interligação. Não há aqui, alternativas técnicas com vistas a manter a continuidade do paralelismo de forma segura, ou mesmo, de atenuar as aberturas da conexão;
- Não há um consenso sobre a metodologia a ser empregada no que se refere à proteção e seletividade da proteção, uma vez que a topologia radial dos sistemas de distribuição passa a se tornar um sistema dinâmico repleto de unidades geradoras;
- A literatura também deixa falhas quanto à melhor forma de conexão (delta-estrela, estrela-estrela aterrado etc) para o transformador de isolamento/acoplamento dos sistemas;
- Não há uma metodologia factível para problemas de detecção e isolamento do produtor independente perante operação “ilhada”.

- Enquanto no exterior há uma normalização para a análise prévia qualitativa da conexão através de simulação computacional, esta exigência inexistente em nosso país.

Ao se realizar uma análise comparativa entre as normas brasileiras e a norma técnica da LIPA, nota-se que esta última apresenta maiores subsídios técnicos para a conexão de acessantes; principalmente no que tange as variações de tensão e frequência quando da ocorrência de contingências, seja na rede da concessionária ou nas instalações elétricas do acessante. Além disso, em [52] há um rigor técnico maior quanto à especificação dos reguladores da máquina síncrona do acessante, sendo sugeridos alguns modelos clássicos de regulador de tensão.

Ao término da análise das referências técnicas, observa-se nelas um grande receio quanto à conexão desses novos produtores de energia ao sistema.

Evidencia-se a necessidade do desenvolvimento de esforços no sentido de se elaborar uma norma regulamentar apta a esclarecer e a apontar de forma evidente e esclarecedora os principais requisitos técnicos para se proceder ao acesso às redes de distribuição. Isto pode ser comprovado pelos inúmeros questionamento e tentativas de um grupo de trabalho específico do IEEE para tentar padronizar esta conexão. Contudo, as normas regulamentares estabelecidas pelo referido instituto apresentam falhas e pontos cegos, principalmente no que se refere à proteção.

2.3- CONSIDERAÇÕES FINAIS

Este capítulo apresentou e comentou, de forma sucinta, a evolução das normas técnicas referentes ao acesso ao sistema de distribuição de energia elétrica.

Evidencia-se uma melhor abertura e incentivo às fontes alternativas de energia no cenário nacional, bem como de políticas voltadas ao pleno desenvolvimento para fomentar a geração de excedentes de energia e a venda dessa através das redes de distribuição. Os requisitos técnicos operacionais estão mais consolidados, as responsabilidades dos agentes, acessante e acessada, bem definidos.

Do ponto de vista legal os contratos pertinentes ao acesso são claros e seus modelos são disponibilizados para consulta através das regulamentações. Porém, ainda há certa autonomia das concessionárias, pois os autoprodutores devem atender as legislações específicas das mesmas mediante as particularidades de cada região e sistema elétrico.

Não há medidas de forma a assegurar o paralelismo dos sistemas, produtor independente e concessionária, facultando a esta, a livre operação do disjuntor de interconexão. Aliado a este fato, não existem padrões estabelecidos para os reguladores de tensão e velocidade dos geradores do autoprodutor, nem mesmo modelos computacionais aptos a realizarem estudos técnicos em softwares livres e que operem no domínio do tempo.

A estrutura, o projeto e planejamento da operação dos sistemas elétricos de distribuição devem ser revistos, pois sua estrutura radial passa a sofrer enormes transformações mediante o fomento do acesso às redes. Assim, há a necessidade do estabelecimento de normas técnicas mais abrangentes aptas a apresentar soluções técnicas para diversos sistemas e filosofias de operação, buscando assim orientar os acessantes para quaisquer concessionárias a serem acessadas.

CAPÍTULO 3

SISTEMAS DE CONTROLE DE EXCITAÇÃO

3.1- CONSIDERAÇÕES INICIAIS

O objetivo principal deste capítulo consiste em justificar ao leitor as razões para a utilização dos sistemas de controle de excitação das máquinas síncronas, bem como apresentar os mecanismos e efeitos de sua atuação.

Inicialmente, são mostrados os benefícios obtidos pelo sistema elétrico de potência, na presença de determinadas contingências, devido à atuação destes sistemas, também conhecidos como *reguladores*. Posteriormente, são descritos os arranjos típicos e diversas configurações empregadas para os mesmos, bem como suas modelagens no programa *ATP*.

O sistema de excitação tem por finalidade fornecer corrente contínua ao enrolamento de campo da máquina síncrona. Aliado a este fato, através do ajuste da tensão de campo, esse sistema ainda realiza a função de *controle* e *proteção*, essenciais a um bom desempenho do sistema elétrico.

O *controle* realizado pelo sistema de excitação regula a tensão e o fluxo de potência reativa, o que conduz ao melhoramento da estabilidade do sistema elétrico de potência. Por outro lado, a função de *proteção* assegura que os limites de capacidade da máquina síncrona, sistema de excitação e outros equipamentos não sejam excedidos.

A tensão de saída e a frequência dos geradores são controladas pelos seguintes dispositivos:

- Regulador automático de tensão (*AVR - Automatic Voltage Regulator*);
- Regulador automático de velocidade (*GOV- Speed Governor*);
- Estabilizador de sistema de potência (*PSS - Power System Stabilizer*).

Pelo fato de envolver dispositivos mecânicos em sua atuação, o regulador de velocidade é mais lento que o de tensão [53,54]. Isto está associado fundamentalmente à questão da ação final sobre as turbinas.

As primeiras representações utilizadas para as máquinas síncronas em estudos de estabilidade transitória de sistemas, não levavam em consideração o conjunto gerador-turbina [55,56], ou então utilizavam um modelo bastante simplificado para os mesmos. Porém, com o desenvolvimento computacional bem como dos programas de estudos de estabilidade, grandes sistemas passaram a ser estudados com maior precisão em sua modelagem [57].

3.2- JUSTIFICATIVAS PARA USO DO REGULADOR AUTOMÁTICO DE TENSÃO

De acordo com [54,57], as razões básicas que justificam a necessidade de utilizar um *AVR* para controlar a tensão terminal de uma máquina síncrona são:

- Manutenção de tensão constante sob carga;
- Prevenção de sobretensão após a rejeição de carga;
- Melhoramento da estabilidade sob carga;
- Melhoramento da estabilidade transitória do sistema elétrico.

A seguir será realizada uma análise de cada item em separado.

3.2.1- MANUTENÇÃO DE TENSÃO CONSTANTE SOB CARGA

A princípio será analisado um modelo mais simples de uma máquina síncrona, funcionando como gerador, em regime permanente.

A figura 3.1 ilustra esta máquina, a qual corresponde à representação por tensão constante (\dot{E}) atrás de uma reatância síncrona (\mathbf{X}_s). O gerador opera de forma isolada de qualquer sistema de potência alimentando uma carga local com uma tensão terminal (\dot{V}_t).

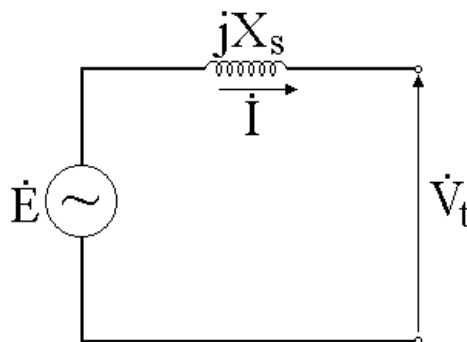


Figura 3.1- Modelo simplificado da máquina síncrona

Ao trabalhar a vazio com uma excitação constante e igual a 1,0 pu, obtém-se $\dot{V}_t = \dot{E} = 1,0$ pu.

A reatância síncrona, (\mathbf{X}_s), do gerador se situa em uma faixa de 1,5 a 2,0 pu para turbinas térmicas e, de 0,5 a 1,2 pu para turbinas hidráulicas.

Quando é inserida uma carga no circuito da figura 3.1, surge uma corrente (\mathbf{I}) fornecida pelo gerador à carga. Isto leva a uma redução da tensão terminal, (\dot{V}_t) obedecendo à equação 3.1 abaixo:

$$\dot{V}_t = \dot{E} - \mathbf{jX}_s \dot{\mathbf{I}} = \dot{E} - \Delta \dot{V} \quad (3.1)$$

Para uma reatância síncrona $\mathbf{X}_s = 1,5$ pu e uma corrente \mathbf{I} , a queda de tensão na carga será dada por $\Delta V = 1,5 \cdot \mathbf{I}$ pu. Portanto, para uma corrente de 0,67 pu a tensão terminal da máquina terá caído à zero. Em outras palavras,

nestas condições e com a excitação constante em 1,0 pu, este gerador nunca poderá fornecer sua corrente nominal, 1,0 pu, à carga passiva. Para atingir esse objetivo é necessário prover formas para elevar a tensão de excitação da máquina à medida que a carga aumenta.

Dessa forma, pode-se concluir que, ao trabalhar sob carga, é necessário acrescentar ao gerador algum mecanismo para se efetuar o controle da tensão terminal.

3.2.2- PREVENÇÃO DE SOBRETENSÃO APÓS REJEIÇÃO DE CARGA

Para a análise que se segue utiliza-se a figura 3.2. Nesta assume-se que o gerador da figura 3.1 está operando de forma estável com carga nominal, tendo sido ajustado adequadamente a sua excitação para retornar a tensão terminal ao seu valor de circuito aberto (1 pu), ponto **K**. Para isso, sua excitação foi aumentada para 2,26 pu.

A maioria dos geradores trabalha com potência nominal e com o fator de potência em torno de 0,85 indutivo. Este será o valor a ser adotado nas análises relativas à *curva de capacidade*, figura 3.2, que ilustra a região de operação de um gerador. Ressalta-se que no Anexo I desta tese é apresentada uma breve descrição teórica sobre a *curva de capacidade* de um gerador síncrono.

Desta figura tem-se que, ao se desconectar a carga repentinamente, tendo como posição inicial o ponto **K**, mantendo a mesma excitação, 2,26 pu, e desprezando-se os efeitos de saturação, a tensão terminal da máquina irá aumentar para 2,26 pu, pois a tensão a vazio é igual à tensão de terminal da máquina. Porém, se a saturação for considerada, a tensão terminal poderá atingir de 1,3 a 1,4 pu.

Esses altos valores de tensão a vazio podem originar danos internos ao gerador, ao transformador do seu barramento bem como a demais cargas elétricas próximas ao mesmo.

Dessa forma, a tensão terminal deve ser controlada pelo ajuste rápido da excitação. A regulação de tensão da máquina síncrona pode ser definida (em pu) como sendo:

$$Reg = \frac{E - V_t}{E} \quad (3.2)$$

onde E é a tensão terminal a vazio (tensão em vazio = tensão de excitação) e V_t é a tensão de terminal com carga sob excitação constante.

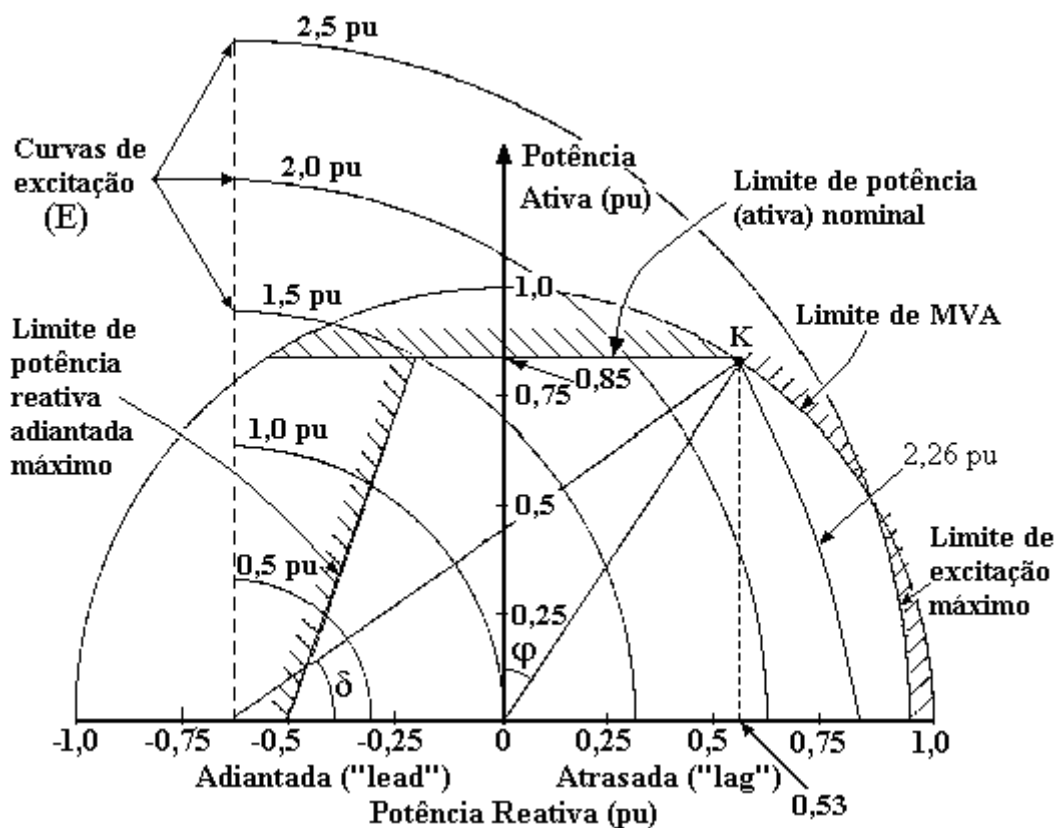


Figura 3.2- Curva de capacidade de uma máquina síncrona

3.2.3- MELHORAMENTO DA ESTABILIDADE SOB CARGA

Ainda de acordo com a figura 3.2, se a máquina é sincronizada sem carga, para trabalhar com uma tensão de excitação de 1,0 pu, a mesma operará com um fator de potência adiantado, basta observar que a curva de excitação de 1 pu, figura 3.2, se encontra do lado em que tal fator é adiantado. Consequentemente, com um aumento da demanda de potência de saída, o limite de estabilidade de potência reativa adiantado poderá ser violado antes que a potência de saída nominal tenha sido alcançada.

Portanto, ao se aumentar a excitação, alterando-se assim a tensão interna da máquina, torna-se possível operar a máquina em sua potência nominal com uma margem de estabilidade em regime permanente.

Tal fato pode ser observado na figura 3.2. Se houver um aumento da tensão de excitação para 1.5 pu a máquina ganhará uma margem maior de potência de saída a ser atingida sem exceder seu limite de estabilidade de potência reativa adiantada.

3.2.4- MELHORAMENTO DA ESTABILIDADE TRANSITÓRIA

A potência ativa fornecida pelo gerador síncrono com rotor cilíndrico, à carga, é expressa em regime permanente pela seguinte equação:

$$P = \frac{E V_t}{X_s} \text{sen} \delta = P_{\text{max}} \text{sen} \delta \quad (3.3)$$

δ é o ângulo de torque, ou de carga da máquina.

Na ocorrência de uma falta, como um curto-circuito, no sistema, a tensão terminal cai. Nestas condições, se a máquina síncrona for desprovida de um AVR, a potência máxima, assim como o torque máximo, sofrerão uma queda. Para contrabalançar, o gerador tende a aumentar seu ângulo de torque, ficando vulnerável a perda de sincronismo. Porém, se o AVR estivesse presente, ele aumentaria a excitação do gerador, objetivando compensar a queda de tensão nos terminais da máquina. A ação do AVR praticamente não afetará a tensão de terminal, mas a tensão interna (E) será aumentada como resultado direto do aumento da corrente de excitação do gerador.

Consequentemente, a máxima potência de saída do gerador (P_{\max}), durante a falta, é aumentada após a ação do AVR, podendo-se afirmar, em decorrência desse fato, que a estabilidade transitória do gerador é então melhorada.

Para facilitar a compreensão ao leitor, procede-se à análise do sistema apresentado na figura 3.3 mediante a aplicação da falta indicada. A figura 3.4 ilustra a curva de variação da potência máxima com o ângulo de carga de um gerador síncrono (critério da igualdade de áreas). Pode se observar, figura 3.4, que antes da contingência, o gerador operava no ponto 1. Nesse ponto a potência mecânica da máquina é igual à elétrica. Porém, na aplicação da falta, curto-circuito, a potência elétrica do gerador cai em virtude da diminuição da tensão de terminal V_t . Dessa forma, há uma nova curva para a potência elétrica fornecida pelo gerador durante o período de permanência da falta. A potência elétrica cai drasticamente, observe o ponto 2. Nesse ponto, acompanhando-se a curva durante a falta, ocorrerá a diminuição da potência elétrica. Assim, o gerador acelera até o ponto 3, atingindo assim o “ângulo crítico”, δ_c . Neste instante a falta é retirada, e surge uma nova curva de potência elétrica pelo ângulo de carga, denominada de “após falta”, dessa forma o gerador passa do ponto 3 ao 4. A partir deste ângulo δ_c há a

modificação na situação de aceleração para desaceleração do gerador. O gerador passa então a percorrer a nova curva estabelecida no pós-falta. A área A_1 , compreendida entre os pontos 1, 2, 3 e 4, é chamada de área de aceleração, pois na mesma o gerador adquire energia cinética devido ao fato da potência elétrica ser menor que a mecânica. Há a necessidade de se estabelecer um novo ponto de equilíbrio para o gerador. Para isso a máquina irá se deslocar na curva “pós-falta” do ponto 4 ao 5 para realizar a desaceleração da mesma, pois nesse intervalo a potência elétrica é superior à mecânica, dessa forma a área compreendida entre os pontos 4, 5 e o limite de potência mecânica da turbina, A_2 , é chamada de área de desaceleração. No ponto 5, o ângulo de carga é máximo. Se $A_1 = A_2$, a estabilidade do sistema está assegurada.

Esta análise realizada anteriormente é denominada de *critério de igualdade de áreas*.

O AVR atua nesse processo de forma a se obter uma resposta de potência elétrica versus ângulo de carga mais elevada em magnitude. Isto se deve ao fato da excitatriz elevar a magnitude de E mesmo com a V_t muito baixa. Dessa forma, o ponto P_{max} da curva de potência ativa permanecerá acima do limite de potência mecânica da turbina, contribuindo assim para o retorno da estabilidade do sistema.

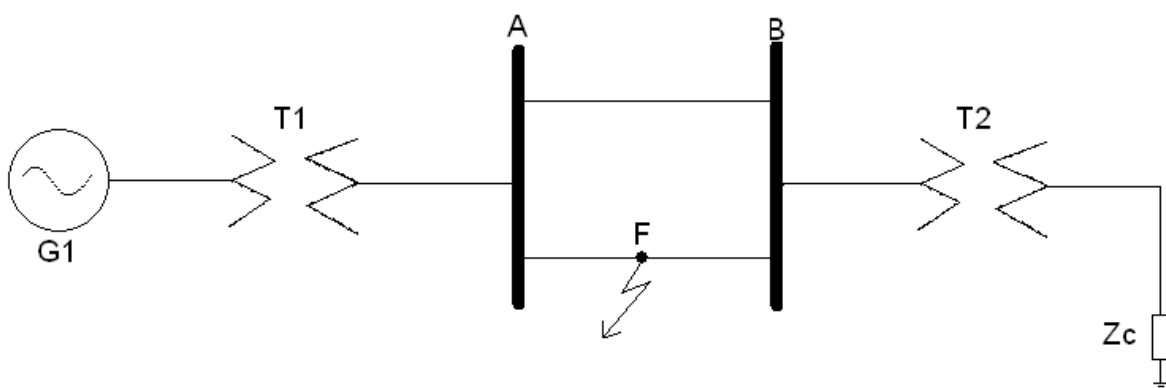


Figura 3.3- Diagrama unifilar de sistema elétrico radial

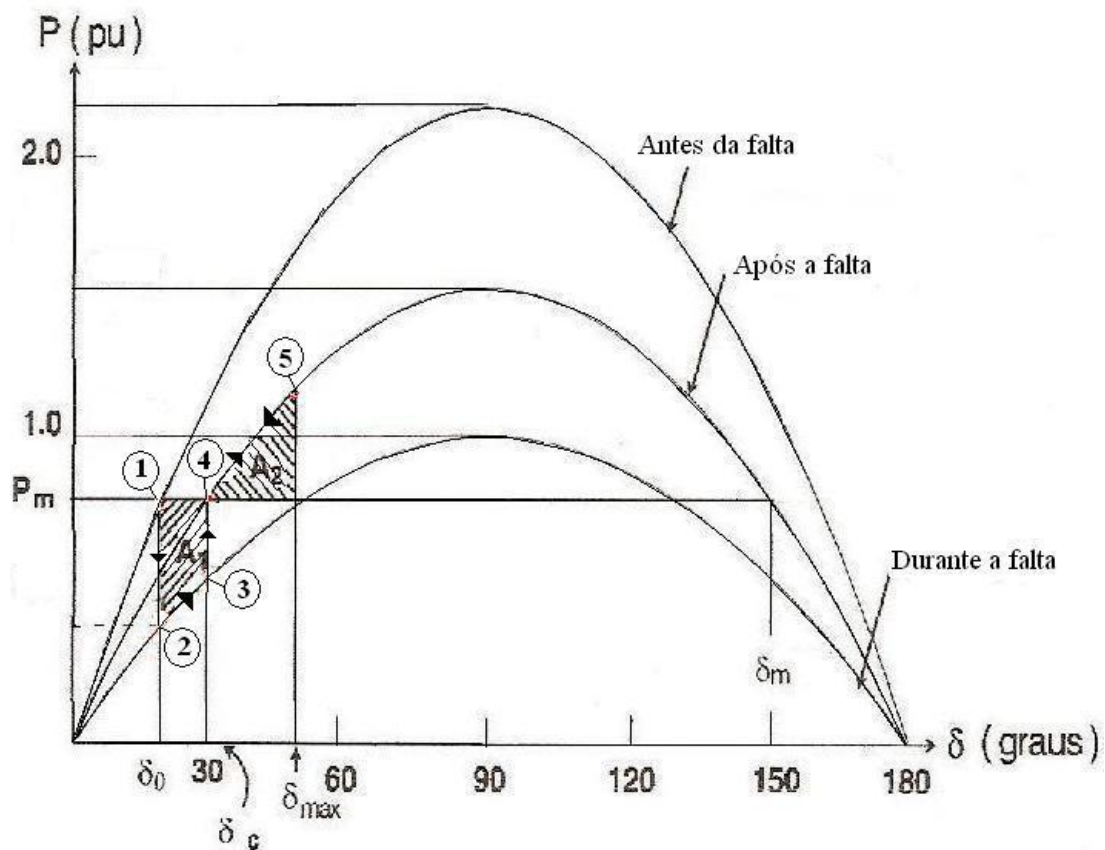


Figura 3.4- Critério da igualdade de áreas

3.3- ATUAÇÃO DE UM SISTEMA DE EXCITAÇÃO

O AVR deve monitorar a tensão do gerador e, em qualquer condição de carga, agir no sentido de manter a tensão de terminal do gerador, dentro de limites pré-estabelecidos. Dessa forma, o AVR também controla a potência reativa gerada e o fator de potência da máquina, uma vez que estes fatores são dependentes do nível de excitação do gerador. Além disso, o AVR auxilia a minimizar as variações de tensão durante períodos transitórios, contribuindo assim, para uma melhora da estabilidade do sistema.

A figura 3.5 ilustra, de forma simplificada, o circuito equivalente de uma máquina síncrona. Nesta, o gerador está com um fator de potência inicial ($\cos \theta$) atrasado, uma corrente I , tensão interna E_g e tensão de terminal V_t

mantida constante (barramento infinito), por outras máquinas em paralelo com essa máquina.

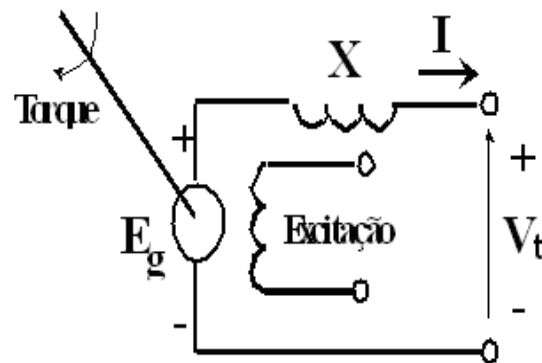


Figura 3.5- Circuito equivalente da máquina síncrona em paralelo com um barramento infinito

A figura 3.6 retrata a condição inicial de operação dessa máquina síncrona.

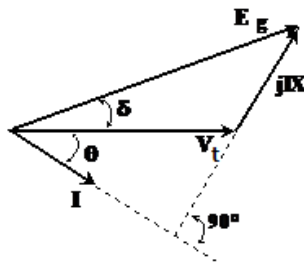


Figura 3.6- Diagrama fasorial da máquina síncrona da figura 3.5 em sua condição inicial.

Admitindo-se que a potência mecânica aplicada ao eixo da máquina seja mantida constante pela ação do regulador de velocidade e que a tensão de excitação seja aumentada para um novo valor E_g' , determinam-se os novos valores relativos para a corrente I' , fator de potência $\cos \theta'$ e ângulo de torque δ' .

Dessa forma, a potência de saída, por fase, pode ser expressa de duas formas:

I. em termos das condições terminais do gerador

$$P = VI \cos \theta \quad (3.4)$$

II. em termos do ângulo de potência, com os efeitos de saliência e resistência do estator desprezados:

$$P = \frac{E_g V}{X} \text{sen} \delta \quad (3.5)$$

Sabe-se que o fasor \mathbf{IX} se mantém sempre perpendicular ao fasor \mathbf{I} . Dessa forma, pode-se construir um novo diagrama fasorial, figura 3.7, que mostra as situações, inicial e final, após o acréscimo a \mathbf{E}_g . Observa-se que a nova condição de equilíbrio (com \mathbf{P} e \mathbf{V} mantidos constantes) exigiu que:

- I. o ângulo de torque sofresse uma diminuição (de δ para δ');
- II. a corrente fosse aumentada de \mathbf{I} para \mathbf{I}' ;
- III. o fator de potência tivesse um atraso (de $\cos \theta$ para $\cos \theta'$)

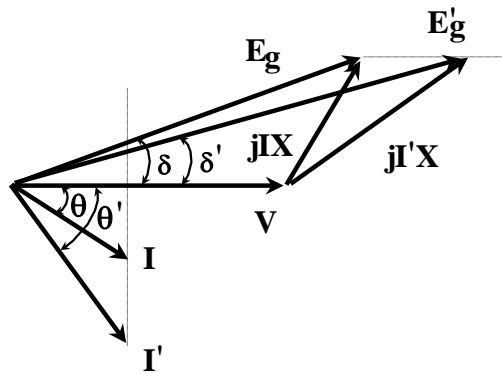


Figura 3.7- Diagrama fasorial para um aumento na tensão de excitação, mantendo-se (\mathbf{P}) e (\mathbf{V}) constantes.

Observa-se que um aumento na tensão de excitação resulta num acréscimo de potência reativa gerada, dada por:

$$Q' = VI \text{sen} \theta' \quad (3.6)$$

pois $I' \sin \theta' > I \sin \theta$.

Portanto, conclui-se que o sistema de excitação atua diretamente na geração de potência reativa da máquina síncrona, de forma a atender a demanda de reativo do sistema para manter a tensão de terminal constante.

3.4- MODELO SIMPLIFICADO DO SISTEMA DE CONTROLE DE EXCITAÇÃO

A figura 3.8 ilustra o arranjo simplificado dos principais itens que compõem qualquer sistema de excitação [58].

A fonte de toda ou parte da corrente de excitação da máquina síncrona se deve à excitatriz. Já o regulador de tensão é a “inteligência” do sistema de excitação. Ele é responsável por controlar a saída da excitatriz de modo que a tensão gerada e a potência se alterem da forma desejada.

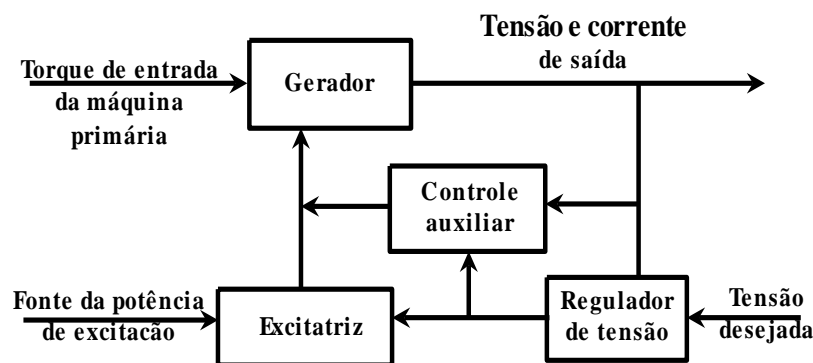


Figura 3.8- Esquema básico de um sistema de controle de excitação (AVR).

Na figura 3.8, o bloco chamado de controle auxiliar pode apresentar várias características somadas. Como exemplo, o amortecimento é algumas vezes introduzido com o objetivo de reduzir picos de tensões. Um comparador pode ser utilizado para estabelecer um limite mínimo de excitação, prevenindo assim, contra instabilidade. Em suma, o controle auxiliar realiza a proteção do sistema elétrico.

Devido à alta indutância do enrolamento de campo do gerador, torna-se difícil realizar rápidas alterações na magnitude da corrente de campo. Isto introduz um atraso considerável na resposta do controle, sendo um dos principais obstáculos a ser superado ao se projetar um sistema de regulação de tensão.

3.5- TIPOS DE SISTEMAS DE EXCITAÇÃO

Com o decorrer dos anos, os sistemas de excitação têm evoluído continuamente, tomando várias formas. Conforme a fonte de potência utilizada, estes podem ser classificados em três tipos dispostos a seguir:

- Sistema de excitação CC;
- Sistemas de excitação CA;
- Sistemas de excitação estáticos.

Para os dois primeiros sistemas de excitação, as potências elétricas requeridas são derivadas de máquinas girantes, sendo usados o gerador CC com comutador (e escovas) e o gerador CA com retificador. Os sistemas de excitação estáticos, sem máquinas girantes, são empregados nos modelos mais modernos e atuais de AVR. Maiores detalhes sobre outros tipos de AVR podem ser encontrados nas referências [56], [57], [58] e [59].

3.6- MODELAGEM COMPUTACIONAL DO REGULADOR DE TENSÃO.

O objetivo dessa seção consiste em obter um modelo de *AVR* que possa ser implementado computacionalmente no *ATP*. A figura 3.9 apresenta um arranjo típico, em forma de diagrama de blocos, dos três principais componentes de um sistema de controle da excitação (*AVR*): regulador de tensão, a excitatriz e o estabilizador.

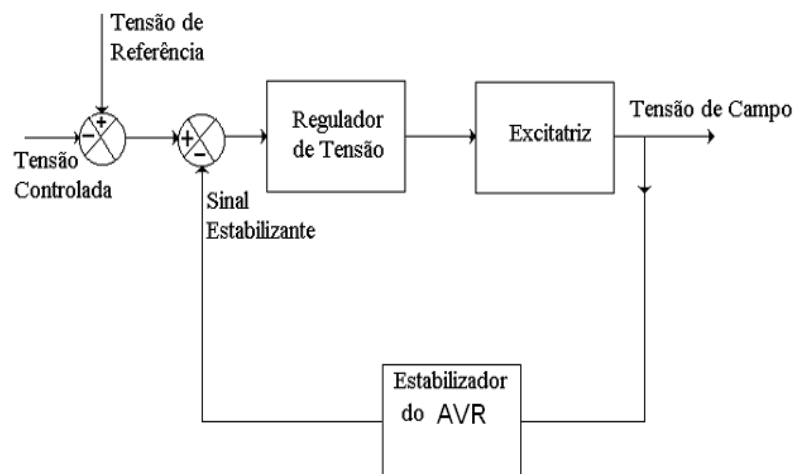


Figura 3.9- Arranjo típico de um regulador de tensão (*AVR*).

Na figura 3.10 é apresentado um modelo mais detalhado para o regulador de tensão, em diagrama de blocos. Esse regulador, de acordo com os dados disponíveis, pode ser reduzido a modelos mais simplificados [56]. As figuras seguintes ilustram modelos de reguladores de tensão, derivados da figura 3.10, pela seleção apropriada de dados.

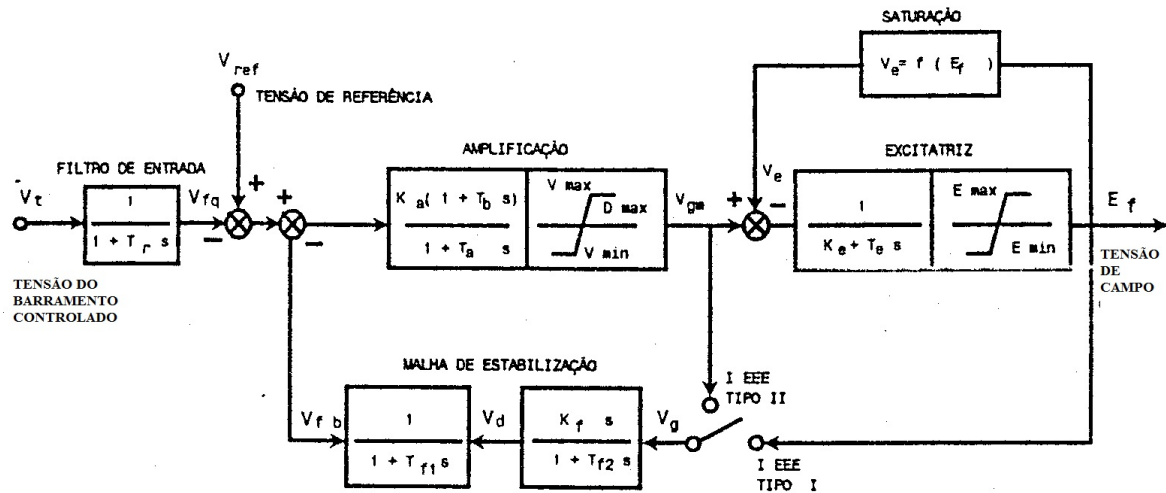


Figura 3.10- Modelo geral de um regulador de tensão.

A figura 3.11 ilustra o modelo mais simples do sistema de excitação, o qual é baseado no modelo geral, figura 3.10. Observa-se que há um caminho principal na função de transferência, com ganho **K_a** e constante de tempo **T_a**, além dos limites máximo e mínimo de excitação do regulador.

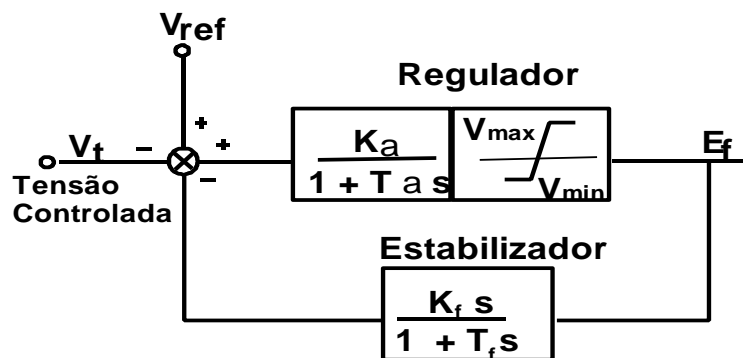


Figura 3.11- Modelo simples de regulador de tensão.

O sinal proveniente da tensão de saída da excitatriz, **E_f**, sinal estabilizante (de amortecimento), é fornecido na malha de realimentação. Esta apresenta uma função de transferência com ganho **K_f** e constante de tempo **T_f**.

A figura 3.12 apresenta um modelo de regulador de tensão mais avançado do que o anteriormente apresentado na figura 3.11.

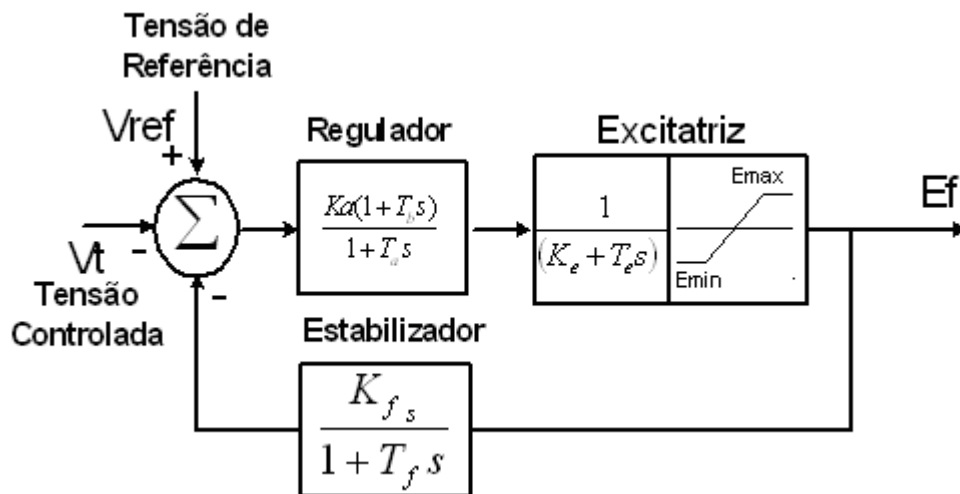


Figura 3.12- Modelo de regulador de tensão mais avançado.

Como função adicional, este modelo apresenta as funções de transferência da excitatriz $1/(K_e + sT_e)$ seguida pelos seus respectivos limites e por outra constante de tempo T_b para a representação do regulador.

Os modelos originados pelas recomendações do IEEE Committee Report, [58], são apresentados nas figuras 3.13 e 3.14. Estes são usualmente referenciados como IEEE tipo I e IEEE tipo II, respectivamente.

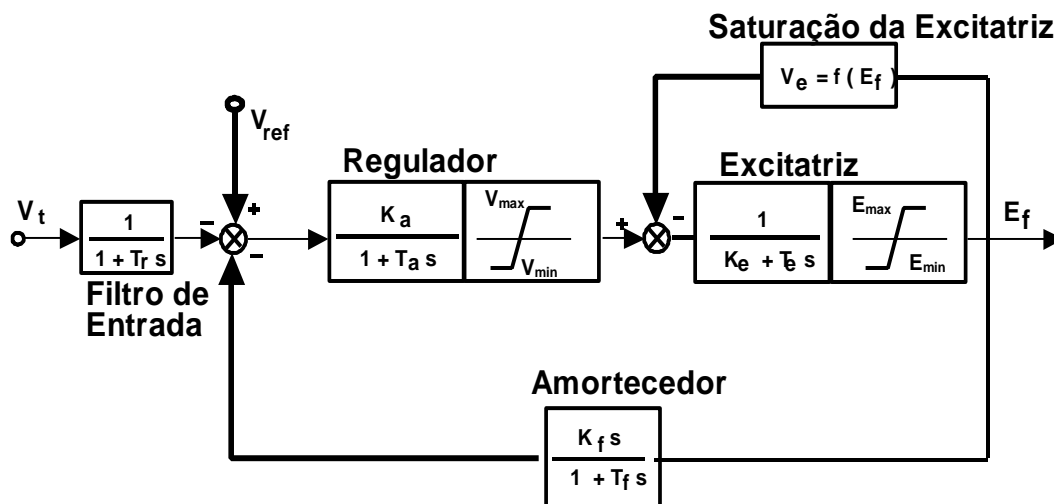


Figura 3.13- Modelo de regulador de tensão do tipo I do IEEE.

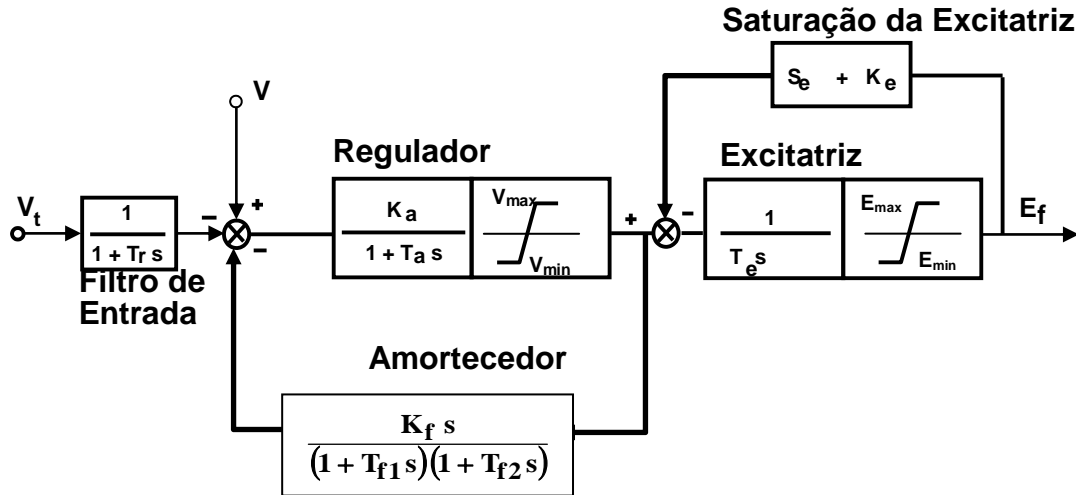


Figura 3.14- Modelo de regulador de tensão do tipo II do IEEE.

Comparando-se, por exemplo, os modelos ilustrados pelas figuras 3.11 e 3.13, observa-se diferenças significativas. Uma primeira diferença a ser destacada consiste na inclusão em separado da função de transferência para o filtro de entrada do regulador, usando uma constante de tempo T_r (embora esta seja geralmente bem pequena). A segunda diferença consiste na inclusão da função de transferência da excitatriz e de seus limites, $1/(K_e + sT_e)$, a exemplo do que ocorre no regulador da figura 3.12. Entretanto, a diferença principal entre o modelo apresentado pela figura 3.11 e o apresentado pela figura 3.13, consiste na provisão para a representação da saturação da excitatriz pela seguinte função:

$$V_e = f(E_f) \quad (3.7)$$

Ao se comparar a figuras 3.13 e 3.14, modelos tipo I e tipo II do IEEE, verifica-se que, no modelo do tipo II (figura 3.14), o sinal de entrada do laço de realimentação é tomado na saída do regulador. Para o modelo do tipo I este sinal é tomado na saída da excitatriz. Outro fato a ser observado no modelo do

tipo II do IEEE: para compensar a exclusão da excitatriz nesta malha, é inserida uma constante de tempo adicional, T_{f2} .

3.6.1- MODELAGEM COMPUTACIONAL DO REGULADOR DE TENSÃO NO ATP.

Este item trata da modelagem computacional do regulador de tensão no *software ATP*.

Vale ressaltar, no desenvolvimento do modelo do AVR, a necessidade de se proceder à correta realização da compensação reativa uma vez que duas máquinas síncronas, pertencentes ao PI, estão conectadas ao mesmo barramento e compartilhando entre si a geração de potência reativa. Para isso, a reatância de compensação do AVR, X_c (*reactive droop compensation*) deve receber um valor positivo. No entanto, um valor negativo de X_c (*line droop compensation*) deve ser adotado quando o objetivo consiste em controlar a tensão em uma barra remota, usualmente a tensão terminal do lado de alta do transformador. Maiores informações sobre valores a serem atribuídos a X_c podem ser obtidas da referência [29].

Para realizar tal modelagem, utilizou-se dos recursos oferecidos pela TACS a qual possui uma regra própria de programação possibilitando a representação de funções de lógica, funções de transferência e outros dispositivos específicos para o controle de sistemas elétricos. Além disso, ainda permite a realização de operações matemáticas.

Em virtude da dificuldade encontrada para sintonizar o regulador de tensão do tipo II do IEEE, devido à falta de alguns dados, o modelo de regulador de tensão adotado nesta tese, para as máquinas do produtor independente, se trata do apresentado na figura 3.13.

No Anexo II são apresentados os dados das constantes de tempo e dos ganhos, gentilmente fornecidos pela WEG, para os reguladores de tensão aqui

empregados. Além disso, no mesmo anexo são apresentados os dados referentes às máquinas síncronas utilizadas nesta tese. Essas máquinas possuem uma potência aparente de 5 MVA, cada, a exemplo do que é empregado nos pequenos sistemas de geração independente de energia.

O *ATP* não dispõe de modelos para todos os componentes do sistema elétrico, porém possui ferramentas para elaborar modelos específicos quando os mesmos não estiverem disponíveis.

A rotina *TACS* foi desenvolvida para simular interações dinâmicas entre a rede elétrica e os sistemas de controle. Além disso, a *TACS* possui um processamento independente do processamento do *ATP* durante a execução do programa.

A cada passo de integração o *ATP* processa as grandezas do sistema elétrico e repassa os dados de tensão ou corrente para a *TACS*. Por sua vez, a *TACS* processa esses dados algebricamente e os repassa ao sistema elétrico através de fontes de corrente ou tensão. As saídas da *TACS* no instante t , foram calculadas no instante $t-\Delta t$. Portanto, a transferência de sinais de controle da *TACS* para o sistema elétrico, ocorre com um retardo de tempo de um passo de integração, como é mostrado na figura 3.15.

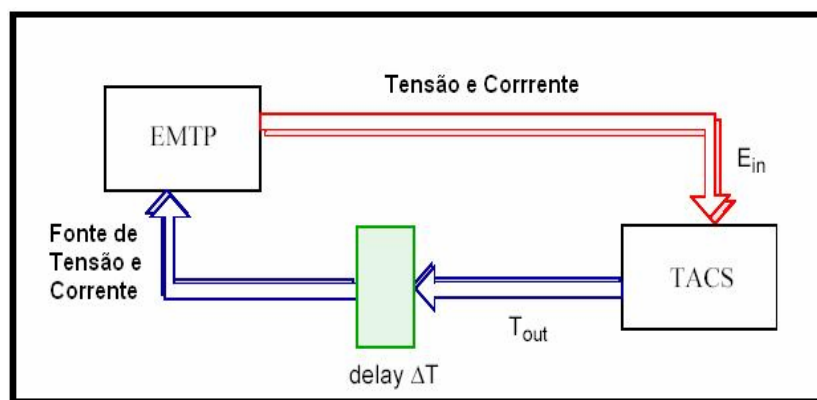


Figura 3.15- Atraso de tempo na transferência de sinais da TACS

A rotina *TACS* é uma ferramenta capaz de representar as mais complexas técnicas de controle de um sistema elétrico modelado para uma simulação.

Nas rotinas *TACS* é possível representar funções dos mais variados tipos, tais como funções de transferência, somadores, multiplicadores, limitadores estáticos e dinâmicos, funções algébricas e lógicas, fontes de sinal, chaves controladas, funções definidas pelo usuário, detectores de sinais, etc.

A seguir são apresentadas as regras necessárias para a utilização de *TACS* :

- O primeiro passo para a utilização de *TACS* no *ATP* é a obtenção do diagrama de blocos do sistema de controle. Esse procedimento facilitará a modelagem e utilização da *TACS*;
- O segundo passo é reproduzir cada um dos blocos do sistema de controle na *TACS*;
- O terceiro passo consiste em introduzir esses blocos ou expressões na ordem natural de sua execução.

Diante das premissas apresentadas anteriormente, procedeu-se à implementação do regulador de tensão da figura 3.13.

A tensão da barra de geração do produtor independente é transferida para a *TACS*. Após realizar o cálculo de seu valor *rms*, essa tensão, após passar por um filtro de entrada, é então inserida em um somador, com sinal negativo, no qual o valor da tensão de referência e uma tensão de realimentação, esta negativa, são também adicionados. O sinal proveniente dessa soma passa pelo caminho principal na função de transferência, com ganho **Ka** e constante de tempo **Ta**, além de passar também pelos limites máximo e mínimo de excitação do regulador, pois a máquina apresenta uma

capacidade máxima de sobre-excitação e subexcitação de forma a garantir a integridade física da mesma e sua estabilidade.

Após passar pelo caminho principal da função de transferência, figura 3.13, o sinal obtido é aplicado ao campo da máquina síncrona. Trata-se da tensão de campo E_f a ser aplicada no enrolamento de campo da máquina síncrona. Este mesmo sinal passa pelo bloco referente ao amortecimento, e é inserido por realimentação no somador como descrito anteriormente.

Dessa forma, o ciclo se repete durante o tempo estipulado para a realização da simulação computacional. Ressalta-se que no ANEXO IV é apresentado o algoritmo do regulador de tensão utilizado.

Maiores informações sobre *TACS* podem ser encontradas na referência [60].

3.7- CONSIDERAÇÕES FINAIS

Este capítulo apresentou a influência do regulador de tensão no comportamento dinâmico do sistema elétrico de potência. Para isso, foi analisado o seu papel na melhoria da qualidade da tensão do sistema quando da operação com carga: nesse caso observou-se como o acréscimo na tensão gerada é necessário para contrabalancear as quedas na reatância síncrona da máquina, objetivando assim manter a tensão de terminal constante.

Quanto à prevenção de sobretensão devido a uma rejeição de carga, vislumbrou-se que a atuação do regulador no sentido de reduzir a tensão gerada (E) se faz necessária com o fim de minimizar a tensão de terminal da máquina. Isto é necessário para assegurar a integridade da mesma e dos demais equipamentos do sistema elétrico de potência.

O regulador de tensão também auxilia na manutenção da estabilidade da máquina, pois ao aumentar sua excitação, esta poderá atender a uma maior

demanda de potência ativa sem exceder seu limite de estabilidade de potência reativa, tal como foi apresentado no item 3.2.5.

Outro fato relevante consiste no melhoramento da estabilidade transitória da máquina quando da ocorrência de transitórios, pois mediante a ocorrência de uma falta nos terminais do gerador, a excitação atua aumentando ao máximo sua excitação, E . Isto contribui para uma melhora na P_{\max} entregue pelo gerador, tal como foi apresentado no item 3.2.6.

Foi apresentada de forma sucinta a atuação do mecanismo de regulação de excitação, podendo-se concluir que esse regulador atua diretamente na geração de potência reativa da máquina síncrona, de forma a atender a demanda de reativo do sistema para manter a tensão de terminal constante.

Os principais arranjos típicos de reguladores de tensão utilizados em estudos de dinâmica de sistemas elétricos também foram apresentados. Sendo apresentadas suas particularidades e as suas principais diferenças comentadas de forma comparativa.

A modelagem do sistema de controle de excitação da máquina síncrona no *ATP* foi apresentada, bem como as principais rotinas utilizadas na *TACS*.

A utilização de *TACS* se mostra eficiente e eficaz para a modelagem de funções de transferência, pois permite a fiel representação do sistema de controle utilizado nas máquinas síncronas, mais especificamente o sistema de controle de excitação. Uma das restrições à sua utilização está no atraso de tempo inerente na transferência de sinais.

Conclui-se desse capítulo que o sistema de controle de excitação é necessário para uma melhor resposta do sistema elétrico de potência a situações de variação de carga, rejeição de carga, manutenção de estabilidade e melhoramento de estabilidade transitória.

CAPÍTULO 4

SISTEMAS DE CONTROLE DE VELOCIDADE E MÁQUINAS PRIMÁRIAS

4.1- CONSIDERAÇÕES INICIAIS

Este capítulo apresenta aspectos referentes à dinâmica da máquina primária, mais precisamente do seu dispositivo de controle de velocidade. São descritas as principais características do mecanismo de atuação desse regulador. Além disso, os principais tipos de máquinas primárias são comentados e suas singularidades ressaltadas.

Também é descrita a distribuição de potência entre geradores a fim de garantir um funcionamento harmonioso do sistema interligado.

Por fim, é apresentada a estratégia utilizada para a modelagem computacional desse regulador, bem como o diagrama de blocos utilizado na modelagem.

4.2- FUNÇÕES DA MÁQUINA PRIMÁRIA E DO REGULADOR DE VELOCIDADE

De acordo com [54], denomina-se por máquina primária, qualquer unidade responsável pelo acionamento de um gerador de energia elétrica. Essa máquina geralmente vem associada com uma unidade de controle, o regulador de velocidade, responsável pelo ajuste do suprimento de potência mecânica ao eixo do grupo gerador-máquina primária, de acordo com a necessidade da potência ativa demandada nos terminais do gerador.

Este mecanismo de regulação automática de velocidade atua no sentido de elevar ou reduzir a potência do grupo de geração, quando sua velocidade (ou frequência) se afasta da velocidade de referência.

Outra atribuição do regulador de velocidade consiste em realizar a correta distribuição de potência entre as máquinas de um sistema multi-máquinas.

4.3- O MECANISMO DE ATUAÇÃO DO REGULADOR DE VELOCIDADE

O sistema de regulação de velocidade constitui a malha de controle primária do *Controle Automático de Geração* (CAG) de um sistema elétrico. O controle de potência ativa em um sistema de potência é realizado, basicamente, pelo controle dos torques de acionamento das máquinas primárias do sistema.

A figura 4.1 ilustra um exemplo de um sistema de regulação de velocidade de uma turbina a vapor. Ao se controlar a posição x_E da válvula de controle (ou registro, no caso de turbinas hidráulicas), pode-se exercer controle sobre a admissão de vapor (ou água) a alta pressão através da turbina, e , portanto, sobre o conjugado da turbina. Para um amplificador hidráulico, a entrada é a posição x_D da válvula piloto e a saída é a posição x_E do pistão principal. Um pequeno movimento para baixo do ponto **E**, aumenta o fluxo de vapor por uma quantidade que, se medida em potência de válvula, representa um incremento ΔP_v . Este aumento de fluxo é traduzido pelo incremento de potência na turbina, ΔP_T .

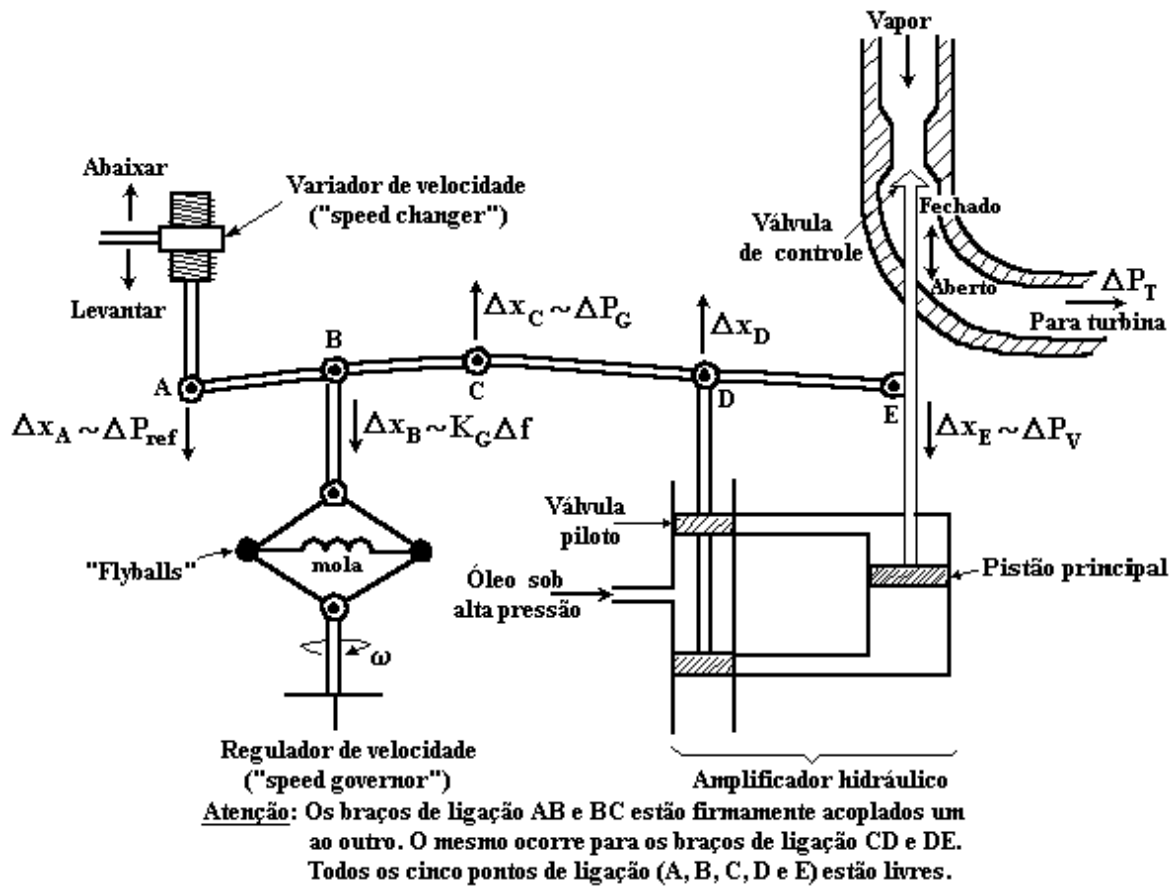


Figura 4.1- Exemplo mecânico ilustrativo de sistema de regulação de velocidade de uma turbina a vapor

A válvula piloto x_D , ainda na figura 4.1, pode ter sua posição alterada, através do sistema de ligação ou conexão dos braços, de três formas:

- Diretamente, pelo variador de velocidade. Um pequeno movimento para baixo do ponto de conexão A (Δx_A) corresponde a um acréscimo na potência de referência, ΔP_{ref} ;
- Indiretamente, por realimentação, devido a mudanças de posição do ponto de ligação E do pistão principal (Δx_E), resultantes de variações na pressão do vapor;

- Indiretamente, por realimentação, devido a mudanças de posição do ponto de ligação B (Δx_B), resultantes de variações de velocidade.

4.4- TIPOS DE MÁQUINAS PRIMÁRIAS

As máquinas primárias normalmente utilizadas para prover potência motriz em sistemas de geração de energia elétrica são: turbinas hidráulicas, a vapor e a gás, além dos motores a diesel.

As turbinas hidráulicas e a vapor são as máquinas mais utilizadas em geração de potência de grande escala (sistemas interligados). Já a turbina a gás e os motores a diesel são utilizados com maior frequência em sistemas industriais e/ou isolados, tais como em plataformas marítimas de prospecção de petróleo, ilhas ou navios, dentre outros.

As características mais relevantes dessas turbinas serão apresentadas nos itens a seguir.

4.4.1- TURBINAS A VAPOR

Esta máquina converte a energia armazenada em forma de vapor em alta pressão e alta temperatura, em energia girante. Esta é convertida em energia elétrica pelo gerador. A fonte de aquecimento, que supre o calor para a caldeira, pode ser um forno à combustível fóssil (carvão, óleo e gás) ou até mesmo um reator nuclear.

Essas turbinas consistem de dois ou mais estágios, chamados cilindros, acoplados em série e que operam em várias pressões e temperaturas diferentes. Os cilindros são conectados por tubulações apropriadas e, em muitos conjuntos, o vapor é reaquecido na caldeira entre dois cilindros de pressão alta e intermediária.

A figura 4.2 ilustra o arranjo típico de uma turbina a vapor com reaquecimento.

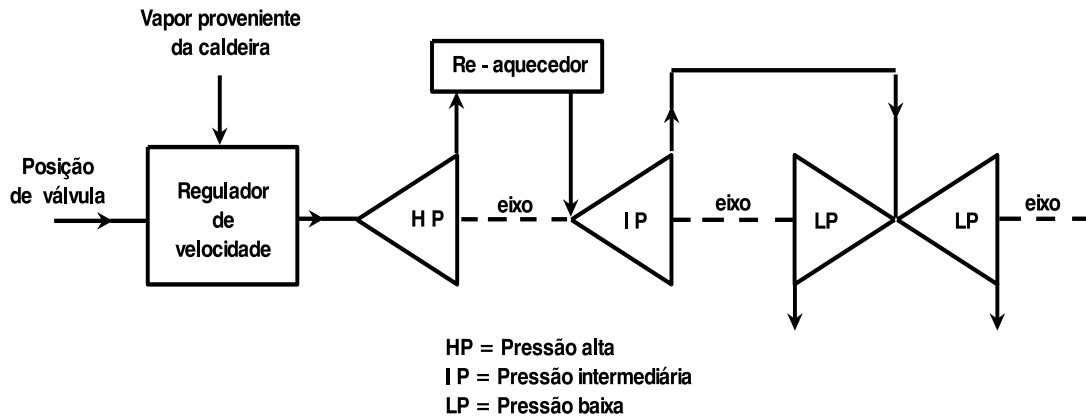


Figura 4.2- Arranjo típico de uma turbina a vapor com reaquecimento

O vapor flui através dos cilindros, reaquecedor e tubulações com velocidade finita. Em diagrama de blocos isto é equivalente a incluir atrasos de tempo no sistema. O reaquecedor apresenta uma constante de tempo maior. Em conjuntos maiores, o reaquecedor pode reter vapor correspondente a vários segundos de potência plena do gerador. Isso implica em um atraso para o sistema de controle, pois esta energia está armazenada.

A inércia predominante do total do conjunto turbina-gerador, é a inércia da turbina a vapor, cuja rotação nominal é, em geral, de 3600 ou 1800 rpm (para geradores de 2 ou 4 pólos, respectivamente). Os valores das constantes de inércia, que correspondem ao vapor armazenado na turbina, variam de acordo com o tamanho do conjunto, e são tipicamente compreendidos na faixa de 1 a 6 segundos.

4.4.2- TURBINAS HIDRÁULICAS

Nestas turbinas, em geral, grandes quantidades de potência são envolvidas, em forma de água em trânsito do reservatório superior para a turbina. As características de controle de uma turbina hidráulica são similares às

da turbina a vapor. Porém, a inércia de uma turbina hidráulica é menor que a de uma turbina a vapor de mesma potência. Isto tem implicações claras em estudos de estabilidade transitória e rejeição de carga.

Alguns aspectos que afetam o comportamento da turbina hidráulica são: a característica da coluna de água que alimenta a turbina (isto é, a inércia da água), a compressibilidade da água e a elasticidade da parede tubular do conduto forçado [54].

A figura 4.3 mostra os principais itens que compõem uma turbina hidráulica. Pode-se observar aí o conjunto turbina-gerador de eixo vertical, o conduto forçado e os reservatórios a montante e a jusante do rio. A velocidade da água, U , varia diretamente com a abertura das palhetas diretoras, G , e com a raiz quadrada da coluna de água, H . A potência da turbina, P_m , é proporcional ao produto da altura da coluna de água pela velocidade do fluxo de água, U .

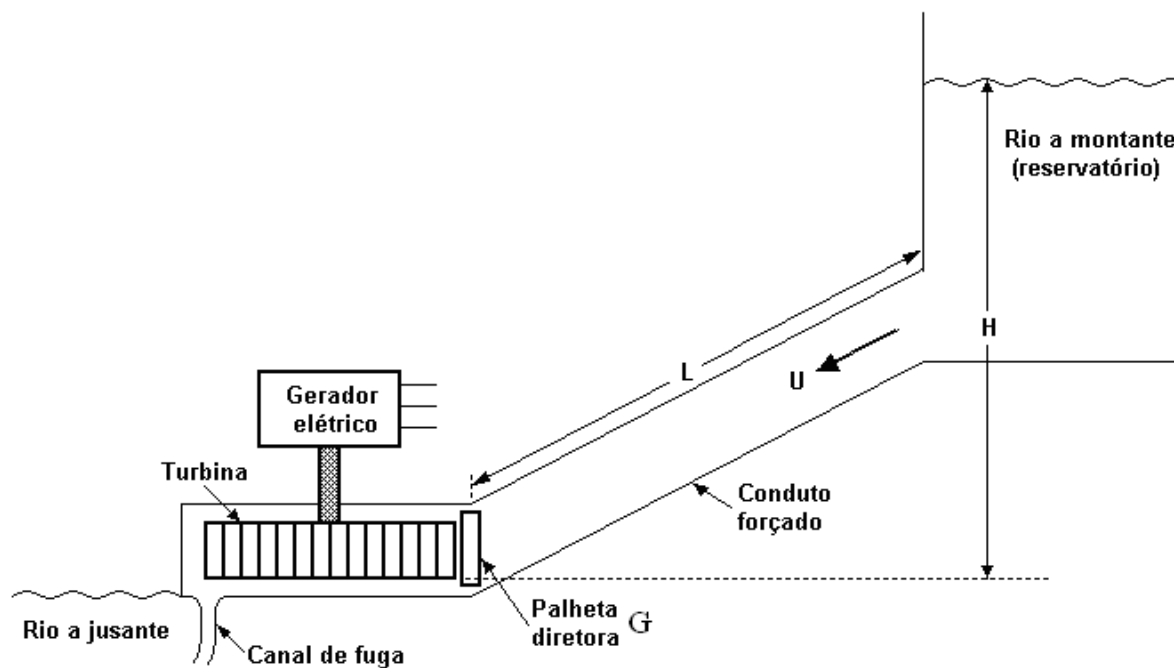


Figura 4.3- Principais itens de uma usina hidroelétrica

4.4.3- TURBINAS A GÁS

A figura 4.4 ilustra um arranjo típico de uma turbina a gás. Esta possui várias qualidades como uma fonte primária de energia, tais como: ausência de componentes de movimento alternado, em oposição ao movimento dos pistões dos motores diesel, proporcionando assim uma operação suave e livre de vibrações. Além desse fato, o contínuo desenvolvimento da tecnologia de fabricação destas máquinas tem proporcionado progressos em sua aerodinâmica, nos tipos de materiais empregados e nas técnicas de fabricação, o que resulta numa maior compactação e confiabilidade destas máquinas.

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.

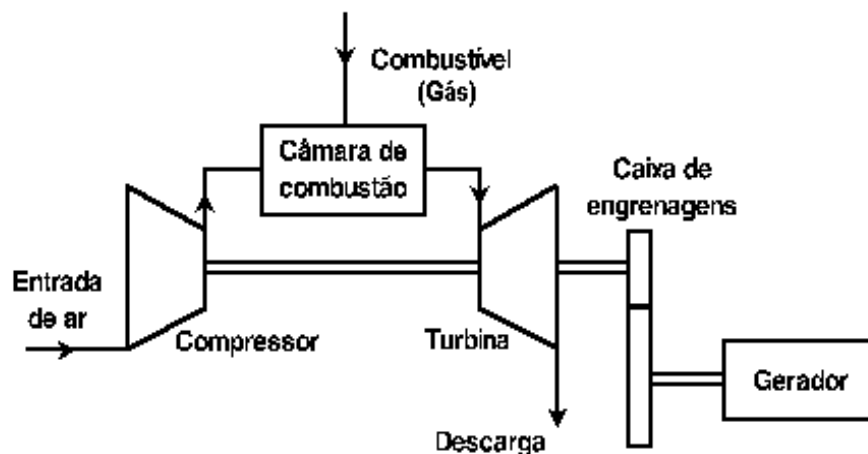


Figura 4.4- Arranjo típico de uma turbina a gás

4.4.4- MOTORES DIESEL

Este ainda é o mais eficiente sistema de queima de combustível líquido já desenvolvido. Em sua forma turbinada, o motor diesel tem sido extensamente aplicado em sistemas de geração de potência elétrica de navios e também em plataformas marítimas de produção de petróleo. Em aplicações clássicas de geração de potência, a velocidade típica de funcionamento dessas máquinas se encontra na faixa de 100 a 1000 rpm, tendo capacidade variando de 1 a 10 MW.

Esta máquina apresenta uma alta inércia e resposta lenta. Dessa forma, a potência de saída durante transitórios é substancialmente constante. Em consequência, as mudanças de carga são realizadas com lentidão. A capacidade de sobrecarga dos motores a diesel é pequena e súbitos aumentos de carga podem resultar em perda de sincronismo. Da mesma forma, grandes reduções de carga levam a velocidades excessivas. O sistema de controle pouco pode ajudar para compensar estes aspectos.

A título de ilustração, a figura 4.5 mostra o esquema básico de um motor diesel turbo-carregado (turbo-diesel) impulsionando um gerador através de uma caixa de engrenagens.

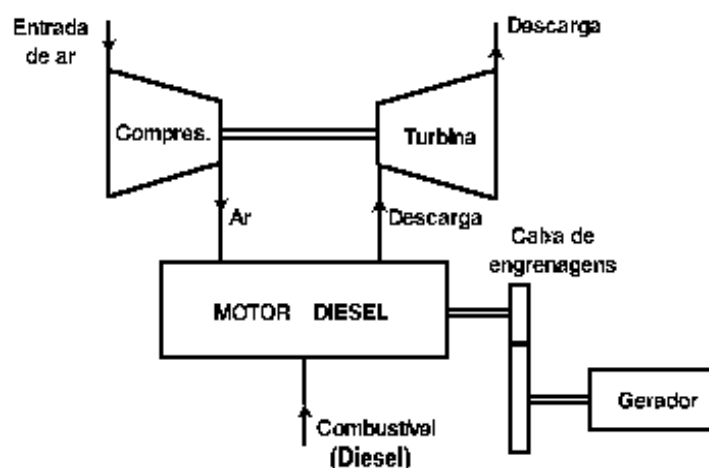


Figura 4.5- Arranjo típico de um motor diesel

4.5- TIPOS DE REGULADORES DE VELOCIDADE

Para que se possam ter dois ou mais geradores CA alimentando uma mesma carga, torna-se necessário operá-los em paralelo. Neste sentido, será necessário ter um controle de velocidade bastante preciso, pois é necessário sincronizar a velocidade e o deslocamento elétrico de fase da unidade que entrará em operação com aquelas que já estão suprindo potência. Aliado a esse fato, a tensão terminal dessa unidade geradora deve também se igualar com a do barramento. Quando ambas, a velocidade e a tensão, são satisfatórias, um sincronizador é usado para comparar a fase. Assim, o disjuntor somente será fechado quando os sistemas estiverem “em fase”. Em seguida, o regulador de velocidade ajusta a máquina que está entrando em operação, ao nível requerido de carregamento.

Com o fim de se garantir uma melhor divisão de carga entre as unidades geradoras em paralelo, os reguladores devem incorporar uma característica denominada de “inclinação” ou “queda de velocidade” (ou *droop*, em inglês). A figura 4.6 ilustra o comportamento da queda de velocidade com o aumento da potência gerada por um gerador operando em um sistema elétrico.

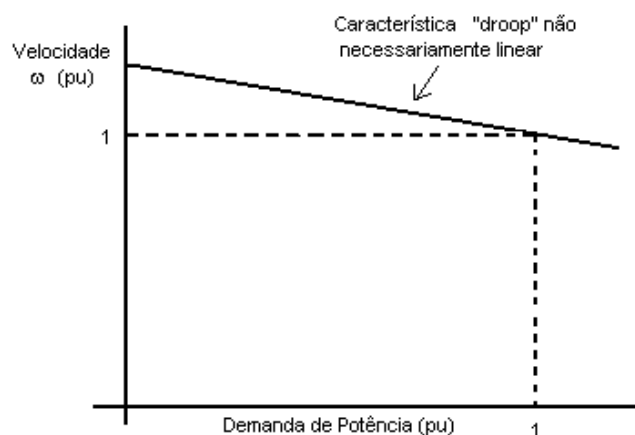


Figura 4.6- Comportamento típico da queda de velocidade com o aumento da potência gerada por um gerador operando em um sistema elétrico

No Brasil e nos Estados Unidos, a inclinação desta curva característica é fixada em 5%. Assim, ao se carregar um gerador a vazio até plena carga (portanto, uma variação de carga da ordem de 100%) haverá uma queda de velocidade de 5% (supondo a característica linear). Na Europa o valor normalmente empregado é de 4%.

A figura 4.7 ilustra duas máquinas com característica do tipo “inclinação” alimentando uma carga comum. Como as duas máquinas estão operando na mesma velocidade, é evidente que, com as condições mostradas nesta figura, às máquinas primárias irão compartilhar a carga de forma desigual. Para que haja uma distribuição equânime da carga, ou para satisfazer às especificações nominais das máquinas, a característica de tipo “inclinação” de cada máquina e seu regulador devem ser idênticas.

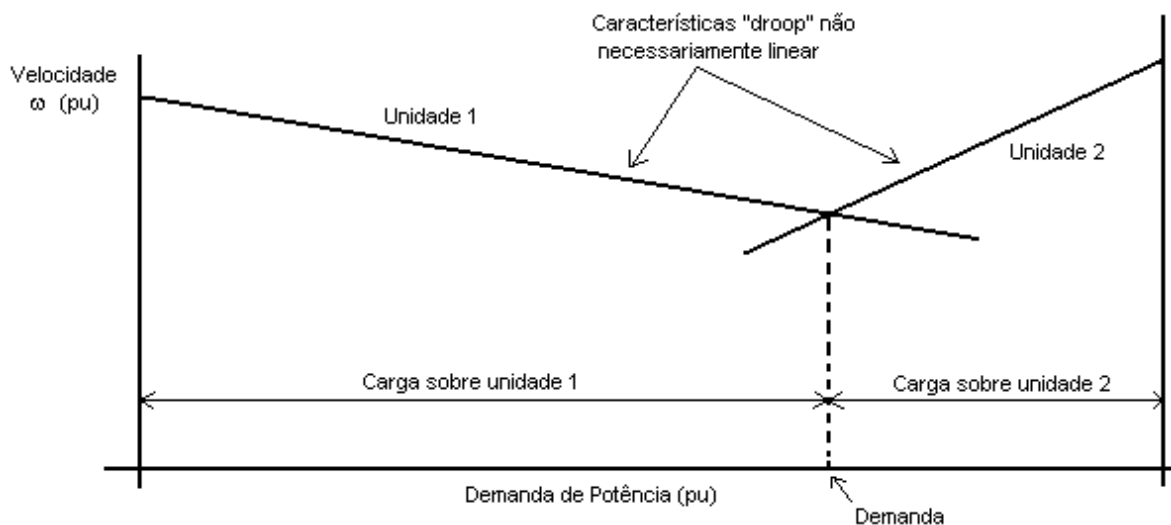


Figura 4.7- Diagrama esquemático de 2 máquinas operando em paralelo com característica tipo “inclinação” distintas suprindo uma carga comum

Ao se utilizar regulação de velocidade convencional, é essencial que as máquinas primárias e reguladores das unidades de um sistema interligado, ou pelo menos de uma unidade, opere com uma “inclinação”. Quando uma máquina opera sem “inclinação”, ela usa uma característica chamada de isócrona. A figura 4.8 ilustra tal característica.

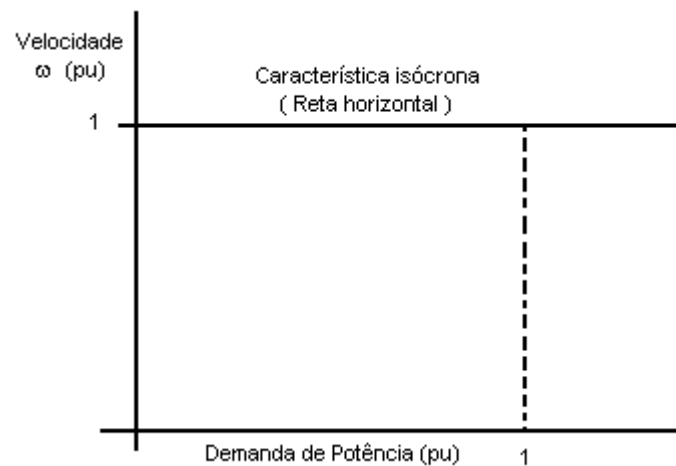


Figura 4.8- Característica isócrona de um gerador

Considere, por exemplo, um sistema constituído de duas unidades, uma operando com “inclinação” e a outra operando com característica isócrona, conforme ilustrado na figura 4.9.

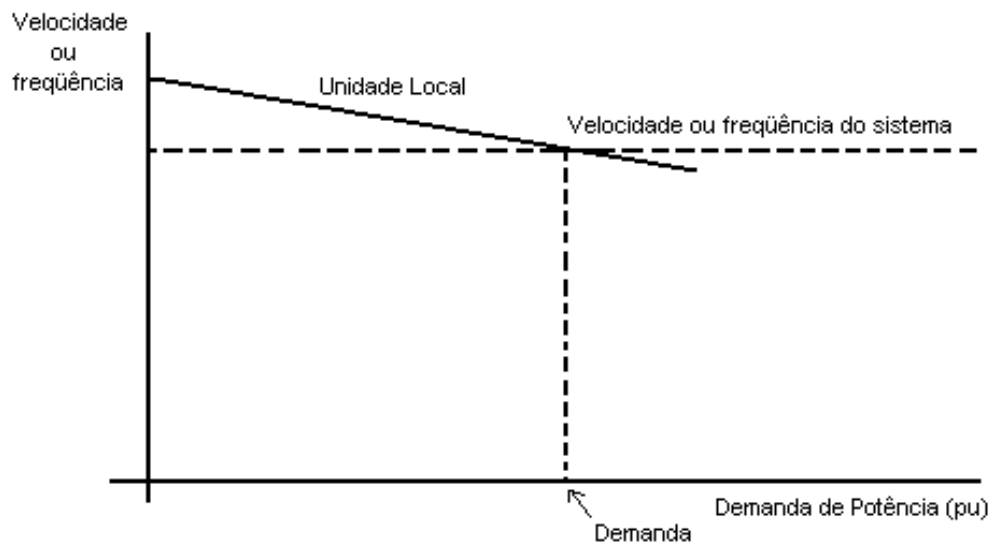


Figura 4.9- Diagrama representativo para dois geradores operando em paralelo, uma com característica de tipo “inclinação” e outra isócrona

Observe que a unidade isócrona opera numa mesma velocidade para todas as cargas, e que quando a demanda de carga variar, a segunda unidade, que opera com “inclinação”, porém acoplada à primeira unidade, somente

pode operar em um único valor de velocidade. Portanto, para garantir o paralelismo, a unidade que apresenta a característica de tipo “inclinação” deve operar em uma única velocidade e carga, e a variação de carga somente pode ser atendida pela máquina com característica isócrona.

Ressalta-se que se as duas máquinas estivessem operando de forma isócrona, ambas tentariam suprir a demanda total de carga. Dessa forma o resultado líquido seria que uma prevaleceria (funcionando como gerador) e a outra iria motorizar. Isto se deve ao fato de não existir ponto de cruzamento quando as duas características têm inclinação nula ou são isócronas.

Para grupos geradores operando em paralelo com o sistema da concessionária, frequentemente se encontra uma máquina operando de forma isócrona e a outra em “inclinação”.

Na figura 4.9, a concessionária de energia é representada pela curva isócrona. Portanto, se o grupo gerador local é operado com “inclinação”, enquanto a frequência da rede permanecer constante ele fornecerá uma potência de saída constante. Assim, quaisquer variações de carga serão supridas pela concessionária.

4.6- ARRANJO TÍPICO DE UM SISTEMA DE REGULAÇÃO DE VELOCIDADE

A figura 4.10 ilustra um arranjo básico de um regulador de velocidade. Ambos os modos de operação (isócrono e de queda de velocidade) podem ser modelados por este esquema.

Cabe aqui ressaltar, novamente, que se utiliza a característica de queda de velocidade quando se requer o controle do fluxo de potência entre duas ou mais máquinas. Para a operação com uma máquina isolada qualquer um dos modos pode ser selecionado. Porém a operação isócrona possui a vantagem de restaurar a frequência ao valor de referência após uma variação de carga.

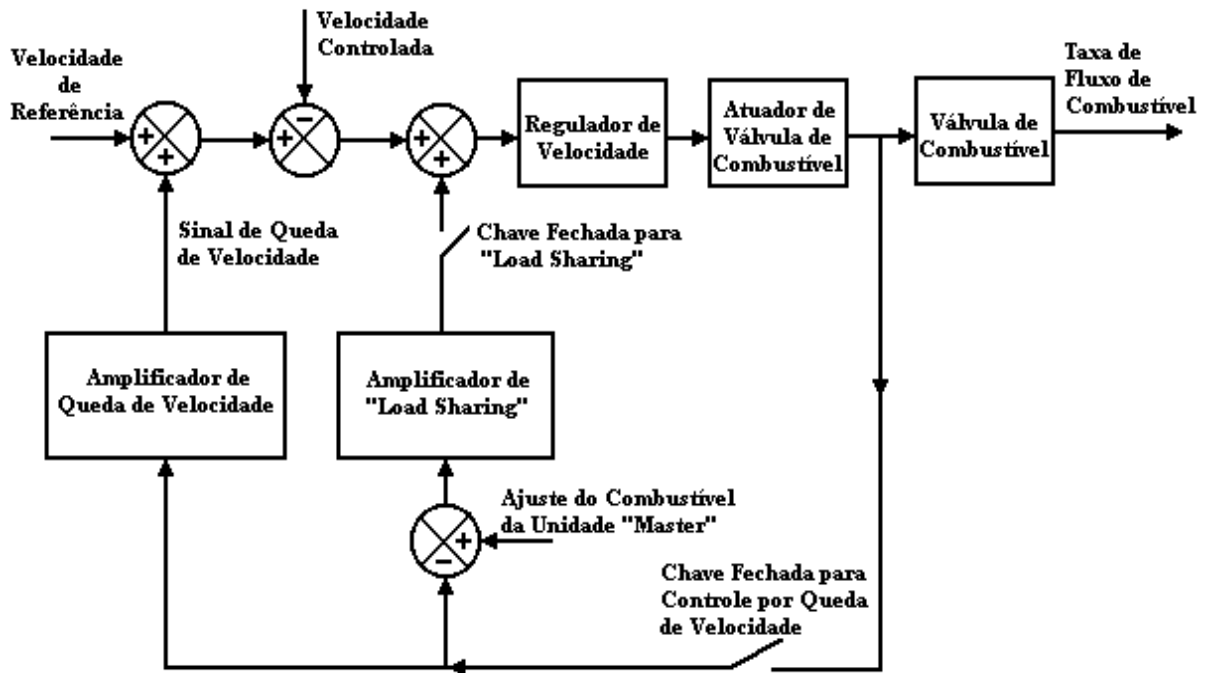


Figura 4.10- Arranjo básico de um regulador de velocidade

4.7- CONSIDERAÇÕES GERAIS SOBRE MODELAGEM COMPUTACIONAL DE MÁQUINAS PRIMÁRIAS

As máquinas primárias utilizadas para geração de potência elétrica não somente diferem em suas características construtivas, mas também nas operacionais. Tal fato influencia no projeto do dispositivo de controle de velocidade de cada tipo. Por isso, quando da escolha da representação mais adequada para simulação computacional de qualquer destas máquinas, vários fatores devem ser levados em consideração.

Listam-se abaixo os principais fatores a serem analisados quando da representação computacional de máquinas primárias:

- **Compatibilidade (ou incompatibilidade) com os detalhes de outros componentes do sistema.** Dessa forma, não é necessário partir para uma modelagem extremamente detalhada de uma máquina primária se algum componente importante do sistema (ex: o próprio gerador) tiver uma representação bem mais simples.

- **A precisão requerida para toda a simulação.** O componente mais importante do sistema é que deverá determinar o grau de precisão de toda a simulação.
- **A disponibilidade de dados confiáveis.** Não se deve ater em aprimoramentos de modelo se as informações requeridas forem incompletas e/ou imprecisas.
- **O custo total da simulação.** Deve-se incluir os tempos gastos nos processamentos de casos com o modelo adotado e a utilização abusiva de memória de computador para a simulação.

De acordo com as orientações anteriores, procedeu-se à implementação do regulador de velocidade no programa de simulações digitais, *ATP*, assunto do próximo item.

4.8- MODELAGEM COMPUTACIONAL DO REGULADOR DE VELOCIDADE NO ATP

A estratégia utilizada para a implementação computacional do regulador de velocidade foi a mesma adotada quando da modelagem do regulador de tensão, isto é, a partir da função de transferência, malha de controle do regulador, houve a construção do algoritmo no software, utilizando para isso as ferramentas computacionais específicas que aquele software, disponibiliza. A seguir é feita uma breve descrição do procedimento adotado para a implementação dos reguladores de velocidade.

Inicialmente identificam-se as funções de transferência representativas dos reguladores, as quais correspondem a equações diferenciais de primeira ordem. De um modo geral, a solução de qualquer uma destas equações pode ser obtida através da função de transferência genérica mostrada na figura 4.11.

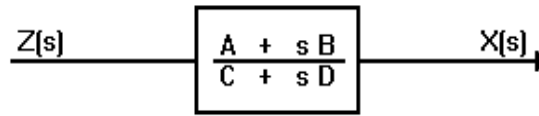


Figura 4.11- Função de transferência genérica

A figura 4.12 ilustra uma função de transferência comumente empregada em sistemas de controle, a qual é mais completa do que aquela apresentada na figura 4.11.

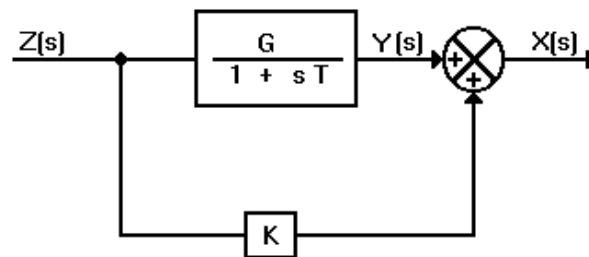


Figura 4.12- Arranjo de função de transferência comumente empregada

O sistema da figura 4.12 pode ser representado, no domínio da frequência, pelas seguintes equações:

$$Y(s) = \frac{G}{1 + sT} Z(s) \quad (4.1)$$

$$X(s) = kZ(s) + Y(s) \quad (4.2)$$

Já no domínio do tempo, essas equações podem ser reescritas da seguinte forma:

$$\frac{dy(t)}{dt} = \frac{1}{T} [Gz(t) - y(t)] \quad (4.3)$$

$$x(t) = kz(t) + y(t) \quad (4.4)$$

As equações (4.3) e (4.4) estão representadas na forma de “equações de estado”, a qual é considerada a mais adequada para implementação computacional e para solução através de algum dos métodos numéricos de

integração existentes. Na *TACS* entra-se com a função de transferência do regulador. Dessa forma, internamente, essa rotina soluciona a equação no domínio de S e posteriormente retorna os valores obtidos ao *ATP* no domínio do tempo.

Utilizando-se a estratégia descrita anteriormente, parágrafos anteriores, procedeu-se à modelagem dos reguladores de velocidade no *ATP*. A figura 4.13 apresenta o diagrama de blocos empregado para representar um modelo simples de um regulador de velocidade associado à turbina a vapor (se $T_4 = 0$) ou a uma turbina hidráulica (se $T_4 \neq 0$).

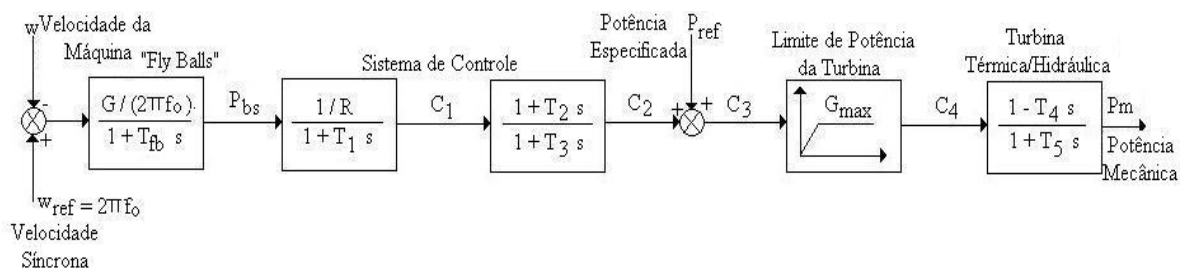


Figura 4.13- Modelo de um regulador de velocidade de turbina térmica/hidráulica

No Anexo III são apresentados os dados das constantes de tempo, bem como os ganhos para os reguladores de velocidade empregados na figura 4.13.

A função de transferência que representa o regulador de velocidade, foi implementada utilizando, na terminologia do programa *ATP*, as chamadas *TACS subroutines*. Estas subrotinas apresentam códigos e funções próprias para a correta e eficiente modelagem de funções lógicas e de malhas de sistema de controle.

No Anexo IV é apresentado o código fonte do algoritmo implementado para a modelagem dos reguladores de velocidade.

Todavia, uma importante observação deve aqui ser destacada a fim de viabilizar a correta distribuição de potência entre as máquinas síncronas do PI. No *ATP*, mais especificamente na *TACS*, é necessário proceder ao correto

ajuste do ângulo de fase da tensão na barra de geração para se estabelecer o fluxo de potência pretendido. Assim, mediante a utilização de um software de fluxo de carga, adotando o sistema teste a ser estudado nesta tese e a ser apresentado no próximo capítulo, obteve-se o ângulo necessário a fase da tensão na barra de geração do PI. Ângulo este, apto a estabelecer a diferença angular necessária, entre a barra de geração do sistema independente e o ponto de acoplamento comum (PAC), de forma a permitir o escoamento da energia excedente do autoprodutor para a rede de distribuição. Dessa forma, procedeu-se ao ajuste das condições iniciais para a otimização do estabelecimento do regime permanente para o sistema teste, fixando assim as tensões, correntes e ângulos de fase para às tensões nas barras do sistema teste, de acordo com as orientações e recursos oferecidos pela *TACS subroutines*.

4.9- CONSIDERAÇÕES FINAIS

Este capítulo apresentou o papel do regulador de velocidade no comportamento dinâmico do sistema elétrico de potência, sendo que suas principais funções foram apresentadas. Tal dispositivo de regulação automática de velocidade atua no sentido de elevar ou reduzir a potência mecânica do grupo de geração, quando sua velocidade se afasta daquela de referência, além de realizar a correta distribuição de potência entre as máquinas de um sistema multi-máquinas.

Foi apresentado, de forma simplificada, o mecanismo de atuação de um regulador de velocidade. Neste observa-se que a válvula de controle x_E é a responsável pelo gerenciamento de admissão de vapor, ou água (para turbinas hidráulicas), de acordo com as variações de carga do sistema.

Os principais tipos de máquinas primárias, utilizadas para acionar geradores de energia elétrica, foram brevemente apresentados objetivando fornecer ao leitor uma visão geral do princípio de funcionamentos dessas.

No item 4.5 mostrou-se como o regulador de velocidade contribui para a melhoria da resposta do sistema quando do aumento ou rejeição de carga, bem como da necessidade de se estabelecer certo atraso na resposta desses reguladores quando da operação em paralelo de unidades geradoras. O objetivo desse atraso, chamado de “inclinação”, inserido na malha de controle, consiste em realizar a correta distribuição de carga entre os geradores que operam em paralelo no sistema de potência. Dessa forma, a velocidade de operação do sistema elétrico de potência permanece estável quando da rejeição ou aumento de carga, desde que a concessionária de energia opere de forma isócrona. Portanto, toda variação de carga será suprida pela concessionária de energia elétrica.

Devido ao fato das máquinas primárias diferirem entre si pelo aspecto construtivo e operacional, o dispositivo de controle de velocidade se torna específico para cada máquina em particular. Contudo, quando da representação computacional da máquina primária, deve-se verificar a compatibilidade daquela com os demais elementos do sistema, a precisão requerida bem como a confiabilidade dos dados.

Foi apresentada a estratégia adotada para a representação computacional dos reguladores de velocidade no *ATP*. Para isto, utilizou-se um modelo matemático, figura 4.13, e este foi devidamente implementado no *software*.

CAPÍTULO 5

ANÁLISE DOS EFEITOS DA PRESENÇA DE PRODUTOR INDEPENDENTE EM UM SISTEMA DE DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA

5.1- CONSIDERAÇÕES INICIAIS

Este capítulo procura destacar os efeitos da operação em paralelo de uma rede de distribuição, de uma concessionária de energia elétrica, com um produtor independente (PI).

A análise se dará na forma de estudos de caso, os quais utilizarão as modelagens desenvolvidas. Estes estudos compreenderão o monitoramento dos níveis de tensão no *Ponto de Acoplamento Comum* (PAC), antes e após a entrada do produtor independente, bem como análises de rejeição de carga, abertura de linha de distribuição, perda de unidade geradora e curtos-circuitos trifásicos.

5.2- LIMITES DE REFERÊNCIA PARA OS NÍVEIS DE TENSÃO EM REGIME PERMANENTE

Atualmente, existem várias normas propostas para a regulamentação dos limites de variação da tensão em regime permanente, elaboradas por empresas concessionárias de energia elétrica do Brasil e do exterior. Algumas destas normas apresentam características próprias no que tange aos limites típicos de variações de tensão e duração das mesmas.

Há também padrões estabelecidos pela *Resolução 505 da Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL* – resolução 505 [61], publicada em 26 de novembro de 2001. Esta resolução indica os padrões e valores típicos aceitáveis para as variações de tensão em regime permanente, para toda a rede. Os padrões discriminados levam em consideração a tensão nominal de operação do sistema. Além disso, a referida resolução apresenta procedimentos para efetuar os cálculos de transgressões de tensão, introduz os conceitos de afundamento momentâneo de tensão e elevação momentânea de tensão, entre outros. Outro fator relevante consiste no fato desta resolução especificar todos os procedimentos para se realizar a medição e o tratamento das medidas realizadas, quando da reclamação do consumidor, para eventuais problemas na magnitude das tensões elétricas em regime permanente.

As tabelas 5.1 e 5.2 ilustram os valores de referência para os níveis de tensão encontrados nesta tese de acordo com [61].

Tabela 5.1- Limites de variações de tensão em regime permanente para tensão nominal superior a 1 kV e inferior a 69 kV

Classificação da tensão de atendimento (TA)	Faixa de variação da tensão de leitura (TL) em relação à tensão contratada (TC)
Adequada	$0,93TC \leq TL \leq 1,05TC$
Precária	$0,90TC \leq TL \leq 0,93TC$
Crítica	$TL < 0,90TC$ ou $TL > 1,05TC$

Tabela 5.2- Limites de variações de tensão em regime permanente para tensão nominal igual ou inferior a 1 kV

Tensões nominais padronizadas				
Tensão nominal (TN)		Faixa de valores adequados das tensões de leitura (TL) em relação à TN (Volts)	Faixa de valores precários das tensões de leitura (TL) em relação à TN (Volts)	Faixa de valores críticos das tensões de leitura (TL) em relação à TN (Volts)
Ligação	Volts			
Trifásica	(220)/(127)	(201≤TL≤231)/ (116≤TL≤133)	(189≤TL<201 ou 231<TL≤233)/ (109≤TL<116 ou 133<TL≤140)	(TL<189 ou TL>233)/(TL<109 ou TL>140)
	(380)/(220)	(348≤TL≤396)/ (201≤TL≤229)	(327≤TL<348 ou 396<TL≤403)/ (189≤TL<201 ou 229<TL≤233)	(TL<327 ou TL>403)/(TL<189 ou TL>233)
Monofásica	(254)/(127)	(232≤TL≤264)/ (116≤TL≤132)	(220≤TL<232 ou 264<TL≤269)/ (109≤TL<116 ou 132<TL≤140)	(TL<220 ou TL>269)/(TL<109 ou TL>140)
	(440)/(220)	(402≤TL≤458)/ (201≤TL≤229)	(380≤TL<402 ou 458<TL≤466)/ (189≤TL<201 ou 229<TL≤233)	(TL<380 ou TL>466)/(TL<189 ou TL>233)

No que se refere às variações de frequência do sistema elétrico de distribuição, as referências [66], [52] e [62] serão adotadas como guia para as análises a serem realizadas. As citadas referências trazem os limites de variação de frequência permitidas e aceitáveis na ocorrência de distúrbios e em regime permanente.

Ressalta-se que os documentos [66] e [62], citados acima, além de definirem os limites para variação de frequência, seja em distúrbios ou em regime permanente, também definem e regulamentam itens da *Qualidade da Energia Elétrica*, tais como:

- Variações de tensão de longa ou curta duração;
- Flutuações de tensão (*Flicker*);
- Interrupções de tensão;
- Harmônicos em sistemas elétricos, etc.

Por outro lado, em se tratando do sistema de geração independente, será adotada como padrão a referência [52], já que esta estabelece as diretrizes necessárias para a interconexão de produtores independentes de energia em consonância com [18].

5.3- DESCRIÇÃO DO SISTEMA ELÉTRICO SIMULADO

A figura 5.1 ilustra o diagrama unifilar do sistema elétrico a ser utilizado como referência para as simulações a serem realizadas. Este diagrama unifilar é bem representativo para a condição típica de geração independente interconectada com um sistema elétrico maior. Trata-se de uma rede de distribuição de energia elétrica, conectada na barra 3 (*Ponto de Acoplamento Comum – PAC*), através de um transformador, ao sistema elétrico do produtor independente. A representação do sistema do PI consistirá de dois geradores síncronos (cujas máquinas primárias são turbinas a vapor), uma carga elétrica estática, bem como uma carga elétrica motriz, internas a este sistema dito “independente”. Além de atender sua demanda interna de energia, estes geradores também fornecem energia para a rede de distribuição.

A rede de distribuição possui uma fonte de tensão ideal (barramento infinito), conectada a um transformador, T1, através da barra 1. Este transformador T1 está ligado a duas linhas de distribuição de energia de 13,8 kV através da barra 2. Nesta barra, há um banco trifásico de capacitores e uma carga trifásica. As duas referidas linhas de distribuição terminam na barra 3,

onde esta se conecta ao transformador T2. Na barra 3, há um banco trifásico de capacitores e uma carga trifásica. O transformador T2 é utilizado para realizar a conexão entre a concessionária e o sistema independente. Aquele é conectado a barra 4, onde estão os geradores do sistema independente. Esses geradores possuem os valores nominais de 5 MVA, 6,6 kV. Nessa barra 4 também há outro transformador, T3, o qual se liga à barra 5, onde se tem as cargas do sistema independente.

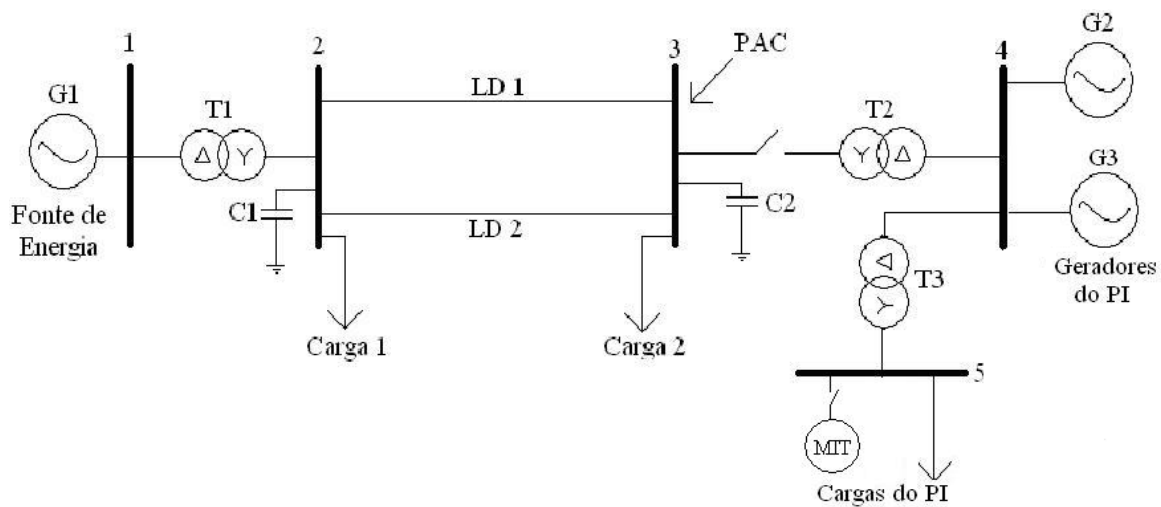


Figura 5.1- Diagrama unifilar do sistema elétrico simulado

A fonte de tensão, que é a alimentação principal do sistema de distribuição, foi implementada como sendo uma fonte trifásica ideal. Portanto, o nível de curto da barra 1 será considerado de valor infinito.

Os dados necessários para a modelagem dos geradores do sistema independente (dentre outros, as reatâncias subtransitória, transitória e síncrona e as constantes de tempo) estão listados no Anexo II. Ressalta-se que os valores descritos, no anexo em questão, foram obtidos diretamente do fabricante, a WEG.

As tabelas 5.3, 5.4, 5.5, 5.6 e 5.7 apresentam os dados gerais de todos os componentes do sistema ilustrado na figura 5.1.

Tabela 5.3- Parâmetros gerais dos geradores

Descrição	Potência Nominal [MVA]	U_{ffn} [kV]	F.P
G1	*	11,4	*
G2	5	6,6	0,8 ind.
G3	5	6,6	0,8 ind.

Tabela 5.4- Parâmetros dos transformadores de potência

Descrição	Potência Nominal [MVA]	Tipo de Conexão	Resistência [%]	Reatância [%]	Tensão Nominal [kV]
T1	30	Δ -Y	0	3	11,4/13,8
T2	5	Y- Δ	0	5	13,8/6,6
T3	3	Δ -Y	0	5	6,6/0,38

Tabela 5.5- Parâmetros dos bancos de capacitores

Descrição	Potência Nominal [MVar]	Tipo de Conexão	U_{ffn} [kV]
C1	5	Y	13,8
C2	5	Y	13,8

* A potência aparente, bem como o fator de potência são grandezas que dependem das demais características do sistema elétrico estudado.

Tabela 5.6- Parâmetros das cargas do sistema

Descrição	Potência Nominal [MVA]	Tipo de Conexão	U_{fn} [kV]	F.P
Carga 1	12,5	Y	13,8	0,92 ind.
Carga 2	12,5	Y	13,8	0,92 ind.
Carga estática do Sistema independente	2,5	Y	0,38	0,92 ind.
Carga motriz do Sistema independente	0,26	Y	0,38	0,86 ind.

Tabela 5.7- Parâmetros das linhas de distribuição.

Descrição	R [Ω/Km]	X_L [Ω/Km]	Classe de Tensão [kV]	L [Km]
LD 1	0,4374	0,524	15	15
LD 2	0,4374	0,524	15	15

5.4- ESTUDOS DE CASOS

As simulações computacionais foram realizadas de forma que se possa avaliar, para o sistema em análise, figura 5.1, quais são as principais implicações do produtor independente na rede da concessionária, e vice-versa. As respostas dos reguladores de tensão e velocidade também foram avaliadas para cada caso simulado.

Os casos simulados, bem como a condição de operação do sistema, encontram-se listados a seguir:

CONDIÇÃO “A”: Sistema sem a geração independente;

- Caso 1- Operação em regime permanente;
- Caso 2- Rejeição de carga na concessionária;
- Caso 3- Curto-circuito trifásico na concessionária;
- Caso 4- Saída de linha da concessionária;

CONDIÇÃO “B”: Sistema do produtor independente (isolado);

- Caso 5- Operação em regime permanente
- Caso 6- Rejeição de carga no produtor independente;
- Caso 7- Curto-circuito trifásico no produtor independente;
- Caso 8- Partida de motor de indução trifásico, tipo gaiola, a plena carga;

CONDIÇÃO “C”: Sistema interligado (disjuntor de interconexão fechado);

- Caso 9- Operação em regime permanente;
- Caso 10- Rejeição de carga na concessionária;
- Caso 11- Rejeição de carga na geração independente;
- Caso 12- Curto-circuito trifásico na concessionária (com e sem a presença do motor de indução do PI);
- Caso 13- Curto-circuito trifásico no PI (com e sem a presença do motor de indução do PI)

- Caso 14- Perda de unidade geradora na geração independente;
- Caso 15- Abertura indevida do disjuntor de interconexão;
- Caso 17- Perda de linha de distribuição da concessionária de energia elétrica

Para cada condição de operação do sistema e caso simulado, serão analisados os seguintes aspectos:

1. as magnitudes das tensões nas barras 3 (PAC) e 4, que são as barras mais críticas;
2. a operação dos reguladores de tensão e de velocidade da máquina síncrona;
3. a frequência de operação dos geradores da geração independente (seu valor será comparado com o padrão estabelecido em [52,62]);
4. a estabilidade das máquinas síncronas do produtor independente de energia.

5.4.1- CONDIÇÃO “A”: SISTEMA SEM A GERAÇÃO INDEPENDENTE

CASO 1: Sistema em regime permanente

Este caso é útil para se avaliar as condições iniciais de operação do sistema da concessionária, sem perturbações.

A figura 5.2 refere-se ao primeiro resultado obtido nas simulações para este capítulo. Esta figura ilustra a tensão eficaz, em pu, na barra 3 em regime permanente, antes da inserção da geração independente. Conforme esperado, esta tensão não apresenta nenhuma irregularidade. O valor daquela, fase-neutro, é de 7648,74 V.

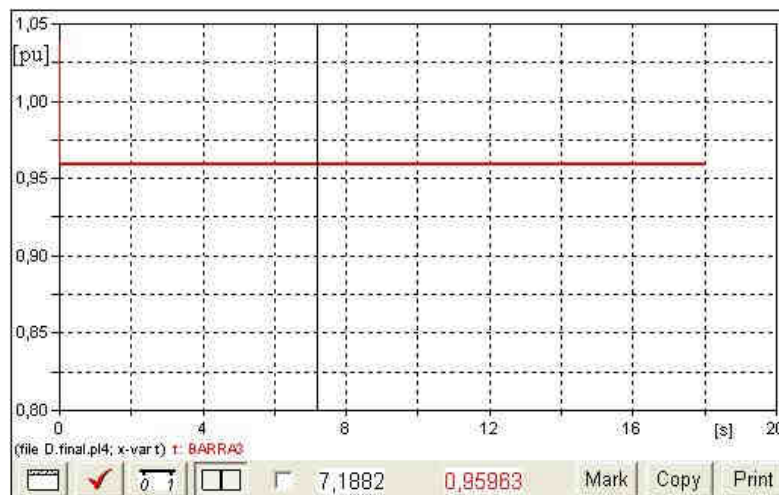


Figura 5.2- Tensão na barra 3 em regime permanente

De acordo com a referência [61], a tensão de atendimento (TA) observada, através da figura 5.2, é classificada como adequada. Portanto, os consumidores instalados nessa barra são atendidos em conformidade com a legislação vigente.

CASO 2: Rejeição de carga na concessionária

Este caso permite identificar como se comporta o sistema da figura 5.1, mediante uma perda de carga. Para tanto, a carga 2, instalada na barra 3 do sistema, será retirada no instante $t = 6s$.

A figura 5.3 ilustra o comportamento da tensão eficaz no PAC (barra 3), antes e após a retirada da referida carga. Observa-se que houve uma sobretensão bastante expressiva, levando a tensão a atingir, no instante imediatamente após a retirada da carga 2, o valor de 1,3 pu, ou seja, 10357,7 V fase-neutro (17940 V fase-fase). Esta sobretensão se deve ao fato de todo o reativo absorvido pela carga 2, ser, agora, repassado para o sistema, até que um novo ponto de equilíbrio possa ser restabelecido.

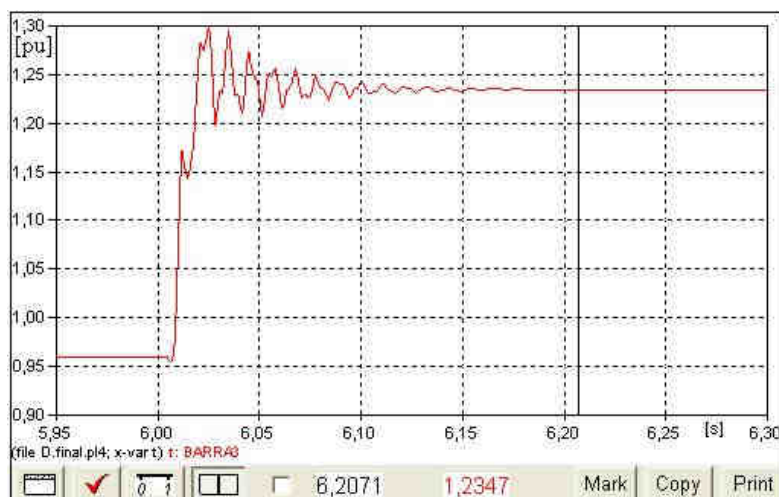


Figura 5.3- Tensão na barra 3 após a rejeição da carga 2

Após os transitórios, em $t > 6,1s$, a tensão fase-neutro se estabiliza em 9837,4 V. Portanto, fora dos limites aceitáveis e recomendados pelas legislações técnicas vigentes.

As barras adjacentes também terão suas tensões afetadas, porém, na barra 3, a consequência de tal contingência é mais expressiva.

CASO 3: Curto-circuito trifásico na concessionária

Este caso ilustra o comportamento do sistema da figura 5.1 antes e após um curto-circuito trifásico sólido, aplicado diretamente na barra 3 (PAC).

A figura 5.4 demonstra como a tensão eficaz na barra 3 se comporta. Observa-se que houve uma interrupção de tensão, pois o curto-circuito aplicado foi de caráter permanente.



Figura 5.4- Tensão na barra 3 após a aplicação de curto-circuito trifásico

CASO 4: Saída de linha da concessionária

Ao realizar-se a análise deste caso, observa-se o comportamento do sistema da figura 5.1, mediante a abertura da linha de distribuição LD 2.

A figura 5.5 mostra o comportamento da tensão eficaz no PAC, barra 3, após a abertura da linha citada anteriormente.

Verifica-se que a tensão eficaz na barra 3 decresceu de forma significativa. Isto se deve ao fato da impedância entre a barra 2 e a barra 3 ter aumentado devido ao fim do paralelismo entre LD 1 e LD 2. Consequentemente, houve uma maior queda de tensão provocada pela impedância da linha LD 1.

Pode ser observado que o novo valor de tensão em regime permanente, um valor aproximado de 0,85 pu, ou seja, $U_{FN} = 6772,32 \text{ V}$ e $U_{ff} = 11730 \text{ V}$, obtido para o PAC não se enquadra dentro da recomendação técnica sugerida em [61].

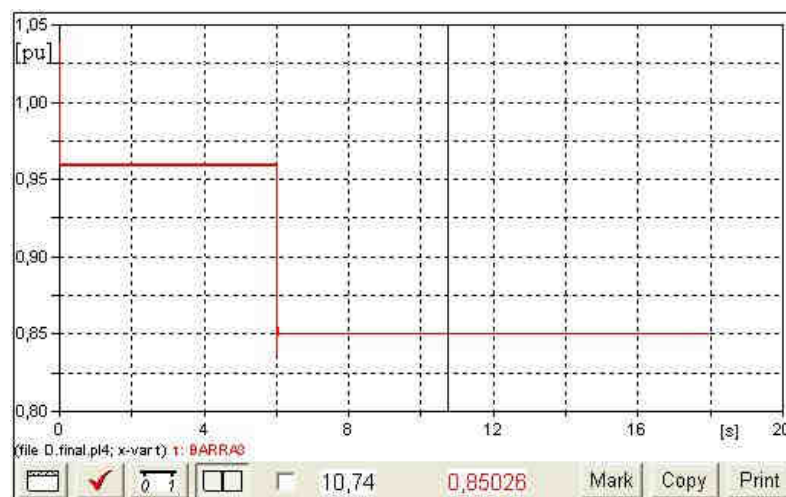


Figura 5.5- Tensão na barra 3 mediante a abertura da linha

Pode-se concluir das análises realizadas para este item (5.4.1- CONDIÇÃO “A”: SISTEMA SEM A GERAÇÃO INDEPENDENTE), que:

- Em regime permanente, a tensão de operação da barra 3 encontra-se dentro da norma estabelecida para níveis de tensão no sistema de distribuição [61];
- Uma rejeição de carga na barra 3 provoca uma sobretensão extremamente elevada no sistema, sobretensão esta que atinge 1,23 pu em regime permanente. Portanto, medidas preventivas com o intuito de mitigar os efeitos danosos de tal contingência precisam ser adotadas por parte da concessionária de energia. Uma possível solução seria o dimensionamento de um reator de núcleo saturado apto a absorver a energia reativa rejeitada ou mesmo o desligamento do banco de capacitores instalados na referida barra.
- A aplicação de uma falta trifásica equilibrada na barra 3 provoca uma interrupção de tensão na mesma, e afundamentos de tensão nas barras vizinhas;
- Mediante a abertura da linha de distribuição LD 2, a tensão na barra 3 sofre um decréscimo significativo em sua magnitude, sendo classificada como tensão crítica de acordo com o estabelecido em [61].

5.4.2- CONDIÇÃO “B”: SISTEMA DO PRODUTOR INDEPENDENTE DE ENERGIA (ISOLADO)

Este caso é útil para demonstrar o comportamento do sistema do produtor independente de energia, de acordo com o modelo computacional desenvolvido, no instante imediatamente anterior a conexão com o sistema de distribuição da concessionária de energia elétrica local. Dessa forma, analisam-se contingências que possam ocorrer nas instalações elétricas do PI nesse período de interligação.

Vale ressaltar para essa condição, condição “B”, a alteração do “droop” das máquinas, pois agora as máquinas síncronas do PI já apresentam um “droop” de 5%. Portanto, já estão aptas para a interconexão dos sistemas, concessionária e produtor independente. Assim, a concessionária de energia elétrica fica responsável por assegurar a frequência do sistema, enquanto que os reguladores de velocidade, das máquinas do PI, ficam agora responsáveis por atender a potência ativa gerada por aquele.

CASO 5: Operação em regime permanente

Objetivo: *avaliar o comportamento, em regime permanente, sem a ocorrência de nenhuma contingência, do sistema da figura 5.1, quando o disjuntor de interconexão entre a concessionária e a geração independente está na aberto.*

Condições iniciais: Considera-se aqui e nos demais casos subsequentes pertinentes a este item (caso 5 até caso 9), que o produtor independente de energia elétrica possui uma carga total de 2,8 MVA (sem incluir as perdas), sendo que, destes, 2,5 MVA se referem a cargas do tipo impedância constante e 0,3 MVA são cargas do tipo potência constante, ou seja, motor de indução trifásico.

Análise de resultados:

A tabela 5.8 ilustra as potências ativas e reativas geradas pelos geradores do produtor independente de energia elétrica (G2 e G3), considerando as perdas elétricas inerentes ao sistema da figura 5.1.

Tabela 5.8- Potências ativa e reativa gerada pelas fontes do sistema

Fonte	P_G [MW]	Q_G [MVar]
G2	1,1781	0,584
G3	1,1781	0,584

Sob a luz dos fatos anteriormente citados, a figura 5.6 ilustra a tensão eficaz na barra 4, barra do PI, em regime permanente.

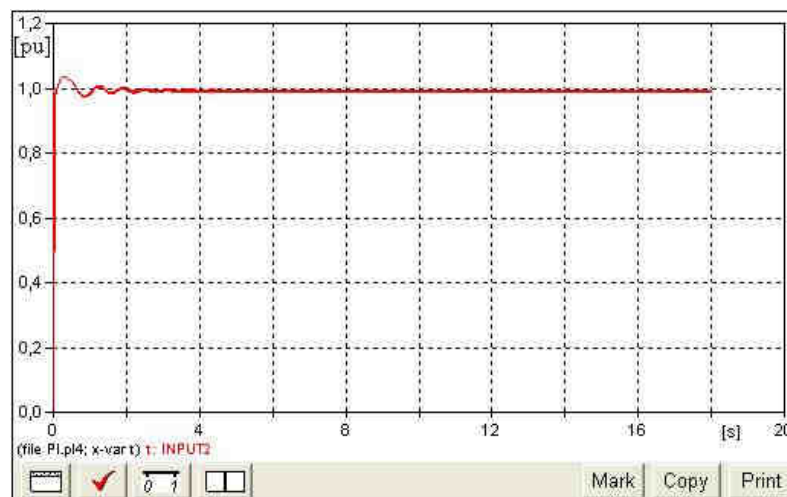


Figura 5.6- Tensão na barra 4 em regime permanente pré-interconexão

Observa-se, nesta figura, que há um período de energização do sistema, no qual a tensão na barra de geração do PI chega a atingir 1,03 pu (6798 V fase-fase). Isto se deve a um pequeno transitório de energização dos geradores da geração independente devido às condições de inicialização adotadas para as variáveis, pois agora, há a presença dos reguladores de velocidade e tensão das máquinas.

Decorrido o período de energização, o sistema atinge o regime permanente e, neste, a tensão fase-neutro na barra do produtor independente de energia, barra 4, estabiliza-se em 1,0 pu (6600 V fase-fase).

A figura 5.7 apresenta a atuação dos reguladores de excitação das máquinas síncronas da geração independente de energia elétrica. Devido ao fato das máquinas do PI apresentarem o mesmo regulador de excitação, as respostas são superpostas e iguais como ilustrado abaixo.

Evidencia-se um transitório oscilatório amortecido na atuação deste regulador, sendo que este atinge o regime permanente de operação no instante $t = 4$ s com 0,8 pu de excitação, necessária para assegurar a tensão na barra de geração do PI, barra 4, em 1,0 pu.

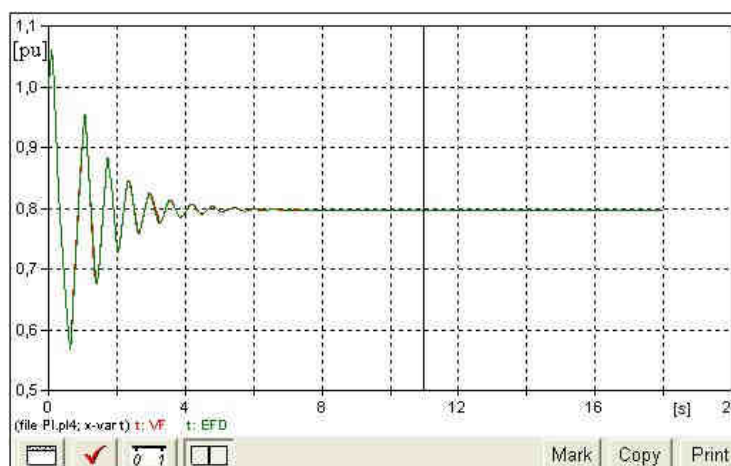


Figura 5.7- Resposta dos reguladores de tensão das máquinas do PI

Observa-se na figura 5.6 uma pequena sobretensão após a energização das máquinas, 1,03 pu. Dessa forma, o regulador de tensão deve reduzir a excitação dos geradores objetivando assim manter a tensão, barra 4, dentro do valor previamente ajustado em seus controles, 1,0 pu. Tal fato é evidenciado na figura 5.7, o regulador reduz a excitação para 0,58 pu, oscila acompanhando as variações da tensão na barra 4, até atingir o regime permanente. Dessa forma, conclui-se que os reguladores de excitação, das máquinas do PI, estão respondendo de forma fiel às solicitações que lhes são impostas.

A figura 5.8 apresenta a resposta em velocidade das máquinas síncronas do produtor independente (figura 5.8 (a)), bem como a atuação dos reguladores de velocidade dessas máquinas (figura 5.8(b)). Como os geradores do PI são iguais, possuem o mesmo “droop” e estão interconectados ao mesmo barramento, as respostas em velocidade serão semelhantes. Além disso, os geradores do PI apresentam o mesmo modelo de regulador de velocidade. Consequentemente, as respostas obtidas também serão semelhantes e superpostas.

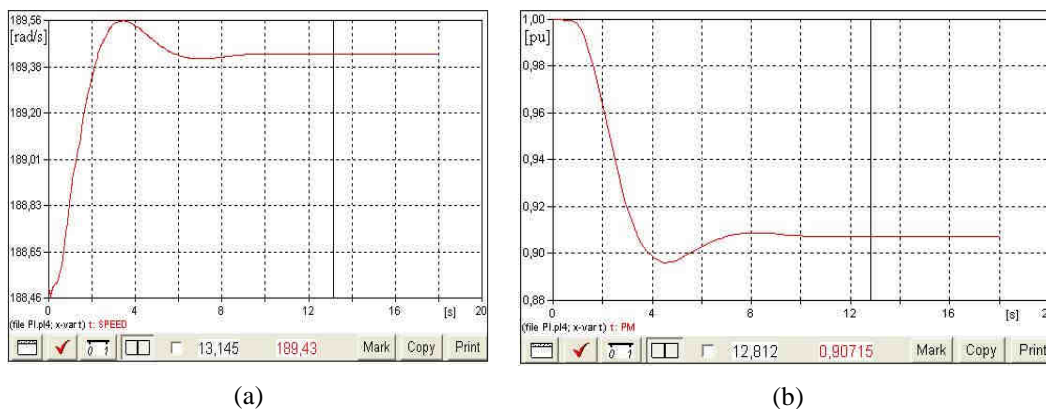


Figura 5.8- Resposta das variáveis mecânicas dos geradores síncronos do PI
(a): Velocidade dos geradores; (b) Atuação dos reguladores de velocidade

Evidencia-se através da figura 5.8 (a) um desvio da velocidade mecânica dos geradores da geração independente em relação à velocidade síncrona, sendo esta de $\omega_s = 188,5$ rad/s. Esse desvio se deve ao fato dos geradores do PI estarem ajustados para trabalharem com um “droop” de 5%, consequentemente as máquinas da geração independente não estão mais responsáveis por assegurar sua frequência e velocidade, pois tal função será desempenhada pelas máquinas da concessionária de energia local.

Aliado aos fatos anteriormente comentados, os geradores do PI estão trabalhando de forma ociosa, há um excesso de geração, pois as cargas do sistema elétrico do PI são bem inexpressivas se comparado ao potencial de geração instalado. Consequentemente a frequência do sistema se estabilizará

acima de 60 Hz, como pode ser observado na figura 5.8 (a). Após o período transitório de energização, o sistema atinge o regime permanente com um $\omega = 189,43$ rad/s, o que corresponde a uma frequência de $f = 60,3$ Hz.

De acordo com a referência [52] os geradores do PI devem ser desconectados automaticamente, dentro de 0,5s, se a frequência na barra da geração independente atingir 60,5 Hz. Portanto, se os sistemas estivessem interligados, rede da concessionária e produtor independente, a proteção para sobrefrequências não atuaria, garantindo assim a continuidade da interconexão.

A figura 5.8 (b) retrata a atuação dos reguladores de velocidade das máquinas da geração independente de energia elétrica. Evidencia-se a correta e precisa atuação desses controladores, pois objetivando assegurar um melhor equilíbrio entre carga e geração, tal regulador mitiga a aquisição de vapor até atingir o regime permanente em 0,91 pu.

CASO 6: Rejeição de carga no produtor independente de energia elétrica

Objetivo: *avaliar as possíveis implicações nas instalações elétricas do produtor independente de energia, mediante a perda de sua carga elétrica, tipo impedância constante.*

Análise de resultados:

A figura 5.9 mostra o comportamento da tensão na barra 4 após a rejeição da carga estática do PI no instante $t = 6$ s.

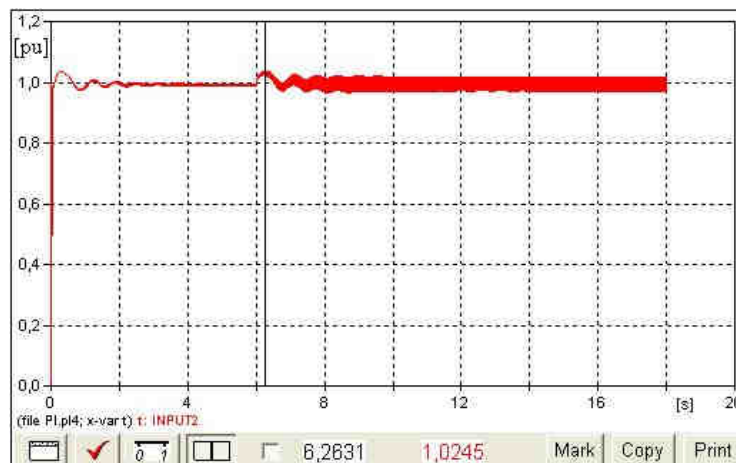


Figura 5.9- Tensão na barra 4 mediante a rejeição de carga

Vislumbra-se um pequeno acréscimo no valor da tensão na barra de geração do PI, barra 4, no instante imediatamente após a rejeição da carga. A tensão atinge um máximo de 1,03 pu, o que corresponde a $U_{ff} = 6798V$. Isso ocorre porque toda a potência reativa, antes entregue à carga tipo impedância constante, é agora redistribuída para as demais partes do sistema elétrico. Isto causa uma sobretensão na barra 4. Porém, de acordo com [61], mesmo sob os efeitos dessa elevação de tensão, esta é classificada como sendo adequada, pois não ultrapassa o limite superior de 1,05 pu.

Tal elevação transitória da tensão provoca alteração no conjugado dos motores elétricos da geração independente, alterando-se, assim, sua velocidade de operação. Consequentemente, para instalações industriais em que se faz necessário um controle seguro e eficaz da velocidade de motores, medidas preventivas e formas de acionamento mais eficientes devem ser empregadas. Além disso, cargas com alta sensibilidade como microcomputadores apresentam como limite superior uma elevação de tensão de até 1,06 pu de acordo com [64], sem a ocorrência de “shut-down” desses equipamentos e demais controladores lógicos.

A tensão volta a se estabilizar em 1,0 pu graças à atuação dos reguladores de tensão das máquinas. A figura 5.10 apresenta a atuação dos mesmos.

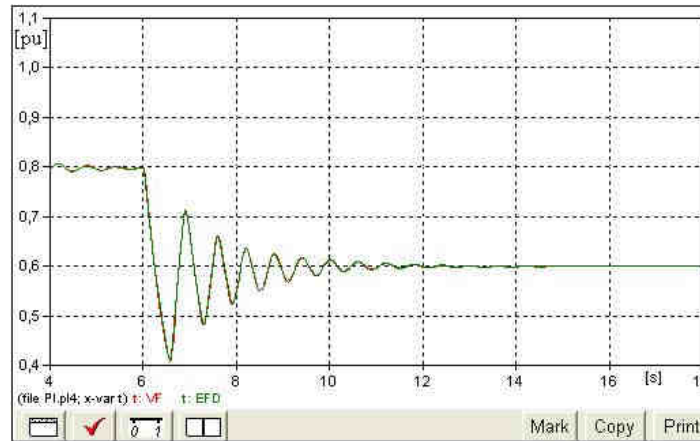


Figura 5.10- Resposta dos reguladores de tensão das máquinas do PI

No instante imediatamente após a rejeição, a tensão na barra 4 se eleva. Dessa forma, os reguladores de tensão atuam reduzindo a excitação dos geradores, figura 5.10, objetivando restabelecer a tensão na barra de geração em 1,0 pu. Tal regulador apresenta um transitório oscilatório amortecido, acompanhando as variações da tensão na barra 4, até alcançar o regime permanente em 0,6 pu, ou seja, as máquinas passam a operar com apenas 60% de excitação.

A figura 5.11 apresenta a resposta das variáveis mecânicas dos geradores do produtor independente de energia elétrica, mais especificamente: resposta em velocidade (figura 5.11(a)) e atuação dos reguladores de velocidade dos geradores do PI (figura 5.11(b)).

No instante imediatamente após a rejeição de carga, a velocidade das máquinas aumenta rapidamente, atingindo um máximo de $\omega = 198,89$ rad/s o que equivale a uma frequência de $f = 63,31$ Hz. Após o período transitório o sistema atinge o regime permanente a uma velocidade $\omega = 197,45$ rad/s, $f =$

62,85 Hz; pois os reguladores de velocidade dos geradores, apesar de reduzirem de forma drástica a potência mecânica aplicada ao eixo das máquinas do PI, não estão mais responsáveis por assegurar a frequência do sistema, mas a geração de potência ativa. Porém, não há para onde escoar o excesso de potência ativa gerada, o que obriga esses reguladores a tentar restabelecer a frequência. No entanto, a atuação dos mesmos não é suficiente para tal.

Evidencia-se, aqui, um item que afeta de forma incisiva a qualidade da energia elétrica, *variação da frequência industrial* [65,66]. Como consequência de tal variação vale citar a má operação de dispositivos elétrico-eletrônicos, alteração na velocidade e desempenho de máquinas rotativas e variações de carga.

Para os padrões de desempenho da rede básica, a referência [62] regulamenta a faixa de operação, em regime permanente, para a frequência do sistema interligado. A mesma deve se situar entre 59,9 Hz e 60,1 Hz. A citada referência relata que na ocorrência de distúrbios, havendo necessidade de corte de geração ou corte de carga para permitir a recuperação do equilíbrio carga-geração, a frequência pode permanecer acima de 62 Hz por no máximo 30 (trinta) segundos.

A referência [52], cujo âmbito trata da interconexão dos sistemas independente e concessionária local, relata que as máquinas do PI devem ser retiradas do sistema se a frequência, na barra de geração do PI, atingir 60,5 Hz em um tempo máximo de 0,5 s.

Uma medida factível para assegurar a frequência do sistema, seria a desconexão de uma unidade geradora, objetivando, assim, estabelecer um melhor equilíbrio entre carga e geração.

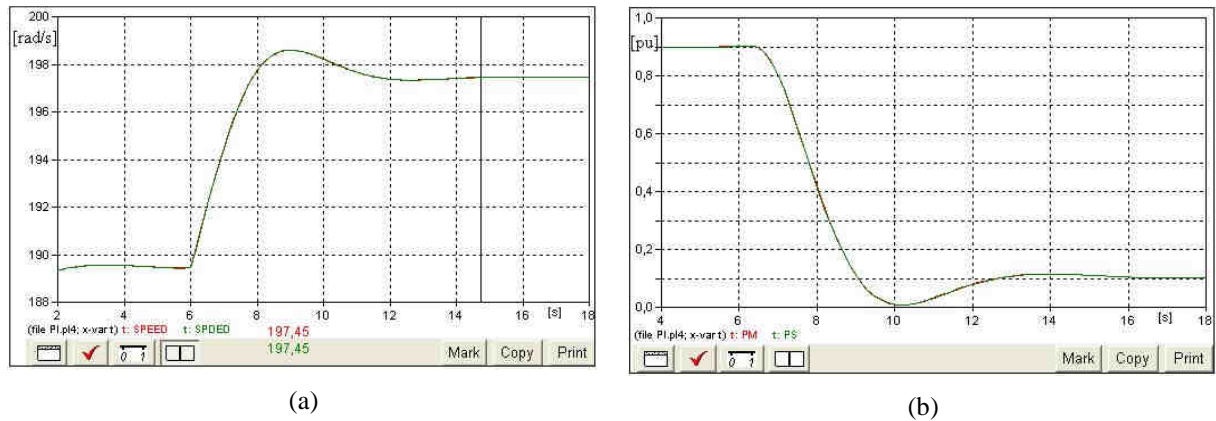


Figura 5.11- Resposta das variáveis mecânicas dos geradores síncronos do PI
(a): Velocidade dos geradores; (b) Atuação dos reguladores de velocidade

Com a perda da carga estática do PI, há uma acentuada redução na geração de potência ativa, pelos geradores síncronos. Restam apenas as cargas tipo potência constante, que são motores de indução trifásicos, para serem compartilhadas por ambas as máquinas. Isso equivale a aproximadamente, 0,3 MVA, algo inexpressivo se comparado ao potencial de geração instalado, que é de 10 MVA.

CASO 7: Curto-circuito trifásico no produtor independente

Objetivo: *avaliar os impactos nas instalações elétricas, mais especificamente nas máquinas do PI, mediante a aplicação deste curto.*

Análise de resultados:

Os estudos aqui realizados estão embasados nas recomendações técnicas estabelecidas na referência [52], no que se refere ao tempo de retirada da falta. Essa norma relata que para a ocorrência de uma falta nas instalações elétricas do PI, este será responsável por abrir o disjuntor de interconexão, isolando assim seus geradores e transformador de acoplamento, em 6 ciclos após a ocorrência da falta.

Pretende-se observar como as instalações elétricas do PI se comportaram durante os 6 ciclos (100ms) em que a falta permanecerá no

sistema. A referida contingência, objeto de estudo deste caso, foi aplicada à barra 5, figura 5.1, no tempo $t = 6,0s$ e retirada $t = 6,1s$.

A figura 5.12 retrata o comportamento da tensão na barra 4, barra de geração do produtor independente, mediante a aplicação da contingência.



Figura 5.12- Tensão na barra 4 mediante a aplicação de uma falta trifásica no PI

Vislumbra-se um afundamento de tensão para 0,4 pu na barra de geração do PI. Portanto, se seus equipamentos eletrônicos de controle e automação, computadores e controladores de velocidade de motores não estiverem aptos a suportar tal *variação de tensão de curta duração, VTCD*, esses serão reiniciados afetando de forma importante todo o processo industrial do produtor independente de energia elétrica, [64,65] e [66].

Após a retirada da contingência, a tensão volta a se restabelecer, em 1,0 pu. Contudo, evidencia-se uma pequena elevação da tensão durante o período transitório. A tensão chega a atingir 1,05 pu, ou seja, $U_{ff} = 6930V$. Isso se deve a atuação do regulador de tensão das máquinas do PI.

A figura 5.13 apresenta a resposta dos reguladores de tensão das máquinas síncronas da geração independente de energia elétrica.

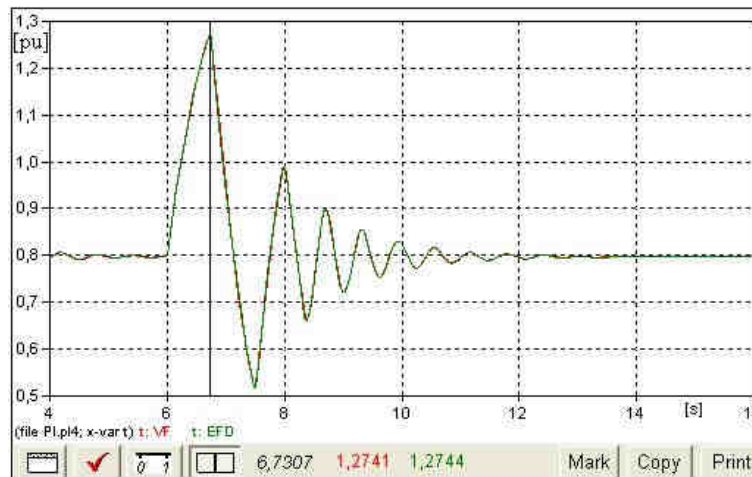


Figura 5.13- Resposta dos reguladores de tensão das máquinas do PI

Os reguladores de tensão das máquinas do PI, ao perceberem a redução na magnitude da tensão na barra de geração, atuam aumentando a excitação de campo das mesmas de forma rápida e precisa. As máquinas do PI chegam a ficar sobre-excitadas em 27%. Após a extinção da contingência, há uma redução brusca na excitação dos geradores, pois a tensão na barra 4, figura 5.1, excede o valor previamente ajustado em seus controles, 1,0 pu. Dessa forma, os reguladores oscilam de forma transitória amortecida até que o novo ponto de operação seja alcançado.

Prosseguindo as análises, a figura 5.14 ilustra a resposta em velocidade dos geradores síncronos do produtor independente mediante a contingência aqui aplicada, bem como a atuação dos reguladores de velocidade dessas máquinas.

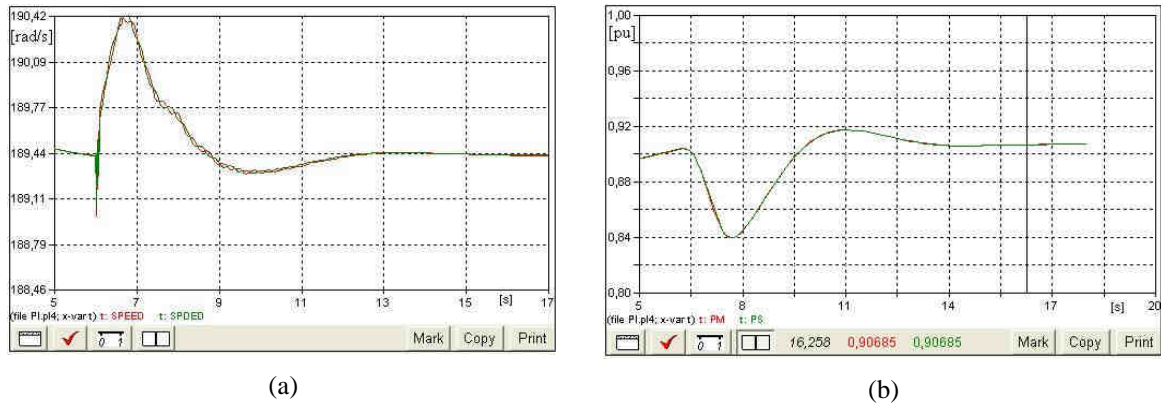


Figura 5.14- Resposta das variáveis mecânicas dos geradores síncronos do PI
(a): Velocidade dos geradores; (b) Atuação dos reguladores de velocidade

No instante imediatamente após a aplicação da falta os geradores apresentam uma redução na velocidade de operação, figura 5.14 (a), pois há o aumento imediato na magnitude da corrente fornecida pelas máquinas a fim de atender ao curto-circuito. Isto faz corresponder, para o gerador, a um aumento imediato de carga. Contudo, a tensão de terminal se reduz de forma veemente contrabalanceando assim o efeito do acréscimo na magnitude da corrente. Entretanto, alguns ciclos após a aplicação da falta, os geradores apresentam uma sobre-elevação na velocidade de operação, figura 5.14 (a). Aquela chega a atingir um máximo de $\omega = 190,42$ rad/s, o que equivale a uma frequência $f = 60,61$ Hz.

Ressalta-se, de acordo com o estabelecido na referência [52], que o produtor independente de energia deve prover meios para desconectar seus geradores do sistema da concessionária local (quando da interconexão dos sistemas) mediante situações de sobre ou subfrequência. A proteção deve desconectar as máquinas da geração independente de energia elétrica dentro de 0,5s para frequência de 60,5Hz. Dessa forma, se houvesse o paralelismo dos sistemas, a proteção deveria atuar sobre o disjuntor de interconexão.

No que se refere às limitações técnicas estabelecidas em [62], para as variações de frequência, constata-se o atendimento ao que nesta foi especificado, pois há disponibilidade de geração apta a permitir o equilíbrio

carga-geração. A frequência retorna para a faixa compreendida entre 59,5 Hz e 60,5 Hz em um tempo t inferior a 30 (trinta) segundos após o instante em que aquela saiu destes limites. Porém, para casos de novos acessos em que há necessidade de um desempenho superior ao estabelecido nesta referência, o acessante deverá consultar o *ONS – Operador Nacional do Sistema* – de maneira a identificar os locais e sob que condições tal desempenho será alcançado.

No instante imediatamente após a aplicação da contingência os reguladores de velocidade das máquinas atuam, mitigando assim a aquisição de potência mecânica com o intuito de assegurar a velocidade das máquinas do PI em torno da velocidade síncrona, figura 5.14 (b). Os mesmos reduzem de 90% para 84% a aquisição de vapor pelas turbinas. Com a extinção da falta, os reguladores apresentam uma pequena oscilação até que o novo regime permanente seja estabelecido. Portanto, fica evidenciada a correta e eficaz atuação desses reguladores, regulador de velocidade, mediante as solicitações que lhes são impostas.

Mediante a aplicação da contingência, falta trifásica na barra 5 do PI, há uma demanda de potência reativa pelo sistema para que se estabeleça a corrente de curto-circuito. Dessa forma, há uma redução acentuada na geração de potência ativa pelas máquinas síncronas da geração independente de energia. Contudo, com a extinção da falta há o restabelecimento do equilíbrio carga-geração assegurando assim a geração de potência ativa ao seu valor pré-falta pelos geradores da geração independente.

CASO 8: Partida de motor de indução trifásico, tipo gaiola de esquilo, a plena carga

Objetivo: *avaliar os impactos nas instalações elétricas, mais especificamente nas máquinas do PI, mediante a aplicação desta contingência.*

Análise de resultados:

A figura 5.15 retrata o comportamento da tensão na barra de geração, barra 4, do produtor independente de energia elétrica mediante a partida do referido motor objeto de estudo deste caso.

Evidencia-se uma flutuação na magnitude da tensão, pois a mesma oscila dentro da faixa $0,9\text{pu} < U_n < 1,10\text{pu}$. Contudo, trata-se de uma oscilação não *periódica* e amortecida da tensão, tão pouco chega a ser *aleatória*, pois a tensão na barra de geração volta a se restabelecer na condição pré-contingência. Portanto, não haverá o surgimento do efeito da *cintilação luminosa*, “Flicker”, amplamente evidenciado em lâmpadas incandescentes [65,66].

No instante t imediatamente após a partida da MIT – *máquina de indução trifásica* – a tensão atinge $0,94\text{pu}$. Dessa forma, a magnitude da tensão na barra de geração do PI, barra 4, pode ser classificada como *adequada* de acordo com a tabela 5.1 apresentada no início desse capítulo.

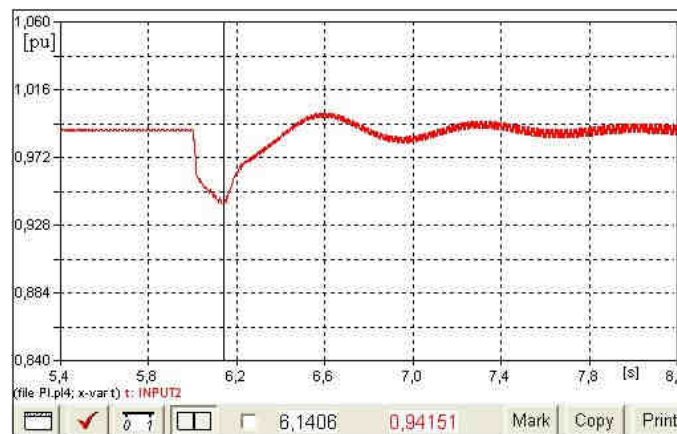


Figura 5.15- Tensão na barra 4 mediante a aplicação de uma falta trifásica no PI

Durante a partida da MIT, há uma brusca e acentuada solicitação de corrente elétrica, figura 5.16. Consequentemente a tensão na barra de cargas do PI, barra 5, experimenta uma redução em sua magnitude e isso se reflete na barra de geração, como foi evidenciado na figura 5.15. Dessa forma, os

reguladores de tensão das máquinas síncronas do PI elevam suas excitações, objetivando restabelecer a tensão na barra de geração do PI ao valor ajustado em seus controles (1,0pu), conforme mostra a figura 5.17 abaixo.

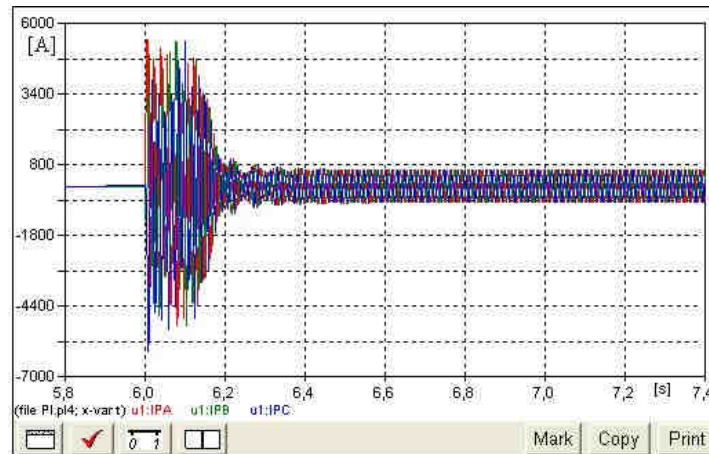


Figura 5.16- Corrente demandada pelos motores elétricos de indução trifásicos do PI

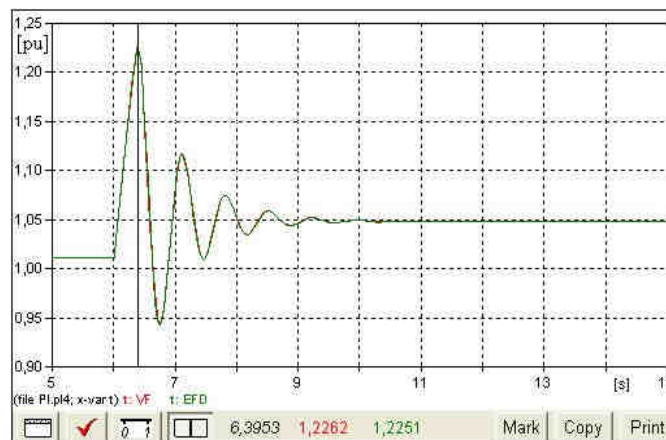


Figura 5.17- Resposta dos reguladores de tensão das máquinas do PI

Há uma sobreexcitação de 23% no instante imediatamente após a partida da MIT. Porém, decorrido o período transitório, a corrente demandada pelo motor de indução atinge o regime permanente, ou seja, seu valor nominal de operação. Assim, há uma redução na excitação dos geradores, de forma transitória amortecida, até que o novo regime permanente seja estabelecido

para uma excitação de 1,05pu. Portanto, houve um acréscimo de 5% na excitação das máquinas síncronas do produtor independente de energia elétrica se comparado a condição pré-contingência.

A resposta em velocidade e a atuação dos reguladores de velocidade dos geradores do PI estão demonstradas através das figuras 5.18 (a) e 5.18 (b) respectivamente.

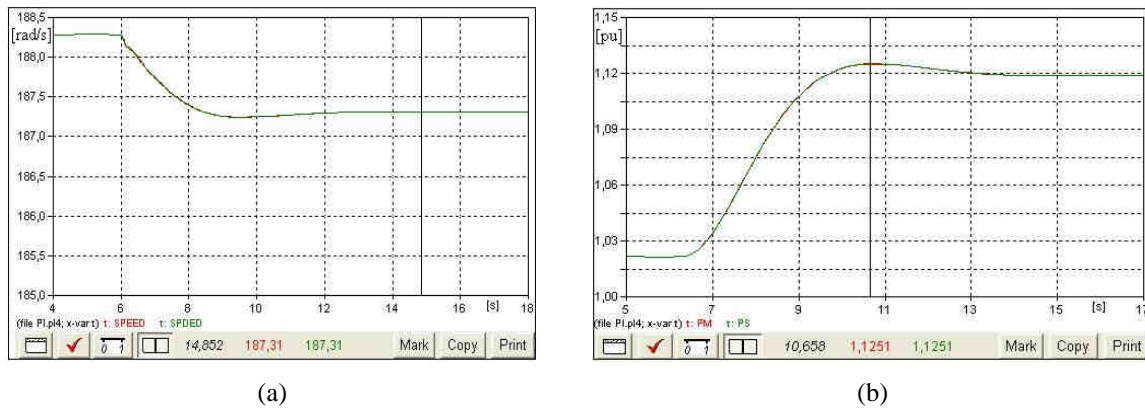


Figura 5.18- Resposta das variáveis mecânicas dos geradores síncronos do PI
(a): Velocidade dos geradores; (b) Atuação dos reguladores de velocidade

Vislumbra-se através da figura 5.18 (a) uma ligeira redução na velocidade de operação dos geradores do PI após a entrada em operação do motor de indução trifásico do PI. Essa atenuação na velocidade de operação do rotor das máquinas se deve ao acréscimo de carga, originado pela entrada em funcionamento da carga motriz do PI.

A nova velocidade de operação, em regime permanente, é de $\omega = 187,31$ rad/s o que equivale a uma frequência elétrica $f = 59,62$ Hz. Dessa forma, para um eventual paralelismo com a concessionária de energia local, a proteção de subfrequência não atuará, pois a frequência elétrica estabelecida no pós-contingência nem mesmo chega a atingir 58,0 Hz, [52]. Além disso, observa-se o pleno atendimento ao estabelecido em [62] no que tange a variações de frequência na ocorrência de perturbações no sistema elétrico de potência.

Devido ao acréscimo de carga no sistema do produtor independente de energia, os reguladores de velocidade das máquinas do PI elevam a aquisição de vapor pelas turbinas em 12%, figura 5.18 (b), objetivando assim, restabelecer o equilíbrio carga-geração, pois há disponibilidade de geração apta a atender a nova demanda.

No instante imediatamente após a entrada do MIT, há uma acentuada elevação na potência reativa demandada para atender a corrente de partida solicitada pela máquina de indução, pois na partida o circuito equivalente do rotor apresenta uma baixa impedância devido ao elevado escorregamento s do motor e isto permite a circulação dessa corrente.

Após o período transitório de ajuste para a nova condição estabelecida entre carga e geração, as potências ativa e reativa geradas pelos geradores síncronos do PI alcançam o novo regime permanente.

5.4.3- CONDIÇÃO “C”: SISTEMA COM A GERAÇÃO INDEPENDENTE DE ENERGIA ELÉTRICA

CASO 9: Operação em regime permanente

Objetivo: *avaliar o comportamento em regime permanente, sem a aplicação de nenhuma contingência, do sistema ilustrado pela figura 5.1, quando houver a interconexão entre a concessionária e a geração independente.*

Condições iniciais: Considera-se aqui e nos demais casos subsequentes pertinentes a este item (caso 9 ao caso 17), que a concessionária de energia elétrica apresenta em seu sistema de distribuição, classe 15kV, uma carga total de 25MVA (sem incluir as perdas), sendo que, destes, a produção independente de energia contribui com a geração de 4MVA. Além de atender a esta carga de 4MVA, as máquinas do produtor independente atendem à sua demanda interna, de 2,8MVA (sem incluir as perdas).

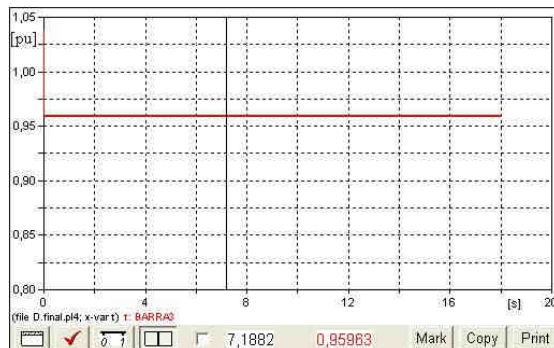
A tabela 5.9 apresenta as potências ativa e reativa geradas pela concessionária de energia elétrica (G1) e pelas máquinas síncronas da geração independente (G2 = G3), considerando as perdas elétricas inerentes ao sistema da figura 5.1.

Tabela 5.9- Potências ativa e reativa geradas pelas fontes do sistema

Fonte	P_G [MW]	Q_G [MVar]
G1	21,182	4,087
G2 = G3	3,302	0,385

Sob a luz dos fatos anteriormente citados, procede-se à análise do sistema da figura 5.1 quando em funcionamento normal.

As figuras 5.19 (a) e 5.19 (b) retratam a tensão eficaz na barra 3, PAC, em regime permanente, antes e após a operação em paralelo do sistema da concessionária com o PI.



(a)



(b)

Figura 5.19- Tensão eficaz na barra 3, PAC, em regime permanente

(a): Sistema da concessionária isolado; (b): Sistemas interconectados

Durante a inicialização do sistema, figura 5.1, há um transitório de energização, figura 5.19 (b), no qual a tensão apresenta uma leve oscilação. Isto se deve às condições de inicialização adotadas para as variáveis, pois agora, há a presença dos reguladores, de velocidade e tensão, das máquinas do PI.

Decorrido o período de energização, o sistema atinge o regime permanente e, neste, a tensão fase-neutro no PAC estabiliza-se em 1,0pu (13800V fase-fase), figura 5.19 (b).

Evidencia-se pelo exposto nas figuras imediatamente acima, uma pequena alteração, aumento no nível da tensão no PAC, barra 3 do sistema da concessionária de energia. Observe em 5.19 (a) uma magnitude de 0,96pu e após a interconexão dos sistemas, figura 5.19 (b), a mesma se eleva a 1,0pu. Isto se deve ao fluxo de potência reativa advindo da produção independente de energia para dentro das instalações da concessionária de energia local.

A tensão na barra de geração do PI, barra 4, bem como a resposta dos reguladores de tensão das máquinas do mesmo, estão representadas pelas figuras 5.20 (a) e 5.20 (b) respectivamente.

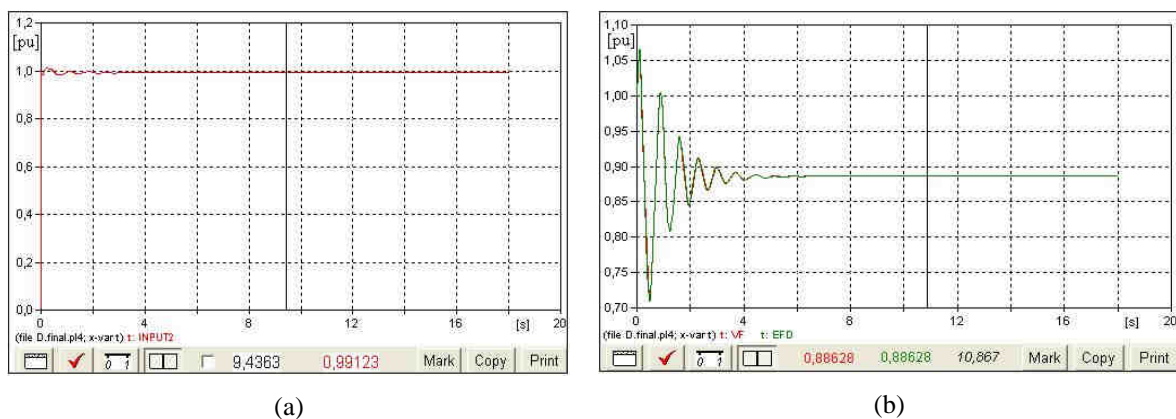


Figura 5.20- Tensão gerada e resposta dos reguladores de tensão das máquinas do PI em regime permanente

(a): Tensão na barra de geração do PI; (b): Resposta dos reguladores tensão das máquinas do PI

Evidencia-se através da figura 5.20 (b), a atuação dos reguladores de tensão das máquinas no sentido de reduzir a excitação das mesmas no instante imediatamente após a inicialização do sistema, pois nesse intervalo a tensão na barra de geração se encontra acima do valor previamente ajustado em seus controles. Os reguladores de tensão oscilam de forma transitória amortecida acompanhando as oscilações de tensão na barra de geração, barra 4, até que se

estabeleça o regime permanente. Neste, a excitação das máquinas necessária para se estabelecer o fluxo de potência desejado, se estabiliza em 0,89pu.

Portanto, vislumbra-se a eficiência dos reguladores de tensão das máquinas da geração independente de energia de forma a responder de forma rápida e adequada às variações na magnitude da tensão da barra 4, comprovando-se, assim, sua eficácia na manutenção da tensão dentro do limite estabelecido.

A figura 5.21 (a) retrata a resposta em velocidade, bem como a figura 5.21 (b) apresenta a atuação dos reguladores de velocidade das máquinas da geração independente de energia elétrica.

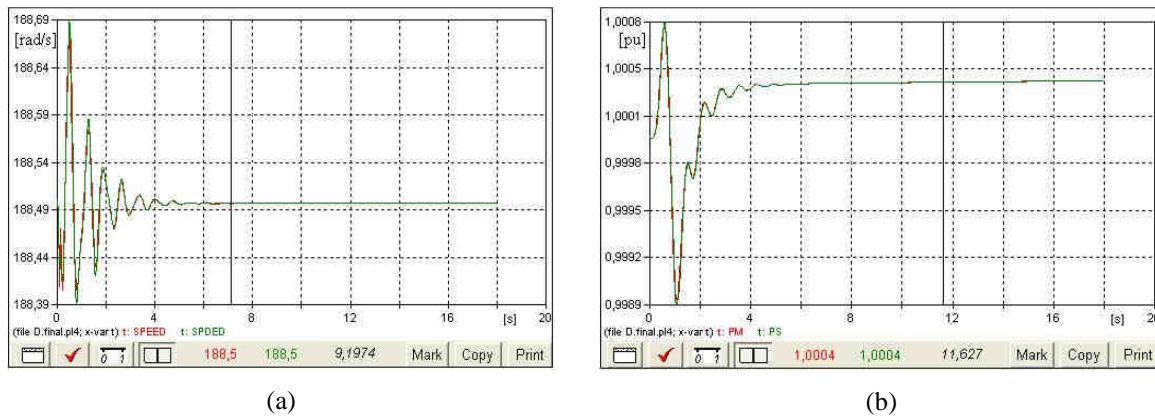


Figura 5.21- Resposta das variáveis mecânicas dos geradores síncronos do PI
(a): Velocidade dos geradores; (b) Atuação dos reguladores de velocidade

No instante imediatamente após a interconexão dos sistemas, rede da concessionária e geração independente, os geradores da produção independente apresentam uma primeira oscilação no sentido de reduzir a velocidade de operação do rotor, figura 5.21 (a). Isto se deve ao aumento de carga experimentado pelas máquinas devido à condição pré-estabelecida, com a finalidade de gerar uma potência aparente de 4MVA para a rede da concessionária de energia elétrica local. Porém, decorrido o período transitório, evidencia-se o estabelecimento da velocidade síncrona $\omega = 188,5$ rad/s, assegurando assim o sincronismo do sistema.

Devido à alta inércia do sistema da concessionária de energia elétrica, representada como barramento infinito, as máquinas do PI logo atingem o regime permanente. Dessa forma, os reguladores de velocidade das máquinas não atuam de forma expressiva, figura 5.21 (b). Contudo, ressalta-se que devido à alteração no “droop” das máquinas (este passa a ser 5%), estas agora não mais possuem reguladores de velocidade voltados para assegurar o sincronismo do sistema, mas sim a geração de potência ativa.

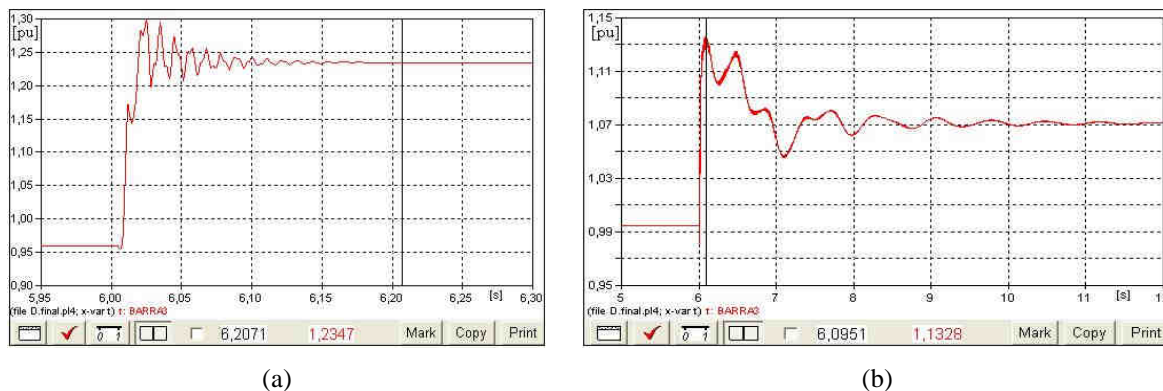
Ao término das discussões apresentadas perante aos resultados deste caso (Caso 9: Operação em regime permanente), pode-se concluir que:

- Com a presença do PI, a tensão na barra 3, PAC, sofre uma pequena elevação em sua magnitude: esta agora passa a ser de 1,0pu. Portanto, a tensão nesta barra não ultrapassa as limitações estabelecidas em [61];
- A tensão na barra de geração do produtor independente, barra 4, se estabiliza em 1,0pu, como foi devidamente estabelecido nos controles dos reguladores de tensão das máquinas;
- Para assegurar a magnitude da tensão no valor previamente ajustado em seus controles, 1,0pu, os reguladores de tensão mantêm suas excitações em torno de 0,89 pu;
- A velocidade de operação das máquinas do PI esta perfeitamente sincronizada com a rede;
- O sistema se apresenta estável e em sincronismo.

CASO 10: Rejeição de carga na concessionária

Objetivo: avaliar as possíveis implicações na rede da concessionária e no sistema elétrico do produtor independente, mediante a perda da carga 2 do sistema elétrico de potência.

Na figura 5.22 é apresentada a variação da tensão no PAC, barra 3, após a rejeição da carga 2 em duas situações distintas: (a): sem a geração independente (trata-se da figura 5.3, aqui novamente apresentada); (b): com a presença da geração independente de energia elétrica.



(a) (b)
Figura 5.22- Tensão na barra 3 após a rejeição da carga 2
 (a): Sem a geração independente; (b): Com a geração independente

Evidencia-se uma alteração significativa na magnitude da tensão no PAC, barra 3, devido ao fato da potência reativa, antes entregue à carga 2, ser agora redistribuída para as demais barras do sistema, figura 5.1.

Consequentemente, um dos itens da qualidade da energia, *magnitude da tensão*, fica extremamente comprometido, pois se verifica um “voltage swell” (sobre-tensão), a tensão chega a atingir 1,13pu no instante imediatamente após a aplicação da contingência, figura 5.22 (b), [65,66].

Decorrido o período transitório a tensão no PAC se estabiliza em 1,07pu, portanto os equipamentos elétricos da concessionária de energia estarão sujeitos a um elevado estresse dielétrico.

Uma solução factível para mitigar os efeitos danosos às instalações elétricas da concessionária de energia local seria a instalação de um reator de núcleo saturado apto a absorver o excesso de reativo quando da rejeição da carga 2.

A figura 5.23 apresenta a resposta das variáveis elétricas, tensão de terminal e excitação de campo, das máquinas da geração independente de energia perante a contingência aqui aplicada.

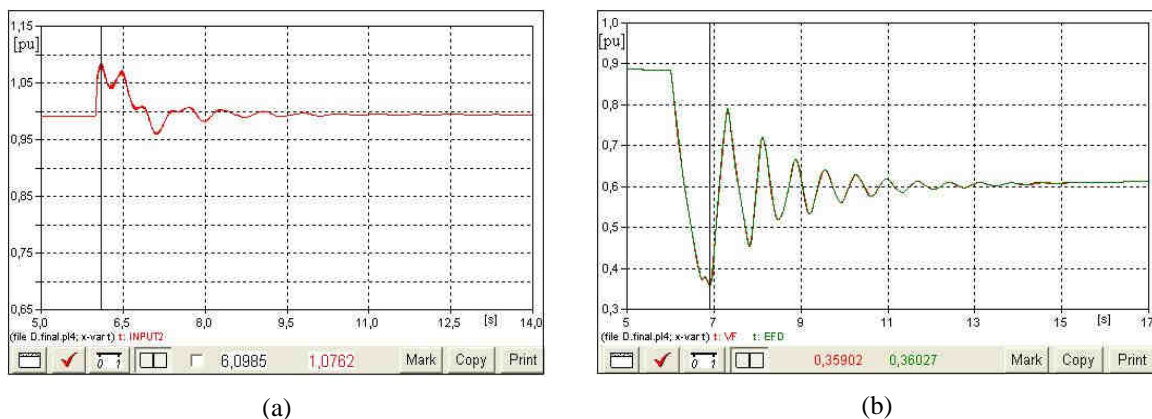


Figura 5.23- Tensão gerada e resposta dos reguladores de tensão das máquinas do PI
 (a): Tensão na barra de geração do PI; (b): Resposta dos reguladores tensão das máquinas do PI

As instalações elétricas do PI também experimentam uma sobretensão, estresse dielétrico, transitória imediatamente após a aplicação da contingência, figura 5.23 (a). Tal anomalia resulta em diminuição da vida útil dos equipamentos elétricos do produtor independente, bem como origina operações indevidas de equipamentos eletro-eletrônicos microprocessados. Os dispositivos de controle e automação foram projetados para operar dentro de uma determinada faixa de variação de tensão, também conhecida como curva *CBEMA* – *Computer Business Equipment Manufacturers Association* – trata-se de uma referência para a operação eficaz dos equipamentos computadorizados perante situações de sobre, ou subtensão [64].

Dessa forma, torna-se necessária a especificação coerente e eficaz de dispositivos de proteção contra sobretensões, pois além dos danos materiais aos equipamentos elétricos há o risco inerente de alterações no processo industrial do PI.

De acordo com as recomendações técnicas estabelecidas em [52], a proteção contra sobretensão não atuará, pois esta se mantém dentro de uma faixa de $\pm 10\%$ da tensão nominal de operação. Assim, o disjuntor de interconexão não será aberto. Porém, a tensão de atendimento do PI é classificada como adequada, pois em regime permanente a mesma volta a se fixar em sua condição pré-contingência, 1,0 pu [61].

No instante imediatamente após a rejeição da carga 2 há uma brusca elevação na magnitude da tensão na barra de geração do PI. Dessa forma, os reguladores de tensão das máquinas atuam reduzindo de forma incisiva a excitação das máquinas, objetivando assim restabelecer a tensão na barra 4, barra de geração do PI, ao valor pré-distúrbio. Evidenciam-se as oscilações desse controle mediante as oscilações da tensão na barra de geração, transitório amortecido, até o estabelecimento do novo regime permanente de tensão, 1,0pu na barra do PI. Neste, a excitação aplicada ao campo das máquinas da geração independente passa a ser de apenas 60%.

A figura 5.24 apresenta a resposta das variáveis mecânicas dos geradores da geração independente mediante a rejeição da carga 2.

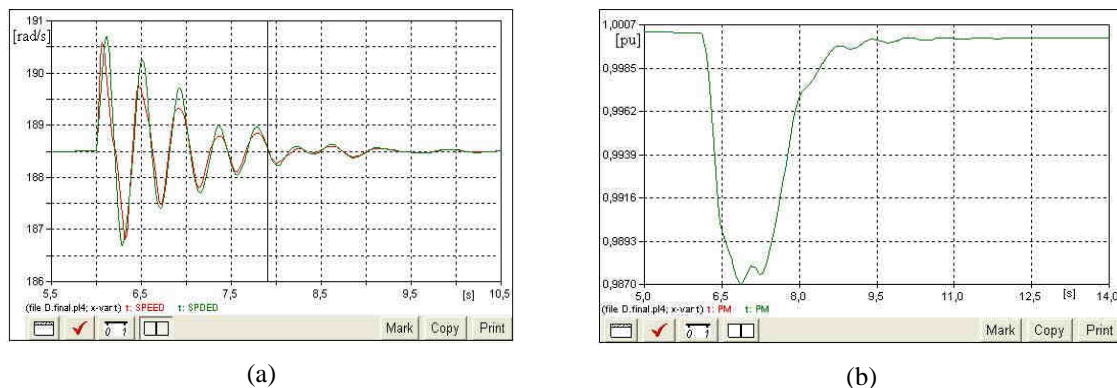


Figura 5.24- Resposta das variáveis mecânicas dos geradores síncronos do PI
(a): Velocidade dos geradores; (b) Atuação dos reguladores de velocidade

Vale ressaltar que antes da rejeição de carga aqui aplicada, carga 2, o produtor independente de energia elétrica, fornecia 4 MVA de potência aparente à rede da concessionária de energia local, mais especificamente a carga 2.

Todavia, imediatamente após a contingência, os geradores do PI estarão sujeitos a uma condição de desequilíbrio entre o conjugado motriz e o conjugado eletromecânico. Aquele se torna temporariamente superior ao conjugado elétrico. Assim, a velocidade das máquinas oscila, há uma tendência de aceleração seguida de um transitório oscilatório amortecido até o restabelecimento da velocidade síncrona, ou seja, restabelecimento do equilíbrio entre o conjugado motriz e o conjugado eletromecânico, figura 5.24 (a).

Evidencia-se no instante imediatamente após a rejeição, uma velocidade máxima $\omega = 190,58 \text{ rad/s}$ para o gerador G2 ($f = 60,66 \text{ Hz}$) e a sua mínima corresponde a $\omega = 186,82 \text{ rad/s}$ ($f = 59,47 \text{ Hz}$). Já para o gerador G3 a máxima velocidade alcançada foi $\omega = 190,7 \text{ rad/s}$ ($f = 60,7 \text{ Hz}$) e a sua mínima equivale a $\omega = 186,7 \text{ rad/s}$ ($f = 59,43 \text{ Hz}$). Ambas apresentam um transitório oscilatório amortecido, mas a máquina G2 mostra um amortecimento maior devido à sua baixa inércia se comparada à máquina G3.

Vislumbra-se através da figura 5.24 (a) que a frequência não permanece por 0,5s em 60,7 Hz e nem chega a atingir 58 Hz. Dessa forma, a proteção contra variações de frequência não atuará [52].

Devido à inércia do sistema de potência global, as velocidades das máquinas do produtor independente se estabilizam próximo da velocidade síncrona. Portanto, os reguladores de velocidade das máquinas não chegam a atuar de forma veemente no processo, figura 5.24 (b).

As máquinas G2 e G3 do PI, no instante imediatamente após a rejeição, sentem um alívio de carga devido ao fato da sua potência ativa em excedente

ser praticamente toda entregue a carga 2 da rede da concessionária. Entretanto, devido às condições estabelecidas quando da interconexão dos sistemas, as máquinas síncronas do PI foram ajustadas de forma a manter constante a geração de potência ativa.

Todavia, após a rejeição, há uma elevação veemente da tensão de operação do sistema elétrico como um todo. Assim, a potência reativa consumida pelas cargas estáticas do sistema (RL), figura 5.1, aumenta consideravelmente, pois aquela varia diretamente com o quadrado da tensão, [56,57].

Esse tipo de carga, impedância constante, quando presente em uma rede elétrica, facilita a convergência de programas de simulação de comportamento de sistemas de potência. Além disso, há um aumento na velocidade de solução dos mesmos. Por isso, optou-se pela inserção de cargas estáticas ao sistema, figura 5.1, a fim de aperfeiçoar o processamento computacional [56,57].

Após as análises realizadas para esse caso (CASO 10: Rejeição de carga na concessionária, na presença do produtor independente), pode-se concluir que:

- A presença da geração independente de energia atenua os efeitos de uma rejeição de carga no sistema da concessionária, contribuindo dessa forma, para uma melhoria no nível da magnitude da tensão na situação pós-contingência. Porém, apesar de haver uma redução no nível da tensão em regime permanente no período pós-contingência, a magnitude da tensão ainda se encontra acima do limite permitido e especificado em [61];
- A proteção de sobretensão não atuará, pois a variação de tensão, nas instalações elétricas do PI, não ultrapassa o limite superior de 10% da

tensão nominal. Assim, o disjuntor de interconexão dos sistemas permanecerá fechado;

- Os reguladores de tensão, das máquinas da geração independente, reduzem de forma eficiente e eficaz a excitação das máquinas, contribuindo de forma veemente para o restabelecimento da tensão, na barra de geração, ao valor previamente estabelecido em seus controles;
- Os geradores da geração independente de energia, no instante da aplicação da contingência, oscilam alterando assim a frequência do sistema do PI. Porém, as oscilações transitórias são amortecidas pela inércia do barramento infinito. Além disso, evidencia-se que a máquina de menor inércia, G2, apresenta maior tendência em amortizar suas oscilações;
- O regulador de velocidade das máquinas do PI não atua de forma expressiva em virtude da faixa morta desses reguladores. O sinal de entrada, erro, deste controlador não é suficiente para sensibilizá-lo;
- A potência ativa gerada pelo barramento infinito sofre uma elevada redução, enquanto a potência ativa gerada pelas máquinas do PI permanece inalterada. Contudo, há um aumento expressivo na potência reativa gerada pelas máquinas do PI;
- Há a manutenção da estabilidade das máquinas do PI.

CASO 11: Rejeição de carga no produtor independente

Objetivo: *avaliar as possíveis implicações na rede da concessionária e no sistema elétrico da geração independente, mediante a perda da carga estática, impedância constante, pertencente ao sistema do produtor independente.*

A figura 5.25 (b) retrata a variação da tensão no PAC, barra 3, mediante a aplicação da contingência aqui estudada no instante $t = 6s$. Evidencia-se que

a tensão na barra 3 atinge um máximo de 1,01pu, ou seja, 13938V fase-fase. Esta pequena elevação na magnitude da tensão no PAC, se deve a redistribuição de potência reativa antes consumida nas instalações elétricas do PI, para a rede da concessionária. Porém, tal elevação transitória da tensão, na barra 3, não afeta de forma veemente os consumidores instalados diretamente na referida barra.

No que se refere aos limites de variação de tensão estabelecidos em [61], e aqui demonstrado através da tabela 5.1, a nova magnitude da tensão em regime permanente, após a aplicação da contingência, é classificada como adequada, pois a mesma se estabiliza em torno de 1,0pu, barra 3. Evidencia-se, através das figuras 5.25 (a) e 5.25 (b), uma melhor manutenção da magnitude da tensão no PAC mesmo perante a contingência aqui aplicada quando do paralelismo dos sistemas, geração independente e rede da concessionária de energia.

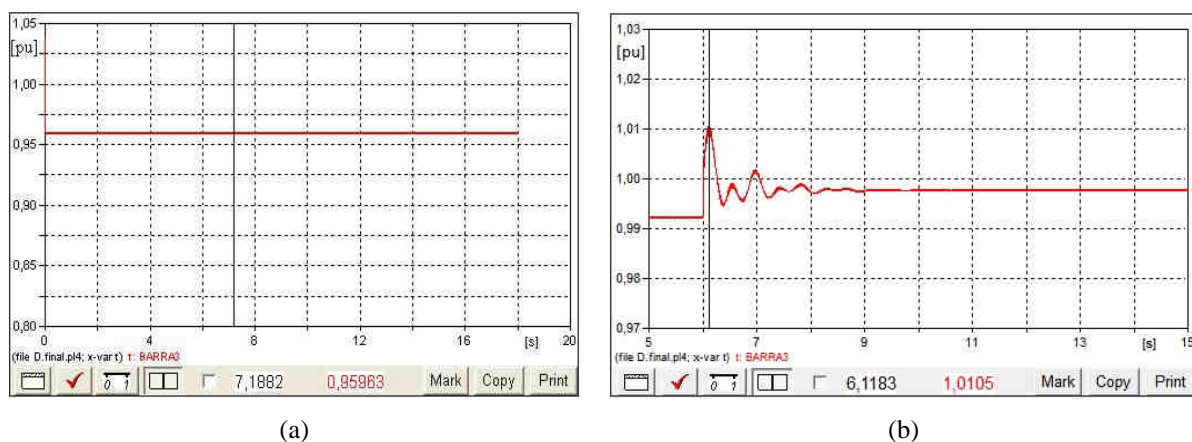


Figura 5.25- Tensão na barra 3 após a rejeição da carga 3
(a): Sem a geração independente; (b): Com a geração independente

Vale ressaltar que medidas preventivas devem ser adotadas ainda na fase de projeto e estudos quando do acesso ao sistema de distribuição, a fim de evitar que eventuais sobretensões afetem a integridade das instalações elétricas da rede da concessionária de energia local. Dentre as possibilidades factíveis de serem empregadas, objetivando mitigar o efeito gerado pela contingência aqui aplicada, destaca-se o projeto e a instalação de um reator de

núcleo saturado apto a absorver o excesso de potência reativa rejeitada pelo PI. Contudo, o custo referente ao projeto, compra, instalação e manutenção de tal reator deve ser computado à geração independente pelo fato da mesma apresentar risco eminente à integridade da rede mediante condições de rejeição de cargas internas às suas instalações. Além disso, a referência [52] relata de forma explícita e contundente que o produtor independente deve prover meios para proteger seus geradores e sistema perante quaisquer anomalias provenientes do paralelismo.

As figuras 5.26 (a) e 5.26 (b) apresentam o comportamento da tensão na barra de geração, barra 4, bem como a resposta dos reguladores de tensão das máquinas da geração independente de energia perante a contingência aqui aplicada.

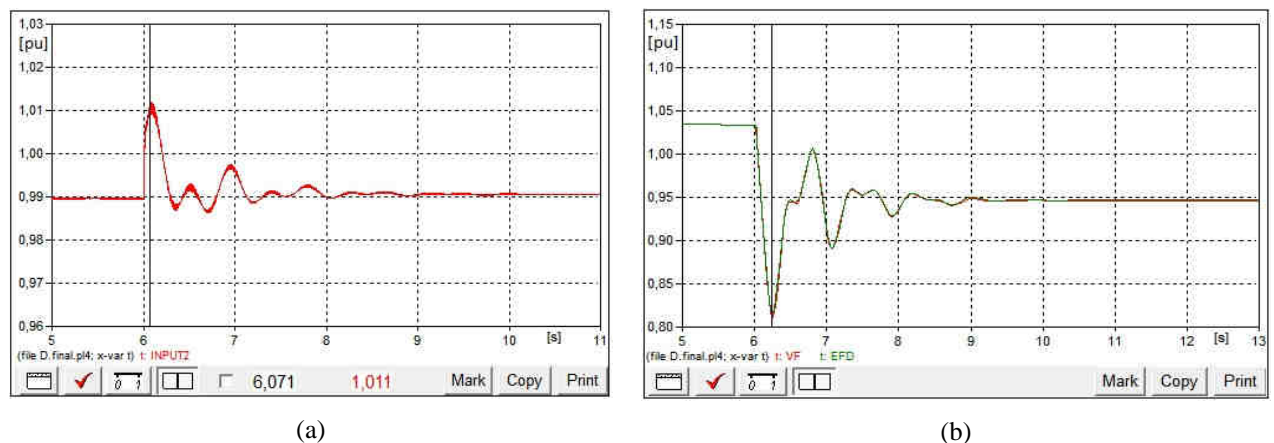


Figura 5.26- Tensão gerada e resposta dos reguladores de tensão das máquinas do PI
(a): Tensão na barra de geração do PI; (b): Resposta dos reguladores tensão das máquinas do PI

Evidencia-se uma pequena oscilação na magnitude da tensão na barra de geração, barra 4, do produtor independente. Contudo, a mesma se comporta de forma transitória amortecida e volta a se restabelecer em sua condição pré-contingência. Entretanto, vislumbra-se um acréscimo em sua magnitude no instante imediatamente posterior a aplicação da contingência. A tensão se eleva a 1,011pu, ou seja, 6672,6V fase-fase.

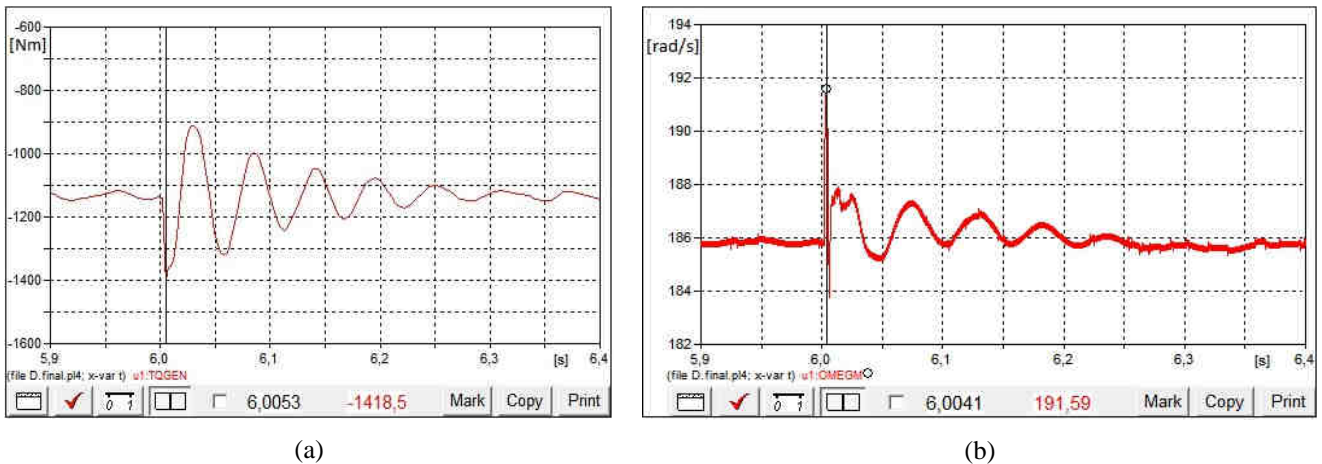
No que se refere aos indicadores de *Qualidade da Energia Elétrica*, mais especificamente os orientados a alterações na magnitude da tensão, observa-se que não houve transgressão de tais critérios, uma vez que a máxima magnitude obtida neste caso foi de 1,01pu.

Dessa forma, a proteção contra variações de tensão não atuará, pois estas não excedem o limite de $\pm 10\%$ da tensão nominal, o que assegura o paralelismo dos sistemas, rede da concessionária e geração independente, através da não abertura do disjuntor de interconexão [52].

Observa-se mais uma vez, a correta e eficiente operação dos reguladores de tensão (figura 5.26 (b)), das máquinas do PI, ao reduzir de forma significativa a excitação das máquinas para 0,8pu no instante imediatamente posterior a contingência. A excitação oscila de forma transitória amortecida acompanhando as oscilações da tensão na barra de geração até se estabelecer o novo regime permanente. Neste, a excitação necessária para manter a tensão na barra 4 no valor previamente ajustado em seus controles (1,0pu) é de, aproximadamente, 0,95pu.

Contudo, oscilações transitórias na magnitude da tensão, provocam alterações no conjugado dos motores elétricos da geração independente, alterando-se, assim, sua velocidade de operação. Dessa forma, para instalações industriais em que se faz necessário um controle seguro e eficaz da velocidade, ou mesmo torque, dos motores, medidas preventivas e formas de acionamento mais eficientes devem ser adotadas.

As figuras 5.27 (a) e 5.27 (b) apresentam o comportamento do torque e da velocidade do motor elétrico do PI respectivamente.



(a) (b)
Figura 5.27- Conjugado e velocidade dos motores elétricos do PI
 (a): Conjugado motriz; (b): Velocidade da carga motriz

Constata-se através da figura 5.27 (a) uma sensível alteração no torque dos motores elétricos do PI, aquele chega a atingir 1418,5 [Nm]. Essa alteração se deve à pequena, mas significativa elevação na magnitude da tensão na barra da geração independente, pois o torque varia de acordo com o quadrado da tensão.

Verifica-se uma sensível elevação na velocidade de operação dos motores, figura 5.27 (b), alguns ciclos após a aplicação da contingência. A máxima velocidade obtida corresponde a 191,59 rad/s, ou seja, uma elevação de aproximadamente 3% em sua velocidade de operação. Consequentemente, cabe aqui salientar, mais uma vez, a necessidade de uma melhor especificação de dispositivos orientados a controlar de forma eficiente a velocidade de operação dos motores elétricos do PI. Principalmente, quando aplicados a processos tais que a velocidade de operação dos motores deva permanecer constante.

A figura 5.28 retrata a resposta em velocidade dos geradores da produção independente de energia elétrica.

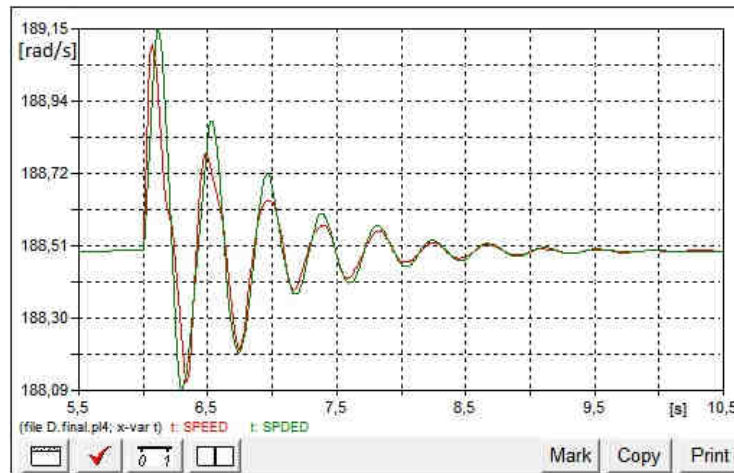


Figura 5.28- Resposta em velocidade das máquinas do PI

No instante imediatamente após a aplicação da contingência, as máquinas do PI estarão sujeitas a uma nova condição de desequilíbrio entre a potência motriz e a potência elétrica, como é apresentada pela equação de oscilação (balanço), equação (5.1).

$$\frac{2.H.d^2\delta}{\omega_R dt^2} = P_m - P_e = P_a \quad (5.1)$$

Com a retirada da carga estática do PI, há uma suave redução na geração de potência ativa pelas máquinas do PI, figura 5.29 (a). Dessa forma, o conjugado mecânico aplicado ao rotor dos geradores, se torna momentaneamente superior ao conjugado elétrico. Assim, as máquinas do PI tendem a acelerar num primeiro momento, figura 5.28. Porém, a carga estática instalada no PAC, carga esta tipo impedância constante, RL, apresenta a propriedade de ter sua demanda de potência ativa e reativa variando de acordo com o quadrado da tensão. É sabido que há uma ligeira elevação da tensão no sistema, dessa forma há um acréscimo na demanda de

potência ativa pela rede. Portanto, as máquinas do PI passam a exportar a potência ativa, antes entregue à sua carga interna, ao sistema elétrico pertencente à rede da concessionária de energia local através do transformador de isolamento. Tal fato contribui para um maior amortecimento, para um melhor equilíbrio entre carga-geração, ou seja, o conjugado mecânico se torna equânime ao conjugado eletromecânico estabilizando o sistema, equação (5.1).

Torna-se válido comentar o fato das máquinas do PI terem sido ajustadas para gerar o máximo de potência ativa possível a fim de ser exportada. Assim, as demais solicitações, de potência ativa devem ficar sob a responsabilidade da concessionária de energia local, pois esta foi estabelecida como sendo o *sistema isócrono*. Isto é claramente evidenciado através da figura 5.29 (a), onde se constata uma redução na geração de potência ativa por parte da concessionária de energia (WGE1) e a permanência do potencial gerado de potência ativa por parte das máquinas da geração independente de energia elétrica.

Contudo, há uma considerável redução na geração de potência reativa pelas máquinas do PI, figura 5.29 (b). Isto se deve as condições estabelecidas aos controladores de suas máquinas síncronas, bem como ao fato de se ter carga tipo potência constante instalada no sistema do PI. Além disso, a potência reativa demanda pela carga motriz é bem inferior a da carga estática rejeitada. Assim, há uma visível atenuação na geração de potência reativa por parte da geração independente.

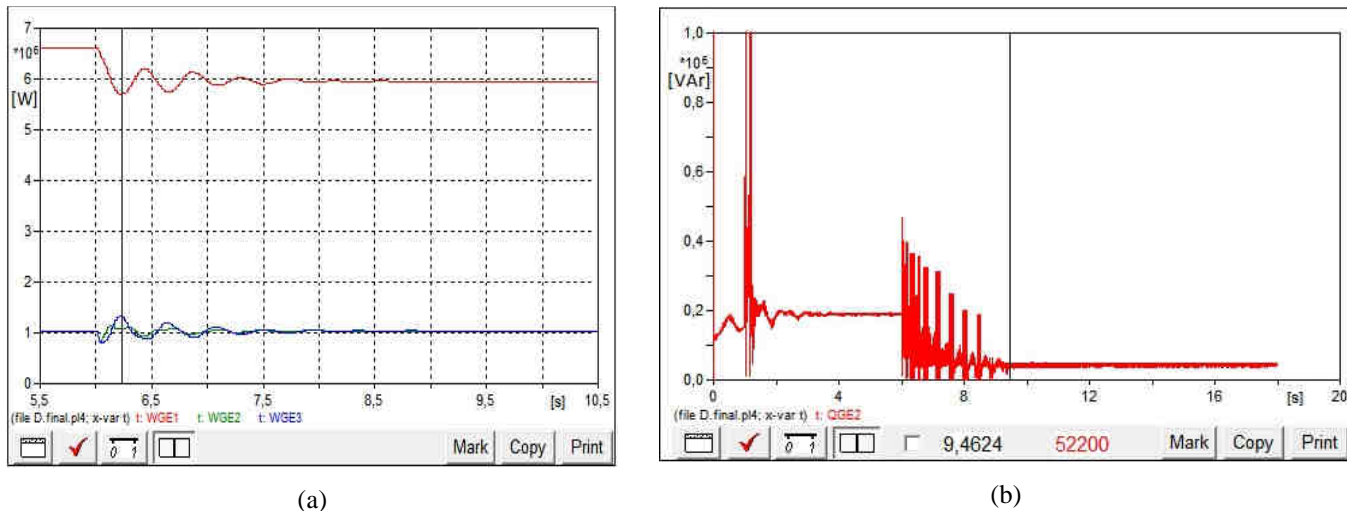


Figura 5.29- Potências ativa e reativa geradas pelos geradores do PI
(a): Potência ativa; (b): Potência reativa

Constata-se no instante imediatamente após a rejeição, uma velocidade máxima $\omega = 189,11[\text{rad/s}]$ para o gerador G2 ($f = 60,19\text{Hz}$) e a sua mínima corresponde a $\omega = 188,11[\text{rad/s}]$ ($f = 59,88\text{Hz}$). Já para o gerador G3 a máxima velocidade alcançada foi $\omega = 189,15[\text{rad/s}]$ ($f = 60,2\text{Hz}$) e a sua mínima equivale a $\omega = 189,09[\text{rad/s}]$ ($f = 59,87\text{Hz}$). Ambas oscilam de forma transitória amortecida, porém, salienta-se mais uma vez, que G2 apresenta um maior amortecimento devido à sua inércia inferior se comparada à máquina G3.

Vislumbra-se, através da figura 5.28, que a frequência na barra de geração do PI não transgride as recomendações estabelecidas na referência [52] no que se refere às variações de frequência. Dessa forma, a proteção contra aquelas não atuará.

Mais uma vez devido à inércia do sistema de potência global, as velocidades das máquinas do PI se estabilizam próximo da velocidade síncrona. Portanto, os reguladores de velocidade das máquinas não chegam a atuar de forma incisiva no processo, assim sua resposta aqui não será apresentada.

Após as análises realizadas para esse caso (Caso 11: Rejeição de carga no produtor independente), pode-se concluir que:

- Mesmo perante a contingência aqui aplicada, a tensão na barra 3, PAC, apresenta um comportamento satisfatório no que se refere a magnitude da tensão. Dessa forma, diante desse critério, magnitude da tensão, a *Qualidade da Energia Elétrica* está assegurada;
- A tensão na barra de geração da produção independente de energia, barra 4, apresenta uma pequena elevação em sua magnitude. Porém, esta não é expressiva de forma a transgredir os limites estabelecidos nas referências [42,52] e [61];
- A proteção contra variações de tensão não atuará, pois as tensões nas principais barras do sistema permanecem dentro da faixa específica de $\pm 10\%$ da tensão nominal;
- A fim de sustentar a tensão na barra de geração, barra 4, os reguladores de tensão atuam de forma eficiente, reduzindo a excitação das máquinas para 0,8pu. Decorrido o período transitório, o sistema atinge o regime com uma excitação de 0,95pu a fim de manter a tensão na barra de geração em 1,0pu;
- A velocidade de operação das máquinas do PI apresenta um transitório oscilatório amortecido. Porém, as mesmas se estabilizam na velocidade síncrona;
- A proteção contra variações de frequência não atua sobre o disjuntor de interconexão, pois aquela não excede as limitações citadas em [52];
- Há sensíveis alterações no torque e velocidade de operação dos motores elétricos da PI;
- O sistema se apresenta estável e em sincronismo.

CASO 12: Curto-circuito trifásico no PAC (barra 3)

Objetivo: avaliar as possíveis implicações na rede da concessionária e no sistema elétrico da geração independente, mediante a aplicação deste curto.

Os estudos pertinentes a este item serão realizados de acordo com as recomendações técnicas estabelecidas em [52], no que se refere ao tempo de retirada da falta na rede da concessionária. Essa norma relata que, para a ocorrência de faltas na rede, a geração independente de energia deve ser responsável por retirar seus geradores em um tempo máximo de 6 ciclos. No que tange ao relé de retaguarda, este deve dar seu trip em 18 ciclos. Diante do exposto, pretende-se observar como o sistema se comporta durante os 6 ciclos em que a falta permanecerá.

A figura 5.30 ilustra como a tensão no PAC se comporta mediante a aplicação de um curto-circuito trifásico sólido de origem transitória.

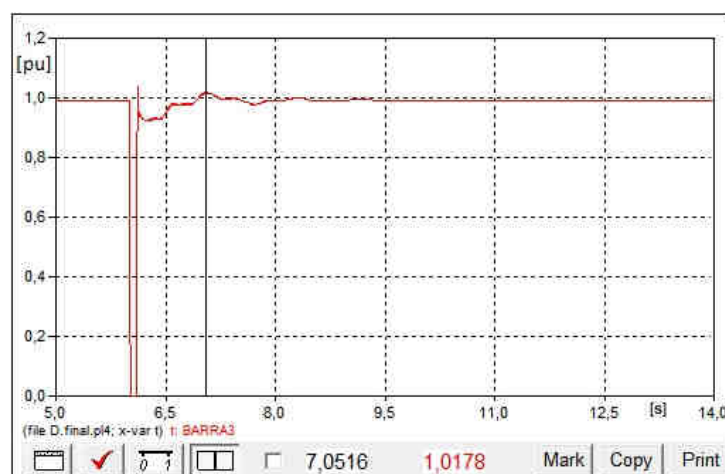


Figura 5.30- Tensão na barra 3 mediante a aplicação de uma falta trifásica

Constata-se, figura 5.30, uma *variação de tensão de curta duração do tipo instantânea, VTCD*, mais especificamente uma *interrupção de tensão* [65,66]. Contudo, a interrupção dura apenas 6 ciclos o que corresponde ao tempo de permanência da falta no sistema.

Dentre os principais efeitos oriundos da *interrupção de tensão*, pode-se destacar a falha de equipamentos eletrônicos e de iluminação, além de levar ao desligamento de equipamentos e, por conseguinte, a interrupção do processo produtivo.

Observa-se uma pequena elevação na magnitude da tensão no período imediatamente após a retirada da falta, 1,0178pu. Tal elevação se deve a atuação dos reguladores de tensão das máquinas do PI, uma vez que as barras 3 e 4 do sistema da figura 5.1 estão eletricamente ligadas. Dessa forma, para cada sistema elétrico a ser estudado, o restabelecimento da tensão no pós-falta deve ser analisado objetivando evitar tensões danosas a integridade dos equipamentos elétricos.

A figura 5.31 apresenta a resposta das variáveis elétricas das máquinas da geração independente de energia elétrica.

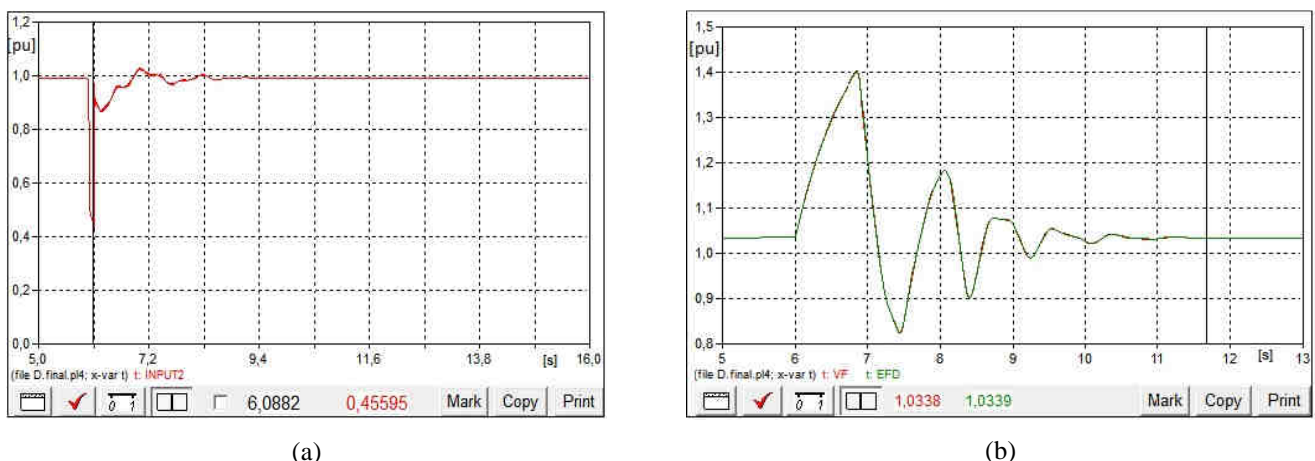


Figura 5.31- Tensão gerada e resposta dos reguladores de tensão das máquinas do PI
(a): Tensão na barra de geração do PI; (b): Resposta dos reguladores tensão das máquinas do PI

Como a barra da geração independente se encontra próxima à barra 3 (na qual se aplicou a falta), a tensão na barra 4 também experimenta um profundo afundamento de tensão (da ordem de 60%) [64]. Isso é devidamente constatado através da figura 5.31 (a). Consequentemente, se os equipamentos eletrônicos de automação e controle das instalações elétricas da geração independente e computadores não forem aptos a suportar tal *variação de*

tensão de curta duração, “voltage sag”, todos serão reinicializados prejudicando de forma incisiva o processo industrial.

Procede-se, a seguir, à análise dos reguladores de tensão das máquinas do PI.

Durante a permanência do curto-circuito, objetivando restabelecer a tensão na barra de geração, barra 4, para 1,0pu, o regulador sobre-excita as máquinas em 40%, figura 5.31 (b). Contudo, após a retirada da falta do sistema, o regulador ainda está sobreexcitado o que origina uma pequena elevação de tensão nas barras 4 e 3. Posteriormente, os reguladores atenuam a excitação das máquinas para que estas voltem a operar com a tensão em torno de 1,0pu (6600V fase-fase) e se estabilizam em torno de 1.034pu.

A resposta em velocidade das máquinas do PI é retratada através da figura 5.32. Vislumbra-se uma tendência das máquinas em acelerar no instante imediatamente após a aplicação da contingência aqui estudada, como claramente demonstrado pela equação (5.1), pois novamente há um desequilíbrio entre potência mecânica e potência elétrica.

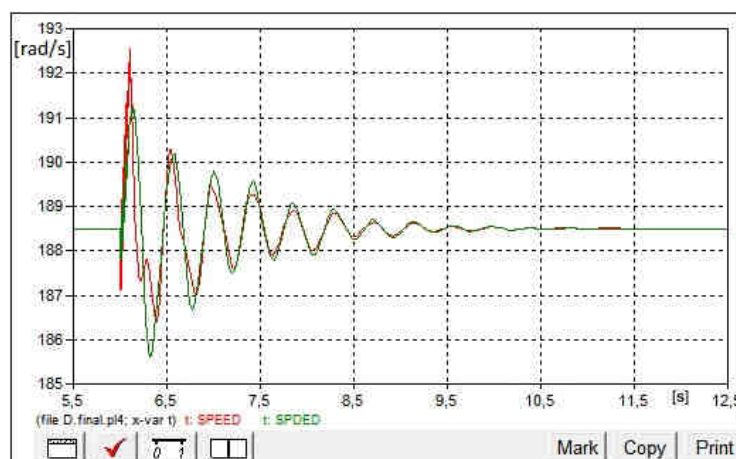


Figura 5.32- Resposta em velocidade das máquinas do PI

Uma análise meticulosa das variações na velocidade de operação das máquinas do PI permite constatar, no instante imediatamente após a falta,

uma velocidade máxima $\omega = 192,54[\text{rad} / \text{s}]$ para o gerador G2 ($f = 61,3\text{Hz}$) e a sua mínima corresponde a $\omega = 186,41[\text{rad} / \text{s}]$ ($f = 59,33\text{Hz}$). Já para o gerador G3 a máxima velocidade alcançada foi $\omega = 191,22[\text{rad} / \text{s}]$ ($f = 60,9\text{Hz}$) e a sua mínima equivale a $\omega = 185,06[\text{rad} / \text{s}]$ ($f = 59,07\text{Hz}$). Ambas oscilam de forma transitória amortecida, porém, salienta-se mais uma vez, que G2 apresenta um maior amortecimento devido à sua inércia inferior se comparada à máquina G3.

A proteção de sobre, ou sub-frequência, mais uma vez não atuará para a condição aqui simulada, pois a frequência das máquinas do PI não permanecem acima de 60,5Hz por um intervalo de 0,5s, nem mesmo chega a atingir 58Hz [52].

Entretanto, oscilações na frequência originam sérios danos mecânicos as palhetas das turbinas a vapor, pois as mesmas são constituídas por vários grupos de palhetas de vários tamanhos e configurações, sendo que cada grupo tem sua característica de frequência natural própria. Enfatiza-se que o efeito de operações fora da frequência nominal é acumulativo, ou seja, meio minuto de operação a plena carga em 57,6Hz hoje, deixa somente meio minuto de outra operação em 57,6Hz por toda a vida útil da unidade [54].

É possível definir três zonas características de frequência para operação de turbinas, como pode ser observado na tabela 5.10.

Tabela 5.10- Zonas características de frequências para operação de turbinas a vapor

Zona de operação	Frequência – f [Hz]
Favorável	$59,9 \langle f \langle 60,1$
Tolerável	$59,4 \langle f \langle 60,6$
Extrema	$57,5 \langle f \langle 61,0$

Os limites especificados na *zona favorável* são arbitrários, pois foram obtidos de acordo com experiências práticas operacionais [54].

Além dos danos mecânicos às turbinas, alterações na frequência industrial levam a operações indevidas dos dispositivos elétricos que empregam tecnologias de eletrônica de potência, a exemplo dos conversores AC/DC, controlados a tiristores, amplamente utilizados nas instalações elétricas industriais [65,66].

Ressalta-se que se a contingência aqui aplicada permanecesse por um período de tempo superior ao aqui estudado, as máquinas da geração independente tenderiam a disparar, pois essas iriam atender única e exclusivamente à solicitação de corrente elétrica demandada pela falta, ou seja, potência reativa.

A figura 5.33 apresenta as oscilações da potência ativa gerada pelas máquinas da geração independente, perante a contingência aqui aplicada.

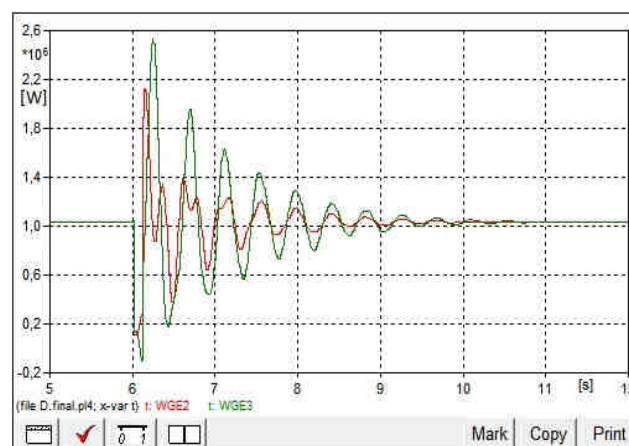


Figura 5.33- Potência ativa gerada pelos geradores do PI

No instante imediatamente após a contingência, há uma demanda por potência reativa a fim de dar sustentabilidade à corrente elétrica requerida pela falta. Dessa forma, a primeira oscilação da potências ativa gerada é no sentido de redução das mesmas, figura 5.33. Contudo, após a extinção do curto-circuito a potência ativa gerada oscila de forma oscilatória amortecida até retornarem a condição pré-contingência.

Em virtude de possuírem inércias diferentes, as máquinas da geração independente de energia apresentam magnitudes de oscilação diferentes no que se refere à potência ativa gerada, figura 5.33. Assim, novamente aqui se comprova um maior amortecimento da máquina de menor inércia, pois esta tende a se estabilizar primeiro (WG2).

Após as análises realizadas para esse caso (Caso 12: Curto-circuito trifásico no PAC (barra 3), pode-se concluir que:

- Perante a contingência aqui aplicada, a tensão na barra 3, PAC, sofre uma interrupção de tensão, já para a barra de geração do PI o efeito produz um afundamento de tensão para 0,4pu. Portanto, a *Qualidade da Energia Elétrica* se torna altamente prejudicada diante de tal contingência;
- Os equipamentos eletrônicos de automação e controle das instalações elétricas da geração independente e computadores, não aptos a suportar tal *variação de tensão de curta duração*, “*voltage sag*”, serão reinicializados prejudicando de forma incisiva o processo industrial;
- A proteção contra variações de tensão não atuará, pois as tensões nas principais barras do sistema permanecem dentro da faixa específica de $\pm 10\%$ da tensão nominal;
- Sobretensões perigosas podem advir no pós-contingência dependendo das características de cada sistema;
- Os reguladores de tensão das máquinas do PI auxiliam na manutenção da tensão do sistema;
- A proteção de sobre, ou sub-frequência, mais uma vez não atuará. Porém, as oscilações originadas naquela provocam danos acumulativos às palhetas das turbinas;

- O sistema se apresenta estável no que se refere à dinâmica dos sistemas elétricos.

CASO 13: Curto-circuito trifásico no produtor independente (barra 5)

Objetivo: *avaliar as implicações na rede e no sistema elétrico da geração independente, mediante a aplicação deste curto.*

Para os estudos pertinentes a este item, novamente aqui será adotada como guia as recomendações técnicas estabelecidas em [52] no que se refere ao tempo de retirada da falta. A referência anteriormente mencionada, relata que para a ocorrência de faltas na produção independente de energia, esta deve ser responsável por retirar seus geradores em um tempo máximo de 6 ciclos. No que tange ao relé de retaguarda, este deve dar seu trip em 18 ciclos.

Diante do exposto, pretende-se observar como o sistema se comporta durante os 6 ciclos em que a falta permanecerá.

A figura 5.34 retrata o comportamento da tensão no PAC, barra 3, mediante a aplicação de uma falta trifásica na barra 5, pertencente ao sistema elétrico da produção independente de energia.

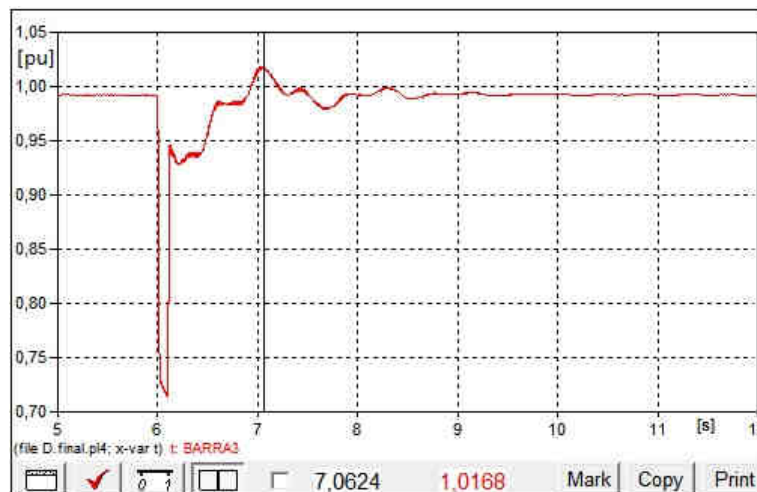


Figura 5.34- Tensão na barra 3 mediante a aplicação de uma falta trifásica no PI

Fica evidente o comprometimento da magnitude da tensão aos consumidores instalados na barra 3, PAC, o que afeta de forma veemente a *Qualidade da Energia Elétrica* do sistema. Há um VTCD, classificado como “voltage sag” para aproximadamente 72% da tensão nominal. Tal anomalia, originada pela contingência aqui aplicada e sentida na rede da concessionária através da interconexão dos sistemas, acarreta em:

- Alterações no torque e velocidade de operação dos motores elétricos ligados ao PAC;
- Reinicialização de dispositivos micro – processados;
- Operações indevidas de dispositivos de automação;
- Desligamentos e/ou variações de carga.

Dentre as possíveis soluções factíveis a fim de mitigar o efeito pronunciado de tal afundamento a cargas de pequeno porte, destaca-se o emprego de um *transformador ferro-ressonante*, também conhecido como transformador de tensão constante. Estes se constituem em unidades altamente excitadas em relação a sua curva de saturação. Outra possível alternativa seria o emprego de um sintetizador magnético, constituído por transformadores e capacitores armazenadores de energia, a exemplo dos reatores a núcleo saturado [65,66].

Contudo, no período posterior a eliminação da falta, vislumbra-se uma suave elevação na magnitude da tensão no PAC, 1,0168pu. A respectiva elevação não requer maiores preocupações no que se refere ao comprometimento da vida útil dos equipamentos elétricos por efeito de estresse dielétrico, ou mesmo má operação dos dispositivos micro-processados. Porém, observa-se a interferência dos reguladores de tensão das máquinas da geração independente no restabelecimento da tensão na barra de

geração e sua correspondente influência na magnitude da tensão no PAC, uma vez que tais reguladores encontram-se em sobre-excitação a fim de restabelecer a tensão na barra de geração em 1,0pu. Portanto, uma análise criteriosa de tais reguladores se faz necessária quando da elaboração de estudos técnicos pertinentes ao processo de acesso ao sistema de distribuição.

No que se refere ao comportamento da tensão na barra de geração, barra 4, a figura 5.35 (a) apresenta as variações daquela. Já a figura 5.35 (b) retrata a atuação dos reguladores de tensão das máquinas da geração independente.

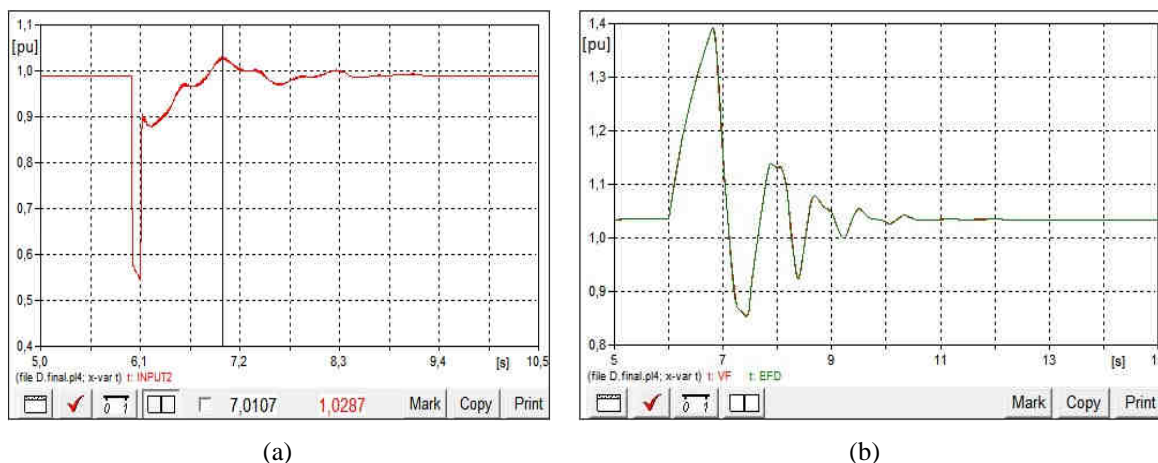


Figura 5.35- Tensão gerada e resposta dos reguladores de tensão das máquinas do PI
(a): Tensão na barra de geração do PI; (b): Resposta dos reguladores tensão das máquinas do PI

A magnitude da tensão na barra de geração do PI apresenta um pronunciado afundamento de tensão, “voltage sag”, para aproximadamente 0,55pu. Como consequência direta de tal perturbação, destaca-se a operação indevida de dispositivos computadorizados, equipamentos de automação e controle, bem como sensíveis e pronunciadas alterações no torque e velocidade das máquinas de indução instaladas na geração independente. Dessa forma, o processo industrial será profundamente prejudicado devido à sensibilidade das cargas à atenuação da magnitude da tensão.

Contudo, o afundamento de tensão aqui experimentado, figura 5.35 (a), se apresenta menos pronunciado se comparado ao obtido mediante uma falta

trifásica no PAC, figura 5.31 (a) onde houve um afundamento para 0,46pu. Isto se deve ao maior acoplamento elétrico existente entre as barras 3 e 4 do sistema da figura 5.1.

A fim de restaurar a magnitude da tensão na barra de geração, os reguladores de tensão sobre-excitam as máquinas de forma a alcançarem a magnitude aproximada de 1,4pu. Contudo, após a eliminação da falta a tensão na barra 4 volta a se restabelecer. Porém, a excitação ainda se encontra elevada, o que origina uma pequena elevação na magnitude da tensão, na barra de geração, no período pós-contingência, 1,0287pu. Portanto, fica evidente a interferência da qualidade dos reguladores de tensão das máquinas do PI na *Qualidade da Energia Elétrica*, principalmente no período pós-contingência, pois sobretensões transitórias podem ocorrer dependendo das características de cada sistema. Os reguladores oscilam de forma transitória amortecida, acompanhando as oscilações na magnitude da tensão da barra de geração, e voltam a se estabilizar em torno de 1,034pu.

Procede-se a análise da resposta em velocidade das máquinas síncronas do autoprodutor através da figura 5.36.

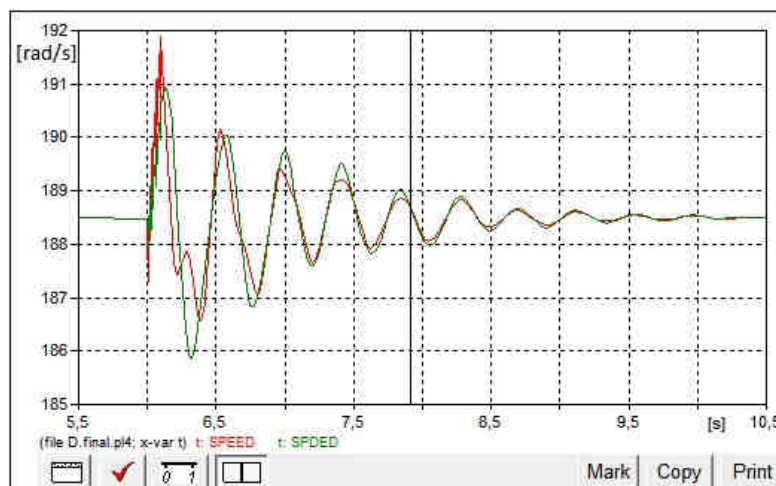


Figura 5.36- Resposta em velocidade das máquinas do PI

Ao se tecer uma análise criteriosa das variações na velocidade de operação das máquinas do PI constata-se, no instante imediatamente após a falta, uma velocidade máxima $\omega = 191,88[\text{rad}/\text{s}]$ para o gerador G2 ($f = 61,07\text{Hz}$) e a sua mínima corresponde a $\omega = 186,57[\text{rad}/\text{s}]$ ($f = 59,4\text{Hz}$). Já para o gerador G3 a máxima velocidade alcançada foi $\omega = 190,93[\text{rad}/\text{s}]$ ($f = 60,77\text{Hz}$) e a sua mínima equivale a $\omega = 185,87[\text{rad}/\text{s}]$ ($f = 59,16\text{Hz}$). Ambas oscilam de forma transitória amortecida, porém, salienta-se mais uma vez, que G2 apresenta um maior amortecimento devido à sua inércia inferior se comparada à máquina G3.

Conclui-se que a proteção de sobre, ou sub-frequência, mais uma vez, não atuará para a contingência aqui aplicada, pois a frequência das máquinas do PI não permanece acima de 60,5 Hz por um intervalo de 0,5s, nem mesmo chega a atingir 58 Hz [52].

Todavia, as referidas alterações na frequência industrial acarretam em operações indevidas de dispositivos elétricos que empregam tecnologias de eletrônica de potência, a exemplo dos conversores AC/DC, controlados a tiristores, amplamente utilizados nas instalações elétricas industriais [65,66]. Além disso, há sérios danos mecânicos às turbinas a vapor, pois estas são altamente sensíveis a tais variações no que tange a efeitos de vibração incidentes em suas palhetas.

A fim de melhor esclarecer ao leitor a resposta obtida quanto às variações na potência ativa, procede-se a uma breve análise matemática das cargas tipo impedância constante. Estas apresentam variação de potência de acordo com as equações (5.2) e (5.3) [54].

$$P = \frac{R.U^2}{R^2 + X^2} = \frac{R.U^2}{R^2 + (2\pi fL)^2} \cong \frac{k}{f^2} = k_p \cdot f^{-2} \quad (5.2)$$

$$Q = \frac{X.U^2}{R^2 + X^2} = \frac{(2\pi fL).U^2}{R^2 + (2\pi fL)^2} \cong \frac{k}{f} = k_Q.f^{-1} \quad (5.3)$$

Portanto, em cargas do tipo impedância constante, a potência ativa varia inversamente com o quadrado da frequência, enquanto que a potência reativa demandada varia inversamente proporcional à frequência. Assim, evidencia-se maior susceptibilidade da potência ativa às variações de frequência em relação à potência reativa.

Entretanto, a potência ativa consumida por um motor de indução trifásico, de escorregamento constante, é diretamente proporcional ao quadrado da frequência, equação (5.4).

$$P = \frac{s^2.k^2.f^2}{(R'_2)^2 + s^2.(X'_2)^2} \cdot \frac{R'_2}{s} \cong k_1.s.f^2 \quad (5.4)$$

No entanto, a potência reativa demanda pelo motor de indução é composta por duas parcelas. A primeira corresponde a potência demanda pela reatância de magnetização, X_m , a segunda se refere à reatância de dispersão de estator e rotor, equação (5.5).

$$Q = \frac{E_1^2}{X_m} + I_2^2.(X_1 + X'_2) = Q_m + Q_{sr} \quad (5.5)$$

A equação (5.5) permite obter a parcela de potência reativa demandada por cada reatância. Assim, a referida equação pode ser reescrita através da equação (5.6). Nesta, evidencia-se a influência da frequência do sistema nas mesmas.

$$Q_m = \frac{E_1^2}{X_m} = \frac{k \cdot f^2}{2 \cdot \pi \cdot f \cdot L_m} = k_1 \cdot f \quad (5.6)$$

$$Q_{sr} = I_2'^2 \cdot (X_1 + X_2') = I_2'^2 \cdot X$$

Vislumbra-se que a parcela de potência reativa correspondente a reatância de magnetização é diretamente proporcional a frequência. Contudo, a potência reativa demandada pela reatância de dispersão varia de forma diretamente proporcional ao quadrado da frequência, equação (5.7) [54].

$$Q_{sr} = k_2 \cdot s \cdot f^2 \quad (5.7)$$

Contudo, vale ressaltar a maior influência das cargas tipo impedância constante perante a carga motriz para o sistema aqui estudado, figura 5.1, uma vez que sua potência aparente instalada é demasiadamente superior a da carga motriz.

Dessa forma, a figura 5.37 apresenta as potências ativa e aparente geradas pelas máquinas da geração independente de energia elétrica.

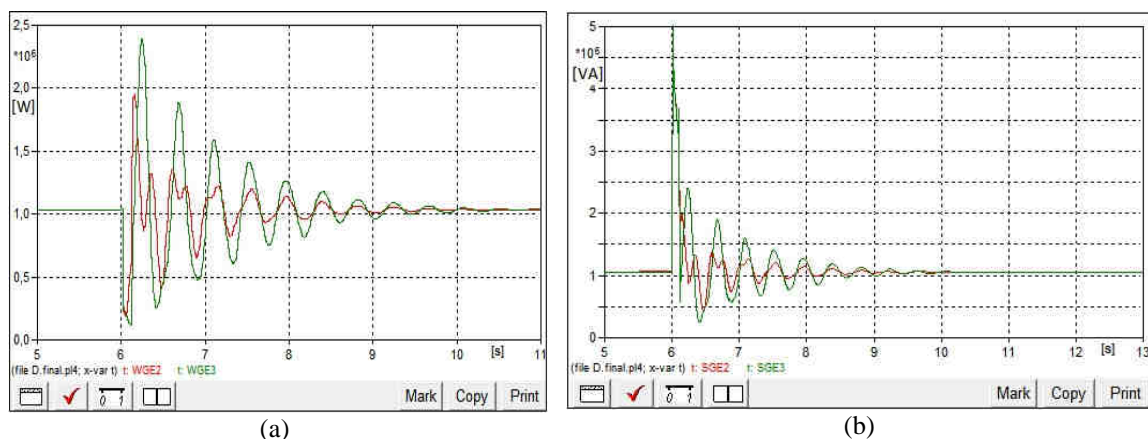


Figura 5.37- Potências ativa e aparente geradas pelos geradores do PI
(a): Potência ativa; (b): Potência aparente

Mediante a contingência aplicada, há um desequilíbrio entre o conjugado mecânico e o conjugado elétrico, descrito pela equação de balanço (5.1).

O conjugado mecânico se torna momentaneamente superior ao elétrico, o que dá origem a elevação na velocidade de operação das máquinas do PI no instante imediatamente após a aplicação da falta. Tal elevação transitória de velocidade, figura 5.36, leva a uma pequena elevação na frequência de operação do sistema, o que acarreta em uma sensível redução na potência ativa gerada, figura 5.37 (a), pois há redução na demanda de potência ativa pelas cargas tipo impedância constante presentes no sistema, figura 5.1, devido ao fato daquelas serem diretamente proporcionais ao inverso quadrático da frequência, equação (5.2). Além disso, uma elevada solicitação de reativo é demandada, figura 5.37 (b) (acréscimo na potência aparente gerada), para dar sustentabilidade a corrente de falta.

Contudo, com a extinção da contingência aqui aplicada, o sistema oscila de forma transitória amortecida e volta a se estabilizar próximo às condições pré-falta.

Com a aplicação de uma falta trifásica sólida diretamente aplicada na barra 5, figura 5.1, dá-se origem a uma interrupção de tensão na mesma.

Entretanto, no instante imediatamente após a aplicação da contingência, o motor de indução ao presenciar a falta, passa a atuar como gerador. Aquele aumenta de forma incisiva o torque elétrico da máquina, figura 5.38 (a).

Consequentemente, não há uma conversão eletromecânica eficiente, o que acarreta na desaceleração do motor, pois o conjugado elétrico passa agora a ser superior ao conjugado mecânico, figura 5.38 (b).

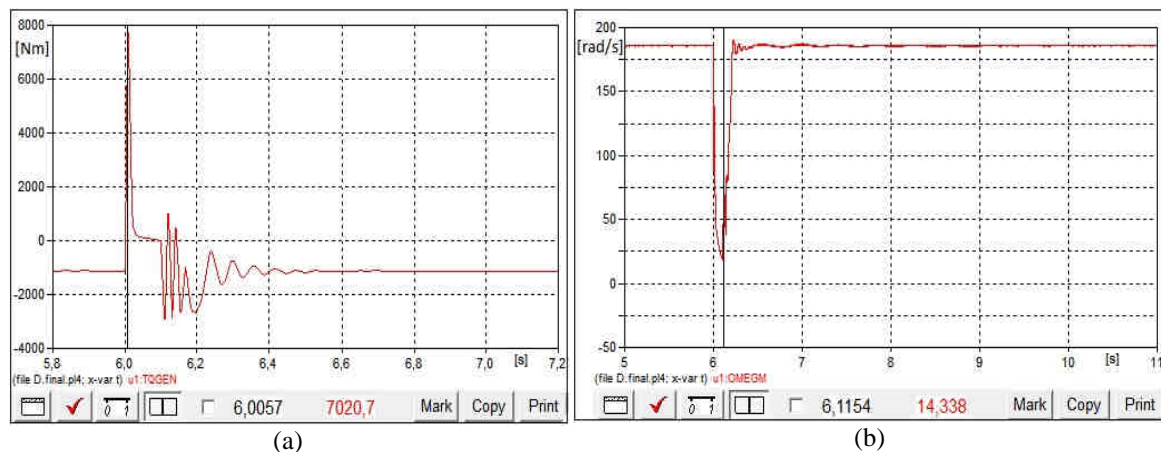


Figura 5.38- Conjugado e velocidade da carga motriz do PI
(a): Conjugado; (b): Velocidade

Após as análises realizadas para esse caso (Caso 13: Curto-circuito trifásico no produtor independente (barra 5)), pode-se concluir que:

- A *Qualidade da Energia Elétrica*, mais especificamente a magnitude da tensão no PAC fica comprometida, mediante um afundamento de tensão para 72% da tensão nominal;
- A magnitude da tensão na barra de geração sofre uma acentuada redução (afundamento para 55% da tensão nominal). Contudo o efeito aqui é menos pronunciado se comparado ao obtido no Caso 12;
- Os consumidores instalados no PAC estarão sujeitos a uma série de incômodos advindos do referido “*voltage sag*”. Dentre eles pode-se citar o “shutdown” dos equipamentos eletrônicos, como computadores e CLPs (controladores lógicos programáveis), ou mesmo, o completo desligamento de cargas. Tal fato leva a perdas no processo produtivo e o reinício completo das atividades de produção, parando a indústria por horas. Porém, destaca-se que a falta é de natureza transitória, 6 ciclos, o que não justifica a atuação de dispositivos de proteção de acordo com [52];
- Evidencia-se, no pós-falta, uma suave elevação na magnitude da tensão nas barras 3 e 4 do sistema, figura 5.1. Isto se deve a atuação dos

reguladores de tensão das máquinas do PI, pois estes elevam a excitação das máquinas objetivando restabelecer a tensão na barra de geração em torno de 1,0pu. Contudo, após a eliminação da falta, a excitação ainda se encontra elevada o que acaba por produzir um pequeno acréscimo na magnitude das tensões das referidas barras. Assim, torna-se evidente a influência de tais reguladores nos sistemas elétricos onde há a presença de autoprodutores com venda de excedente de energia elétrica;

- A proteção contra variações de tensão não atua, pois a contingência aqui aplicada é de natureza transitória;
- A proteção de sobre ou sub-frequência não atuará, pois a frequência das máquinas do PI não permanecem acima de 60,5Hz por um intervalo de 0,5s, nem mesmo chega a atingir 58Hz [52];
- A variação das cargas com a frequência favorece a reposta dinâmica do sistema, pois seu efeito, para os geradores síncronos, é o de introduzir um amortecimento nas oscilações, contribuindo, assim, para o restabelecimento do equilíbrio entre carga-geração;
- O sistema, figura 5.1, se apresenta estável do ponto de vista de *Dinâmica dos Sistemas Elétricos*.

CASO 14: Saída de linha de distribuição da concessionária

Objetivo: avaliar as implicações na rede e no sistema elétrico da geração independente, perante a saída da linha LD 2.

Com o intuito de avaliar o comportamento da tensão no PAC, barra 3, apresenta-se, figura 5.39, a resposta obtida para a tensão em duas condições distintas. Figura 5.39 (a): sistema sem a geração independente (trata-se da figura 5.5 novamente aqui representada), figura 5.39 (b) sistema com a presença do produtor independente.

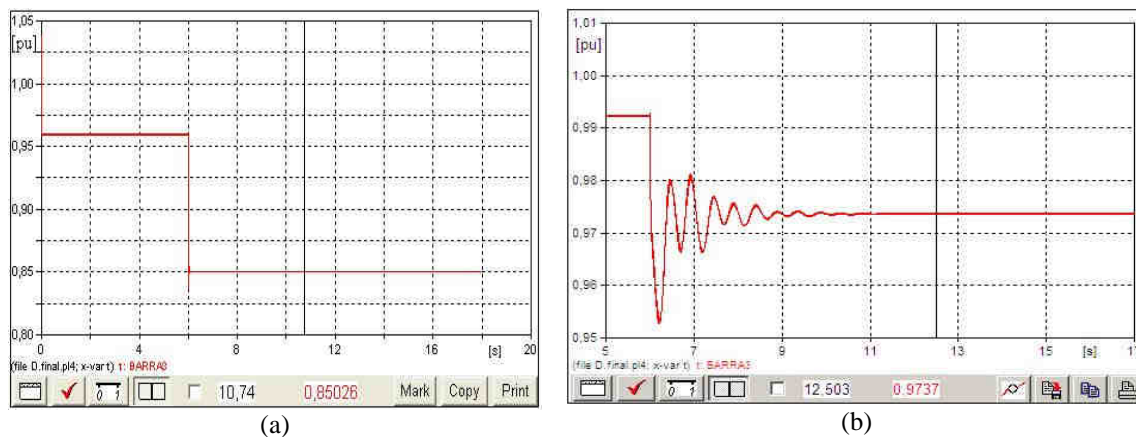


Figura 5.39- Tensão na barra 3 mediante a abertura da linha LD 2
(a): Sem a geração independente; (b): Com a geração independente

Com a extinção do paralelismo entre as linhas de distribuição, a impedância elétrica equivalente, vista pela fonte ideal e pelos geradores da geração independente, aumenta de forma expressiva. Isto acarreta em aumento das perdas elétricas no sistema, originando uma acentuada redução na magnitude da tensão no PAC no instante imediatamente após a aplicação da contingência, figura 5.39.

Entretanto, a perturbação aqui aplicada dá origem a um afundamento de tensão para 0,85pu no PAC, isto implica em uma série de distúrbios para os consumidores ali instalados, figura 5.39 (a), uma vez que a *Qualidade da*

Energia Elétrica se torna extremamente comprometida. Contudo, a redução na magnitude da tensão evidenciada através da figura 5.39 (b) se apresenta menos pronunciada, de tal forma a assegurar uma tensão, pós-contingência, de característica adequada de acordo com [61].

Após a aplicação da perturbação aqui estudada, a tensão no PAC se eleva de forma transitória e se estabiliza em torno de 0,97pu, figura 5.39 (b).

A referida elevação se deve à potência reativa advinda da produção independente de energia elétrica, pois as barras 3 e 4 apresentam a propriedade de estarem eletricamente interligadas. Assim, com a redução na magnitude da tensão no PAC, há, por conseguinte, uma redução na magnitude da tensão na barra de geração. Consequentemente, os reguladores de tensão das máquinas da geração independente de energia atuam de forma a elevar a excitação de suas máquinas objetivando restaurar a tensão na barra 4 para 1,0pu. Contudo, com a consequente elevação da impedância entre o barramento infinito e a carga 2 da rede da concessionária, há uma alteração no fluxo de potência reativa do sistema. Em virtude de uma maior proximidade entre a carga citada e o PI, este passa a atender uma parcela ligeiramente maior se comparado a situação pré-contingência. Dessa forma, maiores estudos devem ser elaborados a fim de se evitar o excesso de reativos advindos do PI, uma vez que o fator de potência no PAC e na geração independente pode ficar comprometido.

A figura 5.40 (a) retrata as devidas variações na magnitude da tensão na barra de geração e a figura 5.40 (b) mostra a resposta dos reguladores de tensão perante o distúrbio aplicado.

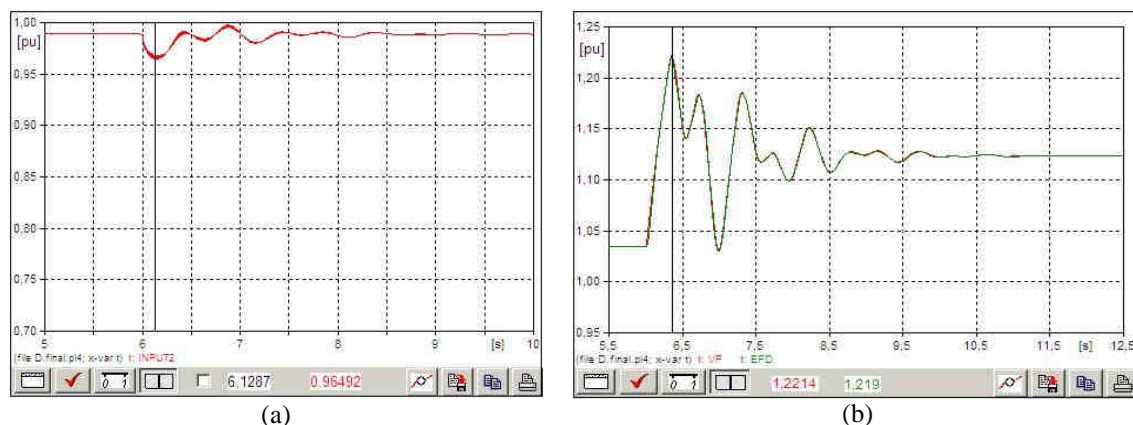


Figura 5.40- Tensão gerada e resposta dos reguladores de tensão das máquinas do PI
 (a): Tensão na barra de geração do PI; (b): Resposta dos reguladores tensão das máquinas do PI

Através da figura 5.40 (a) vislumbra-se uma suave redução na magnitude da tensão, esta atinge 0,97pu. No entanto, os reguladores de tensão atuam sobreexcitando das máquinas em 22%. Assim, os reguladores oscilam de forma transitória amortecida acompanhando as oscilações na barra de geração e estabilizam a excitação em torno de 1,12pu, ou seja, as máquinas atingem um novo regime permanente com uma sobreexcitação de 12%.

No que se refere a proteção contra variações de tensão, o relé não atuará sobre o disjuntor de interconexão, uma vez que a tensão no PAC e na barra de geração do PI permanecem dentro da faixa de variação permissível [52].

Mediante a abertura da linha LD 2, há uma elevação na impedância equivalente da rede. Tal anomalia é sentida pela geração independente como um aumento de carga. Portanto, novamente há um desequilíbrio entre o conjugado mecânico e o conjugado elétrico, sendo este momentaneamente superior ao primeiro. Como consequência direta, as máquinas do PI apresentam uma primeira oscilação no sentido de reduzir a velocidade de operação das máquinas, figura 5.41.

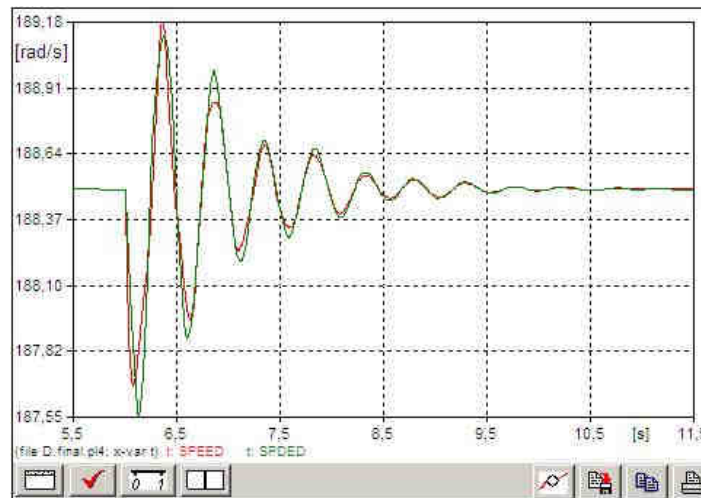


Figura 5.41- Resposta em velocidade das máquinas do PI

De acordo com a figura 5.41, no instante imediatamente após a abertura da LD 2, o gerador G2 apresenta uma velocidade mínima $\omega = 187,68 [\text{rad} / \text{s}]$ ($f = 59,74 \text{Hz}$) e a sua máxima corresponde a $\omega = 189,18 [\text{rad} / \text{s}]$ ($f = 60,22 \text{Hz}$). Já para o gerador G3 a mínima velocidade alcançada foi $\omega = 187,55 [\text{rad} / \text{s}]$ ($f = 59,7 \text{Hz}$) e a sua máxima equivale a $\omega = 189,13 [\text{rad} / \text{s}]$ ($f = 60,2 \text{Hz}$). Ambas oscilam de forma transitória amortecida, porém, salienta-se, mais uma vez, que G2 apresenta um maior amortecimento devido à sua inércia inferior se comparada à máquina G3.

Diante do exposto conclui-se que a proteção de sobre, ou sub-frequência, mais uma vez, não atuará para a contingência aqui aplicada, pois a frequência das máquinas do PI não permanecem acima de 60,5Hz por um intervalo de 0,5s, nem mesmo chega a atingir 58Hz [52].

A consequente elevação da impedância equivalente entre o barramento infinito e a carga 2 da rede da concessionária, acarreta em uma alteração no fluxo de potência reativa do sistema. Porém, no instante imediatamente após a aplicação da contingência há um pequeno acréscimo na potência ativa gerada, figura 5.42 (a), originado pelo aumento das perdas elétricas do sistema.

Contudo, as condições previamente estabelecidas aos controles das máquinas do PI voltam a restabelecer a geração de potência ativa ao nível pré-contingência.

Em virtude de uma maior proximidade entre a carga anteriormente citada (carga 2) e o PI, este passa a atender a uma demanda de potência reativa ligeiramente maior se comparado a situação pré-contingência, figura 5.42 (b). Dessa forma, maiores estudos devem ser elaborados a fim de se evitar o excesso de reativos advindos do PI, uma vez que o fator de potência no PAC e na geração independente pode ficar seriamente comprometido.

Todavia, fica evidente a sustentabilidade da tensão por inserção de autoprodutores, o que pode se apresentar como uma possível alternativa técnica a fim de assegurar a magnitude da tensão em áreas consideradas de alto grau de risco de *colapso de tensão*. A literatura apresenta esse aspecto como “*Serviço Ancilar*”, porém o tema ainda levanta uma série de questionamentos [56,57].

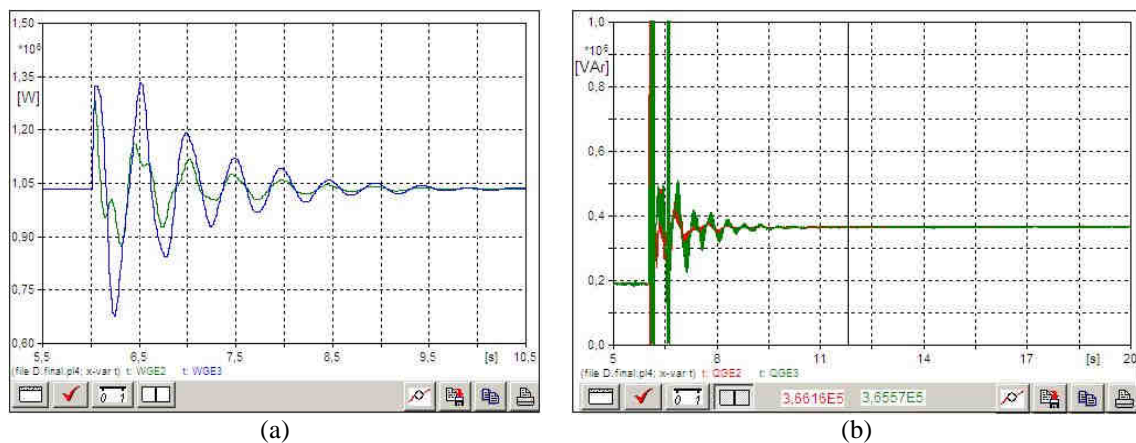


Figura 5.42- Potências ativa e reativa geradas pelos geradores do PI
(a): Potência ativa; (b): Potência reativa

Após as análises realizadas para esse caso (Caso 14: Saída de linha de distribuição da concessionária), pode-se concluir que:

- A presença da geração independente auxilia na manutenção da magnitude da tensão no PAC devido à atuação dos reguladores de excitação das máquinas do PI. Pois, a barra 3 está eletricamente acoplada a barra 4, do PI, conseqüentemente, qualquer oscilação na tensão do PAC se faz sentir na barra 4;
- Reguladores de tensão modelados para controle da tensão de terminal, auxiliam na sustentabilidade daquela em áreas próximas a subestação de acesso;
- A proteção contra variações de tensão não atua sobre o disjuntor de interconexão, uma vez que a tensão no PAC e na barra de geração do PI permanecem dentro da faixa de variação permissível [52];
- Não há sensibilização da proteção contra variações de frequência, pois esta permanece dentro das limitações aceitáveis [52];
- Há uma elevação na potência reativa exportada por parte da geração independente de energia;
- A exportação de potência ativa pelo PI só é restabelecida ao nível pré-contingência;
- A estabilidade do sistema é assegurada.

CASO 15: Perda de unidade geradora na geração independente

Objetivo: *avaliar as implicações na rede e no sistema elétrico da geração independente, perante a perda do gerador G3 do PI.*

O comportamento da tensão no PAC, diante da perturbação aqui imposta, é retratada através da figura 5.43. Nesta, evidencia-se o comprometimento da *Qualidade da Energia Elétrica* quanto a distorção na

forma de onda, e a uma pequena oscilação transitória em baixa frequência da tensão (em torno de 1,5 Hz) na barra 3.

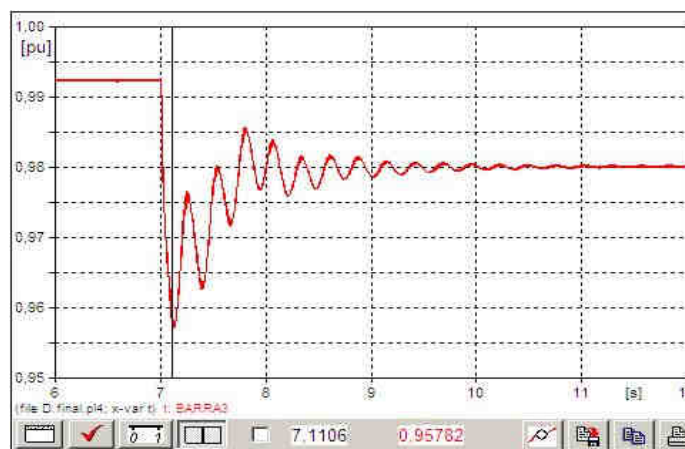


Figura 5.43- Tensão na barra 3 mediante a perda do gerador G3

Contudo, oscilações (flutuações) periódicas, ou mesmo aleatórias na magnitude da tensão originam alterações de potência e torque nos motores de indução, interferência na instrumentação industrial, redução da velocidade de fusão e da produtividade de fornos à arco, falhas e comprometimento do processo de soldagem, além de desconforto visual provocado pela cintilação luminosa das lâmpadas, principalmente das incandescentes - “Flicker” [65,66].

Entretanto a magnitude da tensão no PAC, no instante imediatamente após a aplicação da contingência, ainda sim, permanece em conformidade com as legislações vigentes no que se refere aos valores de referência para a magnitude da tensão [42,61], [62]. No entanto, decorrido o período transitório, a tensão se restabelece e atinge novo regime permanente em 0,98 pu, o que assegura o paralelismo do sistema, rede da concessionária e geração independente; uma vez que a proteção contra variações de tensão não atua sobre o disjuntor de interconexão em virtude das recomendações técnicas devidamente esclarecidas em casos anteriores [52].

Com a respectiva retirada de G3, há uma redução na potência reativa gerada, originando um déficit instantâneo entre carga-geração. O efeito imediato sobre o sistema, figura 5.1, consiste em uma redução na magnitude da tensão, pois esta se relaciona de forma direta com a potência reativa. Tal efeito é sentido nas barras 3 (PAC) e 4 (barra de geração do PI).

Na figura 5.44 (a) é apresentada a resposta em magnitude para a tensão na barra de geração do PI, já a figura 5.44 (b) retrata a atuação do regulador de tensão da máquina remanescente do autoprodutor.

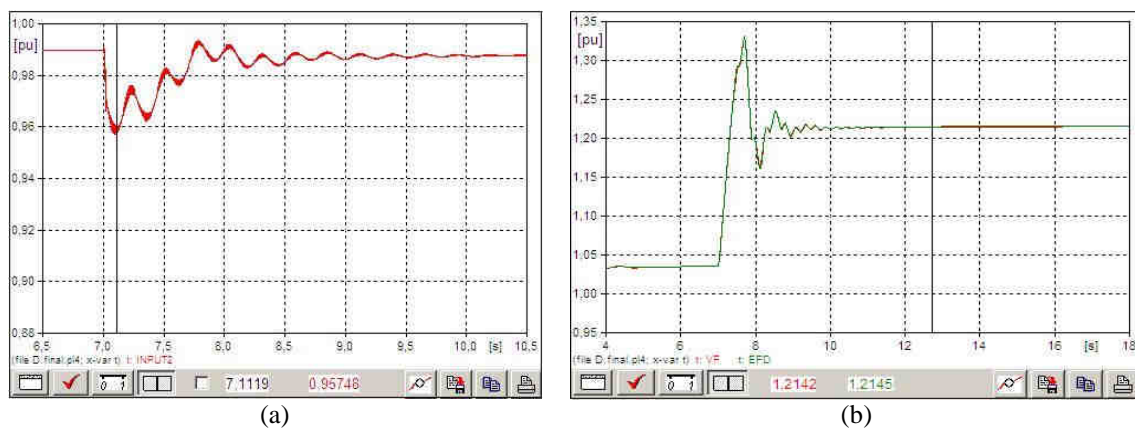


Figura 5.44- Tensão gerada e resposta dos reguladores de tensão das máquinas do PI
(a): Tensão na barra de geração do PI; (b): Resposta dos reguladores tensão das máquinas do PI

A redução experimentada na magnitude da tensão, figura 5.44 (a), não transgride as orientações técnicas estabelecidas nas referências [42,61]. Todavia, a flutuação de tensão evidenciada pode acarretar em má operação dos equipamentos elétricos instalados na produção independente, prejudicando, assim, todo o processo industrial.

Quanto a potência ativa gerada por G2, no instante imediatamente após a contingência, esta demonstra uma tendência de elevar sua geração, pois a parcela de ativo, antes atendida pela máquina G3, deve ser redistribuída aos demais geradores remanescentes ao sistema. No entanto, devido as condições estabelecidas quando da distribuição de potência ativa entre as máquinas,

coube a G1 a responsabilidade de atender a demais solicitações, pois a referida máquina foi estabelecida como isócrona, figura 5.45.

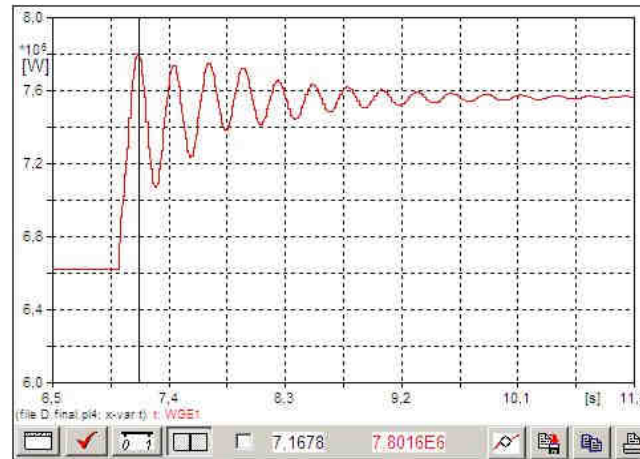


Figura 5.45- Potências ativa gerada pela concessionária

Dessa forma, G2 demonstra uma oscilação transitória amortecida e volta a operar em suas condições pré-estabelecidas no período imediatamente anterior a contingência como ilustra a figura 5.46 (a).

Constatada a atenuação na magnitude da tensão, barra 4, o regulador de tensão da máquina G2 atua sobre-excitando a mesma a fim de restabelecer a tensão em seus terminais. Vislumbra-se, figura 5.44 (b), no instante imediatamente após a perturbação que a excitação atinge um máximo de 1,33 pu. O regulador oscila acompanhando as variações da tensão no barramento e volta a se estabilizar em 1,21 pu, ou seja, 21% de sobre-excitação. Consequentemente, a potência reativa gerada por G2 apresenta uma elevação em magnitude como pode ser constatado através da figura 5.46 (b).

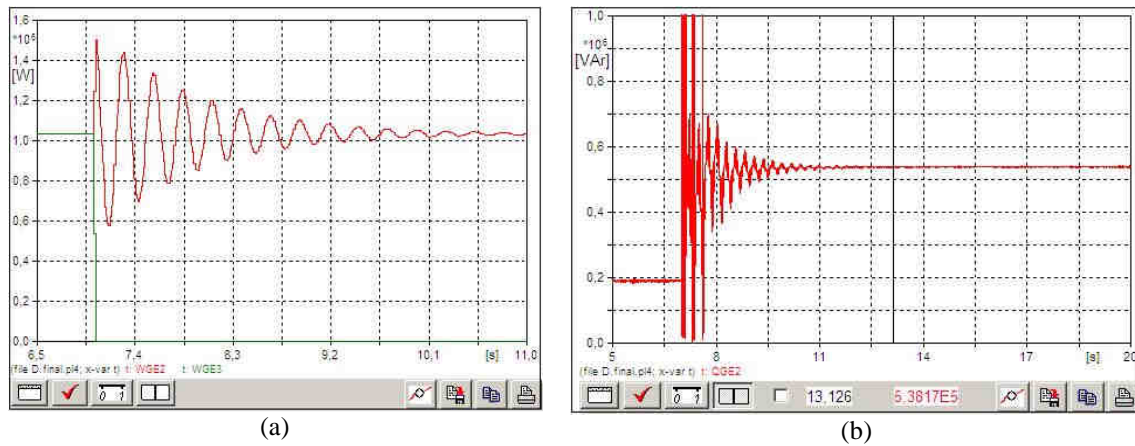


Figura 5.46- Potências ativa e reativa geradas pelos geradores do PI
(a): Potência ativa; (b): Potência reativa

Com a eventual perda de G3, há um desequilíbrio entre carga-geração claramente demonstrado através da equação (5.1). Momentaneamente, a potência mecânica se torna inferior a potência elétrica. A circunstância descrita dá origem a desaceleração de G2 no instante imediatamente após a contingência. Contudo, aquela apresenta um comportamento transitório amortecido, e volta a operar em torno da velocidade síncrona, figura 5.47.

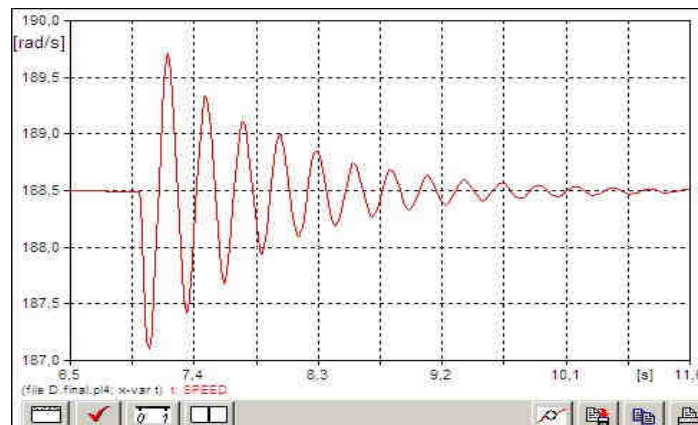


Figura 5.47- Resposta em velocidade do gerador G2 pertencente ao PI

Análise em velocidade, figura 5.47, revela sensíveis alterações na frequência industrial. No instante imediatamente após a perda da unidade geradora G3, G2 apresenta uma velocidade mínima $\omega = 187,17[\text{rad} / \text{s}]$ ($f = 59,6\text{Hz}$) e a sua máxima corresponde a $\omega = 189,7[\text{rad} / \text{s}]$ ($f = 60,4\text{Hz}$).

A máquina G3 apresenta uma aceleração acompanhada de total redução na aquisição de vapor pelas turbinas (curva em verde), figura 5.48 (a) e figura 5.48 (b). A máxima velocidade alcançada obtida corresponde a $\omega = 217,2[\text{rad} / \text{s}]$ ($f = 69,14\text{Hz}$). Contudo, evidencia-se a tendência do gerador G3 em se estabilizar em uma velocidade de operação acima da síncrona.

Diante do exposto conclui-se que a proteção de sobre, ou subfrequência, mais uma vez, não atuará para a contingência aqui aplicada, pois a frequência da máquina remanescente do PI não permanece acima de 60,5Hz por um intervalo de 0,5s, nem mesmo chega a atingir 58Hz [52].

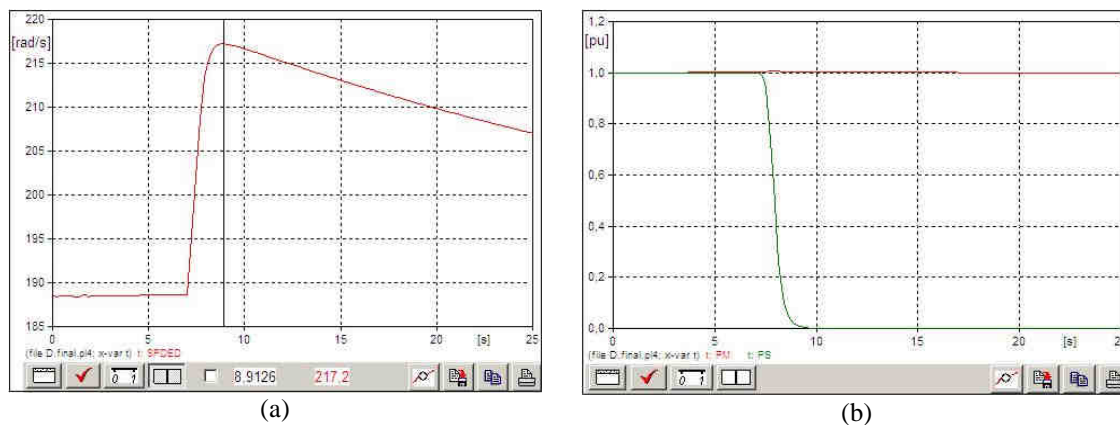


Figura 5.48- Resposta das variáveis mecânicas do gerador G3 do PI
(a): Velocidade de operação; (b) Atuação dos reguladores de velocidade

Vale ressaltar a necessidade de estudos de rejeição de carga para situações nas quais a frequência industrial não apresente tendência em retornar a 60Hz. Contudo, deve ser obedecida a prioridade de cargas inerente ao processo industrial, bem como proceder-se a correta modelagem das mesmas [54,56].

Devido à inércia global do sistema elétrico de potência, a máquina G2, da geração independente, permanece estável, assim como todo o sistema elétrico, figura 5.1, sobre o ponto de vista de *Dinâmica dos Sistemas Elétricos*.

Entretanto a *Qualidade da Energia Elétrica* se mostra claramente comprometida pelas oscilações em baixa frequência evidenciadas na tensão. Como consequência direta cita-se alterações no torque e velocidade das máquinas rotativas instaladas no PI. Tal fato é apresentado através das figuras 5.49 (a), no que se refere ao torque, e 5.49 (b) para a velocidade de operação.

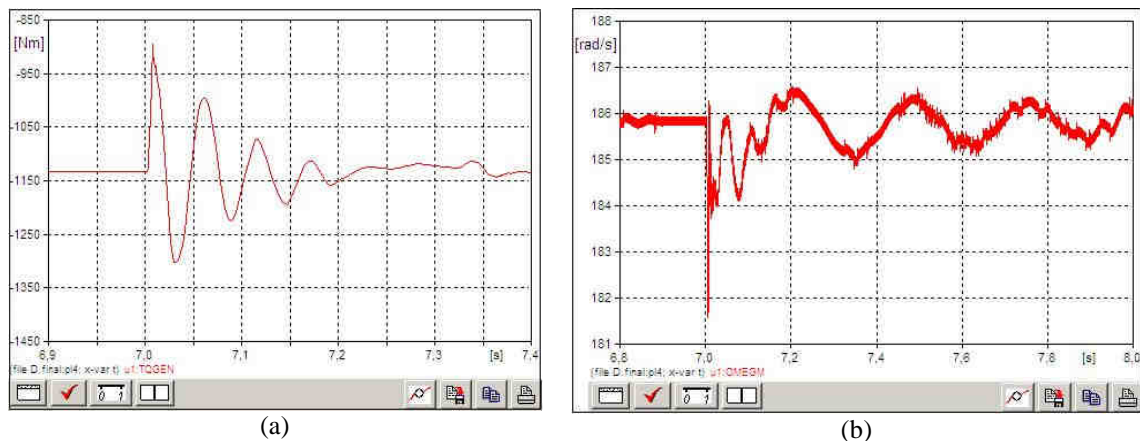


Figura 5.49- Resposta das variáveis mecânicas do motor de indução do PI
(a): Torque; (b) Velocidade

Após as análises realizadas para esse caso (Caso 15: Perda de unidade geradora na geração independente), pode-se concluir que:

- Sensíveis flutuações de tensão são experimentadas pelas barras 3 e 4 dos sistema ilustrado pela figura 5.1. entretanto, estas não se apresentam como periódicas ou mesmo aleatórias;
- A metodologia adotada quando da distribuição de potência ativa gerada entre as máquinas se mostra satisfatória, uma vez que a concessionária se responsabiliza pelo excedente demandado;
- O gerador remanescente do PI eleva sua produção de potência reativa. Assim, maiores atenções devem ser dispensadas no que se refere ao fator de potência do sistema da geração independente;

- A magnitude da tensão no PAC e na barra 4 está em conformidade com a legislação vigente. Contudo, as oscilações em baixa frequência originam alterações no torque e conjugado do motor de indução do PI;
- Não haverá atuação do disjuntor de interconexão mediante as oscilações de tensão, uma vez que essas não excederam a taxa de variação de 10% da tensão nominal;
- As máquinas apresentam um transitório amortecido no que se refere à velocidade e a frequência de operação. Contudo, a inércia do barramento infinito e a atuação do regulador de excitação das máquinas auxiliam na manutenção da estabilidade do sistema elétrico de potência;
- A proteção contra sobre e subfrequências não atua sobre o disjuntor de interconexão.

CASO 16: Abertura indevida do disjuntor de interconexão

Objetivo: *avaliar as implicações na rede e no sistema elétrico da geração independente, perante a atuação intempestiva do disjuntor de interconexão.*

Um fator determinante a fim de assegurar a manutenção da *estabilidade transitória* consiste em determinar qual a máxima potência que as máquinas da geração independente podem injetar na rede mantendo uma resposta estável para um determinado tempo de atuação do sistema de proteção; em outras palavras, qual seria a potência crítica para um determinado tempo de eliminação de contingências [29]. Entretanto, a abertura indevida do disjuntor de interconexão, dependendo da penetração do produtor independente, pode onerar o sistema, quanto à questão da manutenção da *estabilidade transitória*, pelo fato das máquinas do autoprodutor apresentarem constantes de inércia usualmente inferior a 2 segundos.

Dessa forma, fica evidente que a *estabilidade transitória* se torna um fator limítrofe quanto à inserção de geradores ao sistema maior, ou seja, a potência ativa injetada na rede por autoprodutores deve ser analisada de forma meticulosa a fim de assegurar o perfeito e harmônico funcionamento do sistema elétrico interconectado.

Com o intuito de melhor esclarecer a influência do grau de penetração da geração independente no sistema elétrico maior e sua intrínseca relação com a inércia das máquinas, na manutenção da *estabilidade transitória* do sistema elétrico do autoprodutor, procede-se a análise do presente caso em duas instâncias a seguir discriminadas:

Caso 16.1- Máxima potência ativa exportada

Caso 16.2- Mínima potência ativa exportada

Caso 16.1- Máxima potência ativa exportada

A tabela 5.11 demonstra a geração de potências ativa e reativa pelas máquinas do PI. Trata-se da tabela 5.9 aqui novamente apresentada.

Tabela 5.11- Potências ativa e reativa geradas pela produção independente de energia

Fonte	P_G [MW]	Q_G [MVar]
G2	3,302	0,385
G3	3,302	0,385

Evidencia-se uma produção total de 6,604 MW pelas máquinas do PI, o que permite atender a sua demanda interna e exportar 4,084 MW para a rede da concessionária.

Com a repentina abertura do disjuntor de interconexão, há um profundo desbalanço entre potência mecânica e elétrica, equação (5.1), onde esta se torna inferior a aquela, potência mecânica. Tal desequilíbrio acarreta em

deslocamento do ponto de operação, *curva potência ativa gerada x ângulo de carga*, dos geradores síncronos instalados na geração independente culminando na aceleração desses [57].

As máquinas da geração independente atendem a uma carga instalada inexpressiva (cargas do PI) e apresentam uma inércia equivalente baixa, característica de usinas sucroalcooleiras, se comparada à rede da concessionária aqui representada pelo barramento infinito.

Considerando-se apenas a geração independente de energia elétrica, sua inércia equivalente pode ser obtida através equação (5.8) apresentada a seguir:

$$H = H_1 \cdot \frac{S_1}{S_B} + H_2 \cdot \frac{S_2}{S_B} + \dots + H_n \cdot \frac{S_n}{S_B} \quad (5.8)$$

onde:

H_1, H_2, \dots, H_n = constantes de inércia (em s) das unidades geradoras 1, 2, ..., n, respectivamente;

S_1, S_2, \dots, S_n = potências ou capacidades (em MVA) das unidades geradoras 1, 2, ..., n, respectivamente;

$S_B = S_1 + S_2 + \dots + S_n$ = potência ou capacidade total do sistema (em MVA).

De acordo com os dados nominais discriminados no Anexo II e utilizando-se da equação (5.8), a inércia equivalente obtida para a geração independente corresponde a, aproximadamente, $H = 1,5s$. Isto demonstra a susceptibilidade das máquinas a quaisquer transitórios. Além disso, vale lembrar ao leitor as condições pré-estabelecidas aos reguladores de velocidade das máquinas do PI, estes foram ajustados para operar com uma inclinação de 5% com vistas a melhor atender a interconexão. Portanto, nenhuma máquina instalada, na geração independente, apresenta a

característica de assegurar as oscilações na frequência industrial, ou seja, não há a presença do gerador isócrona.

Mediante a abertura do disjuntor, as máquinas se deparam com uma rejeição de carga imediata. Há uma acentuada elevação na magnitude da tensão, figura 5.50 (a), seguida de uma oscilação daquela. A fim de restaurar a magnitude da tensão ao seu valor pré-contingência, os reguladores de tensão atuam de forma a reduzir a excitação das máquinas, figura 5.50 (b). Porém, tais reguladores acompanham as oscilações em magnitude da tensão e não se estabilizam.

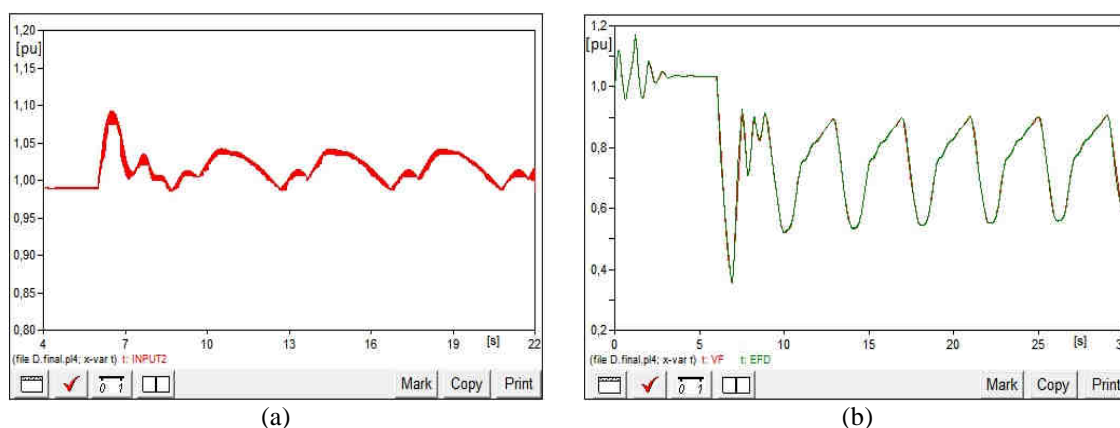


Figura 5.50- Tensão gerada e resposta dos reguladores de tensão das máquinas do PI
(a): Tensão na barra de geração do PI; (b): Resposta dos reguladores de tensão das máquinas do PI

Uma análise metódica da figura 5.50 (a) apresenta, no instante imediatamente após a abertura da chave, uma profunda elevação na magnitude da tensão. Esta atinge 1,08pu o que onera de forma incisiva os equipamentos elétricos instalados na geração independente de energia, afetando assim todo o processo industrial. Contudo, após alguns ciclos, evidencia-se uma *flutuação periódica da tensão* dando origem ao fenômeno da *cintilação luminosa*, efeito “flicker”. Todavia, as referidas flutuações também afetam a operação das cargas motrizes do sistema, uma vez que

sensíveis alterações no torque e velocidade, dos motores de indução, são sentidas, figura 5.51.

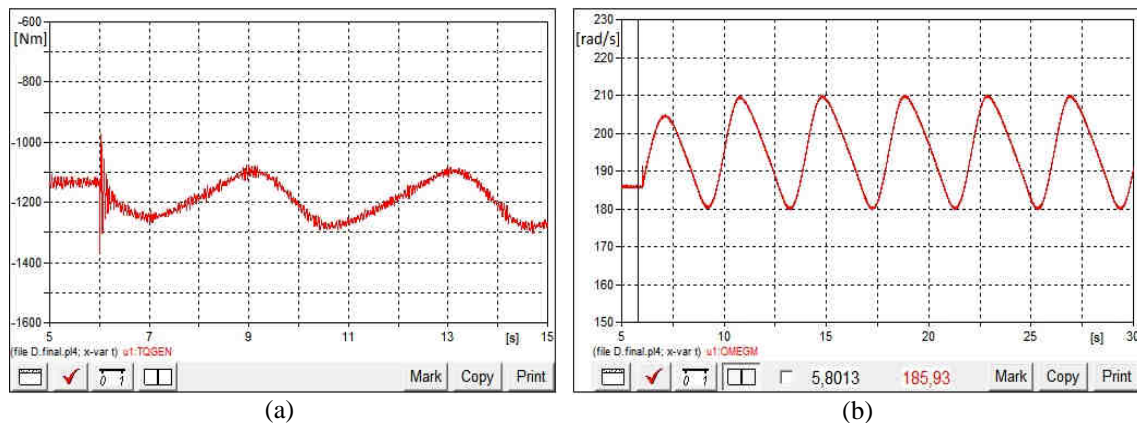


Figura 5.51- Resposta das variáveis mecânicas do motor de indução do PI
(a): Torque; (b) Velocidade

Diante da baixa inércia equivalente, e das características pré-computadas aos reguladores de velocidade, as máquinas apresentam grande oscilação e não se estabilizam, figura 5.52 (a), alterando assim a frequência do sistema industrial como um todo. Além disso, os reguladores de velocidade atuam a fim de restabelecer a velocidade síncrona de operação às máquinas do PI. Contudo, tais reguladores não conseguem estabilizar a velocidade de operação dos geradores, figura 5.52 (b).

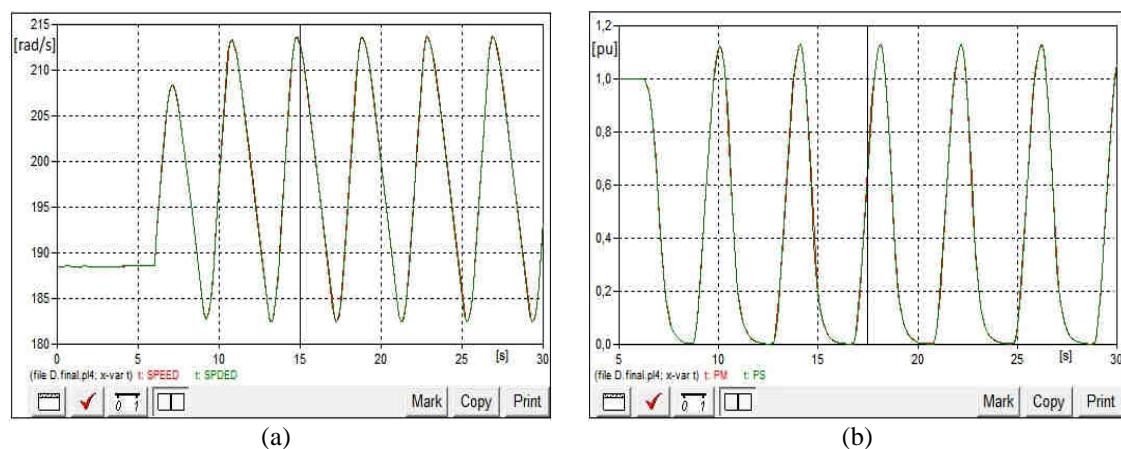


Figura 5.52- Resposta das variáveis mecânicas dos geradores do PI
(a): Velocidade de operação; (b) Atuação dos reguladores de velocidade

O excesso de geração provoca profunda alteração na frequência industrial afetando de forma incisiva a *Qualidade da Energia Elétrica* das instalações do PI.

Destaca-se o comprometimento das palhetas das turbinas a vapor devido ao efeito acumulativo das vibrações originadas pelas oscilações da frequência de operação das máquinas da geração independente.

A fim de mitigar os efeitos danosos oriundos da operação intempestiva do disjuntor de interconexão, pode-se utilizar de um “flywheel” (volante de inércia), com vistas a aumentar a inércia do conjunto tornando a máquina do sistema independente mais robusta no que se refere às oscilações transitórias.

➤ **Aplicação de volante de inércia**

O volante é um dispositivo mecânico com um significativo momento de inércia utilizado para armazenagem de energia rotacional. Apresenta alta resistência a variações em sua velocidade de rotação, o que auxilia a assegurar a rotação do eixo.

A energia é armazenada no rotor como energia cinética, ou mais especificamente, energia rotacional:

$$E_k = \frac{1}{2} \cdot I \cdot \omega^2 \quad (5.9)$$

onde:

ω é a velocidade angular, e

I é o momento de inércia da massa sobre o centro de rotação.

Um aumento na velocidade angular aumenta consideravelmente a energia armazenada no volante de inércia, e a densidade de energia do *SAEC - Sistema Armazenador de Energia Cinética*. Porém, as perdas em vazio, atrito viscoso com ar e o atrito por contato nos mancais mecânicos, serão mais

elevadas, prejudicando a eficiência do sistema. Além disto, as partes girantes do sistema devem suportar tensões mecânicas elevadas devido à alta rotação a que são submetidas. Estas limitações encontradas nos SAEC já podem ser devidamente solucionadas devido:

- ao desenvolvimento de novos materiais, como fibras de vidro e de carbono;
- ao emprego de sistemas a vácuo, que reduzem as perdas por atrito viscoso com o ar;
- à utilização de mancais magnéticos, que eliminam o atrito por contato;
- ao avanço da eletrônica de potência, que permitiu melhor condicionamento de sinais;
- à evolução da microeletrônica, que permitiu sistemas de controle mais sofisticados e de menor custo.

Este conjunto de fatores possibilita o desenvolvimento e a implementação de uma nova geração de SAECs, de desempenho superior aos anteriores, e cuja velocidade de rotação pode atingir dezenas de milhares de rpm (aproximadamente 60.000 rpm). Desta forma, eleva-se o número de possibilidades para o emprego de *flywheels*, visto que, esta nova geração apresenta densidades de energia e potência elevadas [57].

Dentre as aplicações para este equipamento, pode-se citar:

- alimentação ininterrupta de energia (sistemas UPS);
- fornecimento de energia extra no caso de aumento na demanda;
- compensação de afundamentos de tensão;
- fornecimento de energia em sistemas aeroespaciais;
- estabilização em velocidade para conjunto motor/gerador;

- alimentação de cargas elétricas que demandam pulsos de energia, tais como, catapultas eletromagnéticas e armas eletromagnéticas.

O momento de inércia é a medida da resistência ao torque aplicado em um objeto girante (ou seja, quanto maior o momento de inércia, mais lento o volante irá girar após ter sido aplicada uma determinada força em seu eixo).

Apresenta-se aqui as principais formas de se obter o momento de inércia para um sólido cilíndrico:

$$I = \frac{1}{2} . m . r^2 \quad (5.10)$$

No entanto, para um cilindro de paredes finas, vazio, deve-se empregar a equação (5.11) abaixo discriminada:

$$I = m . r^2 \quad (5.11)$$

Contudo, em se tratando de um cilindro de paredes espessas, vazio, deve-se utilizar da equação (5.12) a seguir:

$$I = \frac{1}{2} . m . (r_1^2 + r_2^2) \quad (5.12)$$

Onde m denota a massa e r denota um raio.

Vale aqui apresentar a equação (5.13) empregada para se obter a *constante de inércia* de um gerador.

$$H = \frac{\frac{1}{2} . \omega_s^2 . I}{S_n} \quad (5.13)$$

De um ponto de vista simplificado, procede-se a análise do volante de inércia representado pela figura 5.53.

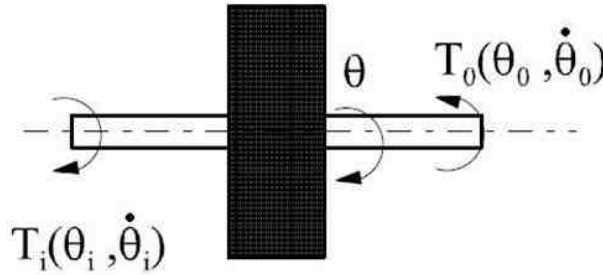


Figura 5.53- Representação simplificada de um volante de inércia

Onde:

I é momento de inércia do volante

θ é a coordenada de posição do volante

T_i torque correspondente a uma coordenada θ_i

T_o torque de saída correspondente a uma coordenada θ_o

$\dot{\theta}_i$ se refere a velocidade angular correspondente a coordenada θ_i

$\dot{\theta}_o$ se refere a velocidade angular correspondente a coordenada θ_o

Tomando, de forma arbitrária, os torques T_i e T_o como positivo e negativo respectivamente, obtém-se a equação para o movimento do volante:

$$M = T_i(\theta_i, \dot{\theta}_i) - T_o(\theta_o, \dot{\theta}_o) - I.\ddot{\theta} = 0 \quad (5.14)$$

A fim de se obter uma melhor resposta em operação para o sistema elétrico do PI, após a abertura do disjuntor de interconexão, utilizou-se da rejeição da unidade geradora G2, unidade de menor inércia, com o intuito de restabelecer o equilíbrio carga-geração. Entretanto, a técnica adotada não

assegura a *Estabilidade Transitória do Sistema*. Dessa forma, além de se retirar a unidade geradora G2, dentro de um ciclo após a operação do disjuntor, critério esse adotado por recomendações técnicas no que se refere às oscilações de tensão [52]; optou-se pela inserção de um *volante* solidário ao eixo de G3 com o intuito de elevar a inércia equivalente do conjunto.

Para melhor visualizar o efeito do momento de inércia equivalente, sobre a resposta dinâmica do sistema elétrico de potência, foram realizadas inúmeras simulações computacionais. Contudo, serão aqui apresentadas três situações distintas. A figura 5.54 retrata a resposta em velocidade, máquina G3, para três momentos de inércia considerados.

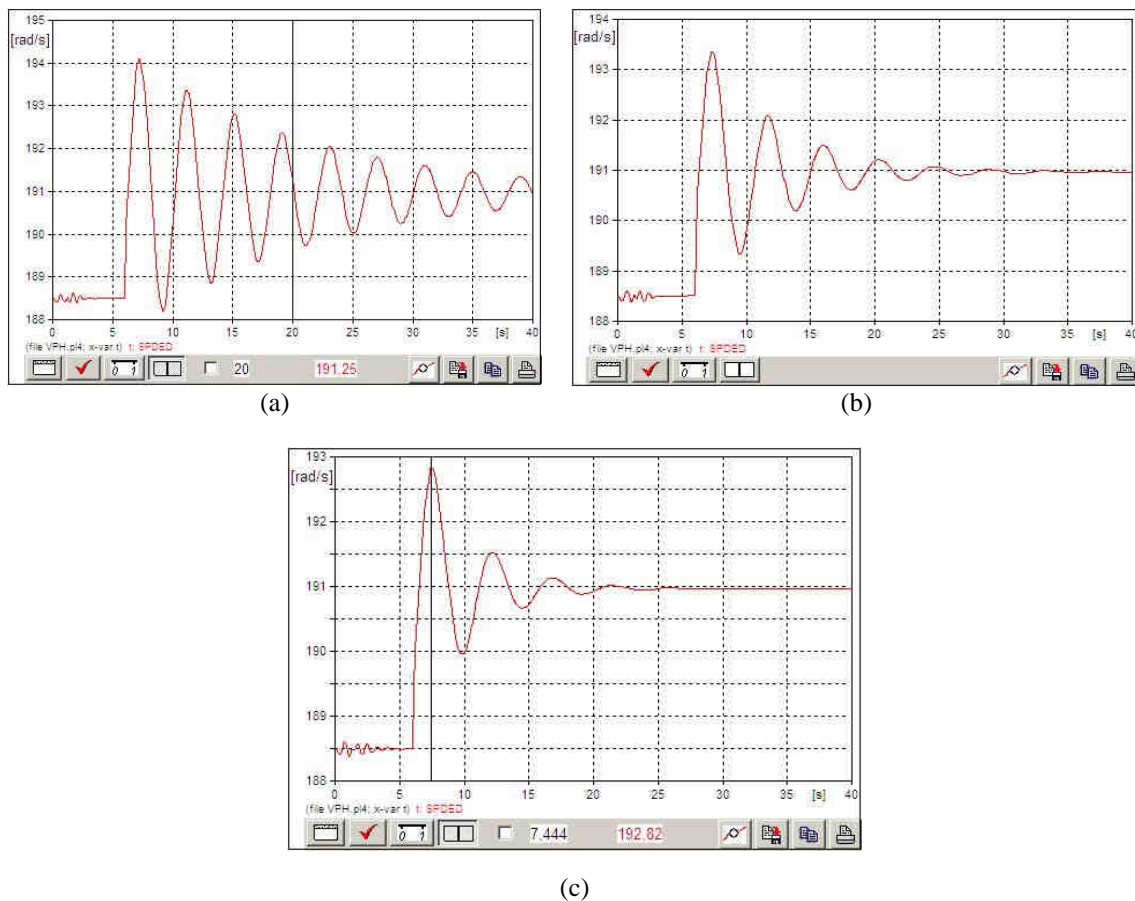


Figura 5.54- Resposta em velocidade da máquina G3 para diferentes momentos de inércia
 (a): $I = 800 \text{ kgm}^2$; (b): $I = 1000 \text{ kgm}^2$; (c): $I = 1200 \text{ kgm}^2$

A expressiva elevação em velocidade evidenciada no instante imediatamente após a abertura do disjuntor de interconexão, figura 5.54, se deve a maior magnitude da potência mecânica se comparada à potência elétrica, claramente demonstrada através da equação (5.1), como foi devidamente citada anteriormente. Contudo, na figura 5.54 (a) observa-se uma oscilação transitória amortecida tendendo a estabilidade da velocidade de operação, máquina síncrona G3, ao se incrementar o momento de inércia equivalente do conjunto. Todavia, tais variações em velocidade se refletem de forma importante na frequência de operação do sistema industrial do produtor independente de energia elétrica; onerando muito a operação de seu processo industrial, uma vez que o perfeito e harmônico funcionamento de suas cargas elétricas ficaram comprometidos frente à *Qualidade da Energia Elétrica*.

Objetivando reduzir as oscilações na frequência industrial do produtor independente, foi aplicado o momento de inércia equivalente de 1000 kgm^2 . A resposta obtida, e aqui representada pela figura 5.54 (b), demonstra a susceptibilidade da velocidade de operação, e mesmo da *Estabilidade Transitória do Sistema*, em função da inércia equivalente das máquinas síncronas do autoprodutor, uma vez que se vislumbra um maior amortecimento das oscilações transitórias; conduzindo à estabilidade da velocidade de operação do gerador, e conseqüentemente da frequência industrial. Contudo, evidencia-se através da figura 5.54 (c) uma melhor reposta para o gerador síncrono remanescente. Este estabiliza sua velocidade de operação em 191 rad/s , ou seja, uma frequência de $60,8 \text{ Hz}$.

A frequência de regime permanente obtida, após a contingência aplicada, figuras 5.54 (b) e 5.54 (c), não retorna a 60 Hz em virtude dos parâmetros previamente ajustados ao regulador de velocidade da máquina quando da interconexão dos sistemas, ou seja, quando da inserção da *inclinação*. Portanto, torna-se evidente a necessidade da alteração das

variáveis de controle das máquinas pertencentes ao PI, perante situações de *ilhamento*. Tal fato não se restringe apenas ao regulador de velocidade, mas também ao regulador de tensão.

No que se refere ao comprometimento das palhetas da turbina a vapor, a resposta obtida pela figura 5.54 (c) demonstra uma maior atenuação das variações em frequência, mitigando assim os efeitos das vibrações mecânicas. Todavia, a nova frequência de regime permanente, 60,8 Hz, é classificada como *extrema*, tabela 5.10, demonstrando a necessidade da alteração da curva de *inclinação* do gerador, pois se tal ajuste não for devidamente implementado a proteção contra sobre-frequência atuará desconectando a máquina do PI, prejudicando assim o atendimento ao seu processo industrial.

Sob a luz dos fatos anteriormente relatados, procede-se a análise das demais grandezas elétricas, pertinentes ao sistema elétrico do PI, a fim de avaliar os benefícios advindos a *Estabilidade Transitória* e a *Qualidade da Energia Elétrica* mediante a situação apresentada pela figura 5.54 (c).

A figura 5.55 (a) retrata a tensão na barra de geração, barra 4, onde está inserida a máquina síncrona remanescente do produtor independente. Já a figura 5.55 (b) retrata a atuação do regulador de excitação do referido gerador.

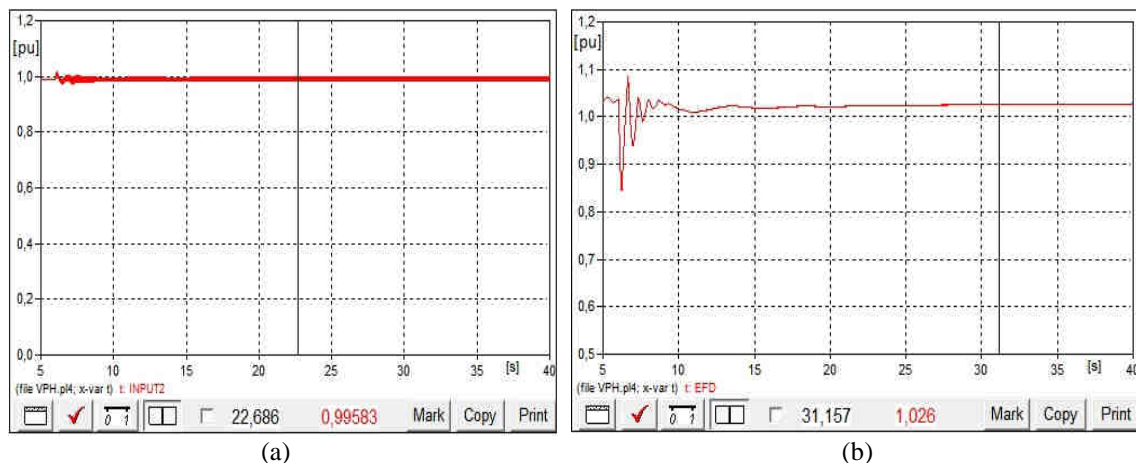


Figura 5.55- Tensão gerada e resposta do regulador de tensão da máquina G3

(a): Tensão na barra de geração do PI; (b): Resposta do regulador de tensão da máquina G3

Constata-se a eliminação das oscilações transitórias na magnitude da tensão, barra 4, se comparada a resposta obtida e aqui representada através da figura 5.50 (a).

A inserção do volante de inércia se apresenta como uma alternativa atraente no que tange a atenuação das oscilações na magnitude da tensão, contribuindo de forma decisiva para assegurar a *Qualidade da Energia Elétrica*; uma vez que não haverá o fenômeno da *cintilação luminosa*, “flicker”, ou mesmo alterações no torque e velocidade de operação dos motores elétricos instalados no sistema do PI.

O regulador de tensão, pertencente ao gerador remanescente, apresenta um transitório oscilatório amortecido no instante imediatamente após a contingência. Contudo, tal regulador volta a se estabilizar de forma sobre-excitada, 3% de sobre-excitação, figura 5.55 (b), objetivando a atender a potência reativa demandada pelas cargas do sistema independente de energia.

No que se refere à potência ativa, figura 5.56 (a), no instante imediatamente após a abertura do disjuntor de interconexão, há uma expressiva redução em sua magnitude, pois não há para onde escoar o excedente de potência ativa gerada até o momento. Observa-se uma inversão no fluxo de potência ativa, a máquina G3 passa a se comportar como um motor elétrico. Contudo, decorrido o período transitório, a potência ativa gerada por G3 volta a se estabilizar em aproximadamente 2,35MW (trifásica).

Quanto à potência reativa, figura 5.56 (b), no instante imediatamente após a contingência, há uma elevação em magnitude na geração da mesma. Esta elevação se deve ao fato das cargas instaladas, no sistema elétrico do autoprodutor, serem única e totalmente atendidas por um único gerador (G3). Contudo, decorrido o período transitório a geração de potência reativa se estabiliza em 1,2 MVar.

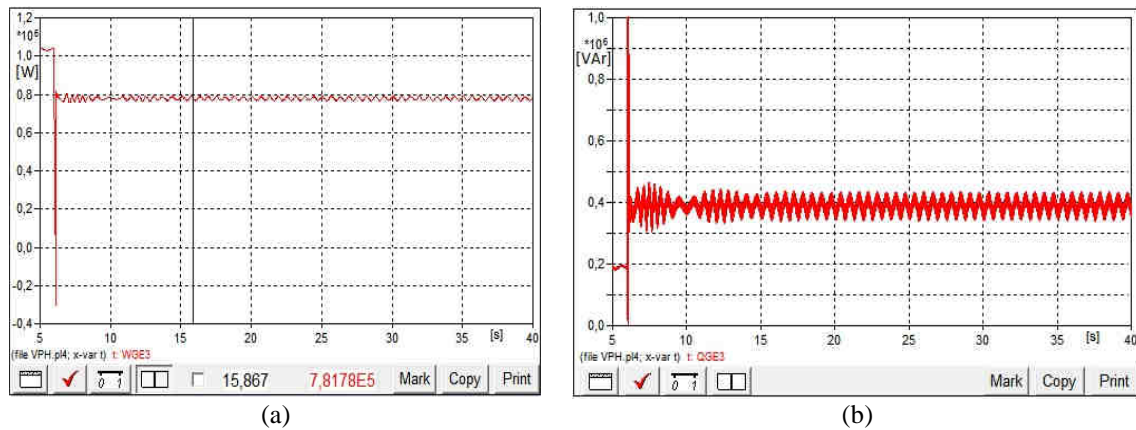


Figura 5.56- Potências ativa e reativa geradas pelo gerador G3
(a): Potência ativa; (b): Potência reativa

A figura 5.57 retrata a resposta das variáveis mecânicas, referente à máquina G3, da geração independente. No entanto, a figura 5.54 (c) foi novamente aqui representada através da figura 5.57 (a) a fim de melhor demonstrar ao leitor a operação e eficácia do regulador de velocidade, figura 5.57 (b), mediante a alteração da inércia equivalente do conjunto.

Diante da rejeição de carga aplicada, abertura do disjuntor de interconexão, a máquina G3 reduz a aquisição de vapor objetivando restabelecer o equilíbrio entre carga-geração. Vale ressaltar a manutenção da estabilidade deste regulador, diferentemente da resposta obtida, quando da inexistência do volante de inércia.

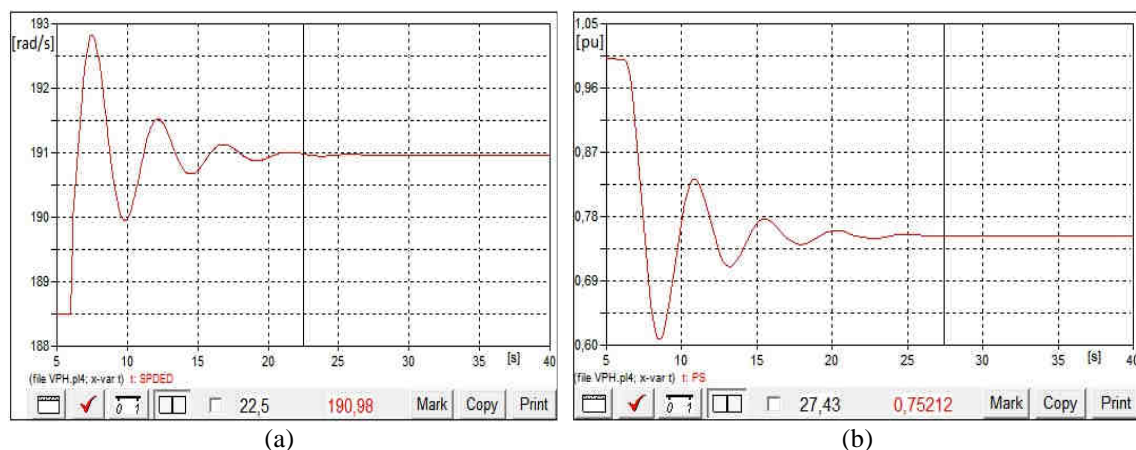


Figura 5.57- Resposta das variáveis mecânicas do gerador G3
(a): Velocidade de operação; (b) Atuação do regulador de velocidade

Caso 16.2- Mínima potência ativa exportada

A propósito de avaliar a influência da penetração do sistema independente na rede maior e sua estreita correlação com o momento de inércia do gerador, no que se refere à manutenção da estabilidade transitória, uma nova configuração para o fluxo de potência foi estabelecida, tabela 5.12.

Tabela 5.12- Potências ativa e reativa geradas pela produção independente de energia

Fonte	P _G [MW]	Q _G [MVar]
G2	0,7	0,25
G3	0,7	0,25

As máquinas da geração independente geram um total de 4,2 MW de potência ativa (trifásica) e 1,5 MVar de potência reativa (trifásica). Dessa forma, do total de ativo gerado, destina-se 1,7 MW à rede de distribuição da concessionária de energia elétrica local.

Vale lembrar, mais uma vez, ao leitor as condições pré-estabelecidas aos reguladores de velocidade das máquinas do PI, estes foram ajustados para operar com uma inclinação de 5%, com vistas a melhor atender a interconexão. Portanto, nenhuma máquina instalada, na geração independente, apresenta a característica de assegurar as oscilações na frequência industrial, ou seja, não há a presença do gerador isócrono.

Perante a repentina abertura do disjuntor de interconexão, apesar de uma menor penetração do sistema independente na rede maior, há uma oscilação considerável na velocidade de operação da máquina elétrica G3, figura 5.58 (a). Tal oscilação transitória afeta de forma imediata a frequência industrial no sistema elétrico pertencente à geração independente, onerando veementemente a *qualidade da energia elétrica*, principalmente no que se refere à eficiência e eficácia dos dispositivos micro-computadorizados.

Todavia, sensíveis alterações na velocidade de operação das máquinas originam variações nas potências demandadas, uma vez que as potências, ativa e reativa, requeridas pelas cargas elétricas, variam de forma dinâmica com a frequência do sistema [56,57]. Contudo, observa-se de forma clara e contundente a tendência da velocidade da máquina síncrona G3, em se estabilizar, figura 5.58 (a), no período pós-contingência, evidenciando, assim, a influência da penetração da geração independente de energia na estabilidade transitória de suas máquinas. Vislumbram-se impactos de menor magnitude se comparados aos obtidos no caso anterior, mais especificamente a resposta em velocidade demonstrada pela figura 5.52 (a).

Quanto ao regulador de velocidade, a figura 5.58 (b) retrata de forma convincente a tentativa do referido regulador em atender a novo cenário imposto ao sistema.

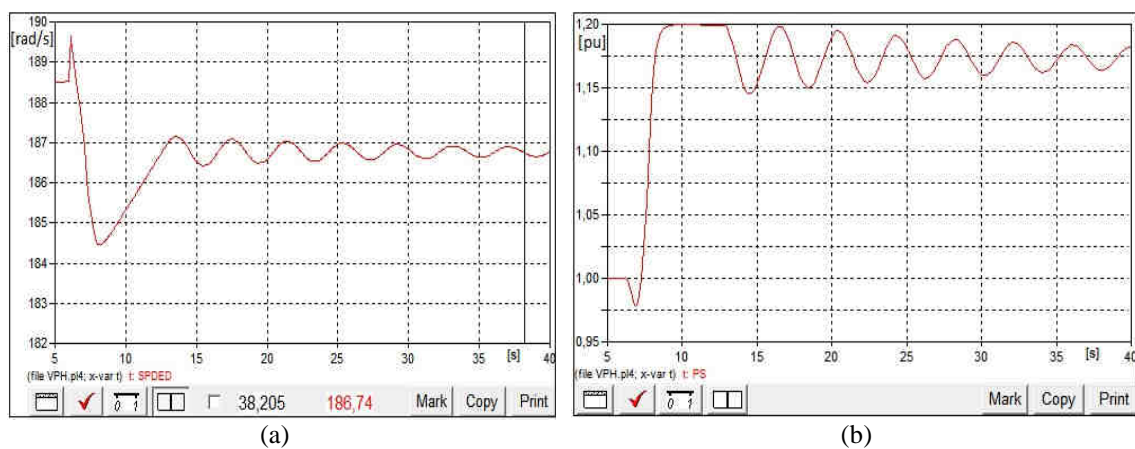


Figura 5.58- Resposta das variáveis mecânicas do gerador G3
(a): Velocidade de operação; (b) Atuação do regulador de velocidade

No instante imediatamente após a abertura do disjuntor de interconexão, a máquina se depara com uma imediata rejeição de carga. Dessa forma, a velocidade de operação, desta, se eleva de forma suave para $\omega = 189,63$ rad/s, $f = 60,4$ Hz. Contudo, neste instante é retirada a máquina síncrona de menor inércia, G2, com o intuito de restabelecer o equilíbrio entre

carga-geração. Ressalta-se a atuação do regulador de velocidade da máquina G3, figura 5.58 (b), no sentido de reduzir a aquisição de vapor a fim de assegurar a velocidade síncrona de G3.

Com a retirada de G2, apresenta-se um novo cenário no que tange ao fluxo de potência no sistema. A máquina G3 passa a ser responsável pelas cargas elétricas do PI como um todo. Assim, de acordo com a equação de balanço, equação (5.1), a potência elétrica se torna maior que a potência mecânica, o que leva a desaceleração do gerador, $\omega = 184,45 \text{ rad/s}$, $f = 58,71 \text{ Hz}$. Neste instante, o regulador de velocidade atua no sentido de elevar a aquisição de vapor para restabelecer o equilíbrio entre carga-geração. Entretanto, a frequência de operação da máquina oscila de forma transitória amortecida entre $f_1 = 59,6 \text{ Hz}$, $\omega = 187,15 \text{ rad/s}$, e uma $f_2 = 59,33 \text{ Hz}$, $\omega = 186,42 \text{ rad/s}$, e tende a se estabilizar numa frequência $f = 59,4 \text{ Hz}$, ou seja, $\omega = 186,74 \text{ rad/s}$.

Quanto ao regulador de velocidade, este acompanha as oscilações verificadas na velocidade de operação da máquina G3, tendendo a se estabilizar em torno de 1,17 pu, em outras palavras, é necessária a produção pelas caldeiras de cerca de 17% a mais de vapor, a ser fornecido para as turbinas do gerador a fim de atender a nova solicitação de potência ativa.

No entanto, uma discussão não menos relevante deve aqui ser realizada para não comprometer a integridade física das palhetas da turbina a vapor.

No instante imediatamente após a retirada da máquina G2, o gerador remanescente, G3, atinge a frequência $f = 58,71 \text{ Hz}$. A referida é classificada como **extrema**, tabela 5.10, onerando incisivamente as palhetas do turbo-alternador. Entretanto, durante o período transitório amortecido, G3 oscila dentro da **zona tolerável**, tabela 5.10. Isto assegura a vida útil do equipamento, atenuando assim, o desgaste mecânico às palhetas da turbina, além de reduzir o número de paradas para manutenção do turbo-alternador.

A fim de se obter uma melhor resposta, em operação, para o sistema elétrico do PI, após a abertura do disjuntor de interconexão, novamente aqui, se utiliza da inserção de um *volante de inércia* solidário ao eixo de G3, com o intuito de elevar a inércia equivalente do conjunto. Entretanto, nos mesmos moldes do caso anterior, se faz necessária a rejeição da unidade geradora G2 dentro de 100ms após a aplicação da contingência.

Apresentam-se aqui situações distintas para três momentos de inércia específicos, e suas correspondentes implicações sobre a resposta em velocidade de operação do gerador G3 do sistema independente, figura 5.59.

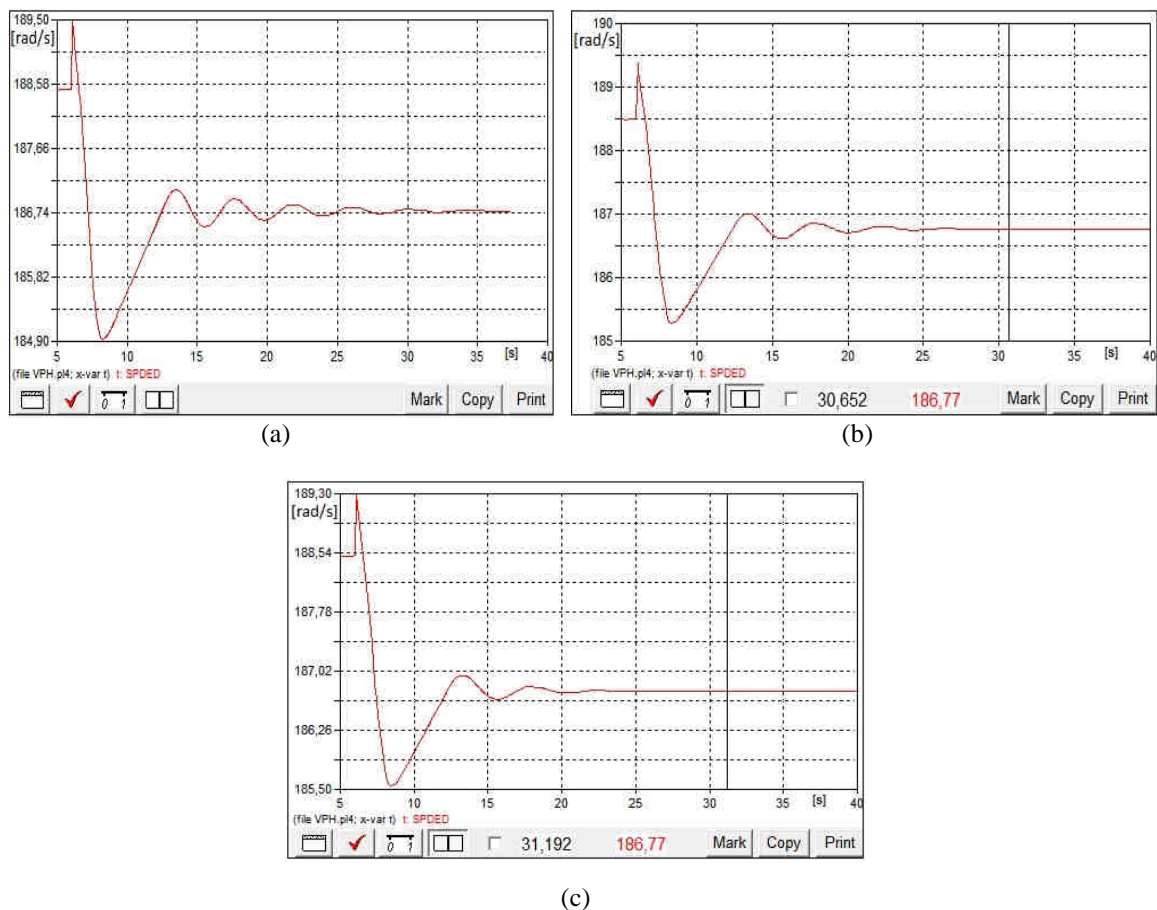


Figura 5.59- Resposta em velocidade da máquina G3 para diferentes momentos de inércia
(a): $I = 600 \text{ kgm}^2$; (b): $I = 700 \text{ kgm}^2$; (c): $I = 800 \text{ kgm}^2$

Com o acréscimo no momento de inércia equivalente da máquina síncrona G3, devido à inserção de um *volante*, para $I = 600 \text{ kgm}^2$, figura 5.59 (a), constata-se a estabilização da velocidade de operação do gerador para o período de tempo considerado na simulação, $t = 40 \text{ s}$. Contudo, no instante imediatamente após a intempestiva abertura do disjuntor de interconexão, a velocidade de operação da máquina G3 chega a atingir $\omega = 189,5 \text{ rad/s}$, $f = 60,3 \text{ Hz}$. Isto ocorre devido à rejeição de carga aplicada instantaneamente ao gerador. No entanto, diante da retirada da máquina G2, G3 apresenta uma redução considerável em sua velocidade de operação devido ao aumento na potência elétrica demanda. Esta se reduz a $\omega = 184,93 \text{ rad/s}$, $f = 58,9 \text{ Hz}$ (*zona extrema* de operação). Todavia, a máquina oscila, em velocidade, dentro da faixa compreendida entre $186,53 < \omega < 187,07 \text{ rad/s}$, ou seja, $59,4 < f < 59,5 \text{ Hz}$. Observe que a oscilação em frequência permanece dentro da *zona favorável* de operação, assegurando a vida útil das palhetas da turbina a vapor, tabela 5.10.

A figura 5.59 (b) demonstra a resposta obtida para um momento de inércia equivalente $I = 700 \text{ kgm}^2$. O sistema apresenta um maior amortecimento, reduzindo, assim, o tempo necessário para se atingir o novo regime permanente numa velocidade $\omega = 186,77 \text{ rad/s}$ ($f = 59,5 \text{ Hz}$). Portanto, a frequência industrial se enquadra na *zona tolerável* de operação, tabela 5.10, contribuindo não somente para a manutenção da *estabilidade transitória* do sistema, mas também assegura a integridade das palhetas da turbina a vapor, além de apresentar uma sensível contribuição no que se refere à *qualidade da energia elétrica*. Quanto às oscilações da frequência industrial pertinente ao período transitório, verifica-se uma velocidade máxima $\omega = 189,4 \text{ rad/s}$, $f = 60,3 \text{ Hz}$, no instante imediatamente após a contingência. Contudo, com a retirada de operação de G2, a máquina G3 atinge um mínimo em velocidade de $\omega = 185,28 \text{ rad/s}$, $f = 59,0 \text{ Hz}$ (*zona extrema* de operação).

Entretanto, a máquina G3 oscila, em velocidade, dentro da faixa compreendida entre $186,61 < \omega < 187,01 \text{ rad/s}$, ou seja, $59,4 < f < 59,5 \text{ Hz}$. Constata-se que a oscilação em frequência, permanece dentro da *zona favorável* de operação, assegurando a vida útil das palhetas da turbina a vapor, tabela 5.10.

Com o intuito principal de reduzir as oscilações, evidenciadas na velocidade de operação, do gerador síncrono remanescente (G3) foi aplicado o momento de inércia equivalente $I = 800 \text{ kgm}^2$, figura 5.59 (c). Nesta, o amortecimento obtido permite alcançar o novo regime permanente de forma mais eficiente. Isso contribui para atenuar os efeitos danosos à *qualidade da energia elétrica* ao assegurar uma melhor resposta das variáveis elétricas do sistema independente.

No que se refere às oscilações em velocidade, a máxima obtida atinge a magnitude $\omega = 189,3 \text{ rad/s}$, $f = 60,3 \text{ Hz}$ (*zona tolerável* de operação), já a mínima se estabelece em $\omega = 185,55 \text{ rad/s}$, $f = 59,06 \text{ Hz}$ (*zona extrema* de operação). Dessa forma, conclui-se aqui e para os demais momentos de inércia equivalentes simulados que, no instante imediatamente após a retirada do gerador G2, a máquina síncrona G3 apresenta uma sensível redução em sua velocidade de operação. Dessa forma, origina-se uma sub-frequência onerosa à integridade física, mecânica, das palhetas da turbina, uma vez que a frequência obtida, nesse instante, se enquadra na *zona extrema* de operação, tabela 5.10. Contudo, as oscilações no período transitório em nada afetam as palhetas da turbina, pois essas transitam dentro da zona tolerável. Todavia, decorrido o período transitório amortecido, a máquina atinge o novo regime permanente e se estabiliza em uma velocidade $\omega = 186,77 \text{ rad/s}$ ($f = 59,5 \text{ Hz}$), similarmente ao obtido para o caso ilustrado pela figura 5.59 (b).

Procede-se ao estudo das variáveis elétricas, sistema da geração independente, para a condição retratada através figura 5.59 (c), ou seja, $I =$

800 kgm², em virtude de a resposta obtida apresentar maior amortecimento das oscilações transitórias em velocidade de operação do gerador G3.

A figura 5.60 (a) demonstra a tensão na barra de geração do produtor independente, já a figura 5.60 (b) retrata a atuação do regulador de tensão do gerador.

A magnitude da tensão permanece dentro dos limites aceitáveis e definidos pela legislação [61]. Não há oscilações, o que contribui veementemente para a *Qualidade da Energia Elétrica*.

Observa-se a correta e eficiente atuação do regulador de tensão da máquina, no sentido de assegurar a tensão na barra de geração em torno do valor previamente ajustado em seu controle, 1,0 pu. Para isso, no instante imediatamente após a retirada de G2, o regulador sobre-excita o gerador G3 a fim de atender a nova demanda de potência reativa do sistema independente. Contudo, observa-se que a excitação se estabiliza em um patamar mais elevado se comparado à condição estabelecida no Caso 16.1 (máxima potência ativa exportada). Isto se deve às condições estabelecidas para as variáveis de inicialização do sistema (figura 5.1), com o intuito de se estabelecer o fluxo de potência pretendido. Em 5.60 (b) o novo regime se estabelece com 20% de sobre-excitação.

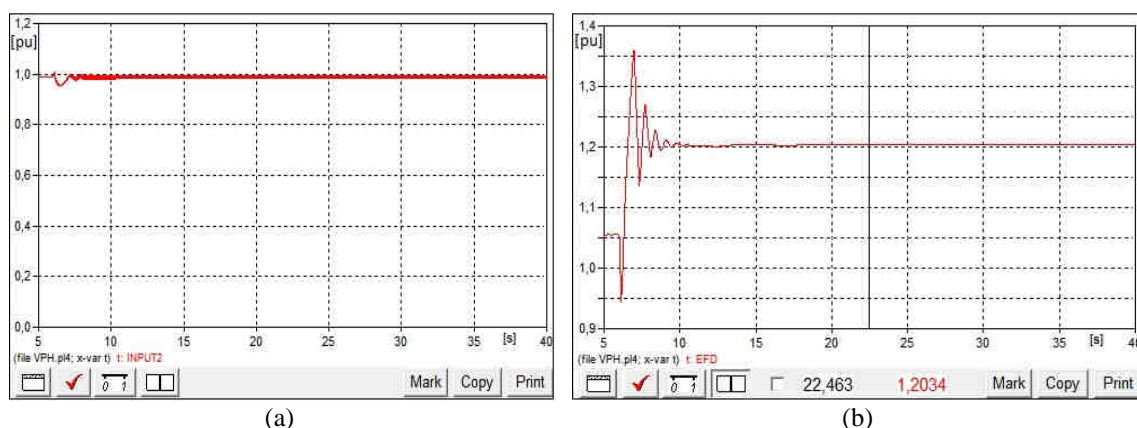


Figura 5.60- Tensão gerada e resposta do regulador de tensão da máquina G3
(a): Tensão na barra de geração do PI; (b): Resposta do regulador de tensão da máquina G3

Similarmente ao obtido no Caso 16.1, no que se refere à potência ativa, figura 5.61 (a), no instante imediatamente após a abertura do disjuntor de interconexão, há uma expressiva redução em sua magnitude, pois não há para onde escoar o excedente de potência ativa gerada até o momento. Porém, não há inversão no fluxo de potência ativa, a máquina G3 não se comporta como um motor elétrico. Contudo, decorrido o período transitório, a potência ativa gerada por G3 volta a se estabilizar em aproximadamente 2,35MW (trifásica).

Quanto à potência reativa, figura 5.56 (b), no instante imediatamente após a contingência, há uma elevação em magnitude na geração da mesma. Esta elevação se deve ao fato das cargas instaladas, no sistema elétrico do autoprodutor, serem única e totalmente atendidas por um único gerador (G3). Contudo, decorrido o período transitório a geração de potência reativa se estabiliza em 1,2 MVar.

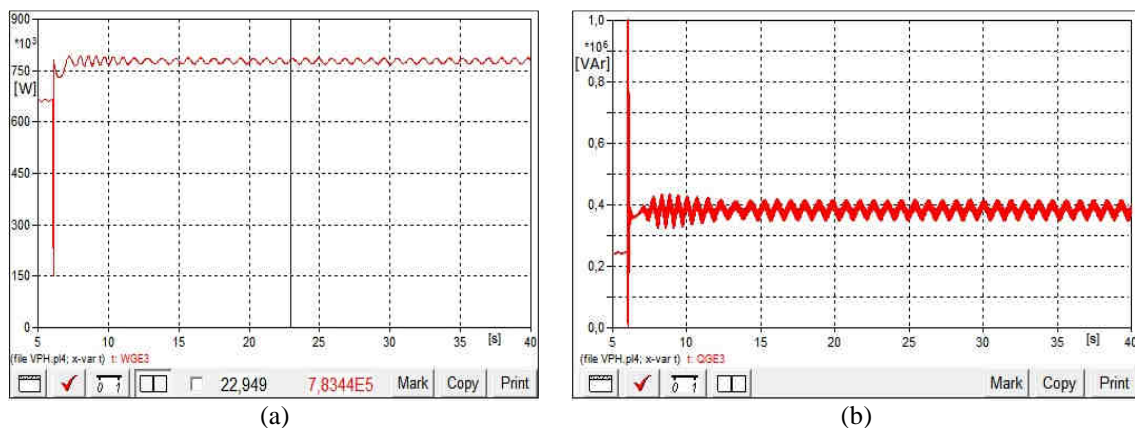


Figura 5.61- Potências ativa e reativa geradas pelo gerador G3

(a): Potência ativa; (b): Potência reativa

A figura 5.62 retrata a resposta das variáveis mecânicas, referente à máquina G3, da geração independente. No entanto, a figura 5.59 (c) foi novamente aqui representada através da figura 5.62 (a) a fim de melhor demonstrar ao leitor a operação e eficácia do regulador de velocidade, figura 5.62 (b), mediante a alteração da inércia equivalente do conjunto.

Diante da rejeição de carga aplicada, abertura do disjuntor de interconexão, a máquina G3 reduz a aquisição de vapor objetivando restabelecer o equilíbrio entre carga-geração. Contudo, após a desconexão de G2, surge de imediato, uma nova demanda de potência ativa a ser toda e exclusivamente atendida por G3. Assim, o regulador de velocidade da referida, eleva a aquisição de vapor pelas turbinas e se estabiliza em 1,2 pu.

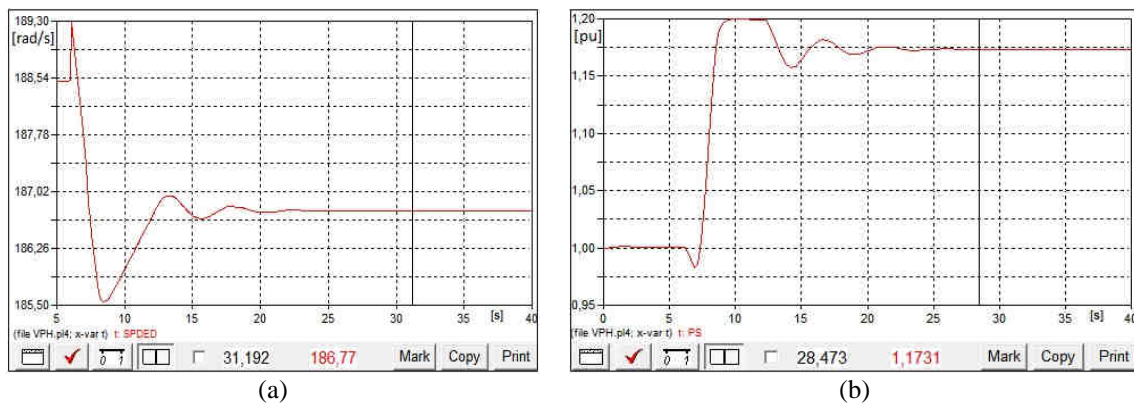


Figura 5.62- Resposta das variáveis mecânicas do gerador G3
(a): Velocidade de operação; (b) Atuação do regulador de velocidade

Após as análises realizadas para esse caso (Caso 16: Abertura indevida do disjuntor de interconexão), pode-se concluir que:

- A *estabilidade transitória* das máquinas elétricas do autoprodutor está intrinsecamente relacionada com o grau de penetração da geração independente no sistema maior;
- Mediante situações de *máxima potência ativa exportada*, a perda do paralelismo provoca um profundo desbalanço entre potência elétrica e potência mecânica, equação (5.1) culminando na instabilidade das máquinas do autoprodutor;
- A perda da unidade geradora de menor inércia, não reestabelece o equilíbrio entre carga-geração;

- A *qualidade da energia elétrica*, mediante máxima potência exportada, fica extremamente comprometida, dando origem ao fenômeno da cintilação luminosa;
- As oscilações periódicas na magnitude da tensão provocam variações no torque e velocidade de operação das cargas motrizes instaladas na geração independente. Dessa forma, processos industriais que requerem um maior rigor quanto a variações na velocidade de operação dos motores elétricos, estarão comprometidos;
- A velocidade de operação das máquinas oscila de forma incisiva, alterando assim a frequência industrial. Consequentemente, os equipamentos elétricos micro-computadorizados apresentaram profundas alterações em suas funções;
- A inserção do volante de inércia contribui veementemente para a estabilidade da máquina remanescente, uma vez que o momento de inércia equivalente do conjunto gerador aumenta;
- O volante de inércia, a ser inserido em sistemas que apresentam elevada penetração na rede maior, apresentará maior massa em virtude da inércia equivalente, necessária a assegurar a estabilidade da máquina remanescente, ser elevada;
- As palhetas do turbo-gerador ficaram extremamente comprometidas devido às altas oscilações em frequência evidenciadas através do Caso 16.1;
- A inserção do volante contribui para mitigar os efeitos danosos à *qualidade da energia elétrica* e às palhetas da turbina;
- Para situações de pequena penetração na rede, a *estabilidade transitória* é assegurada perante a contingência aplicada. Porém, as oscilações em velocidade originam frequências danosas à integridade física das palhetas e à *qualidade da energia elétrica*;

- Com a inserção de um volante de inércia no sistema analisado através do Caso 16.2, as oscilações em frequência se reduzem permitindo que a máquina opere dentro da *zona tolerável*, tabela 5.10;
- O volante a ser projetado e inserido em sistemas de baixa penetração, é menor e de menor massa se comparado ao necessário para estabilizar sistemas de alta penetração;
- O ônus financeiro, a complexidade de projeto e execução para a inserção do volante de inércia, se apresentam bem inferiores se comparados a uma interconexão com alto índice de exportação de potência ativa por parte do autoprodutor.

5.5- CONSIDERAÇÕES FINAIS

Inicialmente este capítulo apresentou os limites técnicos de referência para os níveis de tensão, em regime permanente, especificados nas normalizações homologadas pela ANEEL. Além disso, foram estabelecidas as referências, diretrizes, do presente trabalho no que tange a itens de qualidade da energia elétrica, variações de frequência e procedimentos de interconexão.

Realizado os prévios comentários citados anteriormente, foram descritas as características técnicas do sistema elétrico simulado, com a devida apresentação dos componentes da rede de distribuição de energia e do sistema elétrico do produtor independente.

Este capítulo foi destinado à apresentação das simulações computacionais dos casos estudados, com o principal objetivo de demonstrar o comportamento dinâmico da interação dos sistemas elétricos interconectados, geração independente e rede da concessionária de energia elétrica local, em situações normais e anormais de operação (isolados e interconectados).

Os resultados apresentados até o momento permitiram constatar o adequado desempenho das máquinas da geração independente de energia e de seus respectivos reguladores, tensão e velocidade, perante as solicitações que lhes são impostas. Dessa forma, pôde-se comprovar a eficácia da ferramenta computacional empregada, bem como dos modelos utilizados, tanto para situações normais de operação como para situações em que há contingências no sistema.

Pode-se afirmar que o modelo de interconexão de produtores independentes implementado nesta tese, se mostra apropriado para a realização de estudos investigativos, pois apresenta resultados satisfatórios e confiáveis, apesar da limitada literatura sobre o comportamento dinâmico de cogeração em redes de distribuição utilizando o *ATP*.

Ao término deste capítulo algumas conclusões relativas à aplicação de contingências em um sistema elétrico que contém um produtor independente podem ser apresentadas. Tais conclusões serão apresentadas apenas para os casos estudados em que o produtor independente está interconectado a rede de distribuição:

CASO 10: Rejeição de carga na concessionária

- A presença da geração independente de energia atenua os efeitos de uma rejeição de carga do sistema da concessionária;
- A proteção de sobretensão não atua, pois esta não ultrapassa o limite estabelecido em [52];
- A máquina do PI, no instante da aplicação da contingência, tende a disparar, oscilando sua velocidade. Alterando assim a frequência do sistema do produtor independente. Porém, as oscilações transitórias são mitigadas pela inércia do sistema elétrico de potência em conjunto com a ação do *AVR*;

- O regulador de velocidade da máquina não atuará de forma expressiva em virtude da faixa morta do controle deste regulador. O sinal de entrada, erro, deste controle não é suficiente para sensibilizá-lo;
- A potência ativa gerada pelas máquinas do PI permanece inalterada, enquanto há uma redução na geração da mesma pelo G1. Contudo, as máquinas do PI passam a gerar uma potência reativa maior no período pós-contingência devido à elevação da tensão do sistema.

Caso 11: Rejeição de carga no produtor independente

- Mesmo perante a contingência aqui aplicada, a tensão na barra 3, PAC, apresenta um comportamento satisfatório no que se refere a magnitude da tensão. Dessa forma, diante desse critério, magnitude da tensão, a *Qualidade da Energia Elétrica* está assegurada;
- A tensão na barra de geração da produção independente de energia, barra 4, apresenta uma pequena elevação em sua magnitude. Porém, esta não é expressiva de forma a transgredir os limites estabelecidos nas referências [52] e [61];
- A proteção contra variações de tensão não atuará, pois as tensões nas principais barras do sistema permanecem dentro da faixa específica de $\pm 10\%$ da tensão nominal;
- A fim de sustentar a tensão na barra de geração, barra 4, os reguladores de tensão atuam de forma eficiente, reduzindo a excitação das máquinas para 0,8pu. Decorrido o período transitório, o sistema atinge o regime com uma excitação de 0,95pu a fim de manter a tensão na barra de geração em 1,0pu;
- A velocidade de operação das máquinas do PI apresenta um transitório oscilatório amortecido. Porém, as mesmas se estabilizam na velocidade síncrona;

- A proteção contra variações de frequência não atua sobre o disjuntor de interconexão, pois aquela não excede as limitações citadas em [52];
- Há sensíveis alterações no torque e velocidade de operação dos motores elétricos da PI;
- O sistema se apresenta estável e em sincronismo.

Caso 12: Curto-circuito trifásico no PAC

- Perante a contingência aqui aplicada, a tensão na barra 3, PAC, sofre uma interrupção de tensão, já para a barra de geração do PI o efeito produz um afundamento de tensão para 0,4pu. Portanto, a *Qualidade da Energia Elétrica* se torna altamente prejudicada diante de tal contingência;
- Os equipamentos eletrônicos de automação e controle das instalações elétricas da geração independente e computadores, não aptos a suportar tal *variação de tensão de curta duração*, “*voltage sag*”, serão reinicializados prejudicando de forma incisiva o processo industrial;
- A proteção contra variações de tensão não atuará, pois as tensões nas principais barras do sistema permanecem dentro da faixa específica de $\pm 10\%$ da tensão nominal;
- Sobretensões perigosas podem advir no pós-contingência dependendo das características de cada sistema;
- Os reguladores de tensão das máquinas do PI auxiliam na manutenção da tensão do sistema;
- A proteção de sobre, ou sub-frequência, mais uma vez não atuará. Porém, as oscilações originadas naquela provocam danos acumulativos às palhetas das turbinas;
- O sistema se apresenta estável no que se refere a dinâmica dos sistemas elétricos.

Caso 13: Curto-circuito trifásico no produtor independente

- A *Qualidade da Energia Elétrica*, mais especificamente a magnitude da tensão no PAC fica comprometida, mediante um afundamento de tensão para 72% da tensão nominal;
- A magnitude da tensão na barra de geração sofre uma acentuada redução (afundamento para 55% da tensão nominal). Contudo o efeito aqui é menos pronunciado se comparado ao obtido no Caso 12;
- Os consumidores instalados no PAC estarão sujeitos a uma série de incômodos advindos do referido “*voltage sag*”. Dentre eles pode-se citar o “shutdown” dos equipamentos eletrônicos, como computadores e CLPs (controladores lógicos programáveis), ou mesmo, o completo desligamento de cargas. Tal fato leva a perdas no processo produtivo e o reinício completo das atividades de produção, parando a indústria por horas. Porém, destaca-se que a falta é de natureza transitória, 6 ciclos, o que não justifica a atuação de dispositivos de proteção de acordo com [52];
- Evidencia-se, no pós-falta, uma suave elevação na magnitude da tensão nas barras 3 e 4 do sistema, figura 5.1. Isto se deve a atuação dos reguladores de tensão das máquinas do PI, pois estes elevam a excitação das máquinas objetivando restabelecer a tensão na barra de geração em torno de 1,0pu. Contudo, após a eliminação da falta, a excitação ainda se encontra elevada o que acaba por produzir um pequeno acréscimo na magnitude das tensões das referidas barras. Assim, torna-se evidente a influência de tais reguladores nos sistemas elétricos onde há a presença de autoprodutores com venda de excedente de energia elétrica;
- A proteção contra variações de tensão não atua, pois a contingência aqui aplicada é de natureza transitória;

- A proteção de sobre ou sub-frequência não atuará, pois a frequência das máquinas do PI não permanecem acima de 60,5Hz por um intervalo de 0,5s, nem mesmo chega a atingir 58Hz [52];
- A variação das cargas com a frequência favorece a reposta dinâmica do sistema, pois seu efeito, para os geradores síncronos, é o de introduzir um amortecimento nas oscilações, contribuindo, assim, para o restabelecimento do equilíbrio entre carga-geração;
- O sistema, figura 5.1, se apresenta estável do ponto de vista de *Dinâmica dos Sistemas Elétricos*.

Caso 14: Saída de linha de distribuição da concessionária

- A presença da geração independente auxilia na manutenção da magnitude da tensão no PAC devido à atuação dos reguladores de excitação das máquinas do PI. Pois, a barra 3 está eletricamente acoplada a barra 4, do PI, conseqüentemente, qualquer oscilação na tensão do PAC se faz sentir na barra 4;
- Reguladores de tensão modelados para controle da tensão de terminal, auxiliam na sustentabilidade daquela em áreas próximas a subestação de acesso;
- A proteção contra variações de tensão não atua sobre o disjuntor de interconexão, uma vez que a tensão no PAC e na barra de geração do PI permanecem dentro da faixa de variação permissível [52];
- Não há sensibilização da proteção contra variações de frequência, pois esta permanece dentro das limitações aceitáveis [52];
- Há uma elevação na potência reativa exportada por parte da geração independente de energia;
- A exportação de potência ativa pelo PI só é restabelecida ao nível pré-contingência;

- A estabilidade do sistema é assegurada.

Caso 15: Perda de unidade geradora na geração independente

- Sensíveis flutuações de tensão são experimentadas pelas barras 3 e 4 do sistema ilustrado pela figura 5.1., estas, entretanto não se apresentam como periódicas ou mesmo aleatórias;
- A metodologia adotada quando da distribuição de potência ativa gerada entre as máquinas se mostra satisfatória, uma vez que a concessionária se responsabiliza pelo excedente demandado;
- O gerador remanescente do PI eleva sua produção de potência reativa. Assim, maiores atenções devem ser dispensadas no que se refere ao fator de potência do sistema da geração independente;
- A magnitude da tensão no PAC e na barra 4 está em conformidade com a legislação vigente. Contudo, as oscilações em baixa frequência originam alterações no torque e conjugado do motor de indução do PI;
- O disjuntor de interconexão não dará seu trip mediante as oscilações de tensão, em virtude dessas não excederem a taxa de variação de 10% da tensão nominal;
- As máquinas apresentam um transitório amortecido no que se refere à velocidade e a frequência de operação. Contudo, a inércia do barramento infinito e a atuação do regulador de excitação das máquinas auxiliam na manutenção da estabilidade do sistema elétrico de potência;
- A proteção contra sobre e subfrequências não atua sobre o disjuntor de interconexão.

Caso 16: Abertura indevida do disjuntor de interconexão

- A *estabilidade transitória* das máquinas elétricas do autoprodutor esta intrinsecamente relacionada com o grau de penetração da geração independente no sistema maior;
- Mediante situações de *máxima potência ativa exportada*, a perda do paralelismo provoca um profundo desbalanço entre potência elétrica e potência mecânica, equação (5.1) culminando na instabilidade das máquinas do autoprodutor;
- A perda da unidade geradora de menor inércia, não reestabelece o equilíbrio entre carga-geração;
- A *qualidade da energia elétrica*, mediante máxima potência exportada, fica extremamente comprometida, dando origem ao fenômeno da cintilação luminosa;
- As oscilações periódicas na magnitude da tensão provocam variações no torque e velocidade de operação das cargas motrizes instaladas na geração independente. Dessa forma, processos industriais que requerem um maior rigor quanto a variações na velocidade de operação dos motores elétricos, estarão comprometidos;
- A velocidade de operação das máquinas oscila de forma incisiva, alterando assim a frequência industrial. Consequentemente, os equipamentos elétricos micro-computadorizados apresentaram profundas alterações em suas funções;
- A inserção do volante de inércia contribui veementemente para a estabilidade da máquina remanescente, uma vez que o momento de inércia equivalente do conjunto gerador aumenta;
- O volante de inércia, a ser inserido em sistemas que apresentam elevada penetração na rede maior, apresentará maior massa em virtude da

inércia equivalente, necessária a assegurar a estabilidade da máquina remanescente, ser elevada;

- As palhetas do turbo-gerador ficaram extremamente comprometidas devido às altas oscilações em frequência evidenciadas através do Caso 16.1;
- A inserção do volante contribui para mitigar os efeitos danosos à *qualidade da energia elétrica* e às palhetas da turbina;
- Para situações de pequena penetração na rede, a *estabilidade transitória* é assegurada perante a contingência aplicada. Porém, as oscilações em velocidade originam frequências danosas à integridade física das palhetas e à *qualidade da energia elétrica*;
- Com a inserção de um volante de inércia no sistema analisado através do Caso 16.2, as oscilações em frequência se reduzem permitindo que a máquina opere dentro da *zona tolerável*, tabela 5.10;
- O volante a ser projetado e inserido em sistemas de baixa penetração, é menor e de menor massa se comparado ao necessário para estabilizar sistemas de alta penetração;
- O ônus financeiro, a complexidade de projeto e execução para a inserção do volante de inércia, se apresentam bem inferiores se comparados a uma interconexão com alto índice de exportação de potência ativa por parte do autoprodutor.

CAPÍTULO 6

CONCLUSÕES GERAIS E SUGESTÕES PARA TRABALHOS FUTUROS

Este capítulo tem como objetivo principal apresentar as principais constatações obtidas nesta tese, enfatizando seus pontos de maior destaque.

Neste sentido, o Capítulo 1 apresentou, de forma geral, a relação entre o atual cenário para conservação ambiental e sua estreita relação com as unidades sucroalcooleiras. Uma breve discussão sobre o mercado de excedentes de energia elétrica e potencial de bagaço, oriundo das usinas do estado de São Paulo, apto a ser utilizado na geração independente foi realizada. Todavia, a fim de familiarizar o leitor com o processo de cogeração de energia a partir da biomassa, bagaço de cana-de-açúcar, apresentou-se uma breve discussão sobre o tema, bem como uma análise do estado da arte sobre a interconexão de produtores independentes à rede elétrica. Não obstante, foi realizada uma apresentação e discussão sobre o atual cenário do setor sucroalcooleiro nacional, analisando seu potencial de crescimento e expansão, o que se refletirá no aumento do número de unidades geradoras de pequeno e médio porte instaladas no País.

O Capítulo 2 discutiu e apresentou a evolução da legislação referente à comercialização de excedentes de energia elétrica gerada pelos produtores independentes de energia e autoprodutores. Uma discussão sobre os principais aspectos técnicos normativos requeridos quando da interconexão dos

sistemas, produtor independente e rede da concessionária, é realizada. Os passos necessários para a solicitação de acesso ao sistema de distribuição são apresentados em conjunto com uma breve discussão do módulo 3 do PRODIST.

No Capítulo 3 apresentou-se a influência do regulador de tensão na resposta dinâmica do sistema elétrico de potência. Observaram-se as contribuições desse regulador no perfil de tensão do sistema quando da ocorrência de sobretensão ou subtensão, bem como o benefício obtido pelo seu emprego na manutenção da estabilidade da máquina síncrona, gerador, e melhoramento da estabilidade transitória da mesma. Também foi apresentada, de forma sucinta, a atuação do mecanismo de regulação de tensão, sendo discutidos os principais arranjos típicos de reguladores de tensão utilizados em estudos de dinâmica de sistemas elétricos de potência. Para finalizar o capítulo, foi apresentada a estratégia computacional utilizada para a modelagem desse regulador no *ATP*.

No Capítulo 4 apresentou-se a importância do regulador de velocidade no comportamento dinâmico do sistema elétrico de potência. Suas principais funções e método de atuação foram comentados. Observou-se que tal dispositivo atua no sentido de elevar ou reduzir a potência mecânica do grupo de geração, quando sua velocidade se afasta daquela de referência, além de realizar a correta distribuição de potência entre as máquinas de um sistema multi-máquinas. O mecanismo de atuação de um regulador de velocidade foi apresentado e discutido, bem como os principais tipos de máquinas primárias utilizados para acionar os geradores de energia elétrica. Por fim, foi apresentada a função de transferência utilizada para representar o regulador de velocidade (com turbina a vapor), juntamente com a estratégia computacional utilizada para a sua modelagem no software *ATP*.

Já o Capítulo 5 teve como enfoque principal a análise e o estudo de casos, todos simulados no programa computacional *ATP*. Para tanto, primeiramente detalhou-se o sistema elétrico considerado nas simulações, o qual se trata de uma rede de distribuição de energia elétrica, conectada através de um transformador, ao produtor independente. Neste estudo foram feitas análises das respostas do sistema, perante as aplicações de contingências comuns aos sistemas elétricos de potência, mais especificamente aos sistemas de distribuição de energia elétrica na classe de 15 kV.

Neste contexto, levando-se em consideração as simulações apresentadas, bem como as observações destacadas ao final de alguns casos simulados, chegou-se à conclusão de que, para algumas condições analisadas, a presença do produtor independente de energia se mostra atraente quando da presença de determinadas contingências comuns às redes de distribuição. Nas simulações observa-se a influência dos reguladores de tensão, na resposta do sistema perante as anomalias aplicadas, contribuindo assim para o restabelecimento daquele. Além disso, observa-se que as modelagens utilizadas para representar a atuação dos mesmos, reguladores de tensão e velocidade das máquinas síncronas, se mostram eficientes, atuando de forma decisiva, de acordo com o estabelecido em seus blocos de controle (função de transferência). Além disso, o fluxo de potência quando em regime permanente, e em condições normais de operação, se apresenta satisfatório e respondendo de acordo com o desejado. As máquinas do PI apresentam respostas dinâmicas diferentes em alguns casos por possuírem inércias diferentes, atendendo assim a proposta do trabalho. Ainda no que se refere às máquinas síncronas do PI, tem-se acesso a várias variáveis elétricas e mecânicas das mesmas, contudo não há como visualizar o ângulo de potência dessas, o que prejudica a análise clássica de estabilidade. Ressalta-se a grande dificuldade encontrada quando da operação em paralelo das máquinas do PI

no que se refere à implementação da rotina computacional adequada ao paralelismo no *ATP*, pois não há bibliografia sobre o assunto. Contudo, uma vez descoberta a técnica necessária para o paralelismo dos geradores, dificuldades quanto a equalização das potências geradas entre aqueles e o estabelecimento do fluxo de potência como um todo foram encontradas. Assim, observou-se a problemática quando do estabelecimento do fluxo de potência em se tratando de um sistema multi-máquinas, porém controladas no *ATP*. Quanto ao regulador de velocidade foi constatado que o mesmo não é chamado a atuar de forma expressiva. Isso ocorre em virtude da faixa morta do controle deste regulador e da inércia do sistema de potência. Isto é, o sinal de erro na entrada deste controle não é suficiente para sensibilizá-lo.

Vale comentar, também, a dificuldade encontrada para desenvolver o modelo necessário apto a apresentar a geração de potência reativa pelas máquinas do produtor independente, pois tais modelos não se mostram eficientes diante de fenômenos transitórios, apenas respondem bem em regime permanente.

Apesar de uma série de comentários conclusivos já terem sido realizados nas considerações finais de cada capítulo, uma abordagem global enfocando as principais contribuições efetuadas por este trabalho se faz necessária. Dessa forma, as principais contribuições técnicas desta tese serão resumidas a seguir:

- Revisão bibliográfica em relação à atual conjuntura do setor sucroalcooleiro e normas técnicas para conexão de novos acessantes aos sistemas elétricos de distribuição e subtransmissão em conjunto com uma análise sobre o atual estado da arte;
- Desenvolvimento de modelos computacionais no programa digital *ATP*, dos reguladores de tensão do tipo I e de velocidade, para a

correta divisão de potências em um sistema multi-máquinas, máquinas síncronas, para estudos que vislumbrem a viabilidade de conexão de produtores independentes de energia elétrica com o sistema interligado;

- Apresentação dos benefícios e malefícios advindos quando da utilização dos reguladores de tensão e de velocidade da máquina síncrona, perante aplicações de contingências no sistema elétrico de potência;
- Realização de simulações computacionais envolvendo análises do perfil de tensão no *PAC* e dentro das instalações elétricas do produtor independente, perante a aplicação de contingências bem como análises das oscilações de velocidade da máquina, frequência, do sistema do produtor independente.

Os procedimentos, as técnicas e as considerações descritas no presente trabalho, além de possibilitarem o desenvolvimento do modelo computacional apresentado e das diversas análises efetuadas ao longo desta tese, também poderão servir de base para futuras investigações do tipo:

- Desenvolvimento de pesquisas no sentido de aperfeiçoar as normas técnicas nacionais que regem a entrada de novos acessantes aos sistemas de distribuição e subtransmissão;
- Estudo e desenvolvimento de modelagens de reguladores de tensão e velocidade no programa de análise de transitórios *ATP*;

- Desenvolvimento de técnicas que assegurem uma conexão segura e eficaz do sistema elétrico da concessionária com o produtor independente;
- Análise de viabilidade técnica de sistemas, tal que o produtor independente receba parte de sua demanda de energia pelo sistema da concessionária e atenda o restante com sua autoprodução;
- Estudos de dinâmica e estabilidade de sistemas elétricos;
- Estudos de proteção e seletividade da proteção para sistemas de geração distribuída;
- Estudos de obtenção de melhor ponto de interligação do PI.

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- [1] OLIVEIRA, J. G., “Perspectivas para a Cogeração com Bagaço da Cana de Açúcar: potencial do mercado de carbono para o setor sucroalcooleiro paulista”, dissertação de mestrado apresentada a Escola de Engenharia de São Carlos, Universidade de São Paulo, São Paulo, 2007.
- [2] ROCHA, M. T.; MELO, P. C., “O efeito estufa e o mecanismo de desenvolvimento limpo. In: A questão ambiental: desenvolvimento e sustentabilidade”. Escola Nacional de Seguros, Rio de Janeiro, 2005.
- [3] DUBEUX, C. B. S.; SIMÕES, A. F., “Mercado Internacional de Crédito Carbono. In: Núcleo de Assuntos Estratégicos Presidência da República – Mudança Climática. Brasília: Secretaria de Comunicação de Governo e Gestão Estratégica, v.2, p.3, p. 53-117, 2005.
- [4] LEME, R. M., “Estimativa das Emissões de Poluentes Atmosféricos e Uso de Água na Produção de Eletricidade com Biomassa da Cana-de-Açúcar”, dissertação de mestrado, Universidade Estadual de Campinas, Campinas, 2005.
- [5] MOURA, F. A. M., “Impacto do Produtor Independente de Energia Elétrica em Rede de Distribuição – Uma Análise Através do ATP – EMTP”, dissertação de mestrado, Universidade Federal de Uberlândia, 2008.
- [6] Associação Brasileira de Engenharia Química – ABEQ – acessado na Internet em 04/08/2010, página [HTTP://WWW.ABEQ.ORG.BR/PALESTRAS2010/14.PDF](http://www.abeq.org.br/palestras2010/14.pdf), às 16:25.

- [7] Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social – BNDES – acessado na Internet em 13/07/2010, página <HTTP://WWW.BNDES.GOV.BR/CONHECIMENTO/BNSET/ALCOOL.PDF>, às 15:55.
- [8] Álcool Combustível, encontrado na Internet em 25/07/2010, página HTTP://WWW.PICK-UPAU.COM.BR/MUNDO/ALCOOL_COMBUSTIVEL, às 15:38.
- [9] CPFL Investe em Biomassa para a Geração de Energia , encontrado na Internet em 28/07/2010, página <HTTP://WWW.FATORAMBIENTAL.COM.BR/PORTAL/INDEX.PHP/2010/03/14/BIOMASSA-2/>, às 16:44.
- [10] Comissão de Serviços Públicos de Energia – CSPE, “Usinas Termelétricas de Pequeno Porte no Estado de São Paulo”, 2ª Ed. Ver. Amp. São Paulo: Páginas e Letras, 2004.
- [11] BRIGHENTI, C. R. F., “Integração do Cogrador de Energia do Setor Sucroalcooleiro Com o Sistema Elétrico”, dissertação de mestrado apresentada ao Programa Interunidades de Pós-Graduação em Energia, Universidade de São Paulo, São Paulo, 2003.
- [12] OLIVEIRA, J. G., “Perspectivas para a Cogeração com Bagaço da Cana-de-Açúcar: potencial do mercado de carbono para o setor sucroalcooleiro paulista”, dissertação de mestrado apresentada à escola de Engenharia de São Carlos, Universidade de São Paulo, São Paulo, 2007.
- [13] QUEIROZ, G. M. O. R., “Análise de Dificuldades Técnicas e Econômicas na Inserção da Cogeração pelas Usinas Sucroalcooleiras”, dissertação de mestrado, Universidade de São Paulo – Ilha Solteira, 2008.

- [14] O Setor Sucroalcooleiro no Brasil, encontrado na Internet em 03/08/2010, página <http://WWW.INFOTECA.CNPqIA.EMBRAPA.BR/.../SETOR%20SUCROALCOOLEIRO%20NO%20BRASIL.PDF>, às 16:00.
- [15] Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica – PROINFA, encontrado na Internet em 25/11/2010, página: <http://www.mme.gov.br/programas/proinfa/> às 11:50.
- [16] Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica no Brasil – PROINFA, encontrado na Internet em 25/11/2010, página: <http://www.entrepreneurstoolkit.org/index.php/PROINFA> às 15:13.
- [17] C. J. Mozina, “Impact of Green Power Distributed Generation”. IEEE Industry Applications Magazine. July/August 2010, pp. 56-62.
- [18] IEEE Standard for Interconnecting Distributed Resources with Electric Power Systems, IEEE Std. 1547, New York, USA, 2003.
- [19] L. K. Kumpulainen, K. T. Kauhaniemi, “Analysis of the Impact of Distributed Generation on Automatic Reclosing”. 0-7803-8718-X/04/\$20.00. IEEE. 2004.
- [20] J. A. M. Velasco, J. M. Amedo, “Distributed Generation Impact on Voltage Sags in Distribution Networks”. 9th International Conference. Electrical Power Quality and Utilisation. Barcelona, 9-11 October 2007.
- [21] E. J. Coster, J. M. A. Myrziq, B. Kruimer, W. L. Kling, “Integration Issues of Distributed Generation in Distribution Grids”. Proceedings of the IEEE. Vol. 99. N° 1, January 2011.
- [22] R. C. Dugan, T. E. McDermott, G. J. Ball, “Planning for Distributed Generation”, IEEE Industry Application. Magazine vol. 7, N° 2, pp. 80-88, March 2001.
- [23] R. C. Dugan, S. K. Price, “Including Distributed Resources in Distributions Planning”, in Proceedings IEEE PES Power Systems. Conf. Expo., 2004, pp. 1694-1698.

- [24] R. C. Dugan, T. E. McDermott, “Distributed Generation Impact on Reliability and Power Quality Indices”, in Rural Electric Power Conference, 2002 IEEE.
- [25] IEEE Trial-Use Guide for Electric Power Distribution Reliability Indices, IEEE Std. 1366-1998, April 1999.
- [26] A. F. Zobaa, “Distributed Resources and Distribution System Infrastructure”, in Power Engineering Society General Meeting, 2006 IEEE.
- [27] R. M. Rifaat, “Independent Power Producers (IPP) Perspectives on Power System Voltage Stability”, in Industry Applications Conference, 2001 IEEE.
- [28] J. G. Slootweg, W. L. Kling, “Impacts of Distributed Generation on Power System Transient Stability”, in Power Engineering Society Summer Meeting , 2002 IEEE.
- [29] W. Freitas, J. C. M. Vieira, A. Morelato, L. C. P. da Silva, V. F. da Costa, F. A. B. Lemos, “Comparative Analysis Between Synchronous and Induction Machines for Distributed Generation Applications”, in Transactions on Power Systems, vol.21, NO.1, February 2006 IEEE.
- [30] B. Delfino, “Modeling of the Integration of Distributed Generation into the Electrical System”, in Power Engineering Society Summer Meeting, 2002 IEEE.
- [31] K. Okada, H. Asano, R. Yokoyama, T. Niimura, “Reliability-based Impact Analysis of Independent Power Producers for Power System Operations Under Deregulation”, in Proceedings of the 1999 IEEE Canadian Conference on Electrical and Computer Engineering.

- [32] Q. Li, J. Zhou, L. Mo, J. Yang, X. An, “Analysis on the Impact of Cooperation between Independent Power Producer and the Grid Company in Day-ahead Electricity Market”, in Power and Energy Engineering Conference, 2009. APPEEC 2009. Asia-Pacific.
- [33] C. J. Mozina, “Interconnection Protection of IPP Generators at Commercial/Industrial Facilities”, in Transactions on Industry Applications, 2001 IEEE.
- [34] C. J. Mozina, “Distributed Generation Interconnect Protection Practices”, in Transmission and Distribution Conference and Exhibition, 2006 IEEE PES.
- [35] J. A. González, A. Dysko, J. L. Chanelière, J. A. Oren, B. Nunes, D. Botting, G. Lloyd, “The Impact of Renewable Energy Sources and Distributed Generation on Substation Protection and Automation”, in Electra, N° 251 – August 2010.
- [36] Working Group on Prime Mover and Energy Supply Models for System Dynamic Performance Studies, “Dynamic Models for Combined Cycle Plants in Power System Studies”, in IEEE Transactions on Power System, Vol. 9, No. 3, August 1994.
- [37] A. B. Gamal, M. Z. El-Sadek, Y. A. Mubarak, “Applicable Values of Turbines Governor Regulation”, in Universities Power Engineering Conference, 2004.
- [38] C. Saldaña, G. Calzolari, G. Cerecetto, "ATP modeling and field tests of the ac voltage regulator in the Palmar hydroelectric power plant", Electric Power Systems Research, Elsevier, 76 (2006), pp.681-687.
- [39] VELAZQUEZ, S. G., “A Cogeração de Energia no Segmento de Papel e Celulose: Contribuição a Matriz Energética do Brasil”, dissertação de mestrado apresentada ao Programa Interunidades de Pós-Graduação em Energia, Universidade de São Paulo, São Paulo, 2000.

- [40] COELHO, S. T. E., “LEVANTAMENTO DO POTENCIAL REAL COGERAÇÃO DE EXCEDENTES NO SETOR SUCROALCOOLEIRO”, SÃO PAULO: CENBIO, 2002.
- [41] PRODIST – Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional, Módulo 3, Acesso ao Sistema de Distribuição, Brasília, DF, 2010, acessado na internet em 13/08/2010, na página <HTTP://WWW.ANEEL.GOV.BR/AREA.CFM?IDAREA=82>.
- [42] PRODIST – Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional, Módulo 8, Qualidade de Energia Elétrica, Brasília, DF, 2010, acessado na Internet em 13/08/2010, na página <HTTP://WWW.ANEEL.GOV.BR/AREA.CFM?IDAREA=82>.
- [43] Companhia Paulista de Força e Luz – CPFL – Ligação de Autoprodutores em Paralelo com o sistema de distribuição da CPFL acessado em 22/04/2008, página HTTP://AGENCIA.CPFL.COM.BR/PUBL_TECNICA/NORMAS, às 12:19.
- [44] Companhia Energética de Minas Gerais – CEMIG – Cartilha do Acessante aos Sistemas de Subtransmissão e de Média Tensão da Distribuição. NO – 02.111-EM/OM-062, Junho de 2002.
- [45] ONS – Operador Nacional do Sistema Elétrico, Submódulo 3.4, Informações para a Solicitação de Acesso, Brasília, DF, 2007, acessado na Internet em 22/04/2008, página <HTTP://WWW.ONS.ORG.BR/DOWNLOAD/PROCEDIMENTOS/SUBMODULO3.4.PDF>, às 14:39.

- [46] ONS – Operador Nacional do Sistema Elétrico, Submódulo 3.5, Inspeções e Ensaio nas Instalações de Conexão, Brasília, DF, 2007, acessado na Internet em 22/04/2008, página [HTTP://WWW.ONS.ORG.BR/DOWNLOAD/PROCEDIMENTOS/SUBMODULO3.5.PDF](http://www.ons.org.br/download/procedimentos/submodulo3.5.pdf), às 14:41.
- [47] Agência Nacional de Energia Elétrica - ANEEL. Resolução Nº 281, 01 de Outubro de 1999.
- [48] Companhia Paranaense de Energia Elétrica – COPEL – Requisitos Técnicos para a Conexão de Geração em Paralelo com o Sistema Elétrico da COPEL, outubro de 2002.
- [49] Bandeirante Energia S/A – Conexão de Autoprodutores e Produtores Independentes no Sistema Elétrico de 15/25 kV da Bandeirante Energia S/A. Recomendação Técnica RT 008-0 de Junho de 2001.
- [50] Centrais Elétricas de Santa Catarina S/A – CELESC – Requisitos Gerais para Conexão de Autoprodutor e Produtor Independente de Energia à Rede da CELESC. Código: I-432.0003 de 29 de Junho de 2006.
- [51] Companhia Energética do Ceará – COELCE – Conexão de Produtor Independente e Autoprodutor de Energia com o Sistema Elétrico da COELCE. Norma técnica NT-008/2004, de Setembro de 2004.
- [52] LIPA-Long Island Power Authority, Control and Protection Requirements for Independent Power Producers, Transmission Interconnections, encontrado na Internet em 22/11/2007, na página: [HTTP://TINYURL.COM/33CLQ4](http://tinyurl.com/33CLQ4)
- [53] RIBEIRO, V. P., Análise computacional da dinâmica de estabilizadores de sistemas de potência tipos convencional e fuzzy, dissertação de mestrado, Universidade Federal de Uberlândia, 2004.

- [54] GUIMARÃES, G. C, “Curso de teoria e análise de estabilidade de sistemas elétricos-Partes I e II” Pós-graduação em Engenharia Elétrica FEELT/UFU, 1996.
- [55] GUIMARÃES, G. C, Computer methods for transient stability analysis of isolated power generation systems with special reference to prime mover and induction motor modeling”, PhD Thesis, University of Aberdeen, Scotland, GB, 1990.
- [56] ANDERSON, P. M. and FOUAD, A. A., “Power system control and stability” The Iowa State University Press, Ames, Iowa, USA, 1997.
- [57] KUNDUR, P., “Power system stability and control” The EPRI Power system Engineering series, Califórnia, USA, McGraw-Hill, 1994.
- [58] IEEE Recommended practice for excitation system models for power system stability studies, IEEE Std. 421.5, Nova Iorque, EUA, 2005.
- [59] IEEE Committee report - “Computer representation of excitation systems” – IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems - Vol. PAS-87, pp.1460-1464, Jun/1968.
- [60] ATP-EMTP – Alternative Transients Program, acessado na Internet em 22/11/2007, página [HTTP://WWW.EMTP.ORG](http://www.emtp.org).
- [61] Agência Nacional de Energia Elétrica - ANEEL. Resolução N° 505, 26 de Novembro de 2001.
- [62] ONS – Operador Nacional do Sistema Elétrico, Submódulo 2.2, Padrões de Desempenho da Rede Básica, DF, 24 de Novembro de 2002, acessado na Internet em 24/04/2008, na página [HTTP://WWW.ONS.ORG.BR/DOWNLOAD/PROCEDIMENTOS/SUBMODULO02-02-R2.PDF](http://www.ons.org.br/download/procedimentos/SUBMODULO02-02-R2.PDF) às 09:57.
- [63] MONTICELLI, A.; GARCIA, A. Introdução a Sistemas de Energia Elétrica. São Paulo. Editora Unicamp, 2003.

- [64] BOLLEN, M. H., “Understanding Power Quality Problems: Voltage Sag and Interruptions”, IEEE Press, USA, 2000.
- [65] SANTOSO, S., BEATY, H. W., DUGAN, R. C., “Electrical Power Systems Quality”, USA, McGraw-Hill, 2003.
- [66] BAGGINI, A., “Handbook of Power Quality”, John Wiley & Sons Ltda., England, 2008.

ANEXO I

CARTA DE CAPABILIDADE DA MÁQUINA SÍNCRONA

A.1 - CARTA DE CAPABILIDADE DO GERADOR

A carta de capacidade de um gerador síncrono ilustra os limites de operação da máquina, fornecimento de potência ativa e reativa, de forma a assegurar a estabilidade da mesma quando conectada ao sistema elétrico [63].

Os limites para a operação dos geradores síncronos são:

- Aquecimento da armadura (corrente máxima de armadura);
- Aquecimento do enrolamento de campo (corrente máxima de campo);
- Potência mecânica da turbina;
- Estabilidade;
- Excitação máxima e excitação mínima da máquina.

A.1.1- LIMITE DE AQUECIMENTO DA ARMADURA

A passagem da corrente de armadura pelos enrolamentos provoca o aquecimento dos mesmos devido às perdas ôhmicas por fase. Essas perdas podem ser obtidas de acordo com a equação A.1:

$$P = R_a \cdot I^2 \tag{A.1}$$

Onde:

R_a = resistência da armadura, por fase.

É sabido que a reatância síncrona apresenta uma magnitude superior a resistência elétrica. Porém, esta é responsável pelo aquecimento dos enrolamentos. Portanto, a resistência pode ser responsável pela limitação da máxima potência fornecida em algumas situações de operação da máquina síncrona.

A figura A.1 ilustra a influência do aquecimento na potência ativa máxima fornecida pela máquina. Considera-se que a mesma está conectada a um barramento infinito de tensão terminal V_t .

A corrente de armadura além de ser responsável pelo aquecimento da máquina, também é responsável pelo valor de potência aparente (MVA) fornecido. Contudo, dependendo do ângulo θ , ter-se-á uma limitação de potência ativa a ser fornecida pela máquina.

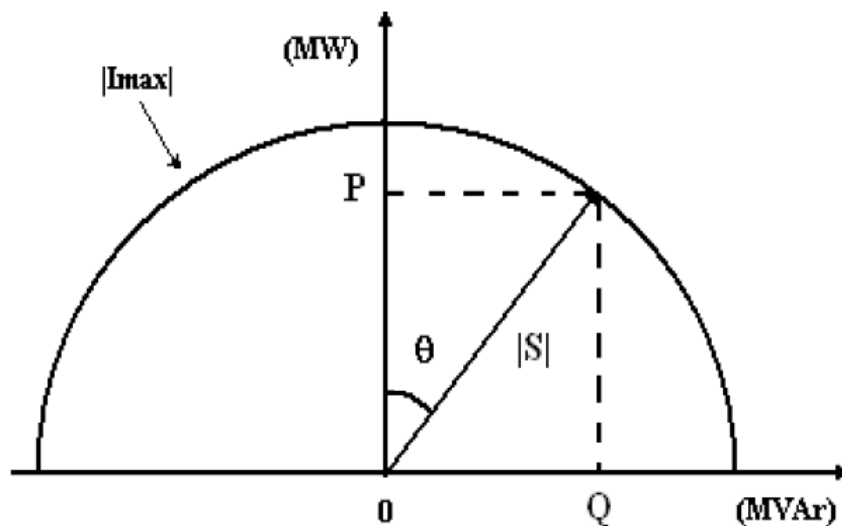


Figura A.1- Limite de aquecimento da armadura (corrente de armadura)

A.1.2- LIMITE DE AQUECIMENTO DO ENROLAMENTO DE CAMPO

Devido à corrente elétrica aplicada ao enrolamento de campo, enrolamento este localizado no rotor da máquina, esse enrolamento pode sofrer aquecimento por fase. Tal fato pode ser demonstrado pela equação A.2:

$$P = R_f \cdot I_f^2 \quad (\text{A.2})$$

Onde:

R_f = resistência do enrolamento de campo;

I_f = corrente de campo.

O limite de aquecimento do enrolamento de campo é mostrado na figura A.2 através de um segmento de circunferência. Tal segmento apresenta centro em O' e raio $\frac{E_t \cdot V_f}{X_s}$, onde E_t se refere a força eletromotriz produzida pela corrente de campo (valor correspondente à máxima corrente de campo). A variável V_f , apresentada como V_t na figura A.2, se refere a tensão da barra infinita na qual está conectado o gerador, cuja reatância síncrona é representada por X_s .

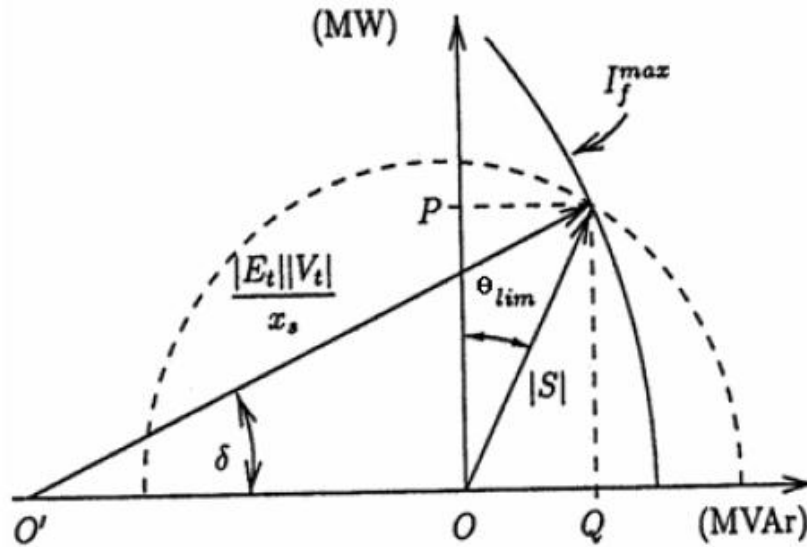


Figura A.2- Limite de aquecimento do enrolamento de campo

A.1.3- LIMITE DE POTÊNCIA DA TURBINA

Existe uma máxima potência mecânica fornecida pela turbina ao eixo do gerador síncrono. Essa potência mecânica máxima é representada seguinte pela equação:

$$P_{mec} = T \cdot \omega_s \quad (A.3)$$

Onde:

T = torque;

ω_s = velocidade mecânica = $\frac{2\pi f}{p}$, sendo f a frequência e p o número

de pares de pólos da máquina.

Através da figura A.3 vislumbra-se o limite máximo de potência mecânica aplicada ao eixo do gerador através de um valor máximo de potência ativa gerada. De acordo com as características da máquina síncrona, esse limite pode ser mais restritivo ou menos restritivo quando comparado ao limite imposto pelo aquecimento da armadura. Na figura aqui apresentada, o limite está mais restritivo.

Ressalta-se que o limite de potência mecânica da turbina só afeta a potência ativa, pois a parcela de energia líquida associada à potência reativa é nula.

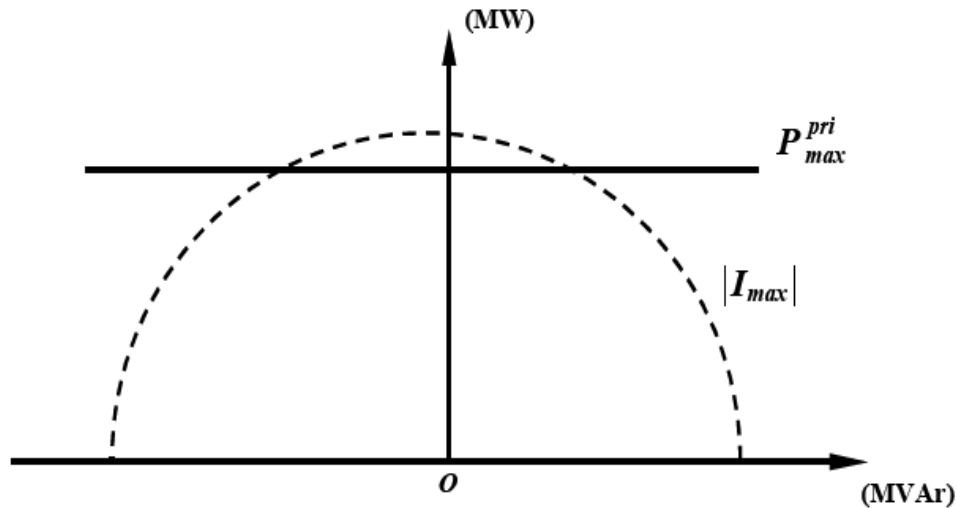


Figura A.3- Limite de potência mecânica da turbina

A.1.4- LIMITE DE ESTABILIDADE

O limite de estabilidade da máquina síncrona, funcionando como gerador, é dependente do ângulo de potência máximo permitido, $\delta_{m\acute{a}x}$.

A figura A.4 apresenta duas situações distintas: ponto **O'** compreendido dentro dos limites térmicos de operação da armadura e o ponto **O''** externo ao limite térmico da armadura. Para ambos os casos, o limite de $\delta_{m\acute{a}x} = \pi/2$ aparece como uma linha vertical. Porém, para o caso ilustrado para o ponto **O''**, que se apresenta fora da região de aquecimento viável da armadura, o limite de estabilidade é inoperante. Pode-se observar também, outras situações nas quais os limites de estabilidade são impostos na forma de uma margem angular em relação ao ângulo máximo teórico ($\pi/2$).

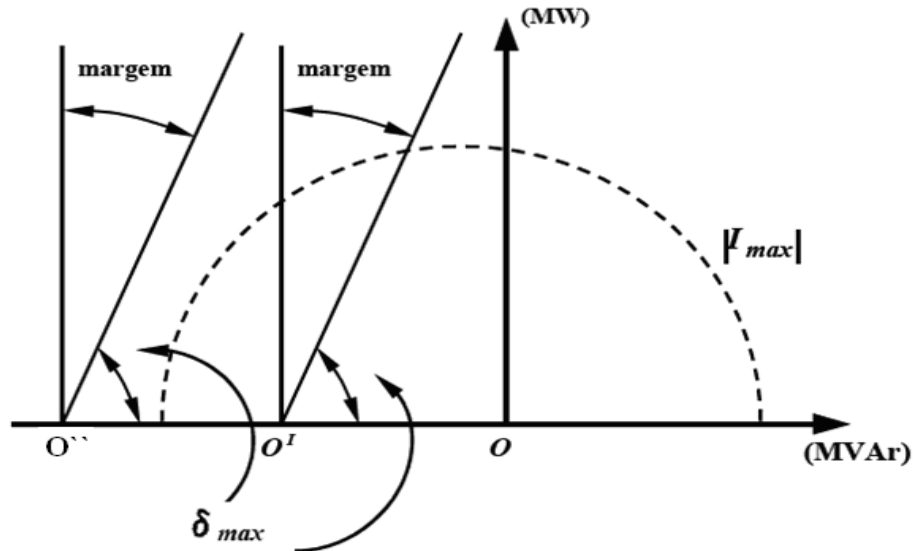


Figura A.4- Limite de estabilidade devido ao máximo valor do ângulo de potência (δ_{max})

A curva P - δ ilustrada pela figura A.5 mostra que ao se reduzir a excitação da máquina, haverá uma redução na magnitude de E_f . Consequentemente, o valor máximo de potência teórica também sofrerá uma redução. É sabido que há uma margem em MW especificada para a operação do gerador síncrono. Dessa forma, quanto menor a excitação, menor será o ângulo de operação possível a fim de se manter a referida margem em MW de operação da máquina.

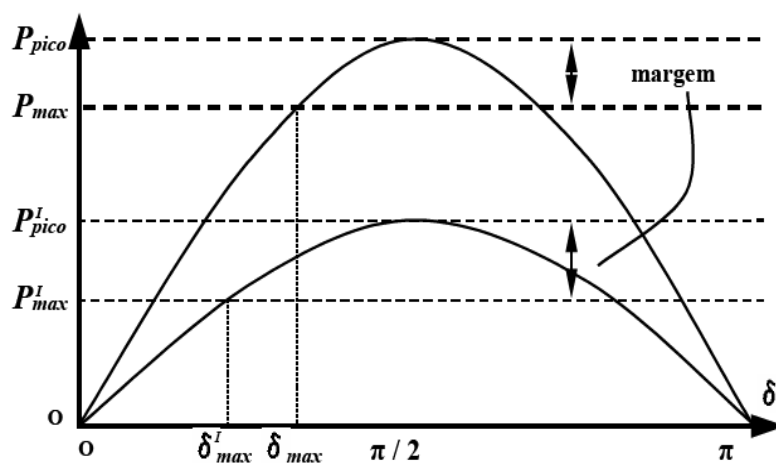


Figura A.5- Efeito da margem de estabilidade em potência no valor de δ_{max}

A.1.5- LIMITE DE EXCITAÇÃO MÍNIMA DA MÁQUINA

A contínua redução da corrente de excitação I_f levará a curva demonstrada na figura A.4 a operar sobre o eixo das abscissas (capacidade de geração de potência ativa nula). Portanto, uma limitação adicional deve ser imposta ao valor da corrente de excitação.

A figura A.6 ilustra no gráfico de potência (P,Q) os lugares geométricos das correntes de campo, I_f .

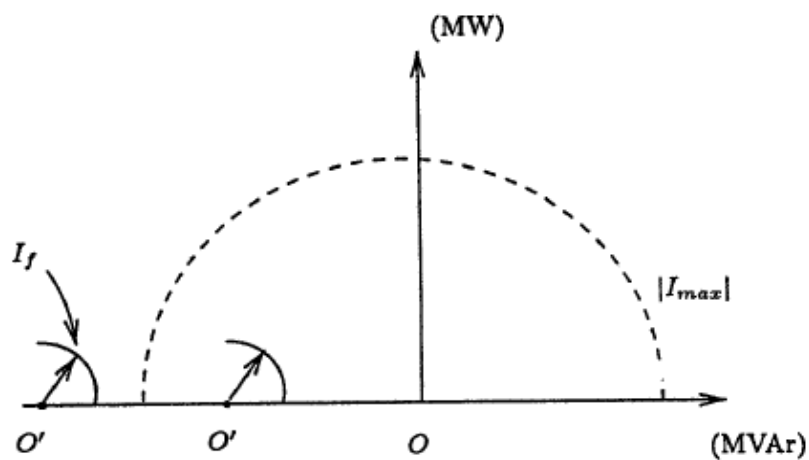


Figura A.6- Limite mínimo de excitação do gerador síncrono

A.1.6- CURVA FINAL DE OPERAÇÃO DA MÁQUINA

De acordo com todos os limites operativos descritos anteriormente para o funcionamento da máquina, é apresentada, através da figura A.7, a carta de capacidade dos geradores síncronos.

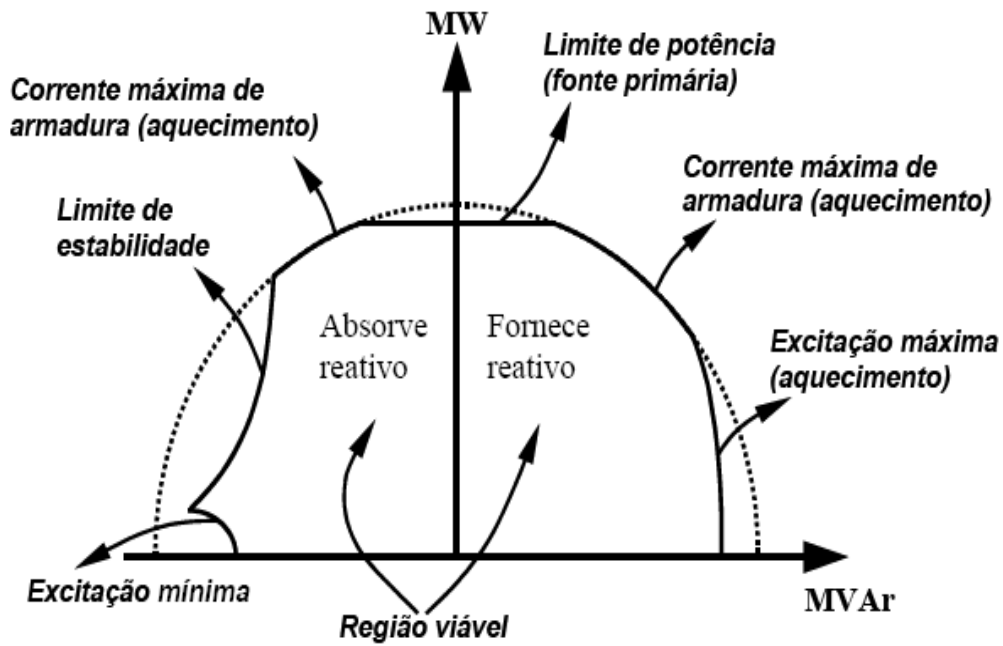


Figura A.7- Carta de capacidade do gerador síncrono

A.2- CONSIDERAÇÕES FINAIS

Este anexo apresentou os principais fatores limitantes para a correta operação do gerador síncrono, de forma a assegurar sua estabilidade e vida útil.

Foi comentado sobre o limite térmico de operação da armadura e observado que tal limite está intimamente relacionado com as perdas ôhmicas devido à passagem da corrente elétrica aplicada pela resistência da armadura.

Quanto ao limite de aquecimento do enrolamento de campo, foi apresentado que tal limite se deve as perdas ôhmicas provocadas pela passagem da corrente de excitação pela resistência do enrolamento de campo presente no rotor.

Quando da geração de potência ativa pela máquina síncrona, gerador, existe um limite máximo de potência mecânica a ser aplicada ao eixo do gerador. Isto se deve a limitações mecânicas da máquina primária.

Quanto ao limite de estabilidade da máquina, foi observado que o gerador opera dentro de uma margem aceitável para variações no ângulo de potência. Além disso, a diminuição na excitação da máquina leva a uma redução do δ_{\max} .

Com a intenção de se eliminar o risco da máquina operar de forma a não gerar potência ativa, um limite inferior de excitação é utilizado. Tal artifício assegura a operação dentro de limites aceitáveis para a geração de potência ativa.

Finalmente é apresentada a carta de capacidade do gerador síncrono constituída dos demais limites operativos discutidos anteriormente, demonstrando assim a região viável de operação de um gerador síncrono.

ANEXO II

DADOS DO REGULADOR DE TENSÃO E DA MÁQUINA SÍNCRONA DO PRODUTOR INDEPENDENTE DE ENERGIA ELÉTRICA

A- Dados das máquinas síncronas

Dados necessários a G2 e G3	
$S_n = 5\text{MVA}$	$x_0 = 0,046\text{pu}$
$U_n = 6,6\text{kV}$	$T_{d0}' = 1,754\text{s}$
$R_A = 0,004\text{pu}$	$T_{q0}' = 0\text{s}$
$x_L = 0,1\text{pu}$	$T_{d0}'' = 0,019\text{s}$
$x_d = 1,8\text{pu}$	$T_{q0}'' = 0,164\text{s}$
$x_q = 1,793\text{pu}$	$H_2 = 1\text{s}; H_3 = 2\text{s}$
$x_d' = 0,166\text{pu}$	$P = 4 \text{ pólos}$
$x_q' = 0,98\text{pu}$	$f = 60\text{Hz}$
$x_d'' = 0,119\text{pu}$	$\omega_s = 188,5 \text{ rad/s}$
$x_q'' = 0,17\text{pu}$	

Onde:

S_n = potência aparente nominal.

U_n = Tensão nominal.

R_A = resistência de armadura (pu).

x_L = reatância de dispersão da armadura (pu).

x_d = reatância de eixo direto (pu).

x_q = reatância de eixo de quadratura (pu).

x_d' = reatância transitória de eixo direto (pu).

x'_q = reatância transitória de eixo de quadratura (pu).

x''_d = reatância subtransitória de eixo direto (pu).

x''_q = reatância subtransitória de eixo de quadratura (pu).

x_0 = reatância de seqüência zero (pu).

T'_{d0} = constante de tempo de circuito aberto, transitório de eixo direto (s).

T'_{q0} = constante de tempo de circuito aberto, transitória de eixo de quadratura (s).

T''_{d0} = constante de tempo de circuito aberto, subtransitória de eixo direto (s).

T''_{q0} = constante de tempo de circuito aberto, subtransitória de eixo de quadratura (s).

H = constante de inércia (s).

P = número de pólos.

f = frequência (Hz).

ω_s = velocidade síncrona em (rad/s).

B- Dados dos reguladores de tensão

Dados do regulador de tensão IEEE tipo I
$V_{ref} = 1,0\text{pu}$ $K_a = 100$ $K_e = 1,0$ $K_f = 0,03$ $T_a = 0,02\text{s}$ $T_f = 1,0\text{s}$ $T_r = 0,001\text{s}$ $T_e = 0,8\text{s}$ $V_{\max} = 1,6\text{pu}$ $V_{\min} = 0,8\text{pu}$

$$E_{\max} = 500\text{pu}$$

$$E_{\min} = 0,0\text{pu}$$

Onde:

V_t = tensão na barra da geração independente (pu).

V_{ref} = tensão de referência (pu).

K_a = ganho do regulador.

K_f = ganho de tempo do circuito estabilizante do regulador.

K_e = constante de excitação relacionada com a autoexcitação do campo.

T_a = constante de tempo amplificada do regulador (s).

T_f = constante de tempo do circuito estabilizador do regulador (s).

T_r = constante de tempo do filtro de entrada do regulador (s).

T_e = constante de tempo da excitatriz (s).

E_{\max} = máxima tensão de saída da excitatriz (aplicada ao acampo do gerador) (pu).

E_{\min} = mínima tensão de saída da excitatriz (aplicada ao campo do gerador) (pu).

V_{\max} = limite máximo da tensão de saída do regulador (pu).

V_{\min} = limite mínimo da tensão de saída do regulador (pu).

E_f = tensão de campo (pu).

ANEXO III

DADOS DO REGULADOR DE VELOCIDADE

A- Dados dos reguladores de velocidade

Flyballs Ganho (pu)	Regulação (pu)	Tfb (s)	T1 (s)	T2 (s)	T3 (s)	T4 (s)	T5 (s)	P_{ref} (pu)	P_{máx.} (pu)
1,0	0,05	0,2	0,0	0,0	0,3	0,0	0,3	1,0	1,2

ANEXO IV

ALGORITMO IMPLEMENTADO NO ATP

A- Algoritmo computacional representativo do sistema elétrico simulado

```

BEGIN NEW DATA CASE
C -----
C Generated by ATPDRAW  junho, sexta-feira 15, 2007
C A Bonneville Power Administration program
C Programmed by H. K. Høidalen at SEFAS - NORWAY 1994-2003
C -----
C  dT  >< Tmax >< Xopt >< Copt >
    1.E-5  30.    60.
      500      1      1      0      0      0      0      1      0
C      1      2      3      4      5      6      7      8
C 3456789012345678901234567890123456789012345678901234567890
TACS HYBRID
C -----ROTINA PARA OBTENÇÃO DAS POTÊNCIAS-----
90BAR1_A
98EFICG166+BAR1_A                      60
91BUS1_A
98EFIG1 66+BUS1_A                      60
C -----
90GPDI_A
98EFICG266+GPDI_A                      60
90PIDE_A
98EFICG366+PIDE_A                      60
91BUS4_A
98EFIG2 66+BUS4_A                      60
91BSS4_A
98EFIG3 66+BSS4_A                      60
C -----
23RESET    10.0    16.67E-03 1.E-05                      100.
23RESST    10.0    16.67E-03 1.E-05                      1.E-05    100.
C -----
98UG1      =BAR1_A
98IG1      =BUS1_A
98UG2      =GPDI_A
98UG3      =PIDE_A
98IG2      =BUS4_A
98IG3      =BSS4_A
C -----
98PG1      =UG1*IG1*DELTAT*60.
98PG2      =UG2*IG2*DELTAT*60.
98PG3      =UG3*IG3*DELTAT*60.
C -----
98PGG1    65+PG1                      RESST
98WGE1    62+PGG1                      RESET
C -----
98PGG2    65-PG2                      RESST
98WGE2    62+PGG2                      RESET
C -----
98PGG3    65-PG3                      RESST
98WGE3    62+PGG3                      RESET

```

```

C -----
98WGET      =3*(WGE2+WGE3)
C -----
98SGE1      =+EFICG1*EFIG1
98SGE2      =+EFICG2*EFIG2
98SGE3      =+EFICG3*EFIG3
C -----
98QGE1      =SQRT((SGE1*SGE1)-(WGE1*WGE1))
98QGE2      =SQRT((SGE2*SGE2)-(WGE2*WGE2))
98QGE3      =SQRT((SGE3*SGE3)-(WGE3*WGE3))
C -----
98QGET      =3*(QGE2+QGE3)
C -----CONTROLOADORES DO GERADOR 1-----
C -----CONTROLE DA VELOCIDADE-----
92SPEED
0IN          +REFER  -SPEED                      1.
1PB          +IN                      1.
      0.005                      1.
      1.          .2
1C1          +PB                      1.
      20.
      1.          .2
1C2          +C1                      1.
      1.
      1.          .3
0C3          +C2      +REA                      1.
0C4          +C3                      1.    0.    1.2
98TESTE      = C4*1.
1PM          +TESTE                      1.
      1.
      1          .3
C -----CONTROLE DA EXCITAÇÃO-----
90BAR4_A
98INPUTA66+BAR4_A                      60
98INPUT2     =INPUTA/3810.
C -----
90BAR3_A
98INPUTB66+BAR3_A                      60
98INPUT3     =INPUTB/7967.4
98BARRA360+UNITY +UNITY +INPUT3        0.018          TIMEX
C -----
90BAR2_A
98INPUTC66+BAR2_A                      60
98INPUT4     =INPUTC/7967.4
98BARRA260+UNITY +UNITY +INPUT4        0.018          TIMEX
C -----Cartão de funções da TACS-----
1SAIDA1
      1.
      1          .001
0SAIDA2      -SAIDA1 +REFA      -SAIDA6          1.
1SAIDA3      +SAIDA2          100.    0.0    1.6
      1.
      1.          .02
0SAIDA4      +SAIDA3          1.
1VF          +SAIDA4          1.    0.0    500.
      1.
      1.          .8
1SAIDA6      +VF          1.
      1.          .03
      1.          1.

```

```

C -----CONTROLOADORES DO GERADOR 2-----
C -----CONTROLE DA VELOCIDADE-----
92SPDED
0EN      +REFER  -SPDED          1.
1PF      +EN          1.
      0.005          1.
      1.      .2
1S1      +PF          1.
      20.
      1.      .2
1S2      +S1          1.
      1.
      1.      .3
0S3      +S2      +REA          1.
0S4      +S3          1.      0.      1.2
98MULTI  = S4*1.
1PS      +MULTI          1.
      1.
      1      .3
C -----CONTROLE DA EXCITAÇÃO-----
90BAR4_B
98INPUTD66+BAR4_B          60
98INPUT6  =INPUTD/3810.
C -----Cartão de funções da TACS-----
1EXITE1      +INPUT6          1.
      1.
      1      .001
0EXITE2  -EXITE1 +REFA      -EXITE6          1.
1EXITE3  +EXITE2          100.      0.0      1.6
      1.
      1.      .02
0EXITE4  +EXITE3          1.
1EFD      +EXITE4          1.      0.0      500.
      1.
      1.      .8
1EXITE6  +EFD          1.
      .03
      1.      1.
C -----CONDIÇÕES INICIAIS-----
77VF      1.
77EFD      1.
77SPEED    188.5
77SPDED    188.5
77INPUT2    1.
77INPUT3    1.
77BARRA2    1.0365
77BARRA3    1.038
77BAR4_A    4001.
77BAR4_B    4001.
77BAR4_C    4001.
77BAR3_A    8270.2
77BAR3_B    8270.2
77BAR3_C    8270.2
77BAR2_A    8258.2
77BAR2_B    8258.2
77BAR2_C    8258.2
77PM        1.
77PS        1.
C -----FONTES-----
11REF      1.          0.      95
11REFA     1.0          0.      95
11REA      1.          0.      95
11REFER     188.5        0.      95
C -----Variáveis de saída da TACS-----
33WGE1
33QGE1
33SGE1
33WGE2
33QGE2
33QGE3
33WGE3
33WGET
33QGET
33SGE2
33SGE3

```

```

33PM
33PS
33SPEED
33SPDED
33VF
33EFD
33INPUT2
33BARRA2
33BARRA3
BLANK
C -----DADOS DOS TRANSFORMADORES DE POTÊNCIA-----
C < n 1>< n 2><ref1><ref2>< R >< L >< C >
C < n 1>< n 2><ref1><ref2>< R >< A >< B ><Leng><><>0
  TRANSFORMER          .38   .38X0004A  1.E6                      0
      9999
1BUS1_ABUS1_C          .324911400.
2BAS1_AXX0006          .15877967.4
  TRANSFORMER X0004A          X0004B
1BUS1_BBUS1_A
2BAS1_BXX0006
  TRANSFORMER X0004A          X0004C
1BUS1_CBUS1_B
2BAS1_CXX0006
C -----LINHA DE DISTRIBUIÇÃO 1-----
  CHA1_ALDT1_A          1.059.0209                      0
  CHA1_BLD1_B          1.059.0209                      0
  CHA1_CLDT1_C          1.059.0209                      0
C -----LINHA DE DISTRIBUIÇÃO 2-----
  CHA2_ALDT2_A          1.059.0209                      0
  CHA2_BLD2_B          1.059.0209                      0
  CHA2_CLDT2_C          1.059.0209                      0
C -----CARGA 1-----
  CAR1_A          14.016  5.97                      0
  CAR1_B          14.016  5.97                      0
  CAR1_C          14.016  5.97                      0
C -----CARGA 2-----
  CAR2_A          14.016  5.97                      0
  CAR2_B          14.016  5.97                      0
  CAR2_C          14.016  5.97                      0
C -----TRANSFORMADOR 2-----
  TRANSFORMER          .38   .38X0033A  1.E6                      0
      9999
1TRA2_AXX0034          1.5877967.4
2BAS2_ABAS2_B          1.089 6600.
  TRANSFORMER X0033A          X0033B
1TRA2_BXX0034
2BAS2_BBAS2_C
  TRANSFORMER X0033A          X0033C
1TRA2_CXX0034
2BAS2_CBAS2_A
C -----TRANSFORMADOR 3-----
  TRANSFORMER          .38   .38X0045A  1.E6                      0
      9999
1BAR4_ABAR4_C          1.089 6600.
2BAR5_AXX0047          .0012 220.
  TRANSFORMER X0045A          X0045B
1BAR4_BBAR4_A
2BAR5_BXX0047
  TRANSFORMER X0045A          X0045C
1BAR4_CBAR4_B
2BAR5_CXX0047
C -----CARGA 3-----
  CAR3_A          .055   .023                      0
  CAR3_B          .055   .023                      0
  CAR3_C          .055   .023                      0
C -----IMPEDÂNCIA DO GERADOR 1-----
  GER1_ABAR1_A          .65                      0
  GER1_BBAR1_B          .65                      0
  GER1_CBAR1_C          .65                      0
C -----Banco de Capacitores da Barra 3-----
  BCB3_A          69.64                      0
  BCB3_B          69.64                      0
  BCB3_C          69.64                      0

```

```

C -----Banco de Capacitores da Barra 2-----
BAR2_A          69.64          0
BAR2_B          69.64          0
BAR2_C          69.64          0
C -----IMPEDANCIAS ENTRE OS GERADORES E A BARRA DE GERAÇÃO-----
BAR4_ABUS4_A    .0001
BAR4_BBUS4_B    .0001
BAR4_CBUS4_C    .0001
BAR4_ABSS4_A    .0001
BAR4_BBSS4_B    .0001
BAR4_CBSS4_C    .0001
C -----
C < n 1>< n 2><ref1><ref2>< R >< A >< B ><Leng><><>0
MOT1_AX0017A    .0001          1
MOT1_BX0017B    .0001          1
MOT1_CX0017C    .0001          1
XX0005          1.E6          0
XX0004          1.E6          0
XX0021          27.48E5        0
      XX0021          .164          0
BLANK
C -----CHAVES TRIFÁSICAS-----
C < n 1>< n 2>< Tclose ><Top/Tde >< Ie ><Vf/CLOP >< type >
BAR2_ACH1_A     -1.    77.          0
BAR2_BCH1_B     -1.    77.          0
BAR2_CCH1_C     -1.    77.          0
C -----
BAR2_ACH2_A     -1.    36.          0
BAR2_BCH2_B     -1.    36.          0
BAR2_CCH2_C     -1.    36.          0
C -----
LDT1_ABAR3_A    -1.    77.          0
LDT1_BBAR3_B    -1.    77.          0
LDT1_CBAR3_C    -1.    77.          0
C -----
LDT2_ABAR3_A    -1.    36.          0
LDT2_BBAR3_B    -1.    36.          0
LDT2_CBAR3_C    -1.    36.          0
C -----CHAVE REFERENTE AO BARRAMENTO INFINITO-----
BAR1_ABUS1_A    -1.    36.          0
BAR1_BBUS1_B    -1.    36.          0
BAR1_CBUS1_C    -1.    36.          0
C -----
BAR2_ACAR1_A    -1.    80.          0
BAR2_BCAR1_B    -1.    80.          0
BAR2_CCAR1_C    -1.    80.          0
C -----
BAR3_ACAR2_A    -1.    36.          0
BAR3_BCAR2_B    -1.    36.          0
BAR3_CCAR2_C    -1.    36.          0
C -----CHAVE A ESQUERDA DO TRAFÓ DE ACOPLAMENTO-----
BAR3_ATA2_A     -1.    36.          0
BAR3_BTA2_B     -1.    36.          0
BAR3_CTA2_C     -1.    36.          0
C -----CURTO TRIFÁSICO NA BARRA 3-----
BAR3_A          36.    -1.          0
BAR3_B          36.    -1.          0
BAR3_C          36.    -1.          0
C -----DISJUNTOR DE INTERCONEXÃO-----
BAS2_ABAR4_A    -1.    36.          0
BAS2_BBAR4_B    -1.    36.          0
BAS2_CBAR4_C    -1.    36.          0
C -----CHAVE DO GERADOR 1-----
BUS4_AGPI A     -1.    36.          0
BUS4_BGPI B     -1.    36.          0
BUS4_CGPI C     -1.    36.          0
C -----CHAVE DO GERADOR 2-----
BSS4_APIDE A    -1.    38.          0
BSS4_BPIDE B    -1.    38.          0
BSS4_CPIDE C    -1.    38.          0
C -----CARGA DA INDÚSTRIA-----
BAR5_ACAR3_A    -1.    36.          0
BAR5_BCAR3_B    -1.    36.          0
BAR5_CCAR3_C    -1.    36.          0

```

```

C -----CAPACITOR DA BARRA 3-----
BAR3_ABCB3_A      -1.      36.      0
BAR3_BBCB3_B      -1.      36.      0
BAR3_CBCB3_C      -1.      36.      0
C -----MOTOR TRIFASICO DE 300CV-----
BAR5_AMOT1_A      0.       31.      0
BAR5_BMOT1_B      0.       31.      0
BAR5_CMOT1_C      0.       31.      0
C -----CURTO TRIFÁSICO NA BARRA 5-----
BAR5_A            36.      -1.      0
BAR5_B            36.      -1.      0
BAR5_C            36.      -1.      0
C -----CHAVE PARA CONEXÃO DO REATOR DE NÚCLEO SATURADO-----
BAR4_A            80.      -1.      0
BAR4_B            80.      -1.      0
BAR4_C            80.      -1.      0
C -----
BAS1_ABAR2_A      -1.      80.      0
BAS1_BBAR2_B      -1.      80.      0
BAS1_CBAR2_C      -1.      80.      0
BLANK
C -----FONTES-----
C < n 1><>< Ampl. >< Freq. ><Phase/T0>< A1 >< T1 >< TSTART >< TSTOP >
C -----FONTE DE REPRESENTAÇÃO DA CONCESSIONÁRIA-----
14GER1_A 0 9773.5 60. -1. 80.
14GER1_B 0 9773.5 60. -120. -1. 80.
14GER1_C 0 9773.5 60. 120. -1. 80.
C -----
14XX0004-1 .001 60. -1.
C Next comes Universal Machines
19 UM
01 0
BLANK general UM specification
3 1 1110XX0021 2 .1885
C Magnetization inductances
.00250
.00250
C Initialization..
100. XX0004
C Stator coils
.013 .000089X0017AXX0005 1
.013 .000089X0017BXX0005 1
.013 .000089X0017CXX0005 1
C Rotor coils
.008 .000072 0
.008 .000072 0
BLANK UM
C X0017AX0017BX0017C
C -----GERADORES DA INDÚSTRIA-----
C -----Dados eletricos das maquinas sincronas -----
59GPD1_A 5280.3 60. -72.18
GPD1_B
GPD1_C
C -----Dados da máquina síncrona G1-----
PARAMETER FITTING 2.
1 1 14 1. 1. 5.0 6.6 4.2
BLANK
0.004 .1 1.8 1.793 .166 .98 .119 .17
1.754 0.019 0.164 .046 .1
C -----Dados mecanicos da maquina-----
C | J | DSR | DSM | HSP | DSB |
1 100. 250.E-06 5. 5.
BLANK
C -----Saídas desejadas-----
11
21
31
41
51
BLANK
72PM 1
74SPEED 2
71VF
FINISH

```



```

C -----Dados eletricos das maquinas sincronas -----
59PIDE A    5280.3      60.   -72.18
  PIDE_B
  PIDE_C
C -----Dados da máquina síncrona G2-----
PARAMETER FITTING      2.
  1 1 14      1.      1.      5.0      6.6      4.2
BLANK
  0.004      .1      1.8      1.793      .166      .98      .119      .17
  1.754      0.019      0.164      .046      .1
C -----Dados mecanicos da maquina-----
C      |      J      |      DSR      |      DSM      |      HSP      |      DSB      |
1      100.      500.E-06      5.      5.
BLANK
C -----Saidas desejadas-----
  11
  21
  31
  41
  51
BLANK
72PS      1
74SPDED      2
71EFD
  FINISH
BLANK
  BAR1_A
  BAR1_B
  BAR1_C
  BAR2_A
  BAR2_B
  BAR2_C
  BAR3_A
  BAR3_B
  BAR3_C
  BAR4_A
  BAR4_B
  BAR4_C
  BAR5_A
  BAR5_B
  BAR5_C
  GPDI AGPDI_BGPDI_CGER1_AGER1_BGER1_CPIDE_APIDE_BPIDE_C
BLANK OUTPUT
BLANK PLOT
BEGIN NEW DATA CASE
BLANK

```

