



MODELAGEM DE PLANTAS DE CICLO COMBINADO PARA SIMULAÇÃO INTEGRADA
DE TRANSITÓRIOS ELETROMECÂNICOS E TERMODINÂMICOS

Bruno Manhães Ferreira

Dissertação de Mestrado apresentada ao Programa de Pós-graduação em Engenharia Elétrica, COPPE, da Universidade Federal do Rio de Janeiro, como parte dos requisitos necessários à obtenção do título de Mestre em Engenharia Elétrica.

Orientador: Djalma Mosqueira Falcão

Rio de Janeiro

Junho de 2015

MODELAGEM DE PLANTAS DE CICLO COMBINADO PARA SIMULAÇÃO INTEGRADA
DE TRANSITÓRIOS ELETROMECAÑICOS E TERMODINÁMICOS

Bruno Manhães Ferreira

DISSERTAÇÃO SUBMETIDA AO CORPO DOCENTE DO INSTITUTO ALBERTO LUIZ
COIMBRA DE PÓS-GRADUAÇÃO E PESQUISA DE ENGENHARIA (COPPE) DA
UNIVERSIDADE FEDERAL DO RIO DE JANEIRO COMO PARTE DOS REQUISITOS
NECESSÁRIOS PARA A OBTENÇÃO DO GRAU DE MESTRE EM CIÊNCIAS EM
ENGENHARIA ELÉTRICA.

Examinada por:

Prof. Djalma Mosqueira Falcão, Ph.D.

Prof. Glauco Nery Taranto, Ph.D.

Dr. Jorge Luiz de Araújo Jardim, Ph.D.

Dr. Nelson Martins, Ph.D.

RIO DE JANEIRO, RJ - BRASIL

JUNHO DE 2015

Ferreira, Bruno Manhães

Modelagem de plantas de ciclo combinado para simulação integrada de transitórios eletromecânicos e termodinâmicos / Bruno Manhães Ferreira. – Rio de Janeiro: UFRJ/ COPPE, 2015.

XIV, 118 p.: il.; 29,7 cm.

Orientador: Djalma Mosqueira Falcão

Dissertação (mestrado) – UFRJ/ COPPE/ Programa de Engenharia Elétrica, 2015.

Referências Bibliográficas: p. 81-83.

1. Ciclo combinado. 2. Regulador de velocidade
I. Falcão, Djalma Mosqueira. II. Universidade Federal do Rio de Janeiro, COPPE, Programa de Engenharia Elétrica.
III. Título.

AGRADECIMENTOS

Agradeço a Deus acima de tudo, pelo dom da minha vida, a dádiva a mim concedida pela vida do meu filho Miguel Soares Manhães Ferreira e por me conceder a glória de conquistar mais este desafio em minha vida.

Agradeço ao meu pai, Francisco Carlos de Souza Ferreira, e a minha mãe, Terezinha Regina Manhães Ferreira, por todo sacrifício para garantir a mim e aos meus irmãos a melhor educação e nos ensinar a sempre mantermos o caminho da ética e honestidade.

Agradeço à minha esposa Thais Soares Correia Manhães, pelo apoio, compreensão e paciência durante todo esse período de dedicação e estudo. Por estar ao meu lado batalhando por todas as conquistas da nossa nova família.

Agradeço a ThyssenKrupp CSA (TKCSA) por autorizar a utilização dos dados e modelagens no desenvolvimento deste trabalho.

Agradeço aos pesquisadores do Instituto Tecnológico da Aeronautica – ITA, HPPA e Jordão Engenharia que fizeram parte da equipe de trabalho no desenvolvimento de Pesquisa e Desenvolvimento com o tema desta dissertação.

Por fim, agradeço aos professores e orientadores, Djalma Mosqueira Falcão e Jorge Luiz de Araújo Jardim, pela disponibilidade e orientação no trabalho desenvolvido.

Resumo da Dissertação apresentada à COPPE/UFRJ como parte dos requisitos necessários para a obtenção do grau de Mestre em Ciências (M.Sc.)

MODELAGEM DE PLANTAS DE CICLO COMBINADO PARA SIMULAÇÃO INTEGRADA
DE TRANSITÓRIOS ELETROMECAÑICOS E TERMODINÁMICOS

Bruno Manhães Ferreira

Junho/2015

Orientador: Djalma Mosqueira Falcão

Programa: Engenharia Elétrica

A presente dissertação apresenta o desenvolvimento do modelo de um complexo siderúrgico com co-geração baseada em uma Usina Termoelétrica (UTE) de ciclo combinado, consistindo de duas turbinas a gás e uma a vapor, modelados e implementados no programa Organon. Tendo as turbinas a gás características únicas no processo siderúrgico, podendo operar com gases de baixo poder calorífico proveniente de usinas de aço, como gases do alto forno (BFG) e com os combustíveis convencionais, como: gás natural e óleo combustível. É apresentado uma breve explanação sobre o processo de produção das usinas de aço e o processo de produção de energia elétrica em ciclo combinado. Posteriormente é apresentado os modelos matemáticos para os componentes de ciclo combinado e a sua representação no programa de simulação Organon. As simulações são realizadas com modelos e representação de rede real da Usina Termoelétrica TKCSA.

Abstract of Dissertation presented to COPPE/UFRJ as a partial fulfillment of the requirements for the degree of Master of Science (M.Sc.).

MODELING OF COMBINED CYCLE PLANTS FOR INTEGRATED SIMULATION OF
ELECTROMECHANICAL AND THERMODYNAMIC TRANSIENTS.

Bruno Manhães Ferreira

June/2015

Advisor: Djalma Mosqueira Falcão

Department: Electrical Engineering

This work presents the development of the model of a steel complex with co-generation based on a Thermoelectric Power Plant (TPP) combined cycle, consisting of two gas turbines and one steam, modeled and implemented in the Organon software. These gas turbines have unique characteristics in the steelmaking process and can operate with gases of low calorific value from steel mills such as blast furnace gas (BFG) and with conventional fuels, such as natural gas and fuel oil. It is presented a brief explanation of the production process of steel mills and electricity production process in combined cycle. Subsequently it is presented the mathematical models for the combined cycle components and their representation in the Organon simulation software. The simulations are carried out with models and real network representation of the Thermoelectric Plant TKCSA.

SUMÁRIO

CAPÍTULO I	INTRODUÇÃO	1
I.1	MOTIVAÇÃO	1
I.2	OBJETIVO	2
I.3	REVISÃO BIBLIOGRÁFICA	4
I.4	ESTRUTURA DA DISSERTAÇÃO	10
CAPÍTULO II	COMPLEXO SIDERÚRGICO DA TKCSA	11
II.1	INTRODUÇÃO	11
II.2	PROCESSO DE PRODUÇÃO DO AÇO	11
II.2.1	<i>Preparação do minério e do carvão</i>	12
II.2.2	<i>Coqueria</i>	13
II.2.3	<i>Sinterização</i>	13
II.2.4	<i>Alto-forno</i>	13
II.2.5	<i>Aciaria</i>	14
II.2.6	<i>Lingotamento Contínuo</i>	14
II.2.7	<i>Porto</i>	15
II.2.8	<i>Fábrica de Cimento Votorantim</i>	15
II.2.9	<i>Unidade de Separação de Ar (ASU – Air Separation Unit)</i>	15
II.2.10	<i>Termoelétrica</i>	16
CAPÍTULO III	USINAS DE CICLO COMBINADO	17
III.1	INTRODUÇÃO	17
III.2	PRINCIPAIS COMPONENTES DE UMA USINA DE CICLO COMBINADO	18
III.2.1	<i>Turbina a gás</i>	18
III.2.2	<i>Inlet Guide Vane (IGV)</i>	20
III.2.3	<i>Caldeira de Recuperação de Calor – HRSG</i>	21
III.2.4	<i>Turbina a Vapor</i>	22
CAPÍTULO IV	MODELOS MATEMÁTICOS PARA OS COMPONENTES DE CICLO COMBINADO	25
IV.1	INTRODUÇÃO	25
IV.2	MODELOS DA TURBINA A GÁS	25
IV.2.1	<i>Controle de velocidade</i>	27
IV.2.2	<i>Controle de aceleração</i>	28
IV.2.3	<i>Malha de controle de temperatura</i>	29
IV.2.4	<i>Sistema de combustível</i>	31
IV.2.5	<i>Combustor</i>	32
IV.2.6	<i>Exaustão</i>	33
IV.2.7	<i>Descarga do compressor</i>	33
IV.2.8	<i>Variable Inlet Guide Vane – VIGV</i>	34
IV.2.9	<i>Seletor de valor mínimo</i>	36
IV.2.10	<i>Modelo completo da turbina a gás</i>	37
IV.3	MODELOS DA CALDEIRA DE RECUPERAÇÃO DE CALOR (HRSG)	39
IV.4	MODELOS DA TURBINA A VAPOR	40

IV.4.1	<i>Câmara de vapor</i>	41
IV.4.2	<i>Reaquecedor</i>	42
IV.4.3	<i>Crossover</i>	42
IV.4.4	<i>Fatores de participação</i>	43
IV.4.5	<i>Limitadores</i>	44
IV.4.6	<i>Modelo completo da turbina a Vapor Tandem-Compound com Reaquecimento</i> 44	
IV.5	MODELOS PARA CONFIGURAÇÃO DE CICLO COMBINADO	45
CAPÍTULO V MODELOS DOS COMPONENTES E CONTROLES ASSOCIADOS PARA O ORGANON 48		
V.1	INTRODUÇÃO.....	48
V.2	MODELOS DE CONTROLE DESENVOLVIDOS	49
V.3	MODELAGEM DAS TURBINAS NO ORGANON	51
V.3.1	<i>MDU das Turbinas Vapor</i>	51
V.3.2	<i>MDU das Turbinas Gás</i>	53
CAPÍTULO VI SIMULAÇÕES E ANÁLISES REALIZADAS 57		
VI.1	INTRODUÇÃO.....	57
VI.2	REGIME PERMANENTE	57
VI.3	CURTO-CIRCUITO NA SE ZONA OESTE 500 KV	60
VI.4	CURTO-CIRCUITO NA BARRA 90130 DA GT11	63
VI.5	ILHAMENTO	67
VI.6	PERDA DA TURBINA A GÁS GT11	71
VI.7	PERDA DAS TURBINAS A GÁS GT11 E GT12.....	74
CAPÍTULO VII CONCLUSÕES E TRABALHOS FUTUROS 78		
VII.1	CONCLUSÕES	78
VII.2	TRABALHOS FUTUROS	80
REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS..... 81		
APÊNDICE A DADOS DO SISTEMA ELÉTRICO DA TKCSA..... 84		
APÊNDICE B ORGANON 101		
APÊNDICE C ENTRADA DE DADOS..... 111		

LISTA DE FIGURAS

Figura I.1 – Diagrama simplificado dos sistemas de controle de um gerador síncrono .	2
Figura I.2 – Diagrama simplificado do controle de potência de usinas termoelétricas a vapor	3
Figura I.3 – Sistema de controle simplificado para turbinas a gás de único eixo proposto por Rowen	5
Figura I.4 – Representação matemática simplificada da TG de eixo simples com acionamento mecânico e controle de IGV.....	7
Figura II.1 – Processo de Produção do Aço – Usina Integrada	12
Figura III.1 – Esquema simplificado do ciclo combinado [4].....	18
Figura III.2 – Ciclo aberto de turbinas a gás [12].....	19
Figura III.3 – Turbina a Gás 7HA da GE [14]	19
Figura III.4 – Detalhe do IGV (Inlet Guide Vane) [5].....	20
Figura III.5 – Caldeira de Recuperação de Calor [15]	22
Figura III.6 – Turbina a Vapor de Alta Eficiência D650 da GE [15].....	23
Figura III.7 – Turbina de único reaquecimento <i>tandem-compound</i>	24
Figura III.8 – Turbina de único reaquecimento <i>cross-compound</i>	24
Figura IV.1 – Diagrama de uma turbina a gás operando em ciclo aberto [27]	26
Figura IV.2 – Diagrama funcional de uma turbina a gás operando em ciclo aberto [27]	26
Figura IV.3 – Diagrama funcional da operação em ciclo aberto para turbina a gás – representação dos principais controladores.....	27
Figura IV.4 – Diagrama de bloco representativo do regulador de velocidade.....	28
Figura IV.5 – Controle de aceleração.....	28
Figura IV.6 – Diagrama de bloco representativo do protetor contra radiação.....	29
Figura IV.7 – Diagrama de bloco representativo do termopar	30
Figura IV.8 – Variação de temperatura	30

Figura IV.9 – Diagrama de bloco representativo do sistema de controle de temperatura	31
Figura IV.10 – Diagrama de blocos do sistema de combustível e posicionador da válvula	32
Figura IV.11 – Diagrama de blocos representativo do combustor	32
Figura IV.12 – Diagrama de blocos representativo do atraso ocasionado pela exaustão	33
Figura IV.13 – Diagrama de blocos representativo da inércia do compressor.....	33
Figura IV.14 – Cálculo da variação da temperatura para o <i>VIGV</i>	34
Figura IV.15 – Diagrama de blocos representativo do controle de temperatura do <i>VIGV</i>	35
Figura IV.16 – Limitador do <i>VIGV</i>	35
Figura IV.17 – Atuador do <i>VIGV</i>	36
Figura IV.18 – Diagrama de blocos representativo do <i>bias</i> do <i>VIGV</i>	36
Figura IV.19 – Diagrama de bloco representativo do seletor de valor mínimo.....	37
Figura IV.20 – Diagrama de blocos representativo da turbina a gás [27]	37
Figura IV.21 – Diagrama de blocos representando a caldeira de recuperação.	39
Figura IV.22 – Turbina tandem-compound – TKCSA.	40
Figura IV.23 – Diagrama de bloco da câmara de vapor	41
Figura IV.24 – Diagrama de bloco do reaquecedor.....	42
Figura IV.25 – Diagrama de bloco do crossover	43
Figura IV.26 – Diagrama de bloco do fator de participação.....	43
Figura IV.27 – Diagrama de bloco do limitador	44
Figura IV.28 – Diagrama esquemático da configuração <i>tandem-compound</i> com reaquecimento.....	44
Figura IV.29 – Diagrama de blocos da configuração <i>tandem-compound</i> com reaquecimento.....	45
Figura IV.30 – Diagrama da configuração geral de múltiplos eixos da operação em ciclo combinado	45

Figura IV.31 – Diagrama de blocos representativo do ciclo combinado (configuração 2:2:1). [27]	47
Figura V.1 – Modelo de turbina a vapor com ciclo dependente de duas turbinas a gás	52
Figura V.2 – Diagrama de blocos modelado para a turbina a gás da TKCSA no Organon	54
Figura VI.1 – Resposta em regime dos geradores das turbinas a gás.	58
Figura VI.2 – Resposta em regime do gerador da turbina a vapor.	58
Figura VI.3 – Temperatura de exaustão.....	58
Figura VI.4 – Rotação	59
Figura VI.5 – Atuação do IGV	59
Figura VI.6 – Sinais dos controles de velocidade, temperatura e aceleração.....	59
Figura VI.7 – Potência elétrica e mecânica das unidades a gás.	60
Figura VI.8 – Potência elétrica e mecânica da unidade a vapor.....	60
Figura VI.9 – Tensão na barra 9601 da SE Zona Oeste 500 kV	61
Figura VI.10 – Tensões nas barras de geração 90169 (vapor), 90130 e 90136 (gás) .	61
Figura VI.11 – Temperatura de exaustão.....	61
Figura VI.12 – Rotação	62
Figura VI.13 – Atuação do IGV	62
Figura VI.14 – Sinais dos controles de velocidade, temperatura e aceleração.....	62
Figura VI.15 – Fluxo de combustível (turbinas a gás).	63
Figura VI.16 – Erro de velocidade da turbina a gás.	63
Figura VI.17 – Potência elétrica e mecânica das unidades a gás.	64
Figura VI.18 – Potência elétrica e mecânica da unidade a vapor.....	64
Figura VI.19 – Tensões nas barras de geração 90169 (vapor), 90130 e 90136 (gás) .	64
Figura VI.20 – Temperatura de exaustão.....	65
Figura VI.21 – Rotação	65
Figura VI.22 – Atuação do IGV	65

Figura VI.23 – Sinais dos controles de velocidade, temperatura e aceleração.....	66
Figura VI.24 – Fluxo de combustível (turbinas a gás).	66
Figura VI.25 – Erro de velocidade da turbina a gás.	66
Figura VI.26 – Potência elétrica e mecânica das unidades a gás.	68
Figura VI.27 – Potência elétrica e mecânica da unidade a vapor.....	68
Figura VI.28 – Tensões nas barras de geração 90169 (vapor), 90130 e 90136 (gás). ..	68
Figura VI.29 – Temperatura de exaustão.....	69
Figura VI.30 – Rotação.....	69
Figura VI.31 – Atuação do IGV	69
Figura VI.32 – Sinais dos controles de velocidade, temperatura e aceleração.....	70
Figura VI.33 – Fluxo de combustível (turbinas a gás).	70
Figura VI.34 – Erro de velocidade da turbina a gás.	70
Figura VI.35 – Potência elétrica e mecânica das unidades a gás.	71
Figura VI.36 – Potência elétrica e mecânica da unidade a vapor.....	71
Figura VI.37 – Tensões nas barras de geração 90169 (vapor), 90130 e 90136 (gás). ..	72
Figura VI.38 – Temperatura de exaustão.....	72
Figura VI.39 – Rotação.....	72
Figura VI.40 – Atuação do IGV	73
Figura VI.41 – Sinais dos controles de velocidade, temperatura e aceleração.....	73
Figura VI.42 – Fluxo de combustível (turbinas a gás).	73
Figura VI.43 – Erro de velocidade da turbina a gás.	74
Figura VI.44 – Potência elétrica e mecânica das unidades a gás.	74
Figura VI.45 – Potência elétrica e mecânica da unidade a vapor.....	75
Figura VI.46 – Tensões nas barras de geração 90169 (vapor), 90130 e 90136 (gás). ..	75
Figura VI.47 – Temperatura de exaustão.....	75
Figura VI.48 – Rotação.....	76
Figura VI.49 – Atuação do IGV	76

Figura VI.50 – Sinais dos controles de velocidade, temperatura e aceleração.....	76
Figura VI.51 – Fluxo de combustível (turbinas a gás).	77
Figura VI.52 – Erro de velocidade da turbina a gás.	77
Figura VII.1 – Diagrama Unifilar da Rede Equivalente da TKCSA	86
Figura VII.2 – Diagrama Unifilar da TKCSA – Acesso ao SIN.....	87
Figura VII.3 – Diagrama Unifilar da TKCSA – Rede Interna.....	89
Figura VII.4 – Diagrama Unifilar da TKCSA – Rede ASU.....	91
Figura VII.5 – Modelo da Curva de Saturação da TKCSA – Rede ASU	92
Figura VII.6 – Diagrama Unifilar da TKCSA – Rede UTILITY 2.....	93
Figura VII.7 – Diagrama Unifilar da TKCSA – Rede SINTERIZAÇÃO.....	94
Figura VII.8 – Diagrama Unifilar da TKCSA – Rede ALTO FORNO	95
Figura VII.9 – Diagrama Unifilar da TKCSA – Rede UTILITY 3.....	96
Figura VII.10 – Diagrama Unifilar da TKCSA – Rede TERMELÉTRICA.....	97
Figura VII.11 – Modelo da Curva de Saturação da TKCSA – Rede TERMELÉTRICA	98
Figura VII.12 – Diagrama Unifilar da TKCSA – Rede VOTORANTIN.....	99
Figura VII.13 – Diagrama Unifilar da TKCSA – Rede ACIARIA.....	100
Figura VII.14 – Modelo simplificado de turbina a vapor e regulador de velocidade ...	109
Figura VII.15 – Linguagem MDU do Organon	110
Figura VII.16 – Resposta de turbina a vapor para um curto-circuito e perda de ramo.	110

LISTA DE TABELAS

Tabela V.1 – Dados de operação da turbina a gás (fabricante)	49
Tabela V.2 – Dados de operação da turbina a gás real.	49
Tabela V.3 – Dados de operação da turbina a gás na base PU.....	50
Tabela VII.1 – Parâmetros da rede da TKCSA – Acesso ao SIN	87
Tabela VII.2 – Parâmetros da rede de distribuição da TKCSA – Rede Interna	88
Tabela VII.3 – Medições de potência e parâmetros das cargas	90
Tabela VII.4 – Parâmetros da rede da TKCSA – Rede ASU.....	91
Tabela VII.5 – Parâmetros dos motores síncronos da TKCSA – Rede ASU	92
Tabela VII.6 – Parâmetros da Curva de Saturação da TKCSA – Rede ASU.....	92
Tabela VII.7 – Parâmetros da rede da TKCSA – Rede UTILITY 2	93
Tabela VII.8 – Parâmetros da rede da TKCSA – Rede SINTERIZAÇÃO	94
Tabela VII.9 – Parâmetros da rede da TKCSA – Rede ALTO FORNO	95
Tabela VII.10 – Parâmetros da rede da TKCSA – Rede UTILITY 3	96
Tabela VII.11 – Parâmetros da rede da TKCSA – Rede TERMELÉTRICA.....	97
Tabela VII.12 – Parâmetros dos geradores da TKCSA – Rede TERMELÉTRICA	98
Tabela VII.13 – Parâmetros da Curva de Saturação da TKCSA – Rede TERMELÉTRICA	98
Tabela VII.14 – Parâmetros da rede da TKCSA – Rede VOTORANTIN.....	99
Tabela VII.15 – Parâmetros da rede da TKCSA – Rede ACIARIA	100
Tabela VII.16 – Previsor	104
Tabela VII.17 – Corretor	104
Tabela VII.18 – Blocos/funções de controle disponíveis	107

CAPÍTULO I

INTRODUÇÃO

I.1 Motivação

Este trabalho foi desenvolvido como parte de um projeto de Pesquisa e Desenvolvimento (P&D) onde é apresentado o desenvolvimento do modelo de um complexo siderúrgico com co-geração baseada em uma Usina Termoelétrica (UTE) de ciclo combinado, consistindo de duas turbinas a gás e uma a vapor, modelados e implementados no programa Organon. Onde a minha contribuição se deu nos seguintes aspectos:

- ✓ Pesquisa na literatura sobre as principais características do ciclo combinado tais como: centrais térmicas a gás, centrais térmicas a vapor, as centrais térmicas em ciclo combinado, definições dos principais componentes de usinas térmicas em ciclo combinado e modelagens matemática dos equipamentos envolvidos.
- ✓ Foi realizado um levantamento sobre as principais etapas do processo de fabricação de aço da TKCSA.
- ✓ Levantamento dos programas computacionais utilizados para a simulação de desempenho de ciclos combinados.
- ✓ Desenvolvimento matemático de cada equipamento do ciclo combinado com os parâmetros do complexo siderúrgico;
- ✓ Implementação dos modelos matemáticos na linguagem MDU (Modelo Definido pelo Usuário) do Organon;
- ✓ Desenvolvimento da rede elétrica equivalente da TKCSA, através de informações de ensaios de fábrica, dados de placas e manuais de cada equipamento.
- ✓ Realização de simulações para analisar o comportamento do modelo frente as principais perturbações sistêmicas.

As turbinas a gás deste complexo possuem características únicas no processo siderúrgico do Brasil. Pois a turbina a gás, GT11N2 da Alstom, possui, além da capacidade de utilizar os combustíveis convencionais de turbinas a gás, como: gás natural e óleo combustível, pode queimar combustíveis especiais, tais como gases de baixo poder calorífico proveniente de usinas de aço, como gases do alto forno (BFG), ou gases residuais de

processos químicos. É a maior turbina a gás no mundo capaz de funcionar em carga base com queima exclusivamente de gases de baixo poder calorífico, sem mistura com gases de poder calorífico superior [28].

Uma das principais motivações para este projeto de pesquisa está na não existência de programas computacionais com facilidade para simulação conjunta de sistemas termoelétricos com níveis de detalhes acurados tanto dos subsistemas termodinâmicos quanto eletrodinâmicos.

Nesta dissertação são apresentados os principais equipamentos a serem modelados, o que inclui a rede elétrica, com ênfase no modelo dinâmico dos geradores e respectivas turbinas.

O que diferencia tais análises em comparação com estudos tradicionais de sistemas elétricos é que neste projeto será feito um detalhamento da rede elétrica interna da TKCSA com representação de dispositivos de controle e proteção e da rede térmica, sendo as duas interligadas pelo sistema de cogeração.

I.2 Objetivo

A confiabilidade de um sistema de potência é obtida não só pelo fornecimento de energia ininterrupto, mas também pela qualidade desta energia, ou seja, frequência e tensão constantes, já que os aparelhos consumidores geralmente são projetados para operar com estes parâmetros fixos, admitindo somente uma pequena variação em torno de seus valores nominais. A regulação destas grandezas é efetuada basicamente por dois sistemas de controle: o regulador de velocidade e o sistema de excitação, como mostra o diagrama da Figura I.1.

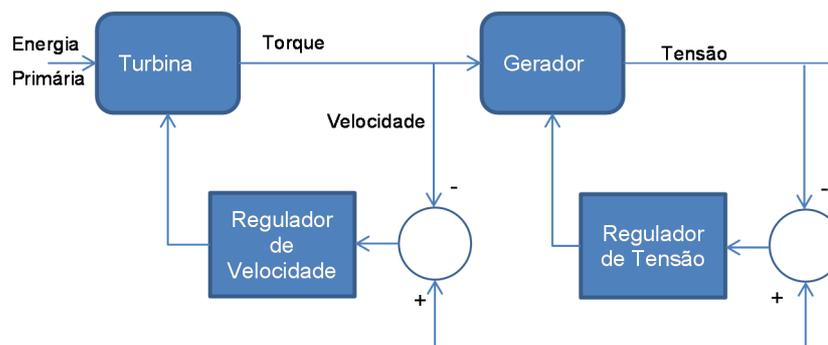


Figura I.1 – Diagrama simplificado dos sistemas de controle de um gerador síncrono

Para a grande maioria dos estudos de sistemas elétricos de potência, considera-se que a fonte primária de energia tem capacidade de oferecer a potência requisitada pelos controles de forma ilimitada. Considerando que os períodos de simulação nestes estudos são de poucos segundos, tal suposição é verdadeira no caso da grande maioria de hidroelétricas e uma boa aproximação no caso de termoeletricas. Entretanto, para períodos de simulação maiores (longo termo) há a necessidade de se representar adequadamente a dinâmica das fontes primárias de energia, por exemplo, no caso das termoeletricas. Assim, o esquema da Figura I.1, pode ser expandido, conforme mostrado na Figura I.2.

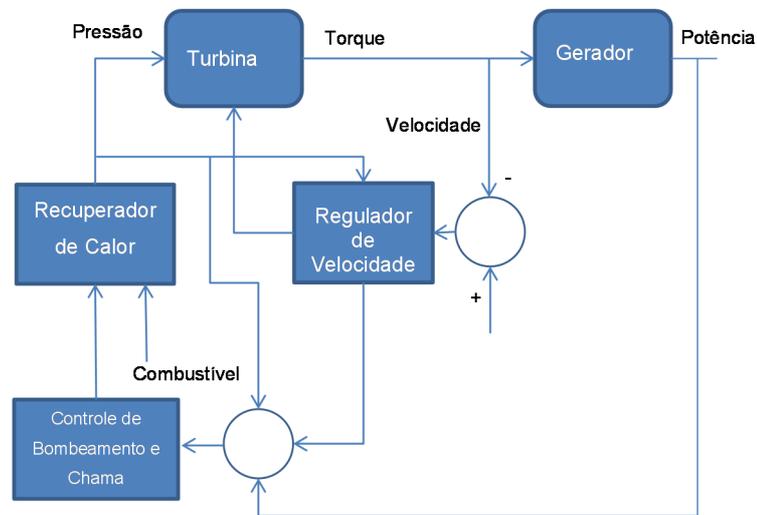


Figura I.2 – Diagrama simplificado do controle de potência de usinas termoeletricas a vapor

O principal objetivo desta dissertação é fazer um levantamento e o desenvolvimento dos modelos matemáticos dos principais equipamentos térmicos da usina termoeletrica de ciclo combinado TKCSA para avaliar a influência da variação da fonte primária de energia no fornecimento da potência requisitada pelos controles dos equipamentos. Esta análise foi feita no programa computacional Organon, capaz de modelar e simular os componentes específicos que compõe o ciclo combinado, tanto para os equipamentos termodinâmicos quanto eletromecânicos.

I.3 Revisão Bibliográfica

Esta seção destina-se à revisão da literatura e descrição do estado da arte quanto aos principais pontos que irão compor o tema da dissertação.

De forma a aprofundar o conhecimento teórico referente às características do ciclo combinado tais como: centrais térmicas a gás, centrais térmicas a vapor, as centrais térmicas em ciclo combinado, definições dos principais componentes de usinas térmicas em ciclo combinado e modelagens matemática dos equipamentos envolvidos foram utilizadas diversas fontes que encontram-se como referências bibliográficas deste trabalho.

A referência [1] apresenta o manual do programa Organon, que foi o *software* base utilizado nas análises deste trabalho. O Organon é uma *ferramenta* avançada de simulação de sistemas elétricos de potência, cujas principais características são a simulação rápida de fenômenos eletromecânicos, avaliações automáticas de segurança e abrangência de todos os aspectos importantes para a segurança (limites térmico, de tensão e de estabilidade). O Organon combina os métodos lineares multi-passo conforme apresentado na referência [2].

A referência [3] apresenta um estudo de “Análise do Aterramento Ressonante do Sistema de Distribuição de Energia em 138 kV da THYSSENKRUPP CSA Companhia Siderúrgica do Atlântico”. Onde foi possível retirar as informações necessárias dos equipamentos e da rede elétrica a ser modelada para o sistema elétrico estudado.

A referência, Rowen – 1983, [7] apresenta uma representação matemática simplificada de turbinas a gás com eixo simples para utilização em análises dinâmicas do sistema elétrico de potência. Onde é feita a representação funcional da turbina e o seu sistema de controle.

A representação do controle é composta pelo regulador de velocidade, controle de temperatura e controle de aceleração. A principal malha de controle é a de velocidade, as malhas de temperatura e aceleração atuam como limitadores. A malha de temperatura controla a temperatura na entrada da turbina para que não ultrapasse os limites suportados pelo material. A malha de aceleração atua na ocorrência de eventos como a partida da máquina ou na ocorrência de rejeições de carga.

O modelo consiste no desenvolvimento de um controlador, que ajusta a quantidade de combustível injetado na câmara de combustão da turbina a gás a partir da seleção do mínimo valor encontrado de temperatura, velocidade e aceleração.

O sinal de controle da temperatura é o sinal elétrico correspondente à temperatura de referência da turbina a gás. Para realizar esta medição, faz-se o uso de dois tipos de sensores:

protetor contra radiação e termopar. Os dois medidores introduzem um atraso na medição da temperatura.

Para o controle da vazão de combustível o atuador corresponde à válvula de combustível que tem a função de controlar a vazão de combustível na turbina a gás, cuja resposta é proporcional ao sinal de comando de combustível. O modelo da válvula é simplificado e desconsidera a dinâmica da pressão no sistema de injeção.

O sinal de controle de velocidade é regulado a partir da frequência da rede elétrica, e não são permitidas grandes variações.

O controle de aceleração atua respeitando os limites de variação de velocidade, a inércia do conjunto rotativo, acoplamento de carga, bem como parâmetros físicos estabelecidos pelo fabricante da turbina a gás e condições de operação.

A Figura I.3 mostra o sistema de controle desenvolvido por Rowen [7]. Este modelo de sistema de controle é amplamente citado e utilizado na literatura. Este tipo de modelo apresenta um avanço com relação a simplicidade, devido à utilização de um número reduzido de parâmetros que garantem o funcionamento da turbina a gás dentro de um limite de operação estabelecido. A limitação do modelo desenvolvido por Rowen [7], por ser um modelo simplificado, está no fato deste ter resultados válidos para a faixa de rotação entre 95 % e 107 % da rotação nominal e para a faixa de potência nominal entre 18 – 106 MW (24.000 – 142.000 HP). O modelo pode ser utilizado em operação com combustíveis líquidos ou gasosos, operações isoladas ou em paralelo.

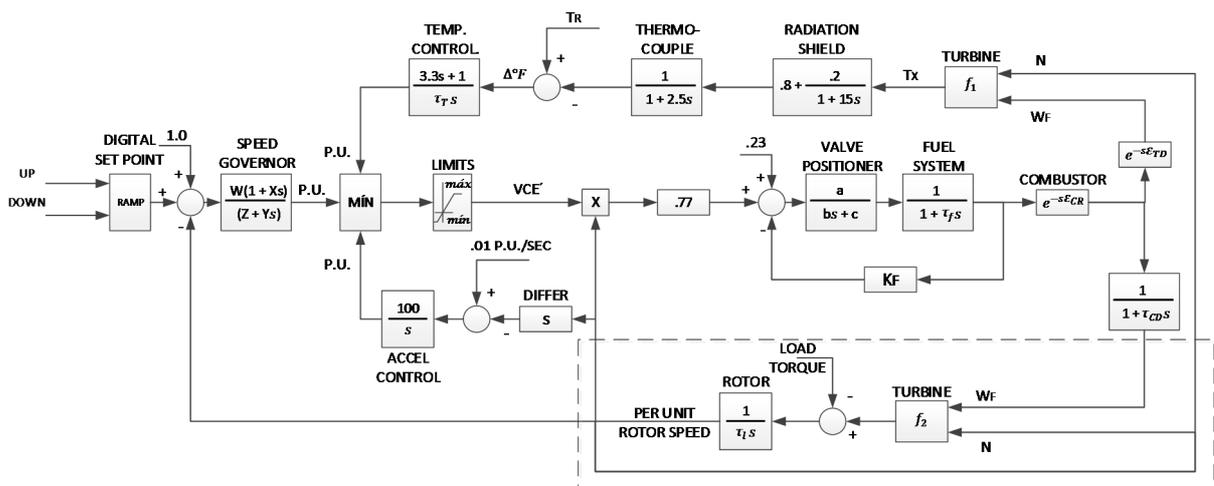


Figura I.3 – Sistema de controle simplificado para turbinas a gás de único eixo proposto por Rowen

O principal objetivo para a utilização de um seletor com valor mínimo para os sinais de entrada de temperatura, aceleração e velocidade é a proteção do sistema, pois o mínimo valor selecionado garante o funcionamento da turbina a gás e evita o apagamento da câmara de combustão, garantindo a abertura mínima da válvula de injeção de combustível.

A referência, Rowen – 1992, [8] apresenta um melhoramento e/ou um complemento do modelo desenvolvido anteriormente pelo autor em Rowen – 1983, [7]. A representação matemática genérica da turbina a gás é similar ao proposto anteriormente. A evolução do modelo proposto consiste na representação de todo o controle já representado e a implementação da modelagem na atuação da temperatura ambiente e das aletas guia de entrada do compressor (IGV). O autor apresenta de forma detalhada o ciclo térmico da turbina a gás, além de mencionar a sua utilização para operações em ciclo combinado.

Adicionando uma malha de controle pode-se utilizar o valor da temperatura de saída da turbina a gás para fazer o controle da abertura ou fechamento da área entre pás da grade do IGV do compressor, o intuito é o de variar a vazão de ar na entrada do motor. Utilizando este sistema é possível operar a turbina a gás na faixa de 80 a 100% da potência nominal e reduzir o consumo de combustível em até 3% [8].

Assim como a modelagem anterior, o autor utiliza o controle de velocidade, o controle de temperatura, o controle de aceleração e o limitador da mesma forma. O autor incorporou o controle do IGV visando otimizar a temperatura de exaustão em perturbações de carga e garantir uma resposta rápida na tomada e perda de carga. Aplicações onde utiliza-se recuperadores de calor, a melhor resposta do controle para uma perturbação de carga é obtida quando a temperatura de exaustão da turbina a gás é máxima. Isto é, quando o IGV se fecha.

O fluxo de ar no ciclo é controlado pela abertura e fechamento do IGV, diminuindo a razão ar/combustível no combustor e conseqüentemente a temperatura de exaustão. Procedimento necessário para o caso em que ocorre a recuperação de calor através das caldeiras de recuperação de calor.

A Figura I.4 mostra uma representação matemática de turbina a gás de eixo simples com acionamento mecânico e controle de IGV. Este modelo foi desenvolvido por Rowen [8], atualizando o modelo antigo, também proposto por ele [7], que não contava com tal abertura de IGV. Dessa maneira, amplia-se seus limites de operação, permitindo também que a turbina a gás opere com economia de combustível.

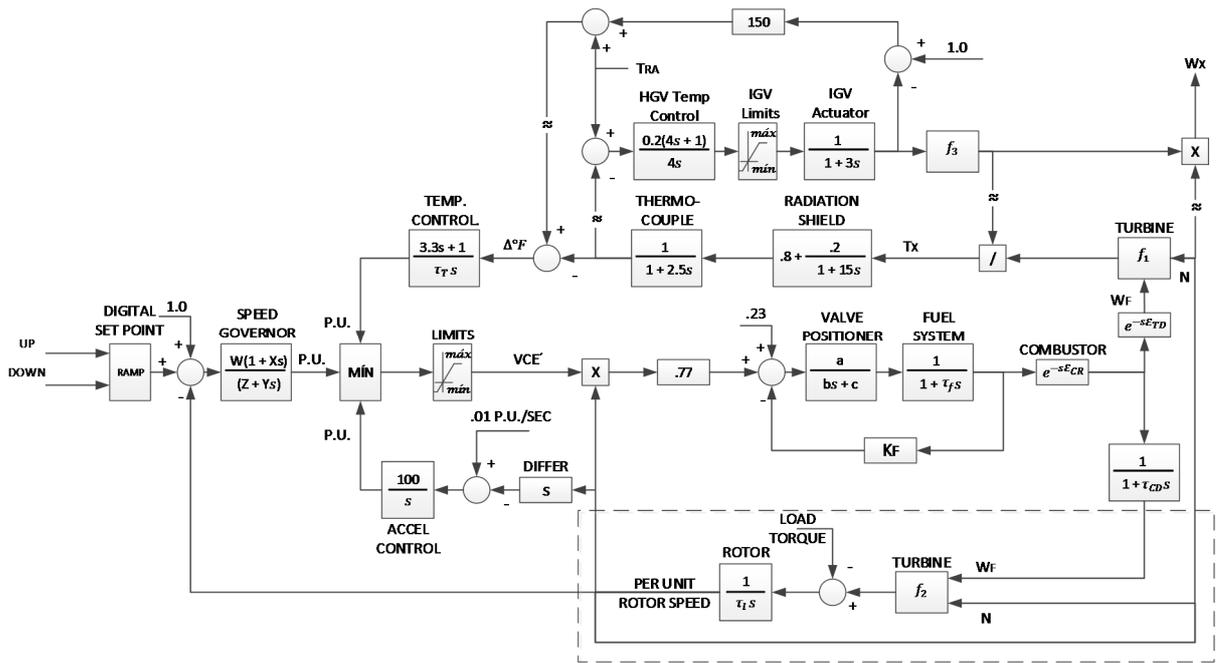


Figura I.4 – Representação matemática simplificada da TG de eixo simples com acionamento mecânico e controle de IGV

A função de transferência de cada bloco do sistema de controle da Figura I.4 foi obtida a partir de dados experimentais, nos quais as curvas de operação em função do tempo representam a dinâmica real da turbina a gás em questão. Tais curvas podem ser representadas através de equações com variações temporais, que são transformadas para o domínio da frequência via Transformada de Laplace. A partir das equações no domínio da frequência a função transferência é encontrada e a montagem do diagrama de blocos pode ser realizada.

Cada componente do sistema de controle (temperatura, aceleração, IGV, velocidade) possui um bloco de controle. A partir do modelamento do sistema podem ser estabelecidos ajustes nos parâmetros de controles como ganhos, tempo de resposta, entre outros.

A referência, MASSUCO, [10] apresenta a metodologia utilizada para a caldeira de recuperação de calor (HRSG) neste estudo. A metodologia desenvolvida pelo autor representa os atrasos causados pela transferência de calor no tubo de metal e o atraso referente ao armazenamento do vapor. Portanto, segundo o autor, a contribuição da caldeira de recuperação para uma central térmica operando em ciclo combinado pode ser aproximada, de forma satisfatória, pela inserção de duas constantes de tempo na malha de controle na saída do fluxo de gás de exaustão da turbina a gás.

A referência, Kundur – 1994, [21] apresenta uma base teórica de controle e estabilidade do sistema de potência. Onde foi utilizado como base para definições dos tipos de

configurações das turbinas a vapor, como as turbinas a vapor com seus múltiplos estágios dos tipos, *tandem-compound* e a do tipo *cross-compound*.

Foi realizado um levantamento dos programas computacionais utilizados para a simulação de desempenho de ciclos combinados como um todo, bem como programas computacionais que podem ser utilizados para a simulação de componentes específicos que compõe o ciclo combinado. A profundidade com que estes assuntos são tratados depende de caso a caso e da disponibilidade das informações em literatura aberta.

Os programas computacionais disponíveis comercialmente são desenvolvidos para tarefas e configurações específicas e, portanto, não são de uso geral, para qualquer configuração e aplicação. Por serem desenvolvidos desta forma são, na maioria das vezes, “engessados”, portanto não poderão ser utilizados para um determinado tipo de estudo se o mesmo não foi previamente previsto. Estes programas, por exemplo, não permitem que usuários, mesmo que em estágio avançado, tenham acesso ao código fonte, permitindo a eles modificar o código para implementar o caso específico que precisa para seu estudo, o que impossibilita determinados tipos de estudos/aplicação.

A seguir são descritos alguns exemplos de programas computacionais existentes, que se tem acesso em literatura aberta, mais referenciados em artigos científicos.

Programas computacionais especializados em turbinas a gás:

- Arquitetura do sistema de modelagem convencional baseado em linguagem FORTRAN;
- Sistema de modelagem MOPS e MOPED;
- A arquitetura de modelagem do GasTurb®;
- A arquitetura de modelagem orientada a objeto do GSP®;
- Ambiente de modelagem termodinâmico para turbina a gás em tempo real, TERTS®;
- Modelo de simulação para diagnósticos do motor;
- Outros sistemas de modelagem 0-D.

Programas computacionais especializados em turbinas a vapor:

- Programa computacional AxStream®;
- Programa computacional AXIAL®;
- Programa computacional TURBN®;
- Programa computacional TurbAero®.

Programas computacionais utilizados para cálculo de Caldeiras de Recuperação:

- Programa computacional Intertek;
- Programa computacional CU Services LLC & Thermal Analysis Systems Co;
- Programa computacional ProTRAX;
- Programa computacional ASPENTECH HYSYS.

Programas computacionais para cálculo de desempenho de Ciclo Combinado:

- Programa computacional Cycle-Tempo TUDELFT;
- Programa computacional TERMOFLOW;
- Programa computacional GateCycle;
- Programa computacional DYNSSIM.

Programas Computacionais para Simulação de Sistemas Elétricos:

- Programa computacional ANATEM;
- Programa computacional ORGANON;
- Programa computacional PSS®E;
- Programa computacional CYME;
- Programa computacional DigSilent;
- Programa computacional TSAT;
- Programa computacional ETAP;
- Programa computacional POM-TS;
- Programa computacional Eurostag®.

I.4 Estrutura da Dissertação

Este trabalho está dividido em 7 capítulos, além de 3 apêndices que serão sucintamente descritos a seguir:

O Capítulo I apresenta uma introdução geral sobre o assunto abordado, bem como a motivação, o objetivo e a revisão bibliográfica do tema abordado neste trabalho.

No Capítulo II é feita uma apresentação sucinta do processo de produção do aço na maioria das usinas siderúrgicas de acordo com seu processo produtivo.

O Capítulo III apresenta o conceito de usinas que operam em ciclo combinado, descrevendo os principais equipamentos utilizados neste tipo de geração.

O Capítulo IV apresenta a metodologia e os modelos matemáticos dos principais equipamentos utilizados em ciclo combinado disponíveis na literatura.

O Capítulo V apresenta a representação matemática dos equipamentos no programa Organon e os desenvolvimentos realizados no programa Organon de forma a viabilizar as análises propostas.

O Capítulo VI apresenta as simulações e análises realizadas para verificar as influências dos elementos de controle da turbina a gás de acordo com a modelagem proposta.

O Capítulo VII apresenta as conclusões obtidas com as análises realizadas e propõe sugestões de trabalhos futuros.

O Apêndice A apresenta o detalhamento da rede elétrica do empreendimento utilizado.

O Apêndice B apresenta uma introdução explicativa do programa Organon, sua Metodologia de Simulação, sua forma de Cálculo em Regime Permanente e o seu Método de Integração Numérica utilizado.

O Apêndice C apresenta a modelagem das turbinas, de regulador de tensão, PSS, parâmetros dos geradores e motores síncronos utilizados no Organon.

CAPÍTULO II

COMPLEXO SIDERÚRGICO DA TKCSA

II.1 Introdução

A ThyssenKrupp CSA (TKCSA) é um complexo siderúrgico integrado produtor de placas de aço de alta qualidade, localizado no Distrito Industrial de Santa Cruz, Zona Oeste da cidade do Rio de Janeiro. O empreendimento, que ocupa uma área de 9 km², é fruto de parceria do grupo alemão ThyssenKrupp com a brasileira Vale. A planta da CSA tem capacidade de produzir 5 milhões de toneladas de placas de aço por ano, conta com uma usina termelétrica e um terminal portuário próprio para recebimento do carvão importado e exportação das placas de aço. Além das placas de aço Premium para exportação, principal produto da empresa, a planta também fornece 260 MW de energia para o Sistema Interligado Nacional, gerada a partir dos vapores e gases do processo produtivo [22].

O complexo siderúrgico ThyssenKrupp CSA conta com as seguintes unidades de produção: Termelétrica, Sistema de Gás, Unidade de Separação de Ar (*ASU - Air Separation Unit*), Porto, Coqueria, Sinterização, Planta de tratamento de Água Alto-Forno, Aciaria e Lingotamento Contínuo. Este capítulo apresenta uma visão geral do processo de produção do aço na siderúrgica TKCSA.

II.2 Processo de produção do aço

O processo de produção do aço na maioria das usinas siderúrgicas classifica-se de acordo com seu processo produtivo em integradas e semi-integradas.

➤ Usinas integradas

São usinas que operam as três fases básicas do processo siderúrgico: redução, refino e laminação. Produzem aço a partir do ferro gusa líquido em alto-forno, a partir do minério de ferro, com o uso de coque ou carvão vegetal como redutor. A transformação do ferro gusa em

aço (refino) é feita em fornos a oxigênio. Nessas usinas o combustível mais utilizado é o carvão mineral.

➤ Usinas semi-integradas

São usinas que operam duas fases do processo siderúrgico: refino e laminação. Estes tipos de usinas partem de ferro gusa, ferro esponja ou sucata metálica adquiridas de terceiros transformando-os em aço em aciarias elétricas e posteriormente a sua laminação. Nessas usinas o insumo mais utilizado são as sucatas de aço.

A Figura II.1 apresenta um esquemático do processo de produção do aço da TKCSA, que tem seu processo produtivo da forma integrada. A seguir é apresentado um descritivo de cada processo representado.

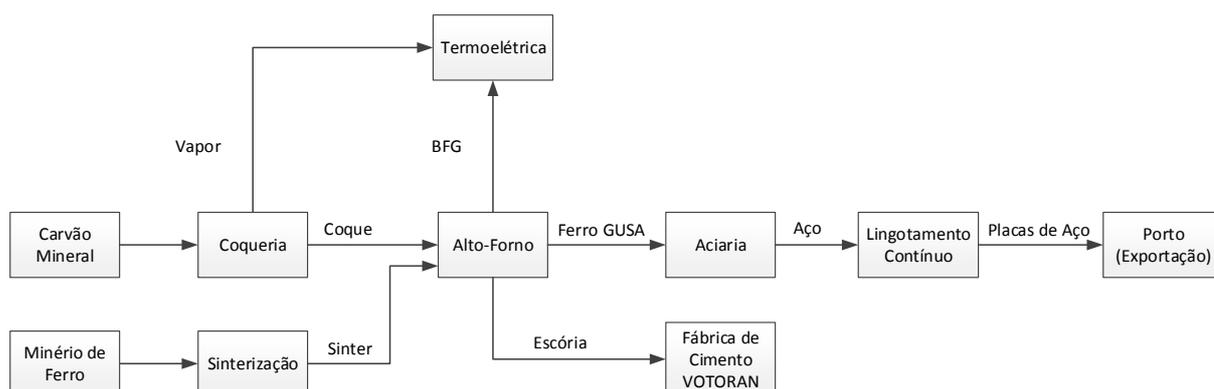


Figura II.1 – Processo de Produção do Aço – Usina Integrada

II.2.1 Preparação do minério e do carvão

O minério de ferro encontra-se sob a forma de pó e necessita passar por um processo de aglomeração, via sinterização ou pelletização, dando origem, respectivamente, ao sinter e às pelotas que serão usadas no alto-forno.

O carvão mineral contém elementos indesejáveis (compostos voláteis) ao processo produtivo de aço. Para a retirada destes elementos voláteis, o carvão é aquecido em fornos (coquerias) sendo então convertido em coque e subprodutos carboquímicos.

II.2.2 Coqueria

A coqueria é suprida pelos pátios de carvão mineral. Esse carvão é dosado e britado até atingir a granulometria ideal para o processo de coqueificação, que consiste em submeter uma mistura de carvões de características adequadas a destilação em fornos com temperaturas elevadas e ausência de oxigênio. O coque é desenfundado, resfriado e conduzido aos altos-fornos. Os gases gerados no processo de coqueificação são conduzidos para a área de carbo-químico, onde, toda partícula fina de carvão é capturada pelos coletores de pó e precipitadores eletrostáticos e reaproveitados no processo.

A planta de coque da TKCSA é do tipo Heat Recovery, nela, todo o calor residual nos gases proveniente da queima do material volátil é recuperado através de caldeiras ocorrendo à produção de vapor superaquecido (alta pressão e temperatura) que conseqüentemente será utilizado na termelétrica.

II.2.3 Sinterização

A sinterização é suprida pelos pátios de minério de ferro. Parte do minério de ferro que se encontra sob a forma de pó passa por um processo de aglomeração, via sinterização ou pelletização, dando origem, respectivamente, ao sinter, às pelotas e ao minério de ferro de maior granulometria, que são usadas na carga do alto-forno.

II.2.4 Alto-forno

O alto-forno é considerado um componente vital para uma siderúrgica, é onde ocorre a primeira etapa de produção do ferro em forma líquida ou ferro gusa. O gusa é uma liga de ferro e carbono com um teor de carbono muito elevado. O alto-forno recebe as duas principais matérias prima do processo, que é o minério de ferro e o carvão em temperaturas que chegam a 1500 °C, com isso o ferro se liquefaz e se transforma em ferro gusa. O ferro gusa é então levado para a Aciaria para ser refinado e transformado em aço.

O carvão possui duas finalidades na fabricação do aço. Uma como combustível, alcançando temperaturas em torno de 1.500 °C, necessárias à fusão do minério. A outra como redutor, associando-se ao oxigênio que se desprende do minério com a alta temperatura, deixando livres os átomos de ferro. O processo de remoção do oxigênio do ferro para ligar-se

ao carbono chama-se redução e ocorre no alto forno. No processo de redução é separado as impurezas como calcário, sílica etc, formando a escória, que é matéria-prima para a fabricação de cimento.

II.2.5 Aciaria

A aciaria é responsável pela diminuição do teor de carbono e das impurezas do ferro gusa e adições de elementos de liga até os valores desejados para os diferentes tipos de aço. O processo consiste na injeção de oxigênio no ferro gusa líquido junto com a adição de cal para retirar as impurezas e escórias para formar o aço.

O processo de fabricação do aço consiste em basicamente duas etapas: o refino primário, e o refino secundário ou metalurgia de panela. Na primeira etapa estão contidos os processos de dessulfuração e sopro de oxigênio em conversores. Já na segunda etapa, realiza-se o borbulhamento de argônio e, em seguida, a degaseificação a vácuo ou o aquecimento químico AHF¹. O principal objetivo na dessulfuração é fornecer o ferro gusa ao conversor com o teor de enxofre e temperatura dentro dos limites especificados. Através do sopro de oxigênio e adição de fundentes e ligas, nos conversores as matérias primas gusa e sucata/minério são transformadas em aço líquido bruto com temperatura e composição química dentro da faixa objetivada. Na EBA² ocorre a desoxidação do aço (se necessário) e a adição de Fe-ligas para ajuste de alguns elementos, além das homogeneizações da temperatura e da composição química. Estas se estendem ainda até o degaseificador RH³ e ao Aquecimento Químico – AHF, onde também ocorre a flotação de inclusões, descarburagem, resfriamento da corrida e o aquecimento do banho.

II.2.6 Lingotamento Contínuo

Lingotamento contínuo é o processo pelo qual o aço líquido é vazado continuamente em um molde de cobre refrigerado com água para solidificar, após é cortado já na forma de placa, tarugo ou blocos. Antes da utilização de lingotamento contínuo, o aço era derramado

¹ Aluminium Heating Facility

² Estação de Borbulhamento de Argônio

³ Ruhrstahl Heraeus

em moldes estacionários para formar lingotes, no chamado lingotamento convencional. Após o lingotamento as placas são cortadas, marcadas e transportadas para a exportação.

II.2.7 Porto

A TKCSA possui um terminal portuário próprio onde possui dois berços de atracação, um para recebimento das matérias primas, carvão e coque, e outro para exportação das placas para unidades do grupo nos Estados Unidos e na Alemanha [22].

II.2.8 Fábrica de Cimento Votorantim

A escória, um subproduto do processo de fabricação de ferro-liga no alto-forno, é reaproveitada na fabricação de cimento em uma unidade da Votorantim localizada dentro do complexo.

II.2.9 Unidade de Separação de Ar (ASU – Air Separation Unit)

A fábrica de gases (ASU – *Air Separation Unit*) é responsável pelo suprimento de ar soprado (BFA), ar seco comprimido (CDA), oxigênio (GOX), nitrogênio (GAN) e argônio (GAR) para os processos industriais. O BFA é fornecido pelos motores sopradores (*Blower*) a 120 °C individualmente para cada alto-forno. O BFA é aquecido a 1.250 °C nos regeneradores dos altos-fornos sendo responsável por manter a carga, nos estados sólido e líquido, em suspensão. Já o CDA é fornecido pelos motores compressores (MAC) sendo utilizado como fonte de energia para produzir os gases técnicos nas duas unidades de separação de ar (ASU). Além disso, o CDA também é distribuído para as unidades de produção tendo diversas aplicações como por exemplo para o acionamento de válvulas.

Os altos fornos e a Aciaria são os maiores consumidores dos gases técnicos do complexo siderúrgico. O oxigênio é usado para enriquecer o BFA nos altos-fornos, permitindo

um aumento na taxa de injeção de *finos de carvão*⁴ e conseqüente melhor eficiência na produtividade do ferro gusa. Na aciaria, onde se tem a conversão do ferro gusa líquido em aço, o oxigênio é injetado em altas velocidades, reduzindo o teor das impurezas do aço. O nitrogênio, por ser um gás inerte, é muito utilizado no transporte e inertização dos finos de carvão e, também no sistema de distribuição de gases combustíveis (gás substituto e gás misto) para corrigir o poder calorífico do gás natural quando não há produção de gás de Aciaria (BOF) e gás de alto-forno (BFG). Já o argônio, sendo um gás nobre, é usado na aciaria para produção de aços mais elaborados [22].

II.2.10 Termoelétrica

Além das placas de aço Premium para exportação, principal produto da empresa, a usina também fornece 260 MW de energia para o Sistema Interligado Nacional (SIN), gerada a partir dos vapores e gases do processo produtivo [22].

A TKCSA tem capacidade instalada de 490 MW. Essa potência é obtida através de dois geradores acionados por turbinas a gás, com capacidade nominal de 90 MW, e um gerador acionado por uma turbina a vapor, com capacidade de 310 MW.

Para a geração de energia são utilizados basicamente gases residuais de processo, como o gás de alto-forno, utilizados nas turbinas a gás, e o vapor proveniente das caldeiras de recuperação de calor da coqueria. No caso de falta de gás de alto-forno, as turbinas a gás podem operar abastecidas por gás natural fornecido pela CEG Rio de Janeiro – Gás Natural Fenosa, com potência limitada, para manter o controle de frequência no sistema interno de 138kV, no caso de operação isolada do SIN [3].

Toda a modelagem da rede elétrica da TKCSA é apresentada no Apêndice A.

⁴ Finos de carvão e finos de coque são materiais resultantes da movimentação e peneiramento dos carvões e do coque. Apresentam-se na forma de pequenas partículas. Principais aplicações: como combustível para reuso na siderurgia ou outras indústrias.

CAPÍTULO III

USINAS DE CICLO COMBINADO

III.1 Introdução

Com a oferta maior de gás natural e a respectiva redução dos seus preços, a geração de energia termoelétrica vem aumentando cada vez mais no Brasil e no mundo. O ciclo combinado tornou-se uma importante alternativa para a expansão dessa geração de energia elétrica.

A produção de energia elétrica em ciclo combinado ocorre através de turbinas a gás e a vapor movida pela queima de combustível, gás natural ou óleo diesel, diretamente acoplada a um gerador.

A turbina a gás comprime o ar atmosférico e o mistura com o combustível que é aquecido a uma temperatura elevada. A mistura ar-combustível quente move-se através das lâminas de turbina a gás, fazendo-os girar. A turbina aciona um gerador que converte uma parte da energia em electricidade. O calor de escape da turbina a gás que seria descartado pela chaminé de exaustão é captado pelo recuperador de calor (Heat Recovery Steam Generator – HRSG). O HRSG cria o vapor com o calor de escape da turbina a gás e o entrega para a turbina a vapor. Assim como na turbina a gás, a turbina a vapor aciona um gerador que converte esta energia em energia elétrica adicional.

A geração de energia elétrica em ciclo combinado utiliza-se de ciclos termodinâmicos de forma a aumentar a eficiência do seu processo. A combinação do ciclo simples da turbina a gás, ciclo ideal (ciclo Brayton), com o ciclo simples da turbina a vapor (ciclo Rankine) forma o ciclo combinado, melhorando assim o rendimento térmico do processo. Para um ciclo combinado a eficiência pode atingir até 60 %, enquanto que para a operação isolada da turbina a gás e da turbina a vapor está entre 30 e 40 %.

A Figura III.1 apresenta um esquema simplificado de uma central térmica que opera em ciclo combinado gás-vapor, [4].

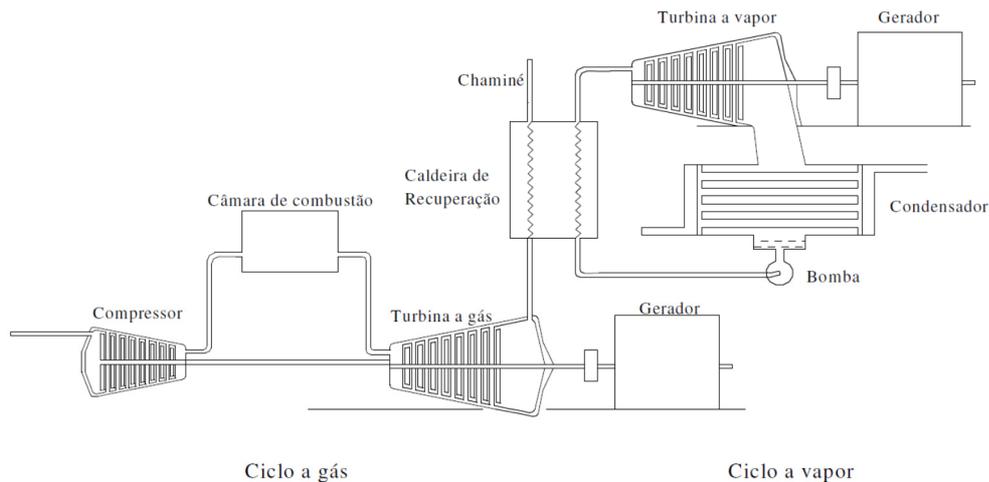


Figura III.1 – Esquema simplificado do ciclo combinado [4]

III.2 Principais componentes de uma usina de ciclo combinado

III.2.1 Turbina a gás

A turbina a gás é o principal elemento das termelétricas de ciclo combinado. Nas termelétricas essas turbinas são acionadas cada vez mais pelo gás natural, embora na maioria das vezes seja possível operar com gás liquefeito de petróleo (GLP), gás de síntese ou líquido, como querosene, óleo diesel e até mesmo óleos mais pesados. Ressalta-se que a palavra gás refere-se ao fluido que é utilizado na mesma, que pode ser proveniente da queima de combustíveis líquidos ou gasosos.

Em centrais elétricas a gás, a vapor ou hidráulica, o dispositivo que aciona o gerador elétrico é a turbina. Os componentes básicos de uma turbina a gás são: compressor, câmara de combustão e turbina, conforme é ilustrado na Figura III.2. O processo de compressão é feito no compressor, o de expansão na turbina e o de adição de calor na câmara de combustão. A adição de calor é realizada pela queima de um combustível, seja líquido ou gasoso.

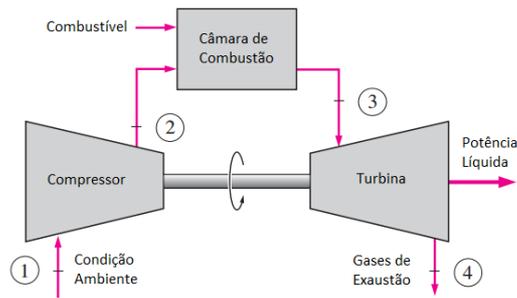


Figura III.2 – Ciclo aberto de turbinas a gás [12]

À medida que a turbina gira, o ar atmosférico é comprimido pelo compressor; o ar descarregado pelo compressor é então introduzido no combustor (ou câmara de combustão) onde é misturado com o combustível e queimado. Os gases quentes resultantes são expandidos através da turbina, transformando energia térmica em energia mecânica no eixo. Parte considerável da energia mecânica é usada para acionamento do próprio compressor da turbina a gás, enquanto o restante é transferido para o gerador elétrico [6].

Uma turbina operando isoladamente, em ciclo aberto, sua eficiência térmica é baixa, da ordem de 36%, ou seja, mais de 60% do calor gerado pela queima do combustível é perdido nos gases de exaustão [13].

A Figura III.3 mostra uma turbina utilizada em uma central térmica com ciclo a gás.

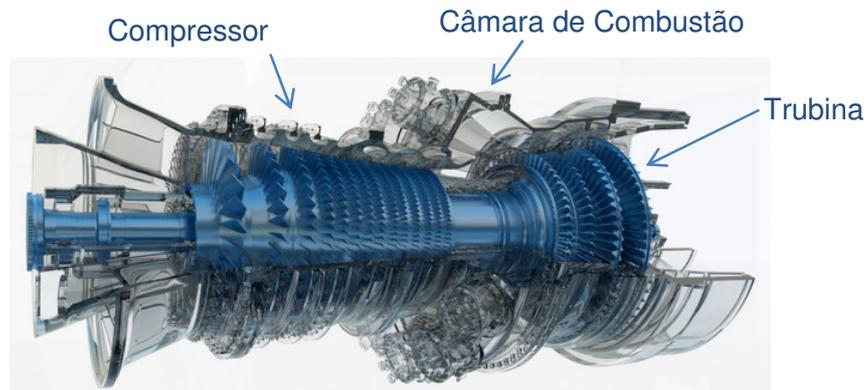


Figura III.3 – Turbina a Gás 7HA da GE [14]

III.2.2 Inlet Guide Vane (IGV)

Uma grande diferença entre uma turbina a gás operando em ciclo aberto e uma turbina a gás operando em ciclo combinado é a atuação do controle do IGV (*Variable Inlet Guide Vane*).

O IGV, mostrado na Figura III.6, está localizado na entrada do compressor para o controle do fluxo de ar. Este consiste de uma série de aletas que podem ser rotacionadas (variando seu ângulo de incidência) controlando assim, a vazão de ar que entra no compressor. As pás são mecanicamente posicionadas por um sistema de controle hidráulico. O IGV é usado para controlar o compressor durante a partida e em operações com baixa carga. Este evita o aparecimento de regiões onde possam ocorrer surtos no compressor. O IGV também é utilizado quando se deseja operar com uma larga faixa de fluxo de massa com alto rendimento, relação de pressão constante e velocidade de rotação constante. Isto tem importância fundamental quando a turbina a gás opera em ciclo combinado, pois mantém a relação ar / combustível, fazendo com que a caldeira de recuperação trabalhe em seu ponto de maior rendimento [5].

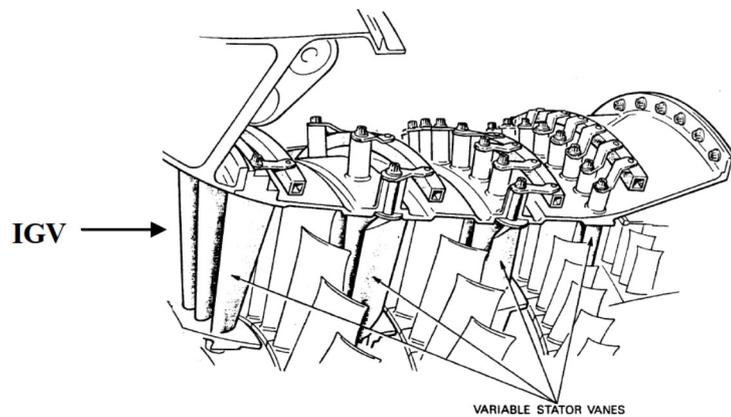


Figura III.4 – Detalhe do IGV (Inlet Guide Vane) [5]

III.2.3 Caldeira de Recuperação de Calor – HRSG

Um dos principais elementos de uma usina de ciclo combinado, a caldeira de recuperação de calor representa o acoplamento entre o ciclo a gás e o ciclo a vapor.

As caldeiras são essencialmente um sistema de troca de calor, constituídas de superaquecedores, evaporadores e economizadores ordenados desde a entrada do gás até a saída de forma a obter a máxima recuperação de calor, com objetivo de atender as condições de temperatura e pressão necessárias à turbina de vapor [19] e [20]. A Figura III.5 apresenta um exemplo de caldeira de recuperação de calor.

A produção de energia elétrica vem sendo utilizada intensivamente tendo como matriz as usinas termoelétricas tradicionais, baseadas no ciclo Rankine, usinas nucleares e usinas com turbinas de gás, com base no ciclo Brayton. Mais recentemente tem-se incorporado a geração de potência usinas do tipo ciclo combinado (CB), que busca aumentar a eficiência de geração combinando turbina de gás (ciclo Brayton), caldeira de recuperação HRSG (Heat Recovery Steam Generator) e turbina a vapor (ciclo Rankine). Para realizar esta interação de forma eficiente entre ambos os ciclos, Rankine e Brayton, novos e eficientes geradores de vapor tem-se desenvolvido, surgindo assim, as caldeiras de recuperação de calor (HRSG). A melhor eficiência e controle modernos destas usinas de potência tem motivado o seu rápido crescimento nos últimos anos [18]. Técnicas de otimização dos seus parâmetros e variáveis de operação permitiram maximizar o trabalho do ciclo, resultando na melhor eficiência de geração.

A quantidade de vapor produzido pela turbina a gás é suficiente para acionar uma turbina a vapor com metade da capacidade da turbina a gás. Por isto, normalmente usinas de ciclo combinado utilizam-se da combinação de duas turbinas a gás e uma a vapor, todas com a mesma capacidade.

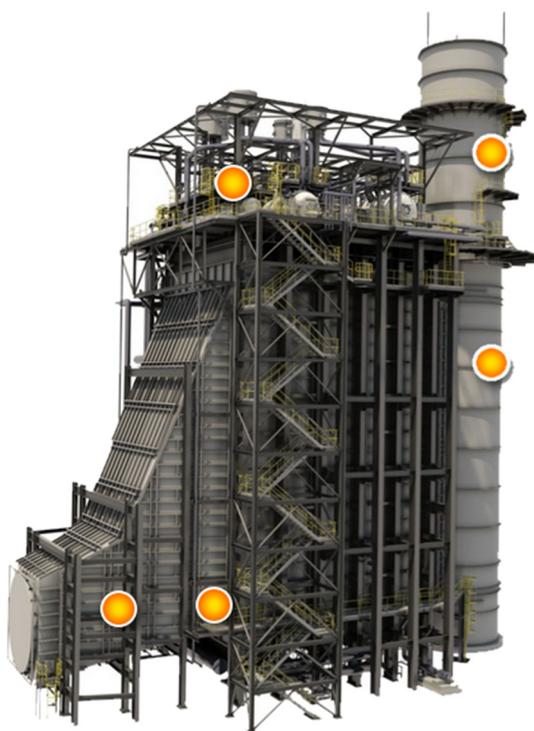


Figura III.5 – Caldeira de Recuperação de Calor [15]

III.2.4 Turbina a Vapor

A turbina a vapor tem a função de gerar energia elétrica adicional através da expansão do vapor produzido na caldeira de recuperação. Realizando a conversão de energia do vapor, em forma de energia cinética, em energia elétrica, através dos geradores. O vapor movimentando as hélices da turbina, gerando energia mecânica que é utilizada para girar o rotor do gerador elétrico através do eixo acoplado na turbina. O vapor que sai da turbina pode ser condensado e reutilizado como água de alimentação da caldeira ou o vapor pode ser retirado ainda com pressão e temperatura para ser utilizado no processo.

A turbina a vapor possui centenas de pás, algumas estacionárias e outras rotativas. Estas pás são dispostas em grupos ou estágios de forma que o vapor seja forçado a passar sucessivamente através dos vários estágios. O vapor procedente do ejetor do primeiro estágio, ao incidir sobre as pás móveis dá origem ao movimento de rotação em todo o eixo. Ao acionar as pás do primeiro estágio, o vapor está cedendo parte de sua energia, resultando assim em uma queda de pressão. O vapor é conduzido para o segundo estágio, com menor pressão, repetindo todo o processo. Após ter trabalhado no último estágio, grande parte da

energia do vapor foi transferida para o rotor da turbina, sendo então dirigida para a exaustão [4].

A Figura III.6 apresenta uma turbina a vapor de alta eficiência da GE.

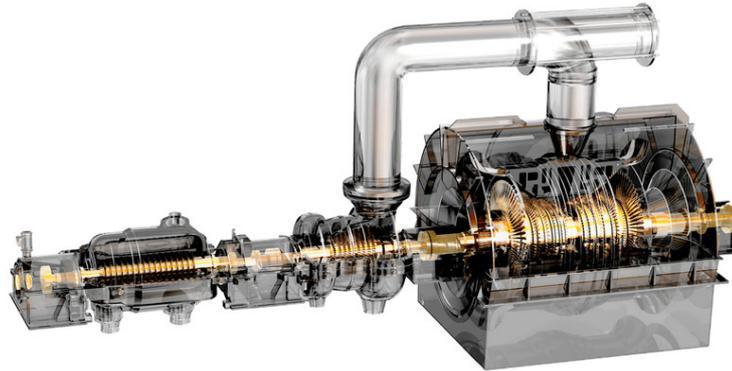


Figura III.6 – Turbina a Vapor de Alta Eficiência D650 da GE [15]

III.2.4.1 Configurações das turbinas térmicas a vapor

As turbinas a vapor com seus múltiplos estágios possuem dois tipos, a do tipo *tandem-compound* ou do tipo *cross-compound* e pode possuir diversas configurações.

Turbinas do tipo *tandem-compound* possuem seus diversos estágios conectados em série e conectados no mesmo eixo, alimentando um único gerador. A Figura III.7 apresenta uma turbina do tipo *tandem-compound* com único reaquecedor.

Turbinas do tipo *cross-compound* possuem seus diversos estágios conectados em paralelo e em eixo diferente, onde cada eixo possui um gerador conectado. A Figura III.8 apresenta uma turbina do tipo *cross-compound* com um único reaquecedor. Ressalta-se que para configurações do tipo *cross-compound*, a turbina constitui de um conjunto único com vários estágios e com um único sistema de controle para todos os estágios.

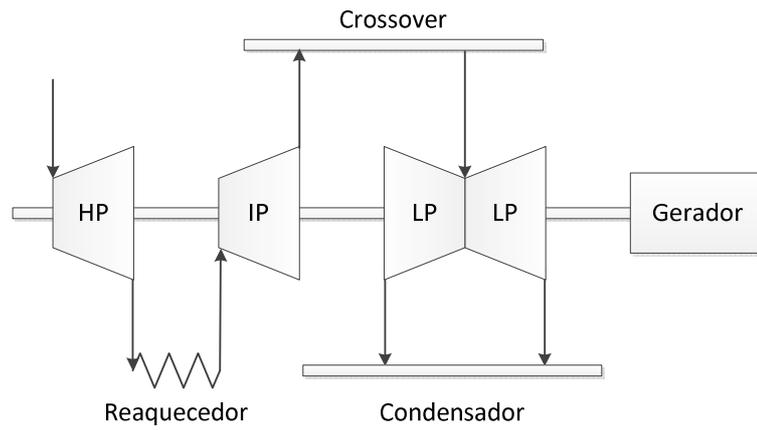


Figura III.7 – Turbina de único reaquecimento *tandem-compound*

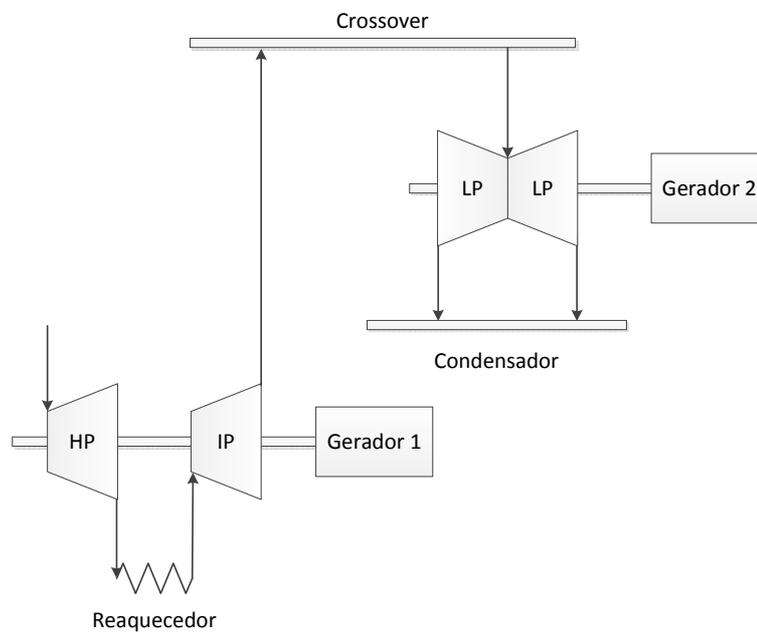


Figura III.8 – Turbina de único reaquecimento *cross-compound*

CAPÍTULO IV

MODELOS MATEMÁTICOS PARA OS COMPONENTES DE CICLO COMBINADO

IV.1 Introdução

Existem diversas características operativas, de controle e de comportamento dinâmico para a aplicação de ciclo combinado em sistemas elétricos de potência, daí a importância de considerar os modelos matemáticos adequados para a sua representação.

A modelagem descrita considerou os principais modelos matemáticos dos equipamentos do ciclo gás-vapor, tais como a turbina a gás, caldeira de recuperação de calor e turbina a vapor. A metodologia utilizada para a realização desta modelagem se baseou em obter na literatura disponível os modelos matemáticos de maior relevância e que melhor representam cada subsistema de interesse.

IV.2 Modelos da Turbina a Gás

As configurações em ciclo combinado gás-vapor geralmente são compostas por unidades a gás, caldeiras de recuperação e unidades a vapor. Neste item, são descritos de forma sucinta os modelos matemáticos dos principais componentes de uma turbina a gás, tal como seus principais controladores. As caldeiras de recuperação e as turbinas a vapor são abordadas nos itens posteriores.

Os modelos considerados são baseados na representação proposta por Rowen [7] e [8], com algumas adaptações relativas à turbina a gás em questão.

A Figura IV.1 e a Figura IV.2 representam, respectivamente, os diagramas esquemático e funcional para uma turbina a gás operando em ciclo aberto.

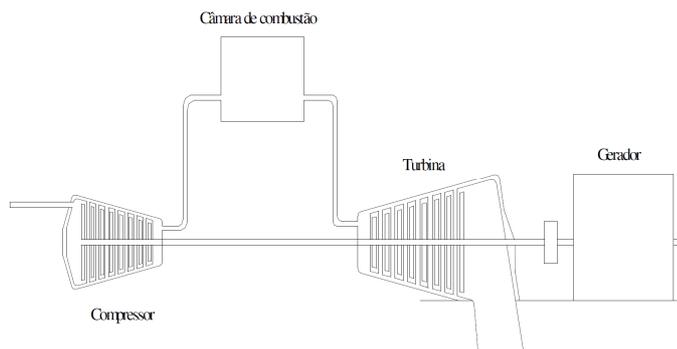


Figura IV.1 – Diagrama de uma turbina a gás operando em ciclo aberto [27]

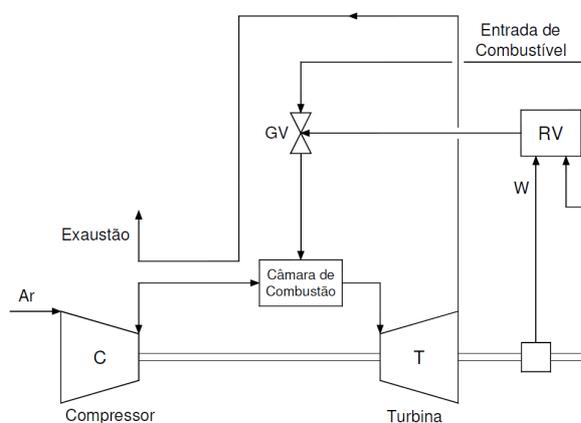


Figura IV.2 – Diagrama funcional de uma turbina a gás operando em ciclo aberto [27]

A Figura IV.3 apresenta um diagrama com os principais controles que atuam numa turbina a gás operando em ciclo aberto.

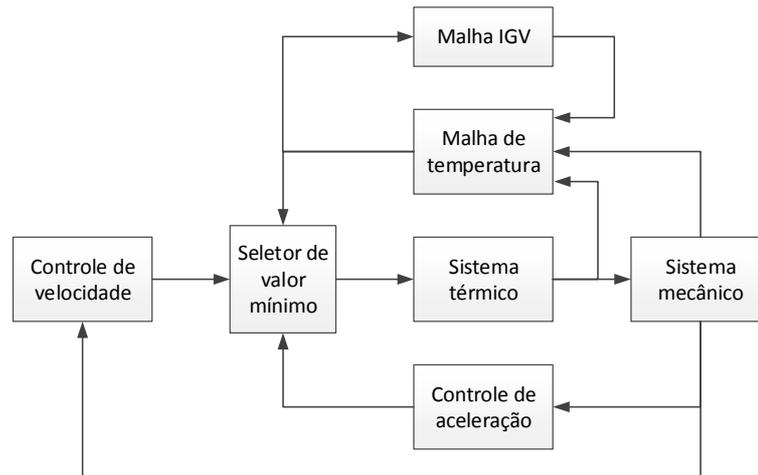


Figura IV.3 – Diagrama funcional da operação em ciclo aberto para turbina a gás – representação dos principais controladores.

A seguir é apresentado o detalhamento de cada bloco presente no diagrama funcional anterior.

IV.2.1 Controle de velocidade

As variações sofridas pelas cargas de um sistema elétrico de potência são pequenas para condições normais de operação. Nestas condições o desequilíbrio entre o conjugado elétrico e mecânico é pequeno. Os reguladores de velocidade atuam sobre as válvulas de admissão de combustível (válvulas de controle – GV) aumentando ou reduzindo o seu fluxo, de forma a alterar o conjugado mecânico da turbina, buscando restabelecer o equilíbrio entre os conjugados.

O erro causado entre a diferença de velocidade angular de referência e a velocidade angular do eixo do rotor é corrigido pela ação do regulador de velocidade. Normalmente são considerados dois modelos básicos de reguladores de velocidade para turbinas térmicas: o regulador isócrona e o regulador com queda de velocidade (estatismo).

A Figura IV.4 apresenta o diagrama de bloco equivalente simplificado de um regulador de velocidade. Sua modalidade isócrona ou com estatismo depende dos valores adotados para os parâmetros W , X , Y , Z . Desta forma tem-se: $X = 0$ e $Z = 0$, para a operação puramente isócrona (controle integral); $Z = 0$, para a operação proporcional-integral (PI) e $X = 0$ para a operação com queda de velocidade ou com estatismo permanente (apresentando erro em regime permanente) [27].

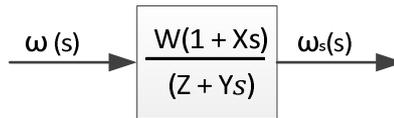


Figura IV.4 – Diagrama de bloco representativo do regulador de velocidade

Onde:

$\omega(s)$ = Velocidade angular no eixo do rotor (pu);

$\omega_s(s)$ = Sinal de saída do regulador de velocidade (pu);

W, X, Y, Z = Parâmetros e constantes de tempo do regulador de velocidade.

Para o regulador com queda de velocidade, o parâmetro W é definido pela seguinte expressão:

$$W = K_D = \frac{1}{R} \quad (1)$$

Onde R é o estatismo permanente. Para $R = 5\%$, por exemplo, tem-se correspondentemente $K_D = 20$.

IV.2.2 Controle de aceleração

A aceleração da turbina deve ser controlada para que esta não atinja a região de operação instável. Para a limitação da aceleração considera-se os parâmetros da descarga do compressor e a temperatura de exaustão da turbina.

A Figura IV.5 representa o diagrama de blocos para um sistema de controle de aceleração.

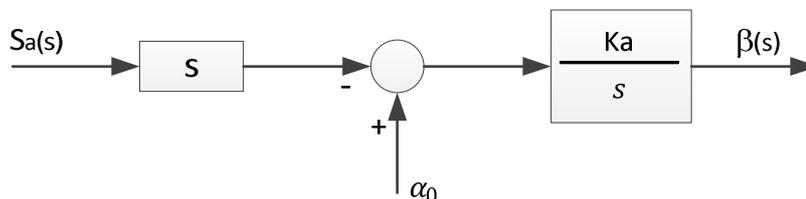


Figura IV.5 – Controle de aceleração

Onde:

K_a = Ganho do controle de aceleração;

$S_a(s)$ = Sinal de entrada do controle de aceleração;

α_0 = Valor de referência da taxa de variação da variável de entrada (pu);

$\beta(s)$ = Sinal de saída do controle de aceleração (pu).

IV.2.3 Malha de controle de temperatura

A turbina a gás tem seu desempenho afetado pela variação da massa de ar que entra no compressor e um dos fatores que afetam a potência de saída é a temperatura ambiente.

Como a temperatura de exaustão é medida através da aplicação de uma série de termopares incorporados aos protetores de radiação, haverá um pequeno erro transitório devido às constantes associadas ao sistema de medida [27].

A malha de controle de temperatura considera a modelagem do protetor contra radiação, o termopar, a variação de temperatura e o sistema de controle de temperatura conforme apresentados a seguir.

IV.2.3.1 Protetor contra radiação

O protetor contra radiação é utilizado para minimizar o erro de radiação que afeta o termopar. Este introduz um atraso na medição da temperatura que pode ser representado matematicamente através do diagrama de bloco da Figura IV.6.

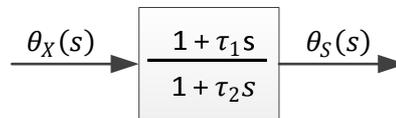


Figura IV.6 – Diagrama de bloco representativo do protetor contra radiação

Onde:

$\theta_X(s)$ = Temperatura de exaustão da turbina ($^{\circ}\text{C}$);

$\theta_S(s)$ = Temperatura medida pelo protetor de radiação ($^{\circ}\text{C}$);

τ_1, τ_2 = Constantes de tempo do protetor de radiação (s).

IV.2.3.2 Termopar

Os termopares são utilizados para medir a temperatura dos gases de exaustão da turbina. Executa a transdução do sinal de temperatura para um sinal de tensão proporcional.

A constante de tempo do termopar é a medida do tempo de atraso de resposta devido a uma variação de temperatura. A dinâmica da malha de controle é afetada por esta constante, sendo importante o valor desta para o projeto do controlador. Na ocorrência de uma variação rápida da temperatura, o *overshoot* é determinado pela magnitude desta constante [27].

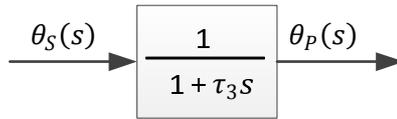


Figura IV.7 – Diagrama de bloco representativo do termopar

Onde:

$\theta_S(s)$ = Temperatura medida pelo protetor de radiação ($^{\circ}\text{C}$);
 $\theta_P(s)$ = Temperatura medida pelo termopar ($^{\circ}\text{C}$);
 τ_3 = Constante de tempo do termopar (s).

IV.2.3.3 Variação de temperatura

Para que o controle de temperatura atue, deve haver uma variação entre a temperatura de referência e a temperatura medida. O diagrama de bloco que representa esta variação é apresentado na Figura IV.8.

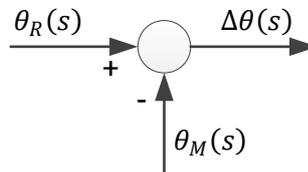


Figura IV.8 – Variação de temperatura

Onde:

$\theta_R(s)$ = Temperatura de referência ($^{\circ}\text{C}$);
 $\theta_M(s)$ = Temperatura medida ($^{\circ}\text{C}$);
 $\Delta\theta(s)$ = Variação da temperatura do termopar ($^{\circ}\text{C}$).

IV.2.3.4 Sistema de controle de temperatura

O sistema de controle de temperatura amplifica e compara o sinal elétrico proporcional, produzido pelos termopares, com o valor de referência, modulando a vazão de combustível quando a temperatura alcançar o valor pré-determinado. Quando ocorre uma variação da temperatura de exaustão da máquina, não há variação instantânea na tensão do termopar. Assim, durante um transitório, ocorrerá um atraso no sinal de temperatura. A magnitude do

atraso determina o *overshoot* ocasionado quando de uma rápida variação na temperatura [27].

A Figura IV.9 representa o sistema de controle de temperatura.

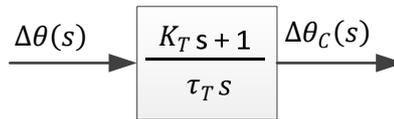


Figura IV.9 – Diagrama de bloco representativo do sistema de controle de temperatura

Onde:

$\Delta\theta(s)$ = Variação da temperatura ($^{\circ}\text{C}$);

$\Delta\theta_c(s)$ = Variação de temperatura do sinal controlado ($^{\circ}\text{C}$);

τ_T = Razão de integração do controle de temperatura (s);

K_T = Constante do controle de temperatura (pu).

IV.2.4 Sistema de combustível

O sistema de combustível consiste de duas válvulas em série. Onde a primeira controla a pressão entre elas e é usada para ampliar a razão de variação do fluxo máximo ao fluxo mínimo do sistema durante a partida. A segunda válvula tem a função de controlar o fluxo de combustível na turbina a gás.

A resposta do posicionador da primeira válvula determina a resposta do controle de pressão do sistema. O volume entre as duas válvulas é muito pequeno, e as constantes de tempo do transdutor de medição de pressão são muito pequenas. O acúmulo de combustível nas tubulações entre a válvula de controle e os injetores é representado pelas constantes de tempo remanescentes no sistema de combustível. Dependendo do tipo de combustível utilizado, as constantes de tempo apresentadas são diferentes. Uma outra diferença se deve à existência de uma realimentação devido ao bombeamento quando da utilização de combustível líquido [27].

A Figura IV.10 apresenta o diagrama de blocos que representa o sistema de combustível e o posicionador da válvula.

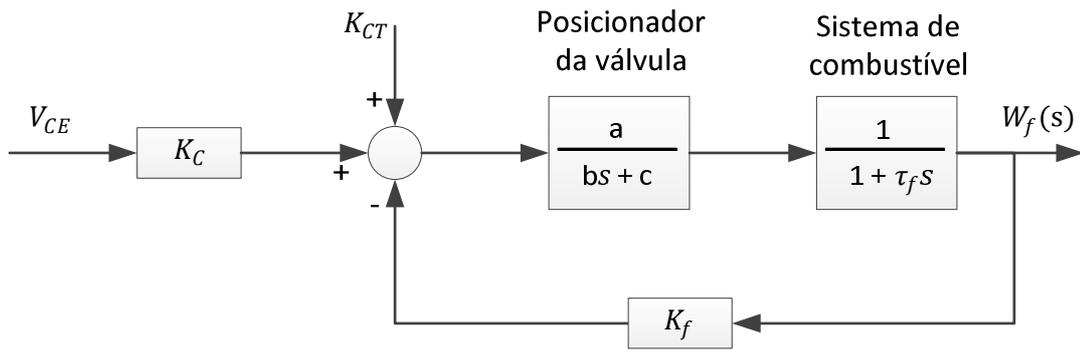


Figura IV.10 – Diagrama de blocos do sistema de combustível e posicionador da válvula

Onde:

V_{CE} = Sinal de demanda de combustível (pu);

K_{CT} = Constante que representa o consumo próprio da turbina (pu);

K_C = Constante que representa a influência da demanda de combustível na turbina (pu);

K_f = Realimentador do sistema de combustível (pu);

a, b, c = Valores referente à função de transferência do posicionador da válvula de admissão de combustível (pu);

τ_f = Constante de tempo do sistema de combustível (s);

$W_f(s)$ = Fluxo de combustível (pu).

Se o combustível utilizado for gasoso deve-se adotar $K_f = 0$.

IV.2.5 Combustor

A compressão do combustível e a inércia do sistema, entre a válvula de *bypass* e o medidor de fluxo de combustível, causam um atraso. Este atraso é representado de acordo com o diagrama de bloco da Figura IV.11 [27].

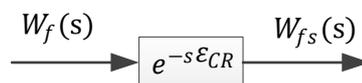


Figura IV.11 – Diagrama de blocos representativo do combustor

Onde:

$W_f(s)$ = Fluxo de combustível (pu);

$W_{fs}(s)$ = Fluxo de combustível com o atraso do combustor (pu);

ϵ_{CR} = Tempo de atraso devido ao combustor (s).

IV.2.6 Exaustão

Para o gás mover-se da câmara de combustão através da turbina até o local de instalação dos termopares, que são responsáveis pela medição de temperatura, há um tempo necessário que é representado conforme o diagrama de bloco da Figura IV.12 [27].

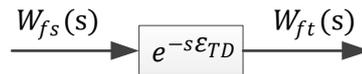


Figura IV.12 – Diagrama de blocos representativo do atraso ocasionado pela exaustão

Onde:

$W_{fs}(s)$ = Variação do fluxo de combustível com o atraso do combustor (pu);

$W_{ft}(s)$ = Variação do fluxo de combustível com o atraso da exaustão (pu);

ϵ_{TD} = Tempo de atraso devido ao sistema de exaustão da turbina a gás (s).

IV.2.7 Descarga do compressor

A descarga de ar do compressor causa um pequeno atraso que é representado pelo diagrama de bloco da Figura IV.13.

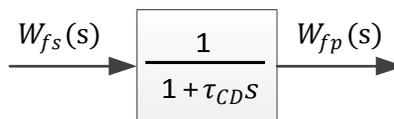


Figura IV.13 – Diagrama de blocos representativo da inércia do compressor

Onde:

$W_{fs}(s)$ = Fluxo de combustível com o atraso do combustor (pu);

$W_{fp}(s)$ = Fluxo de combustível com o atraso do compressor (pu);

τ_{CD} = Constante de tempo do compressor (s).

Como nos sistemas de combustão e exaustão, o atraso associado à descarga do compressor somente será considerado para turbinas que utilizem combustíveis líquidos, Rowen – 1983, [7].

IV.2.8 Variable Inlet Guide Vane – VIGV

Para alcançar a máxima temperatura de exaustão permitida, até mesmo quando a turbina a gás trabalha com rejeições de carga, os *VIGVs* são mantidos dentro de uma determinada faixa de operação. Quando ocorre redução de carga, o controle *VIGV* reduz correspondentemente o fluxo de ar e procura manter constante a razão fluxo de ar / fluxo de combustível [27].

IV.2.8.1 Correção devido à temperatura ambiente

O sinal de entrada do *VIGV* pode ser expresso como função da temperatura ambiente, como mostrado pela Figura IV.14.

$$\boxed{\theta_R(s) - 0,6[22 - \theta_A(s)]} \xrightarrow{IGV_1(s)}$$

Figura IV.14 – Cálculo da variação da temperatura para o *VIGV*

Onde:

$\theta_R(s)$ = Temperatura de referência (°C);

$\theta_A(s)$ = Temperatura ambiente (°C);

$IGV_1(s)$ = Sinal de entrada do controle do *VIGV* (pu).

IV.2.8.2 Controle de temperatura do VIGV

A atuação do controle do *VIGV* tenta minimizar qualquer *overshoot* ocorrido. O diagrama de bloco de controle de temperatura (*VIGV*) é apresentado na Figura IV.15.

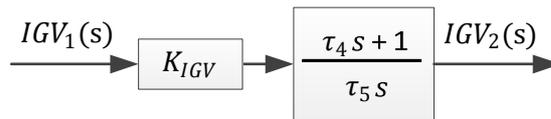


Figura IV.15 – Diagrama de blocos representativo do controle de temperatura do VIGV

Onde:

$IGV_1(s)$ = Sinal de entrada do controle do VIGV (pu);

$IGV_2(s)$ = Sinal de saída do controle do VIGV (pu);

K_{IGV} = Ganho do controle do VIGV (pu);

τ_4 = Constante de tempo do controle do VIGV (s);

τ_5 = Parâmetro do controle do VIGV (s).

IV.2.8.3 Limitador do VIGV

Para que seja possível controlar a temperatura de exaustão da turbina, dentro de uma determinada faixa de operação, o VIGV possui limitadores que restringem o grau de abertura das pás. O grau de abertura pode variar de acordo com o modelo de turbina utilizado. Esta limitação é representada pelo diagrama de bloco correspondente representado na Figura IV.16 [27].

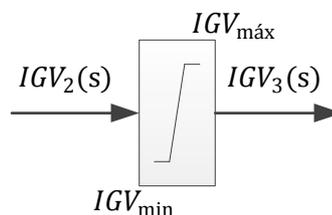


Figura IV.16 – Limitador do VIGV

Onde:

$IGV_2(s)$ = Sinal de entrada do limitador do VIGV (pu);

$IGV_3(s)$ = Sinal de saída do limitador do VIGV (pu);

$IGV_{m\acute{a}x}$ = Abertura máxima do VIGV (pu);

$IGV_{m\acute{i}n}$ = Abertura mínima do VIGV (pu).

IV.2.8.4 Atuador do VIGV

O atraso causado pelo sistema hidráulico que aciona as pás móveis é representado pelo diagrama de bloco do atuador do VIGV da Figura IV.17.

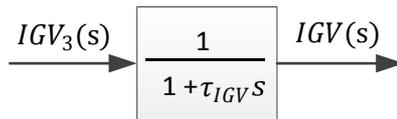


Figura IV.17 – Atuador do VIGV

Onde:

$IGV_3(s)$ = Sinal de saída do limitador do VIGV (pu);

$IGV(s)$ = Sinal do VIGV (pu);

τ_{IGV} = Constante de tempo do sistema posicionador do VIGV (s).

IV.2.8.5 Bias

Quando as pás do VIGV estão parcialmente fechadas o *bias* permite um *overshoot* na temperatura através da elevação da temperatura de referência, de acordo com a posição das pás. A elevação da temperatura é transitória [27].

O diagrama de blocos representativo do bias do VIGV é apresentado na Figura IV.18.

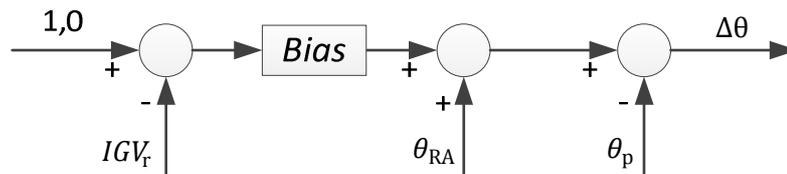


Figura IV.18 – Diagrama de blocos representativo do *bias* do VIGV

Onde:

IGV_r = Posição inicial do VIGV (pu);

θ_{RA} = Temperatura de referência ajustada ($^{\circ}\text{C}$);

θ_p = Temperatura medida pelo termopar ($^{\circ}\text{C}$);

$\Delta\theta$ = Variação da temperatura ($^{\circ}\text{C}$).

IV.2.9 Seletor de valor mínimo

O seletor de valor mínimo compara os sinais de entrada e seleciona como sinal de saída aquele de menor valor, proporcionando assim uma menor taxa de consumo de combustível. Os sinais de entrada para este caso correspondem aos sinais provenientes das malhas de controle de velocidade, temperatura e aceleração.

A Figura IV.19 representa o controle deste seletor.

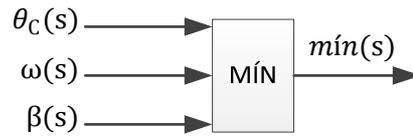


Figura IV.19 – Diagrama de bloco representativo do seletor de valor mínimo

Onde:

- $\omega(s)$ = Sinal do regulador de velocidade (pu);
- $\theta_C(s)$ = Sinal do controle de temperatura (pu);
- $\beta(s)$ = Sinal do controle de aceleração (pu);
- $\min(s)$ = Valor mínimo obtido pelo seletor (pu).

IV.2.10 Modelo completo da turbina a gás

A Figura IV.20 representa o diagrama de blocos completo da turbina gás com suas malhas de controle.

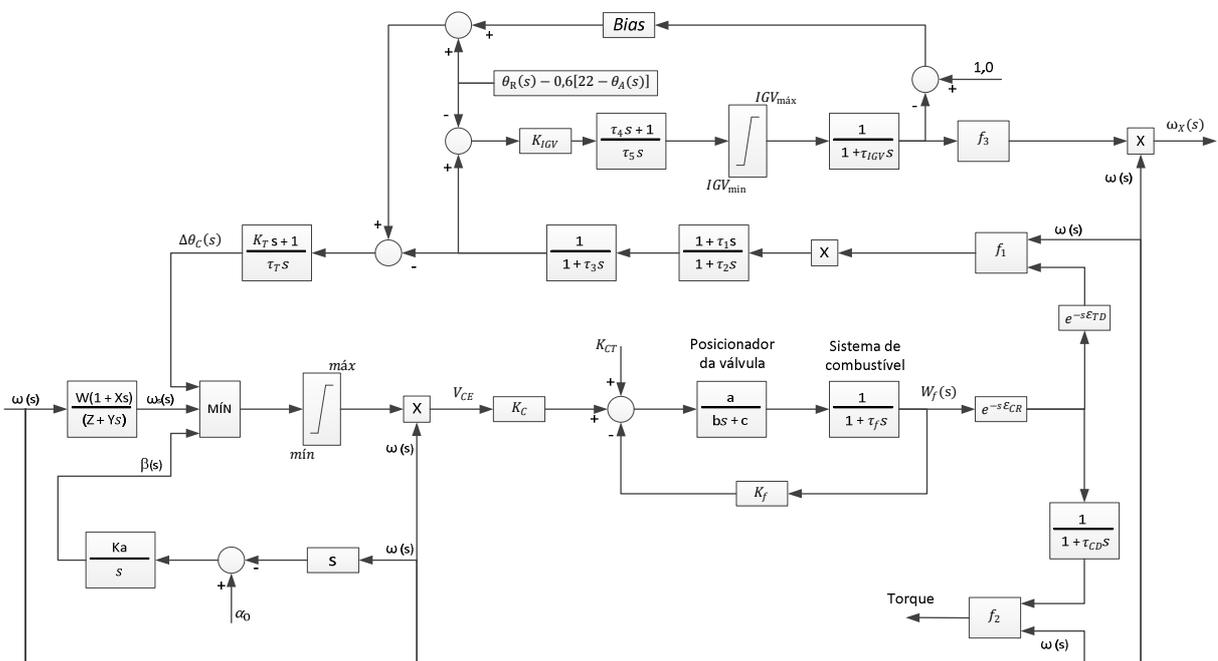


Figura IV.20 – Diagrama de blocos representativo da turbina a gás [27]

A temperatura de exaustão (TX) da turbina é obtida através da função f_1 , ou seja:

$$f_1 = T_X = \frac{\{T_R - 453.(\omega^2 - 4,21.\omega + 4,42).0,82.(1 - W_f) + 722.(1 - \omega) + 194(1 - L_{IGV})\}}{\{1 + 0,005(22 - T_a)\}} \quad (2)$$

Onde:

T_X = Temperatura de exaustão (°C);

T_R = Temperatura de referência (°C);

T_a = Temperatura ambiente (°C);

W_f = Fluxo de combustível (pu);

ω = Velocidade angular do rotor (pu).

O conjugado mecânico (CK) é calculado através da função f_2 dada por:

$$f_2 = C_K = 1,3.(W_f - 0,23) + 0,5.(1 - \omega) \quad (3)$$

Onde:

C_K = Conjugado mecânico (pu);

W_f = Fluxo de combustível (pu);

ω = Velocidade angular do rotor (pu).

O fluxo de gás de exaustão que vai para a caldeira de recuperação (W_X) é ligeiramente proporcional a uma função não-linear (f_3) relativa à posição das pás do VIGV, multiplicada pela velocidade angular do rotor (ω). Assim:

$$f_3 = (L_{IGV})^{0,257} \quad (4)$$

finalmente:

$$W_X = \omega \cdot f_3 \quad (5)$$

Onde:

W_X = Saída de gás de exaustão (pu);

ω = Velocidade angular do rotor (pu);

f_3 = Função não-linear relativa à posição das pás do VIGV (pu).

IV.3 Modelos da Caldeira de Recuperação de Calor (HRSG)

Para a caldeira de recuperação de calor (HRSG) a metodologia utilizada foi desenvolvida por Massuco [10]. A potência da turbina a vapor depende das mudanças na energia dos gases de exaustão da turbina a gás, assim o modelo desenvolvido é representado por atrasos causados pela transferência de calor nos tubos de metal (constante de tempo T_M) e ao atraso referente ao armazenamento do vapor (constante de tempo T_B), assim utilizam-se duas constantes de tempo. Para o sistema de controle, a caldeira de recuperação pode ser modelada, de forma satisfatória, pela inserção de duas constantes de tempo na malha de controle na saída da vazão do gás de exaustão da turbina a gás. A Figura IV.21 representa o modelo simplificado, diagrama de blocos, para a caldeira de recuperação.

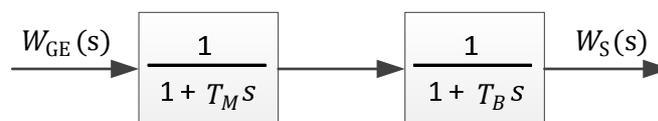


Figura IV.21 – Diagrama de blocos representando a caldeira de recuperação.

Onde:

$W_{GE}(s)$ = Fluxo de gás de exaustão da turbina a gás (pu);

$W_S(s)$ = Fluxo de vapor produzido na caldeira de recuperação (pu);

T_M = Constante de tempo referente à transferência de calor (s);

T_B = Constante de tempo referente ao acúmulo de vapor (s).

IV.4 Modelos da Turbina a Vapor

A configuração de turbina a vapor é denominada de conjunto único (tandem-compound) com reaquecimento, na qual os estágios de alta e baixa pressão são conectados em série e acoplados a um único gerador conforme mostrado na Figura III.7 [11], [21]. Este modelo de turbina a vapor é semelhante ao utilizado neste trabalho, com exceção do reaquecedor e do estágio intermediário.

A turbina a vapor da TKCSA é do tipo tandem-compound, sem estágio de vapor de pressão intermediário e sem reaquecedor. É composta por uma turbina de alta-pressão que possui um estágio com extração de vapor de pressão intermediário, onde a saída da turbina de alta-pressão alimenta duas turbinas de baixa pressão. A Figura IV.22 ilustra este tipo de turbina.

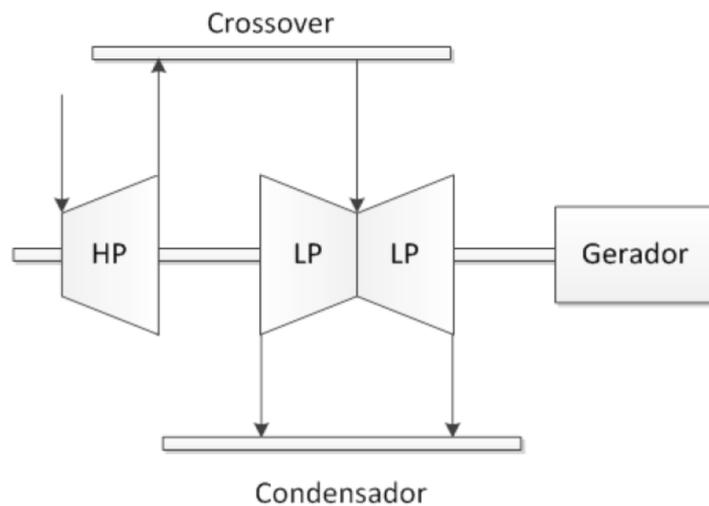


Figura IV.22 – Turbina tandem-compound – TKCSA.

O modelo do sistema de controle utilizado para este tipo de turbina a vapor é derivado do modelo de Rowen [7], utilizado em turbinas a gás, porém suas funções de controle podem ser adaptadas para turbina a vapor. Este modelo é muito utilizado para operações em ciclo combinado, pois permite extrações de vapor em estágios intermediários da turbina.

A relação velocidade/carga possui o mesmo princípio de funcionamento da turbina a gás, seu ajuste é feito através das válvulas de controle, que controlam a admissão de vapor na turbina, controlando a carga/potência, enquanto que o controle de velocidade é feito através do regulador de velocidade.

O sistema de controle que atua na sobrevelocidade é um requisito básico de proteção da turbina e parte essencial para sua operação. A integridade mecânica da turbina depende da habilidade do sistema de controle em limitar a velocidade de eixo, não permitindo que a mesma exceda seu limite máximo. Deve existir um controlador para a carga, acoplada ao eixo da turbina a vapor, com o objetivo de manter constante a rotação da máquina. Em geral, essa sobrevelocidade pode atingir valores em torno de 110 a 115 % da rotação nominal da turbina a vapor. Quando a rotação atinge esse valor ocorre a rejeição de carga (load rejection) e o desacoplamento do gerador (trip).

Neste item é apresentado a modelagem matemática dos elementos das centrais térmicas a vapor que influem no comportamento dinâmico de sistemas elétricos de potência.

No desenvolvimento do modelo matemático da turbina a vapor é considerada como variável de entrada o fluxo de vapor proveniente das caldeiras de recuperação.

A seguir são representados os elementos que constituem a turbina a vapor, tais como a câmara de vapor, o reaquecedor, o crossover, os possíveis fatores de participação e os limitadores.

IV.4.1 Câmara de vapor

O vapor produzido pela caldeira apresenta altas pressão e temperatura. Entre as válvulas de controle e o primeiro estágio da turbina há um dispositivo de armazenamento de vapor, chamado *steam chest*. Em pequenas perturbações onde é necessária uma quantidade imediata de vapor, o recipiente tem a função de fornecer o vapor e assim fazer com que a turbina possa se restabelecer rapidamente do distúrbio. A presença deste elemento provoca um atraso no tempo de resposta que pode ser expresso pelo diagrama de bloco representado na Figura IV.23, [27].

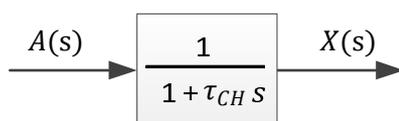


Figura IV.23 – Diagrama de bloco da câmara de vapor

Onde:

$A(s)$ = Quantidade de vapor (pu);

$X(s)$ = Sinal de potência mecânica do primeiro estágio (pu);

τ_{CH} = Constante de tempo da câmara de vapor (*steam chest*) (s).

IV.4.2 Reaquecedor

Após o vapor ser expandido no primeiro estágio da turbina (estágio de alta pressão), ele pode voltar à caldeira onde é reaquecido, aproveitando o calor que seria perdido. Com a saída do vapor da turbina e seu retorno para a caldeira, o mesmo percorre um longo caminho nas tubulações. Isto cria um atraso de tempo de resposta considerável que pode ser expresso pelo diagrama de bloco da Figura IV.24.

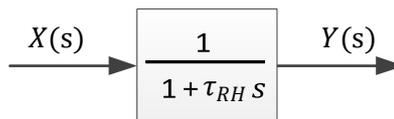


Figura IV.24 – Diagrama de bloco do reaquecedor

Onde:

$X(s)$ = Sinal de potência do estágio anterior (pu);

$Y(s)$ = Sinal de potência do estágio atual (pu);

τ_{RH} = Constante de tempo do reaquecedor (s).

Ressalta-se que para configurações onde o vapor seja duplamente reaquecido a resposta torna-se ainda mais lenta. Esta condição depende do número de estágios de pressão existentes na instalação.

IV.4.3 Crossover

Após o vapor ser expandido no estágio de alta ou média pressão, dependendo da configuração, resta uma considerável parcela de energia que pode ser aproveitada no estágio de baixa pressão. Quando o vapor sai do estágio de pressão superior, ele percorre tubulações chamadas de *crossover* até chegar ao estágio de baixa pressão. Este caminho percorrido causa um pequeno tempo de atraso descrito pelo diagrama da Figura IV.25.

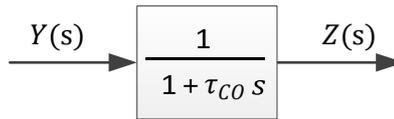


Figura IV.25 – Diagrama de bloco do crossover

Onde:

$Y(s)$ = Sinal de potência do penúltimo estágio (pu);

$Z(s)$ = Sinal de potência do estágio de baixa pressão (pu);

τ_{CO} = Constante de tempo do crossover piping (s).

IV.4.4 Fatores de participação

Dependendo de cada tipo de configuração, os estágios da turbina a vapor podem apresentar diferentes fatores de participação na resposta de potência mecânica da turbina. O sistema amplamente usado nos estudos de sistemas elétricos de potência é o sistema pu que considera como base a potência nominal do gerador. Portanto os fatores de participação F_i podem ser expressos em frações da potência mecânica em pu da base adotada [27].

O diagrama de bloco do fator de participação, por estágio da turbina, é representado pela Figura IV.26.



Figura IV.26 – Diagrama de bloco do fator de participação

Onde:

$P_s(s)$ = Sinal de potência mecânica (pu);

$P(s)$ = Potência mecânica do estágio da turbina (pu);

F = Fator de participação (pu).

IV.4.5 Limitadores

As turbinas possuem limitações físicas que devem ser especificadas frente às possíveis perturbações, como grandes variações de carga, por exemplo. A limitação superior é função de uma sobrecarga admissível, já a limitação inferior é considerada nula, pois a turbina não pode absorver potência, mesmo que transitoriamente [27].

A Figura IV.27 descreve o diagrama de bloco referente ao limitador.

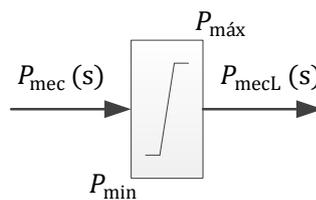


Figura IV.27 – Diagrama de bloco do limitador

IV.4.6 Modelo completo da turbina a Vapor Tandem-Compound com Reaquecimento

Os diagramas esquemático e de blocos correspondentes, são apresentados nas Figura IV.28 e Figura IV.29, respectivamente. A Figura IV.28 contempla os blocos referentes à câmara de vapor, reaquecedor e *crossover*, já a Figura IV.29 representa o seu modelo matemático associado.

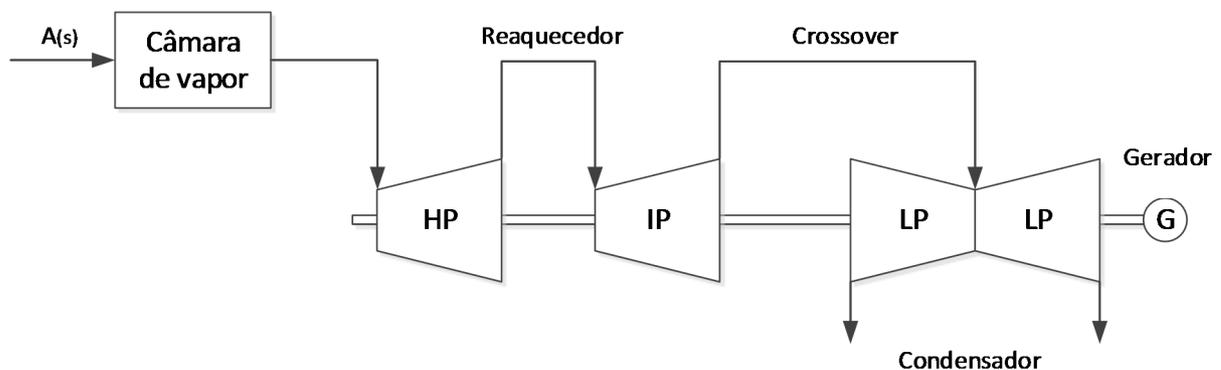


Figura IV.28 –Diagrama esquemático da configuração *tandem-compound* com reaquecimento

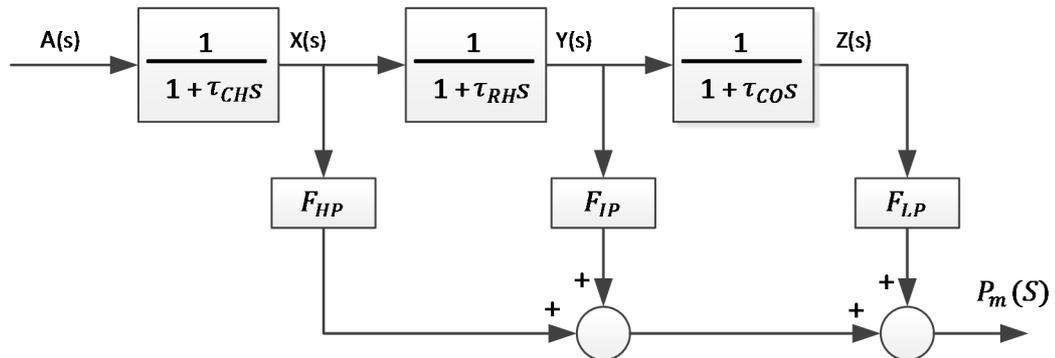


Figura IV.29 – Diagrama de blocos da configuração *tandem-compound* com reaquecimento

Neste modelo são consideradas as constantes de tempo da câmara de vapor (τ_{CH}), do reaquecedor (τ_{RH}) e do *crossover* (τ_{CO}). Elas têm papel fundamental no comportamento dinâmico da turbina, principalmente a constante de tempo do reaquecedor, que costuma apresentar valores elevados, influenciando de forma considerável no tempo de resposta da turbina.

IV.5 Modelos para configuração de ciclo combinado

A Figura IV.30 apresenta o diagrama referente à configuração geral de múltiplos eixos da operação em ciclo combinado.

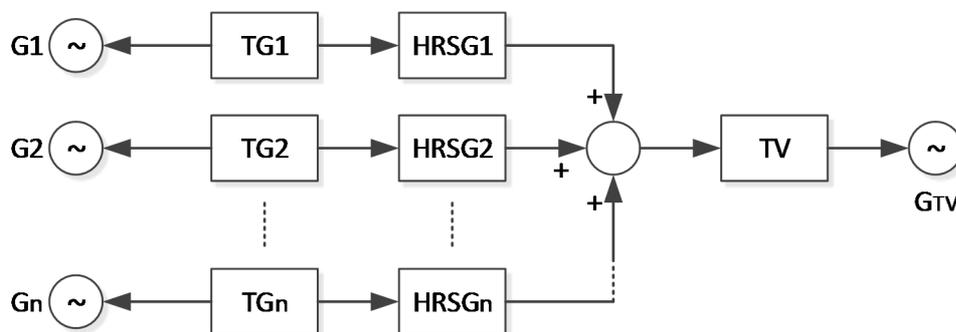


Figura IV.30 – Diagrama da configuração geral de múltiplos eixos da operação em ciclo combinado

As configurações existentes consideram normalmente um determinado número de unidades a gás (TG1, TG2, ... , TGn). Cada uma delas tem associada uma caldeira de recuperação (HRSG1, HRSG2, etc) e aciona o seu próprio gerador (G1, G2, etc). O vapor obtido de todas as caldeiras de recuperação juntas é enviado a uma única turbina a vapor (TV), que pode ter um ou mais estágios de pressão. Esta turbina a vapor aciona um outro gerador (G_{TV}).

A Figura IV.31 apresenta o diagrama de blocos completo com os controladores que representam a operação em ciclo combinado, com a presença de duas unidades a gás e duas caldeiras de recuperação alimentando uma unidade a vapor (configuração 2:2:1).

Caso a turbina a gás utilize combustível líquido, no bloco turbina a gás da Figura IV.31 estarão incluídos os atrasos ocasionados pelo processo de combustão (ε_{CR}) e pelo sistema de exaustão (ε_{TD}), além da descarga do compressor, como mostrado na Figura IV.20.

No controle de aceleração, a entrada S_a pode ser substituída pela velocidade angular do eixo do rotor (ω).

Com todo o sistema de controle modelado é possível realizar testes dinâmicos demonstrando a atuação do sistema de controle.

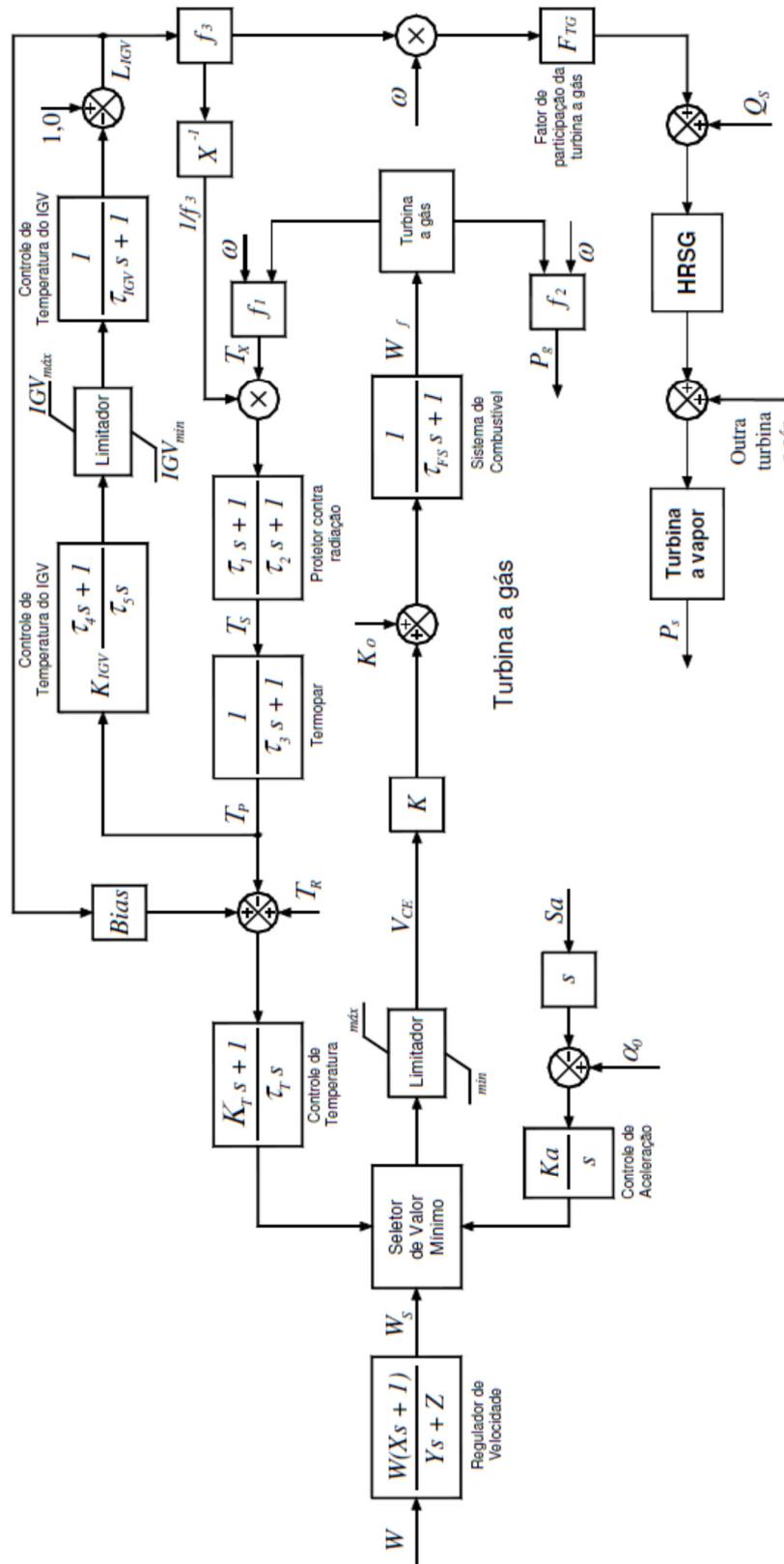


Figura IV.31 – Diagrama de blocos representativo do ciclo combinado (configuração 2:2:1). [27]

CAPÍTULO V

MODELOS DOS COMPONENTES E CONTROLES ASSOCIADOS PARA O ORGANON

V.1 Introdução

O Organon é um *software* avançado de simulação de sistemas elétricos de potência, cujas principais características são a simulação rápida de fenômenos eletromecânicos, avaliações automáticas de segurança e abrangência de todos os aspectos importantes para a segurança (limites térmico, de tensão e de estabilidade).

Este projeto utilizou uma nova ferramenta do Organon, que consiste no Modelo Definido pelo Usuário, onde usuário pode inserir modelos definidos conforme a sua necessidade. Este modelo é definido por um conjunto de comandos representando os blocos funcionais com as respectivas interligações, ou seja, o diagrama de blocos representando o modelo. A descrição de um modelo pode ser gráfica, mas finalmente tem que ser codificado através de uma linguagem que possa ser interpretada por um computador. No presente desenvolvimento, a descrição dos modelos não é feita de forma gráfica, mas já numa linguagem de alto nível própria do Organon.

Além disso, o Organon conta com a expansão de alguns blocos de controle para a melhor representação dos modelos.

No Apêndice B é feita uma apresentação do programa Organon, apresentado a metodologia de simulação, a forma de cálculo em regime permanente, o método de integração numérica utilizados, a metodologia do modelo definido pelo usuário e a metodologia de expansão de blocos de controles.

V.2 Modelos de controle desenvolvidos

Os ajustes necessários do modelo utilizado neste trabalho foram obtidos através dos dados fornecidos pelo fabricante da turbina a gás e pelo sistema de monitoramento, que fornece as condições reais de operação. Estes dados se encontram dispostos nas duas tabelas a seguir. A Tabela V.1 mostra os dados de operação da turbina a gás fornecidos pelo fabricante.

Tabela V.1 – Dados de operação da turbina a gás (fabricante).

	Rotação (RPM)	Temperatura de Exaustão (°C)	Potência (MW)	Frequência da rede (Hz)	Abertura de VIGV(°)
Mínimo	0	0	0	0	-76,5
Máximo	3.600	560	88,3	60	+8

Os dados mostrados na Tabela V.1 representam as características básicas da turbina a gás estudada, fornecidas pelo fabricante. Para o estudo em questão, o modelo precisa ser ajustado para estes dois pontos de operação: mínimo e máximo; bem como atender a necessidade de representar o comportamento da operação em regime transitório.

Os dados de operação em regime transitório foram obtidos no sistema de monitoramento DEPP2000 na usina. Representam a condição real de operação da turbina a gás, portanto o sistema de controle implementado é o mais próximo do modelo real. Os dados obtidos da turbina a gás em operação se encontram na Tabela V.2.

Tabela V.2 – Dados de operação da turbina a gás real.

	Rotação (RPM)	Temperatura de Exaustão (°C)	Potência (MW)	Frequência da rede (Hz)	Abertura de VIGV(°)
Mínimo	3.597	527	25,0	59,95	-40,8
Máximo	3.602	532	88,4	60,03	-29,5

Os dados da Tabela V.2 fazem referência a condição real de operação da turbina a gás, sendo que a potência máxima de operação não é a especificada pelo fabricante. O ângulo de abertura do IGV é alterado em função da potência e da temperatura de exaustão da turbina a gás.

Os valores apresentados na Tabela V.2 são referentes à turbina a gás quando a mesma está operando com gás de alto forno (BFG) e não com gás natural, sendo este último utilizado somente na partida do motor. A potência de transição do gás natural para BFG se inicia na potência de 10MW (apenas gás natural) e vai até 25MW (apenas BFG) aproximadamente. Todo o sistema de controle está ajustado para operação com BFG, pois variando o tipo de gás utilizado, a potência, a temperatura e a abertura do IGV serão diferentes. Para ajustar e determinar o sistema de controle, tanto os dados da Tabela V.1 como os da Tabela V.2 devem ser considerados, pois mesmo a turbina a gás operando com temperatura e potência abaixo da nominal (indicada pelo fabricante), sua capacidade plena pode ser atingida e o sistema de controle deve ser capaz de ajustar seus parâmetros.

O sistema de controle foi desenvolvido, utilizando como base numérica o PU (por unidade), sendo todos os valores de projeto especificado pelo fabricante normalizados nesta base, logo a potência nominal atingida pela turbina em PU é igual a 1, que equivale a 88,3 MW. De forma análoga, a rotação está ajustada dessa maneira, sendo que seu valor permanece fixo em 1, que corresponde a rotação de 3.600rpm.

Pelos dados de monitoramento coletados na usina, Tabela V.2, são conhecidos os valores da potência mínima de operação da turbina a gás e o correspondente ângulo de abertura do IGV para cada potência, que deve ser normalizado em função da potência alcançada na base PU. Para o valor de potência máxima considera-se abertura total do IGV, que corresponde a 1, abertura proporcional a potência e IGV fornecidos pelo fabricante.

Outro fator importante considerado no modelo desenvolvido foi a abertura da válvula de combustível. Essa abertura deve garantir que seja injetada uma quantidade mínima de combustível na câmara de combustão, mantendo assim a turbina a gás em funcionamento.

Normalizando os valores de potência, ângulo do IGV e rotação, foi possível montar a Tabela V.3.

Tabela V.3 – Dados de operação da turbina a gás na base PU.

	Rotação (PU)	Temperatura de Exaustão (°C)	Potência (PU)	Frequência da rede (PU)	Abertura da VIGV (PU)
Mínimo	1	-	0	0,99	0,4
Máximo	1	560	1,03	1,1	0,6

É importante notar que na Tabela V.3 o valor da rotação permanece inalterado, mesmo com uma pequena alteração de frequência da rede. A alteração do valor da frequência possui efeito direto na rotação da turbina a gás, logo o sistema de controle deve ser capaz de interpretar tal variação, identificar se esta variação de frequência está dentro dos limites de operação da turbina a gás e caso seja necessário proceder com o desligamento.

Os parâmetros da Tabela V.3 foram implementados na malha de controle a fim de estabelecer os limites de operação, logo para potência mínima de funcionamento da turbina a gás utilizando BFG, que corresponde a 25MW, para uma abertura do IGV de 42%.

A potência de operação da turbina a gás segundo os dados do fabricante é de 88,3MW, podendo atingir uma condição de pico da ordem de 90MW (com BFG, pois com gás natural é de 115 MW), 3 % acima do valor quando a mesma está operando com carga total. Esse pico de potência foi estabelecido como sendo a condição limite de operação, caso ultrapasse esse valor, o sistema de controle deve iniciar o procedimento de desligamento da turbina a gás.

A partir das considerações apontadas anteriormente podemos dividir a montagem do sistema de controle em blocos de controle, a divisão dos principais blocos de controle será descrita abaixo.

V.3 Modelagem das Turbinas no Organon

Com as novas facilidades de modelagem disponíveis apresentadas no Apêndice B, o conjunto regulador de velocidade e turbina foram separados em dois modelos independentes, um para a turbina a gás e um para a turbina a vapor. Os geradores a gás utilizam instâncias diferentes de um mesmo modelo, pois se trata dos mesmos projetos.

V.3.1 MDU das Turbinas Vapor

Os sinais E1 e E21 são importados das turbinas a gás. K_{g1} e K_{g2} representam a proporção de calor fornecido pelas turbinas à gás. K_{s0} representa a contribuição de calor produzido localmente pela turbina a vapor. Esta contribuição, por enquanto, não modela outros efeitos e respectivas dinâmicas, sendo assim simplesmente uma constante. Note que a soma de $K_{g1} + K_{g2} + K_{s0} = 1$. Igualmente, $K_1 + K_2 + K_3 = 1$, ou seja, o modelo comporta até 3 estágios de pressão na turbina a vapor. O bloco multiplicador representa a válvula de admissão de vapor.

A Figura V.1 mostra o modelo do regulador-turbina a vapor.

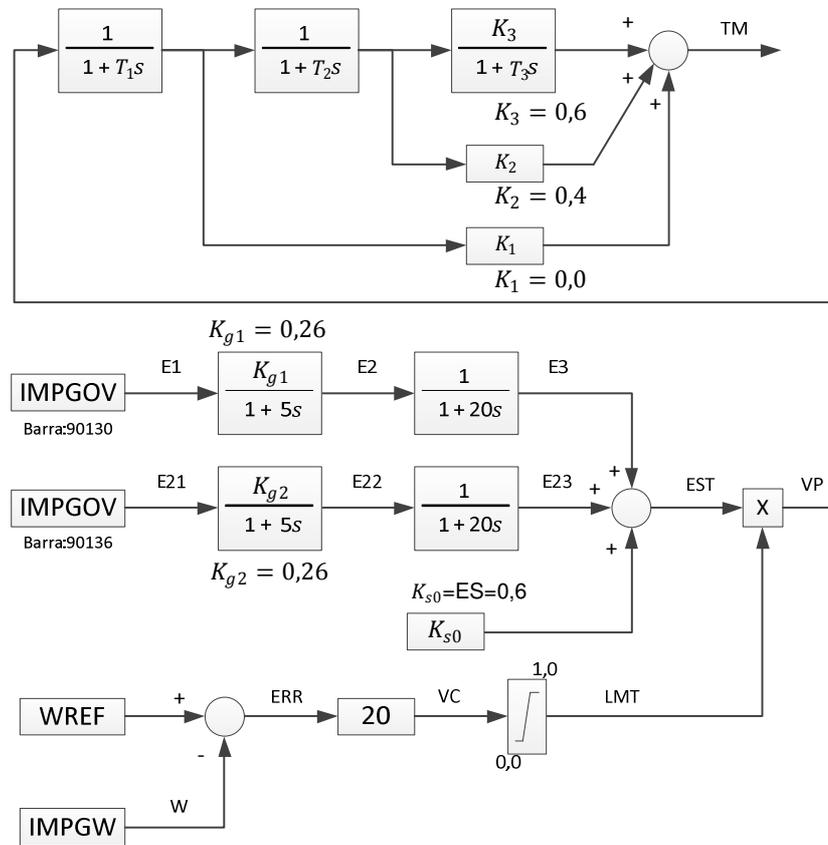


Figura V.1 – Modelo de turbina a vapor com ciclo dependente de duas turbinas a gás

O modelo de turbina a vapor é descrito no Organon pelos seguintes comandos:

```

!=====
! Steam turbine
!=====
UDM
UDC GOV 102 1 GAS 'ITA2'
OUT TM
!
! Parameters - Governor 10
!
!STM1 = PARAM(0.6)
KG     = PARAM(20.)
!
! Import da turbina a Gás GT11
E1     = IMPGOV(90130,10,1,1)
E2     = LPASS1(0.0,E1,5.0,0.26)
E3     = LPASS1(0.0,E2,20.0,1.0)

```

```

!
! Import da turbina a Gás GT12
E21   = IMPGOV(90136,10,1,1)
E22   = LPASS1(0.0,E21,5.0,0.26)
E23   = LPASS1(0.0,E22,20.0,1.0)
!
! Steam turbine control
!
W      = INPGW (0)
WREF   = REF(0.0)
ERR    = ADD(1.0,WREF,-1.0,W)
VC     = GAIN(ERR,20.0)
LMT    = LIMIT1(VC,1.0,0.0)
!
! Steam turbine
!
ES     = CONST(0.6)
EST    = ADD(1.0,E3,1.0,E23,1.0,ES)
VP     = MULT(LMT,EST)
TM     = STEAM2(VP,0.0,0.4,0.6,4.0,0.2,0.4)
END

```

V.3.2 MDU das Turbinas Gás

As turbinas a gás tiveram o seu modelo desenvolvido no Organon conforme mostrado na Figura V.2. O modelo no programa Organon está representado pelos blocos abaixo descritos. Ressalta-se que o sinal TM é o torque mecânico no eixo do gerador, e TOST é o sinal E1 (vapor) exportado para a turbina a vapor, conforme descrito no item V.3.1.

A documentação destas funções está incluída no manual do Organon [1].


```

=====
! Gas turbine
=====
UDM
UDC GOV 101 1 GAS 'ITA1'
OUT TM
!
! Parameters - Governor 101
!
KR   = PARAM(25.0)
K1   = PARAM(0.77)
WMIN = PARAM(0.23)
K2   = PARAM(0.0)
M45  = param(0.5)
!
! Regulator
!
!W    = INPGW (1)
W     = INPGW (0)
WREF  = REF(0.0)
X1    = ADD(-1.0, W, 1.0, WREF)
X2    = LPASS1(0.0, X1, 0.05, KR)
VCEN  = LIMIT1(X2, 1.0, -1.0)
X3    = LVG(VCEN, VCEN, VCET)
X4    = LVG(X3, X3, VCEA)
X5    = LIMIT1(X4, 1.1, -0.1)
!
! Fuel and air control
!
X6    = MULT(X5, W)
X7    = GAIN(X6, K1)
WMIN  = CONST(0.23)
X8    = ADD(1.0, WMIN, 1.0, X7, -1.0, X9)
X9    = GAIN(WF, K2)
X10   = LPASS1(0.0, X8, 0.05, 1.0)
WF    = LPASS1(0.0, X10, 0.4, 1.0)
!
! Acceleration limit
!
DW    = WASHOUT(0.0, W, 0.01, 1.0)
OFF   = CONST(0.01)
DWOFF = ADD(100.0, OFF, -100.0, DW)
VCEA  = INTEG2(0.0, DWOFF, 1.0, 1.5, -0.1)
!
! Temperature limit
!
F11   = OFFSET(W, -1.0, -306.0)
F12   = OFFSET(WF, , -1.0, 390.0)
TR    = CONST(532.0)
TX    = ADD(1.0, F11, 1.0, F12, 1.0, TR)
TX1   = COMP1(0.0, TX, 12.0, 15.0)
TEX   = LPASS1(0.0, TX1, 2.5, 1.0)
IGVE  = ADD(1.0, TEX, -1.0, TR)
IGV1  = PI(0.0, IGVE, 0.2, 0.05, 1.0, 0.28)

```

```

IGV2 = LIMIT1(IGV1,1.0,0.28)
IGV  = LPASS1(0.0,IGV2,3.0,1.0)
TRL  = OFFSET(IGV,-1.0,-150.0)
TRL  = ADD(-1.0,TEX,1.0,TR,1.0,TRL)
TRL1 = WASHOUT(0.0,TRL,0.001,3.3)
TRL2 = ADD(0.004,TRL,0.004,TRL1)
VCET = INTEG2(0.0,TRL2,1.0,1.5,-0.1)
!
! Exhaust to steam turbine
!
F31  = GAIN(IGV,1.387)
F3   = EXP2(F31,0.257)
E1   = MULT(F3,W)
E0   = MULT(E1,TM)
TOST = EXPGOV(E0,1)
!
! Gas turbine
!
WF1  = LPASS1(0.0,WF,0.2,1.0)
F21  = OFFSET(W,-1.0,-5.0)
F22  = OFFSET(WF1,-0.23,1.3)
TM   = ADD(1.0,F21,1.0,F22)
END

```

Os modelos dinâmicos, no Organon, de regulador de tensão, PSS e parâmetros de máquinas, utilizados nas simulações estão apresentados no Apêndice C.

CAPÍTULO VI

SIMULAÇÕES E ANÁLISES REALIZADAS

VI.1 Introdução

Neste capítulo são tratadas as influências dos elementos de controle da turbina a gás de acordo com os modelos dinâmicos proposto no CAPÍTULO IV e no CAPÍTULO V.

Para se avaliar a influência dos elementos de controle presentes no ciclo combinado, nos estudos de estabilidade eletromecânica, considerou-se o sistema elétrico da TKCSA apresentado Apêndice A com a configuração (2:2:1). Os modelos dinâmicos consistem dos modelos das três unidades da TKCSA e quatro modelos dos motores síncronos. Sendo uma unidade equivalente representando Angra dos Reis e uma barra infinita representando o resto do sistema na SE Zona Oeste 500 kV. As simulações realizadas são apresentadas abaixo:

VI.2 Regime Permanente

A simulação em regime permanente normalmente é o primeiro teste que se faz para verificar se o modelo está em equilíbrio, ou seja, com condições iniciais de cada bloco ajustadas corretamente e se os estados permanecem em equilíbrio por um tempo suficientemente longo. A duração da simulação depende da escala de tempo dos fenômenos dinâmicos representados. A Figura VI.1 e a Figura VI.2 mostram a potência mecânica e elétrica dos três geradores. O gerador a vapor está despachado com 310 MW e os geradores a gás com 90 MW cada um. Observa-se que a temperatura de exaustão da turbina a gás, Figura VI.3, a rotação das máquinas a gás, Figura VI.4, e a atuação do VIGV, Figura VI.5, permanecem constantes. Da mesma forma, os sinais dos controles de velocidade, temperatura e aceleração da turbina a gás, admitidos como entrada no bloco referente ao seletor de valor mínimo, também permanecem constantes, Figura VI.6.

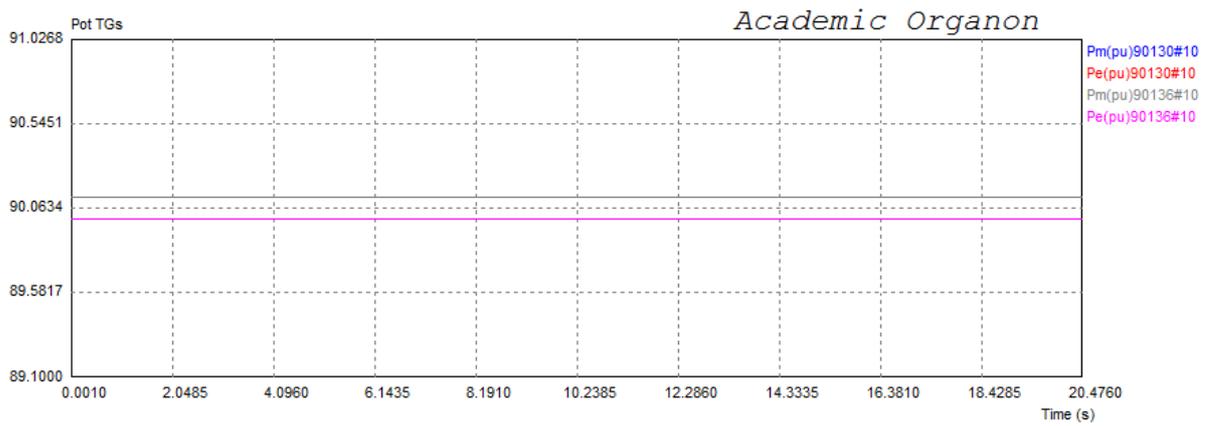


Figura VI.1 – Resposta em regime dos geradores das turbinas a gás.

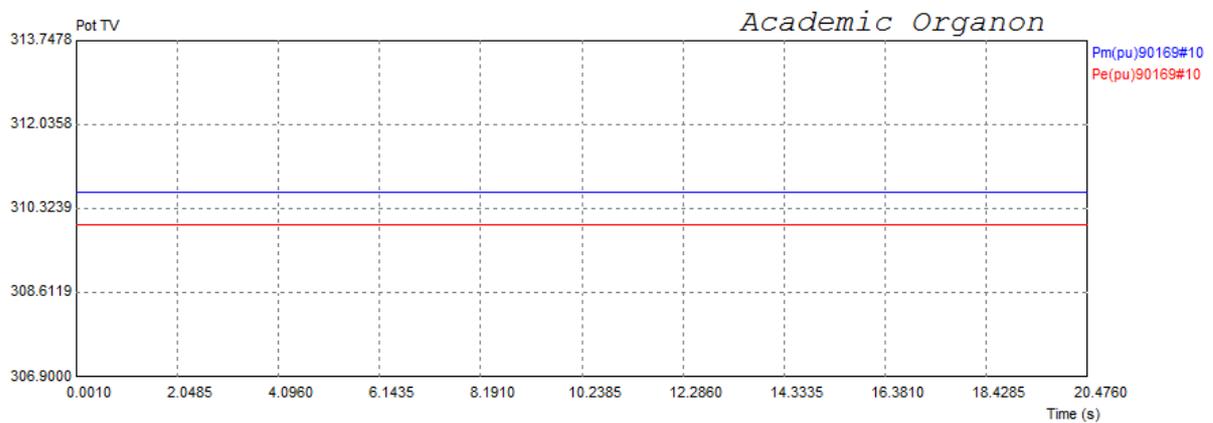


Figura VI.2 – Resposta em regime do gerador da turbina a vapor.

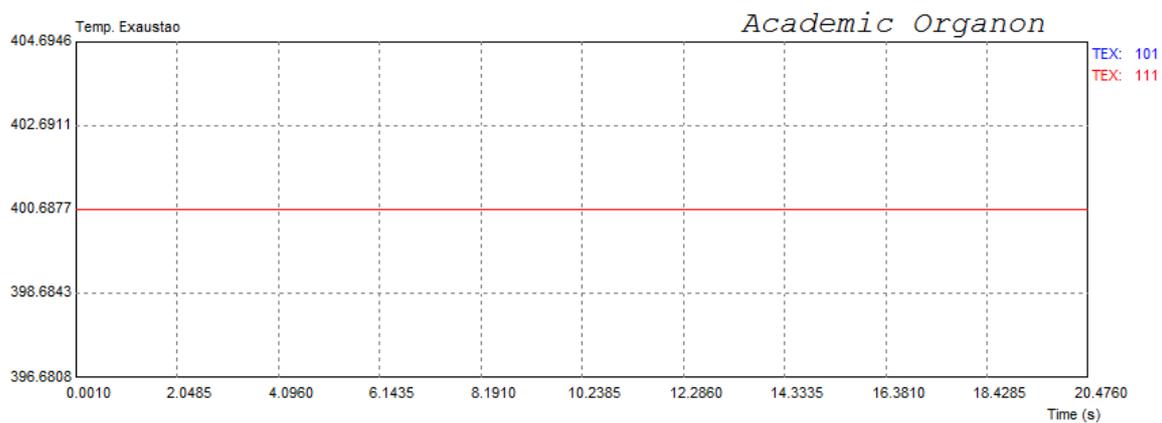


Figura VI.3 – Temperatura de exaustão

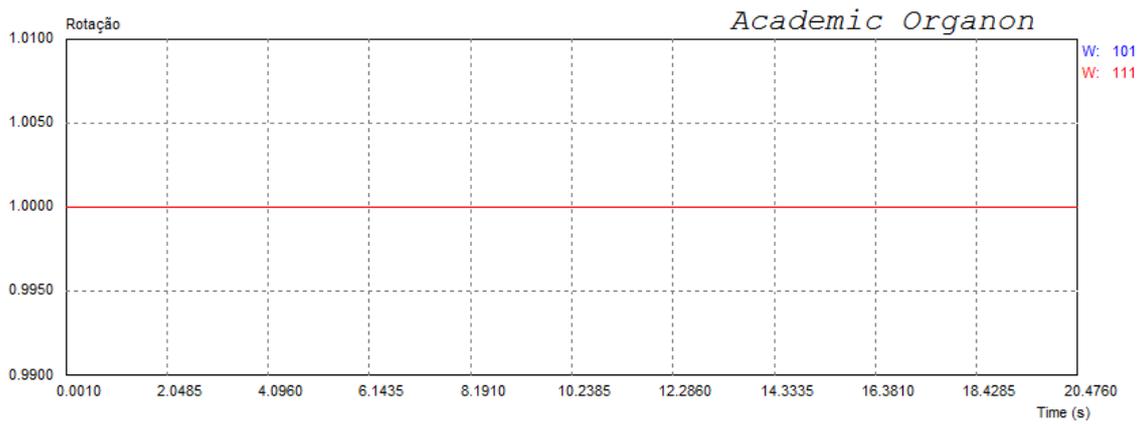


Figura VI.4 – Rotação

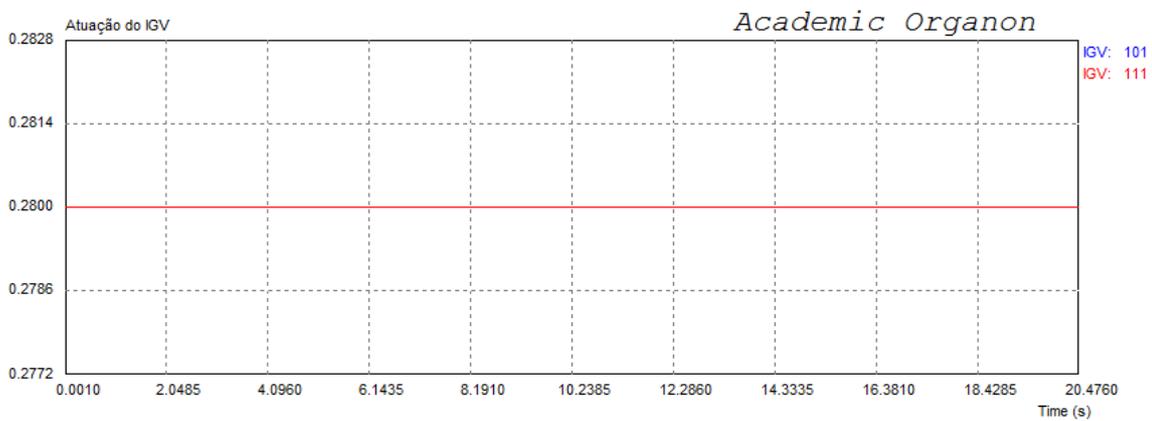


Figura VI.5 – Atuação do IGV

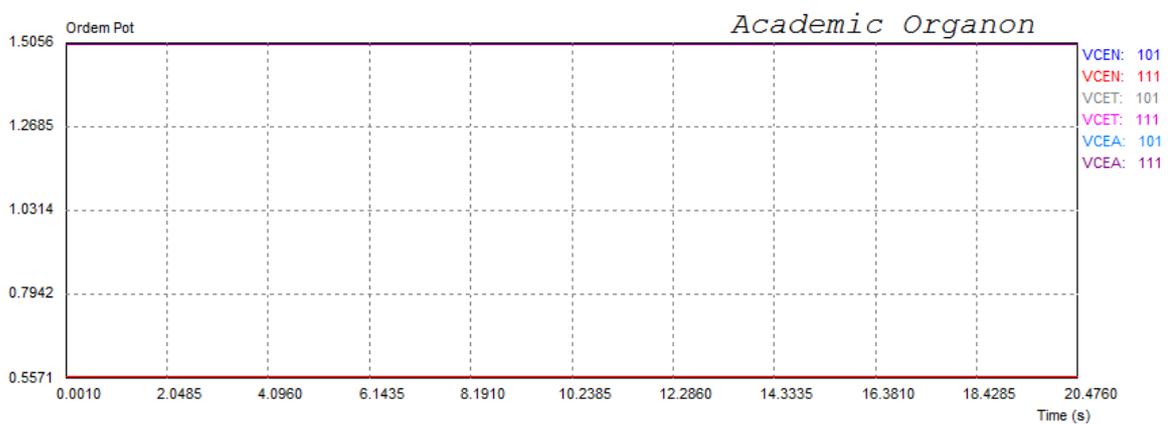


Figura VI.6 – Sinais dos controles de velocidade, temperatura e aceleração

VI.3 Curto-Circuito na SE Zona Oeste 500 kV

A análise de curto-circuito na SE Zona Oeste 500 kV avalia o comportamento do modelo frente a um grande impacto no sistema próximo a rede analisada. Neste teste, foi aplicado um curto-circuito com duração de 100 ms na barra 9601 da SE Zona Oeste 500 kV que interliga a UTE TKCSA ao sistema interligado. Da Figura VI.7 até a Figura VI.16 mostra-se as trajetórias no tempo de algumas das variáveis do sistema e do controle. Pode-se observar que as respostas mostram-se satisfatória (bem amortecida) para o evento em análise. Apresentando pequenas variações com um rápido retorno ao estado inicial.

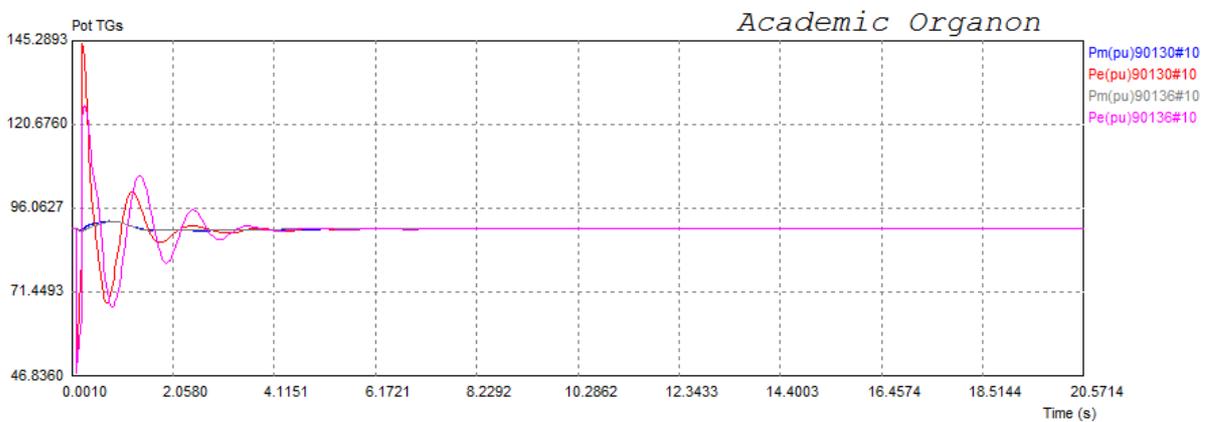


Figura VI.7 – Potência elétrica e mecânica das unidades a gás.

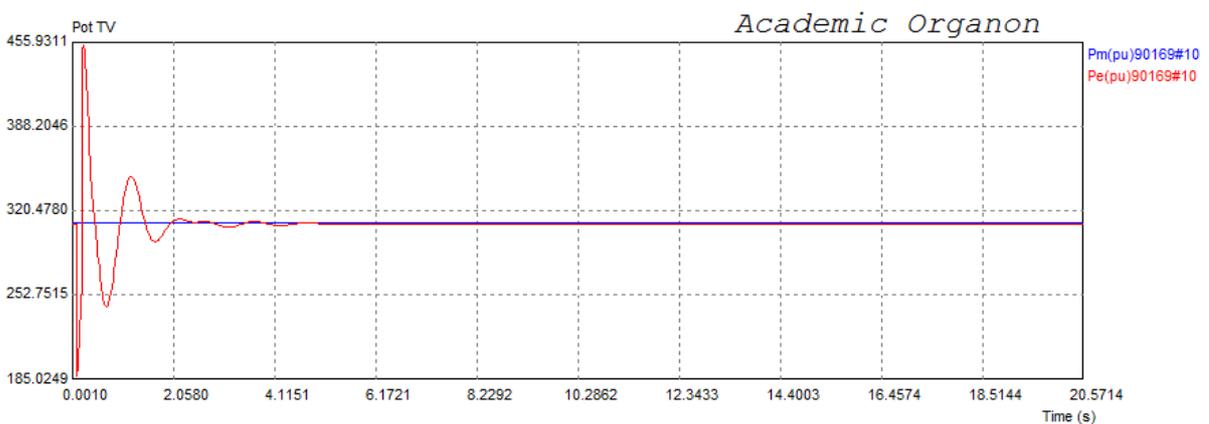


Figura VI.8 – Potência elétrica e mecânica da unidade a vapor.



Figura VI.9 – Tensão na barra 9601 da SE Zona Oeste 500 kV

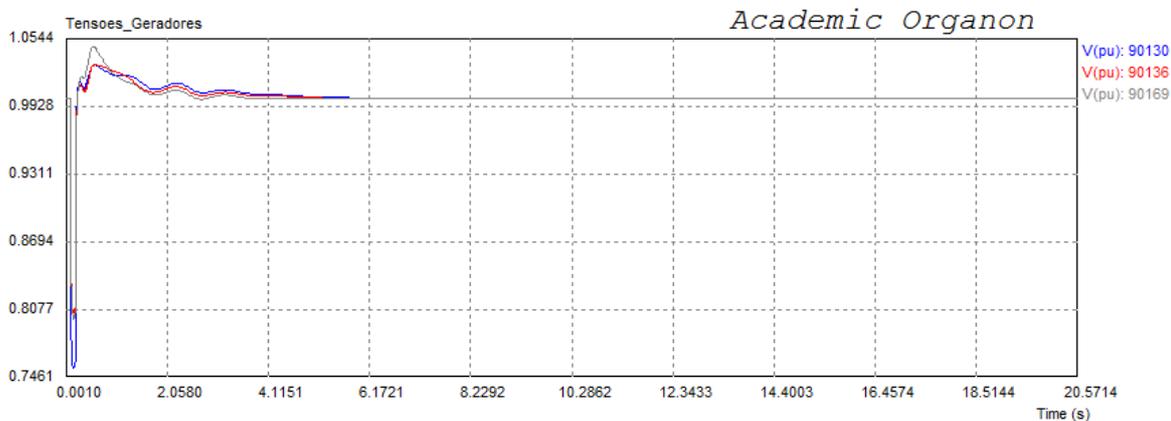


Figura VI.10 – Tensões nas barras de geração 90169 (vapor), 90130 e 90136 (gás)

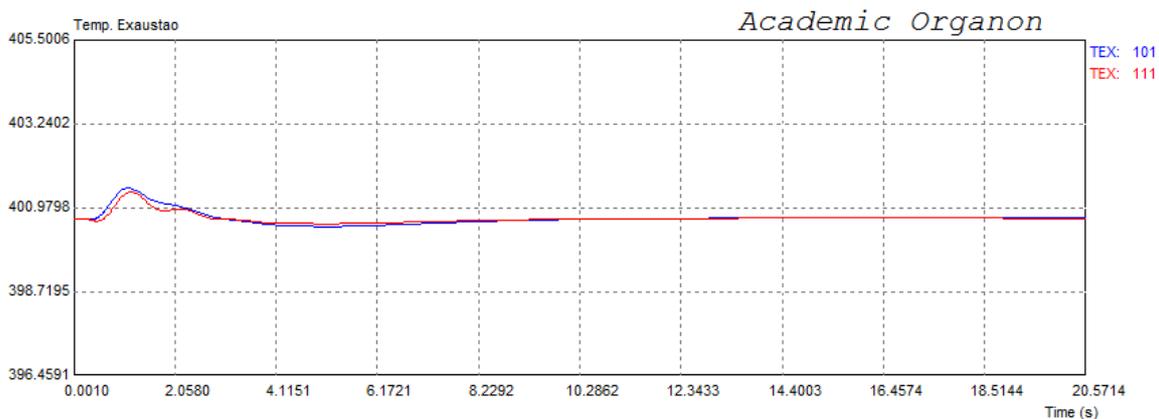


Figura VI.11 – Temperatura de exaustão

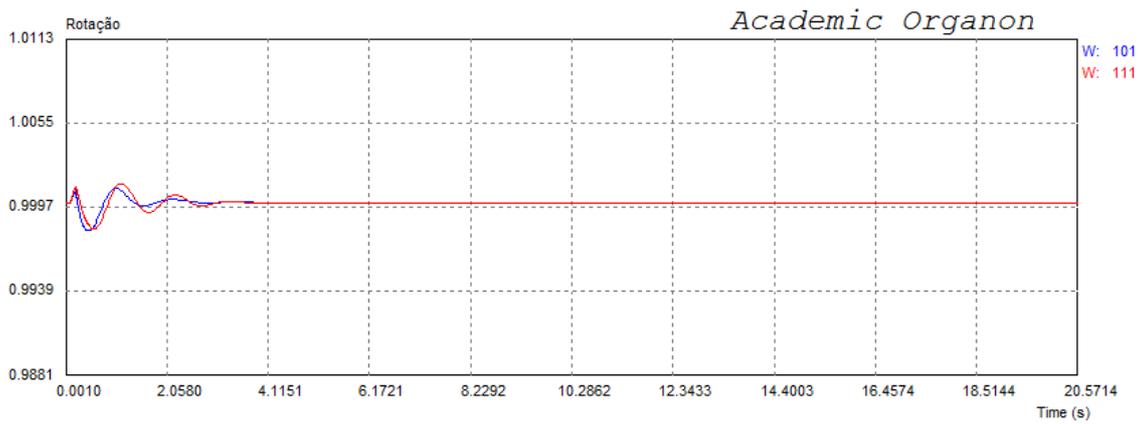


Figura VI.12 – Rotação

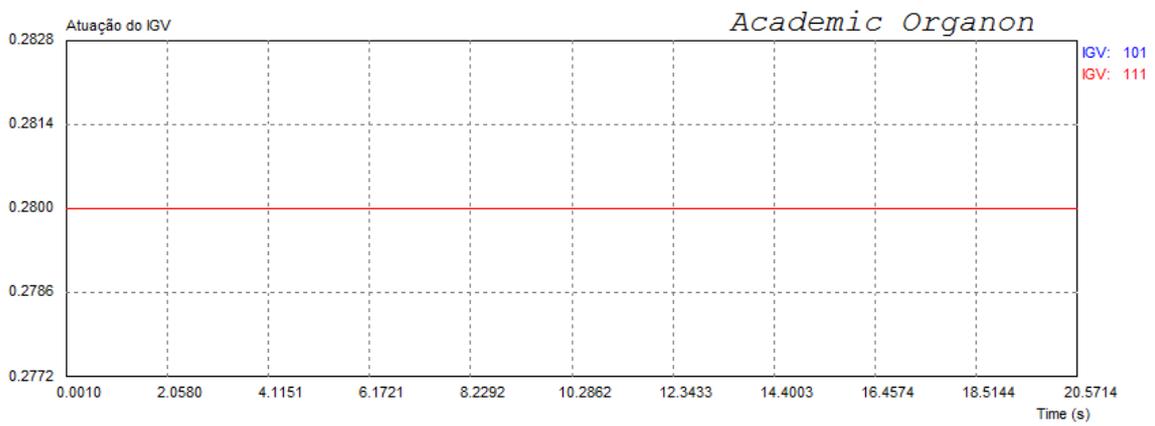


Figura VI.13 – Atuação do IGV

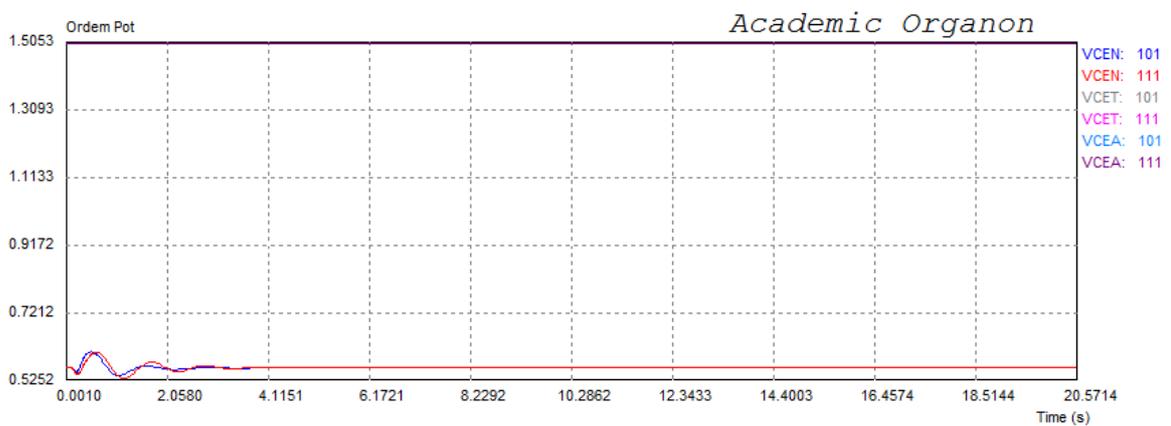


Figura VI.14 – Sinais dos controles de velocidade, temperatura e aceleração

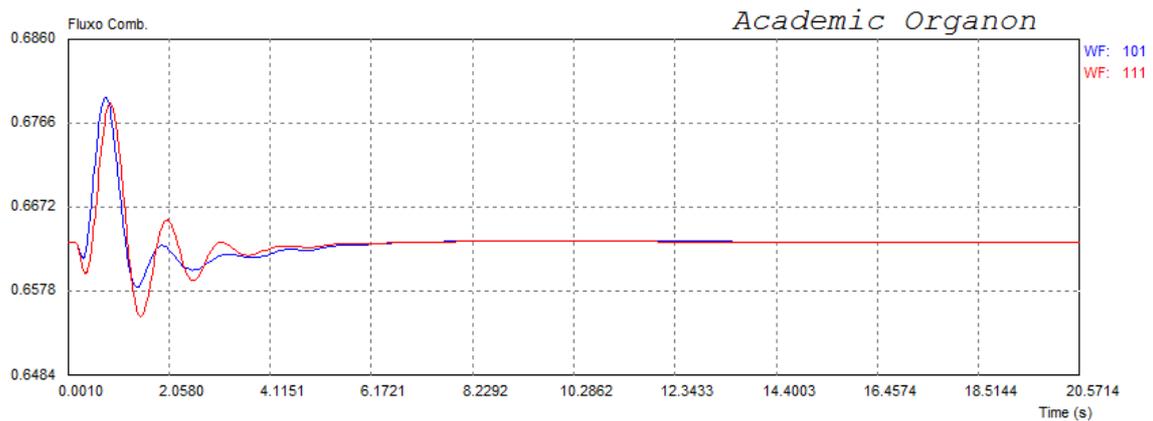


Figura VI.15 – Fluxo de combustível (turbinas a gás).



Figura VI.16 – Erro de velocidade da turbina a gás.

VI.4 Curto-Circuito na Barra 90130 da GT11

A análise de curto-circuito na barra 90130 do gerador da turbina a gás GT11 avalia-se o comportamento do modelo e da rede elétrica interna frente a um grande impacto local. Neste evento, foi aplicado um curto-circuito com duração de 150 ms na barra 90130 da GT11. Da Figura VI.7 até a Figura VI.16 mostra-se as trajetórias no tempo de algumas das variáveis do sistema e do controle. Pode-se observar que as respostas mostram-se satisfatória (bem amortecidas) para o evento em análise. Apresentando pequenas variações com um rápido retorno ao estado inicial.

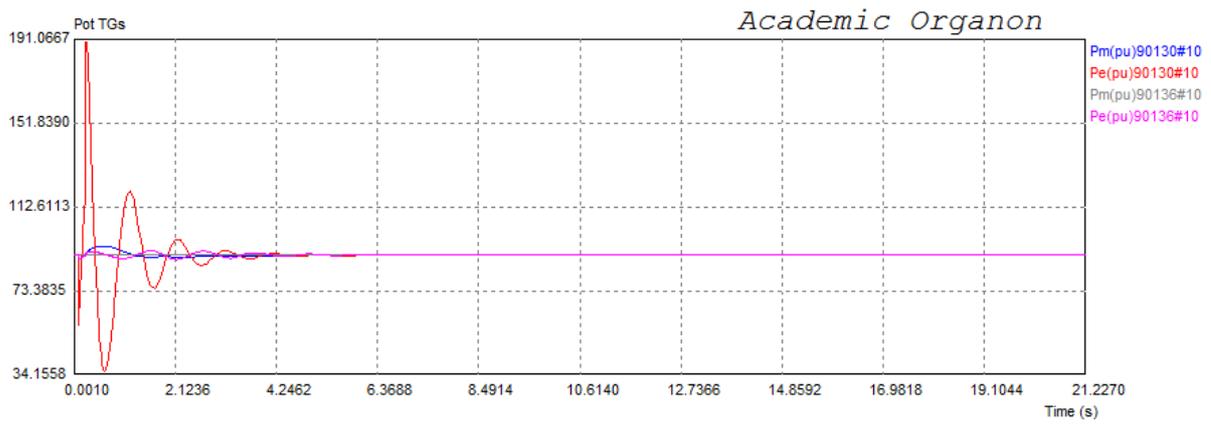


Figura VI.17 – Potência elétrica e mecânica das unidades a gás.

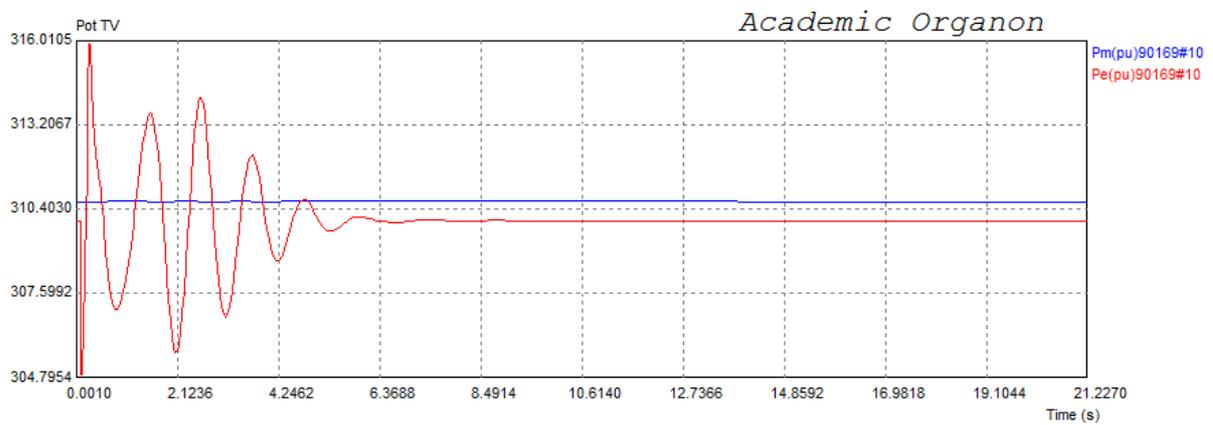


Figura VI.18 – Potência elétrica e mecânica da unidade a vapor.

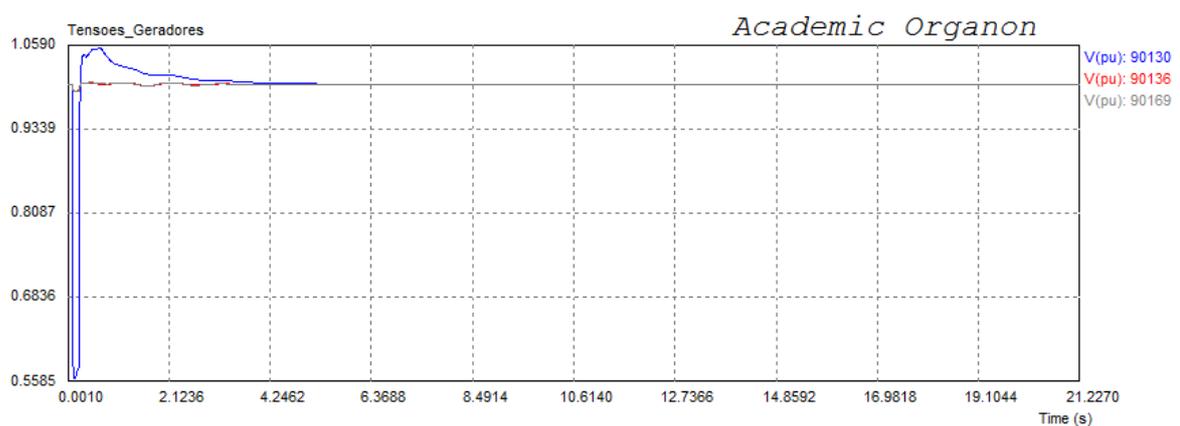


Figura VI.19 – Tensões nas barras de geração 90169 (vapor), 90130 e 90136 (gás)

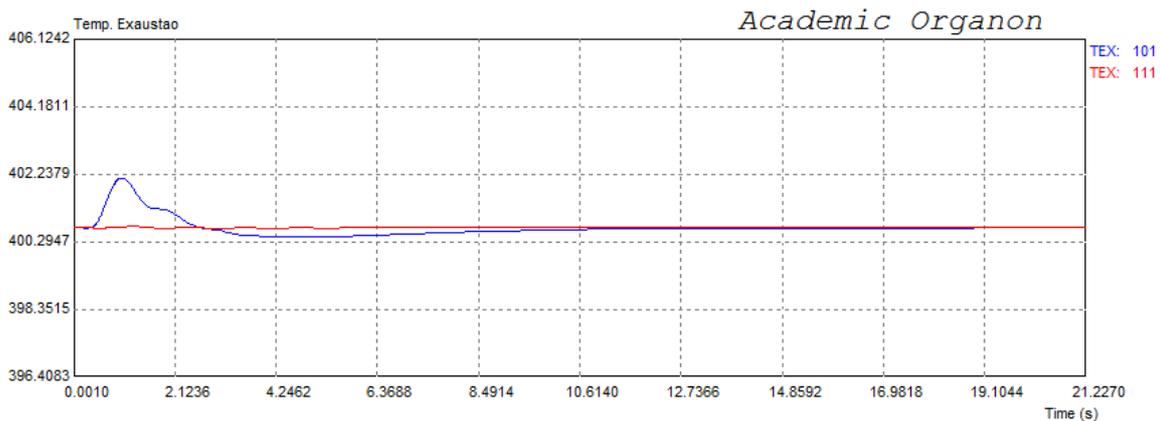


Figura VI.20 – Temperatura de exaustão

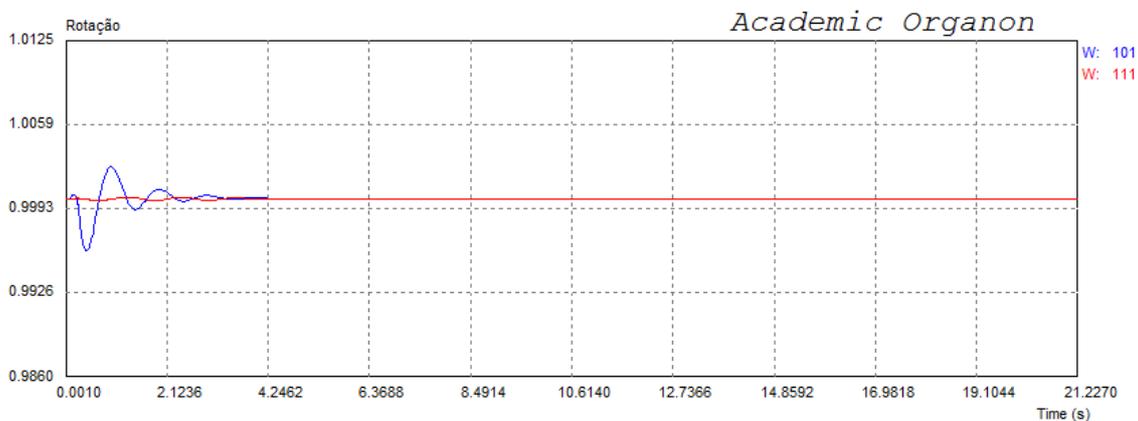


Figura VI.21 – Rotação

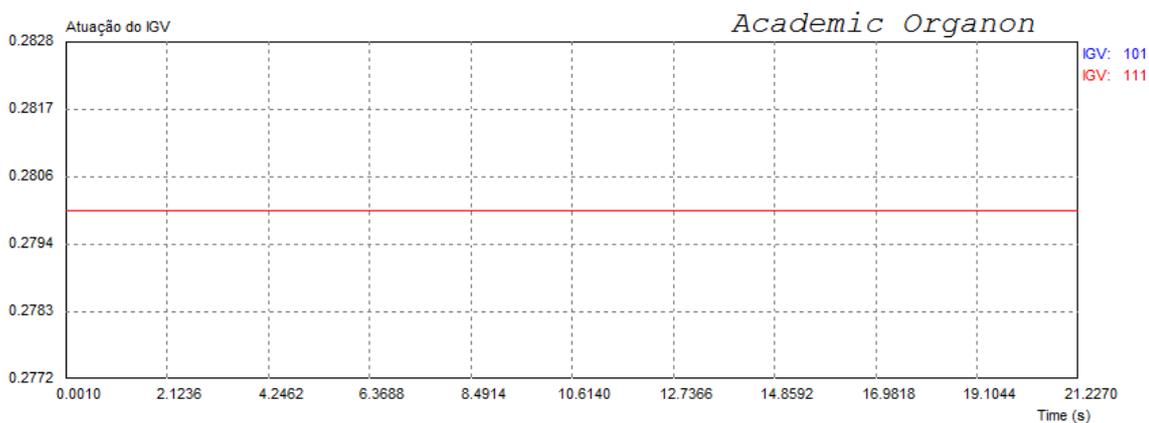


Figura VI.22 – Atuação do IGV

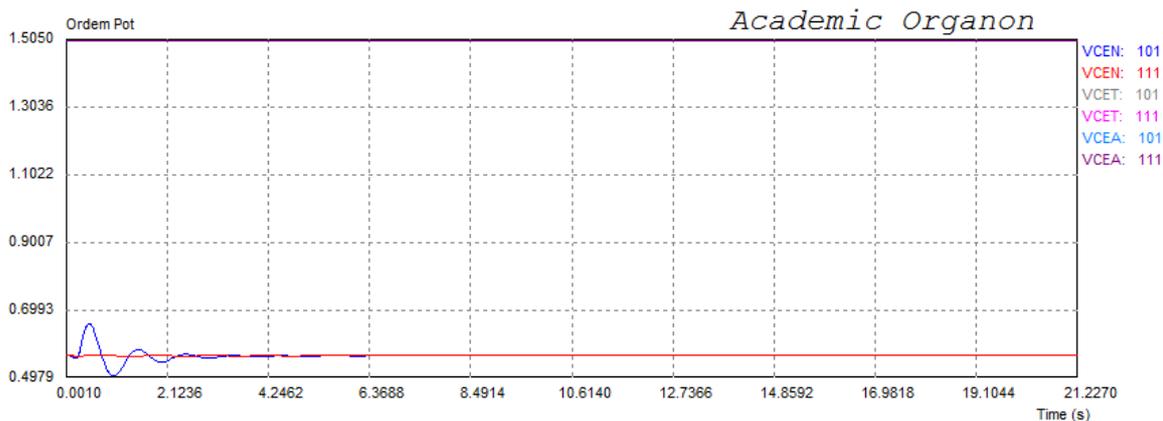


Figura VI.23 – Sinais dos controles de velocidade, temperatura e aceleração

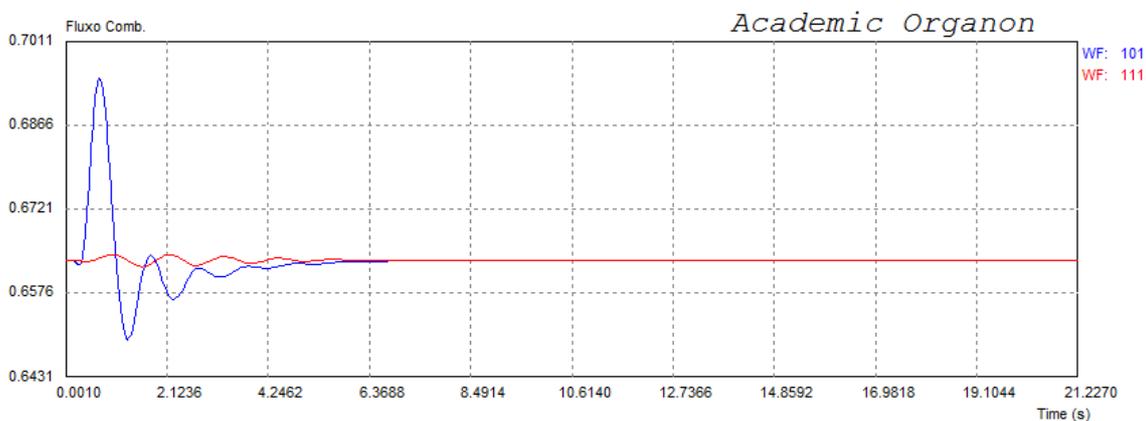


Figura VI.24 – Fluxo de combustível (turbinas a gás).

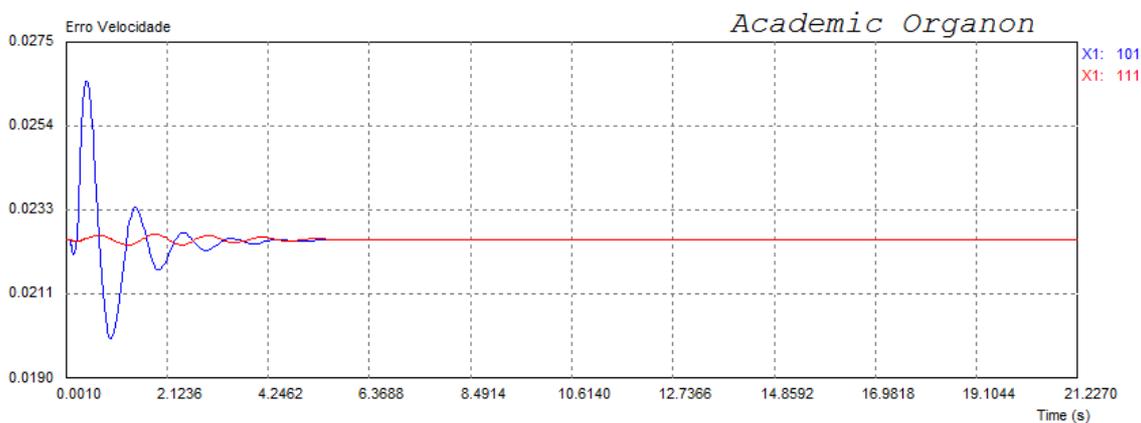


Figura VI.25 – Erro de velocidade da turbina a gás.

VI.5 Ilhamento

Para a análise do evento de ilhamento, cujo sistema elétrico estudado é desconectado do Sistema Interligado, é necessário ressaltar que: Conforme apresentado na Figura VII.10 do Apêndice A, observa-se que apenas o gerador da turbina a gás GT11 conecta-se a barra *Black*, enquanto que na barra *Blue* conecta-se os geradores da turbina a gás GT12 e da turbina a vapor ST18. Além disso, o disjuntor de interligação entre a barra *Black* e a barra *Blue* encontra-se aberto. Ao ocorrer o ilhamento, a turbina a gás GT11 tem sua potência elétrica reduzida para suprir apenas as cargas não essenciais conectadas ao seu barramento. Já para a barra *Blue* permanecem conectados os geradores da turbina a gás GT12 e da turbina a vapor ST18 com as cargas essenciais conectadas ao seu barramento. Desta forma, é possível entender o comportamento da potência mecânica das turbinas para o evento de ilhamento. Observa-se na Figura VI.26 que no momento da ocorrência do evento a potência mecânica da turbina a gás GT12 reduziu rapidamente, a tal ponto que atingiu valores negativo, ou seja, motorizou. Enquanto que a potência mecânica da turbina a vapor ST18 sofre uma redução lenta de potência mecânica, devido às elevadas constantes de tempo da caldeira de recuperação.

Para o evento de ilhamento ter uma resposta satisfatória é necessário que atue um sistema de proteção para remover os geradores antes que o mesmo motorize. Equilibrando assim carga e geração interna.

Verifica-se na Figura VI.28 que as tensões têm uma elevação significativa, mas são corrigidas pelo controle de tensão. Na Figura VI.29 verifica-se uma queda na temperatura de exaustão maior para a turbina GT12 e na Figura VI.30 uma elevada variação na rotação da mesma. O controle de IGV não atua como visto na Figura VI.31 e a atuação do controle de velocidade é predominante para este evento, como mostra a Figura VI.32.

O fluxo de combustível, Figura VI.33, e o erro de velocidade, Figura VI.34, apresentam uma redução significativa para a turbina a gás GT12, enquanto que para turbina a gás GT11 pouco varia.

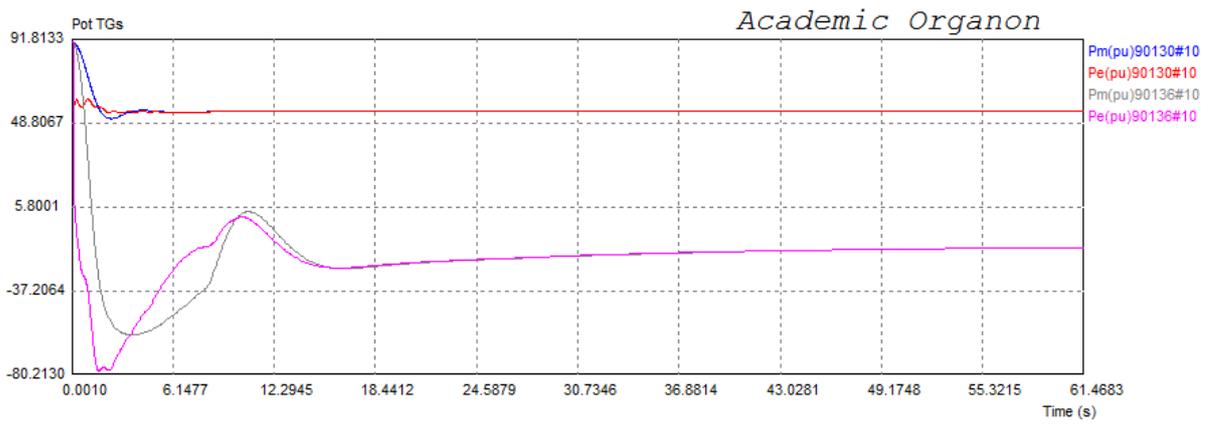


Figura VI.26 – Potência elétrica e mecânica das unidades a gás.

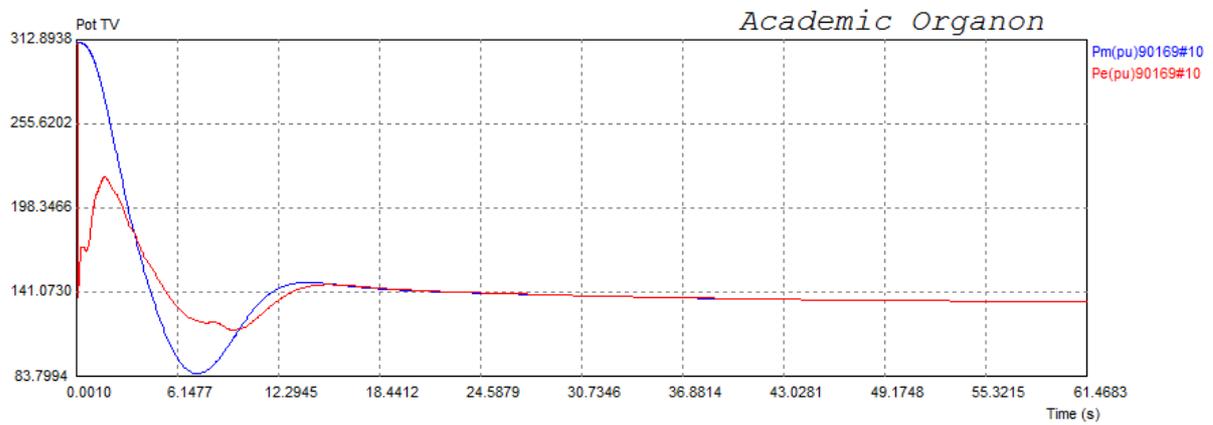


Figura VI.27 – Potência elétrica e mecânica da unidade a vapor.

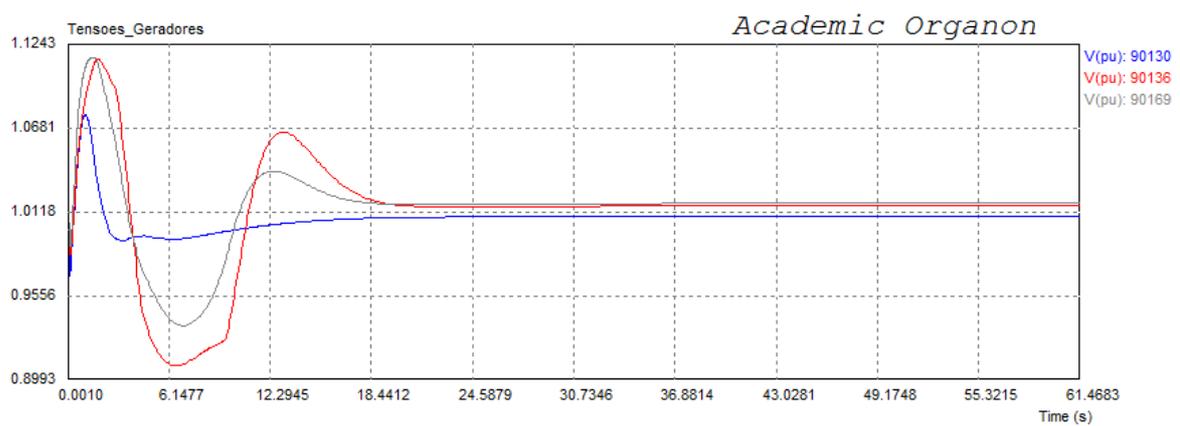


Figura VI.28 – Tensões nas barras de geração 90169 (vapor), 90130 e 90136 (gás)

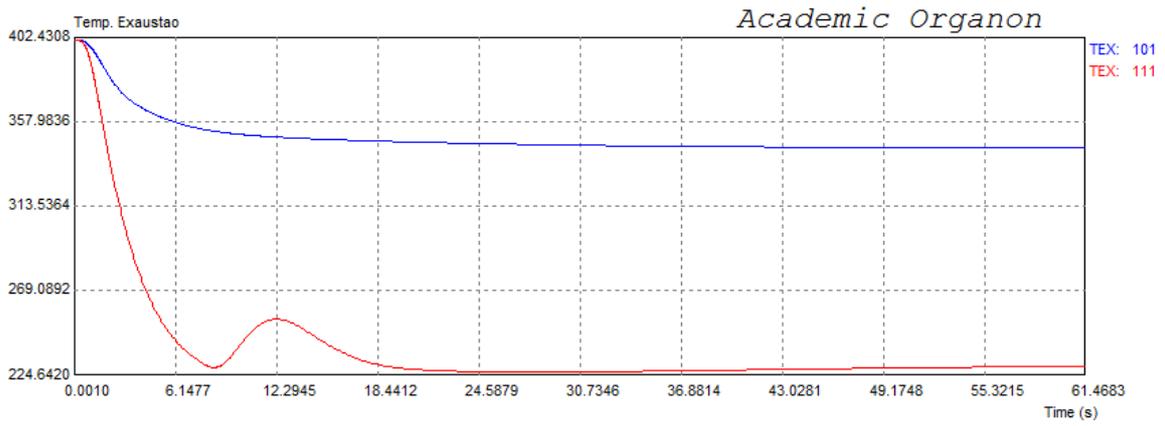


Figura VI.29 – Temperatura de exaustão

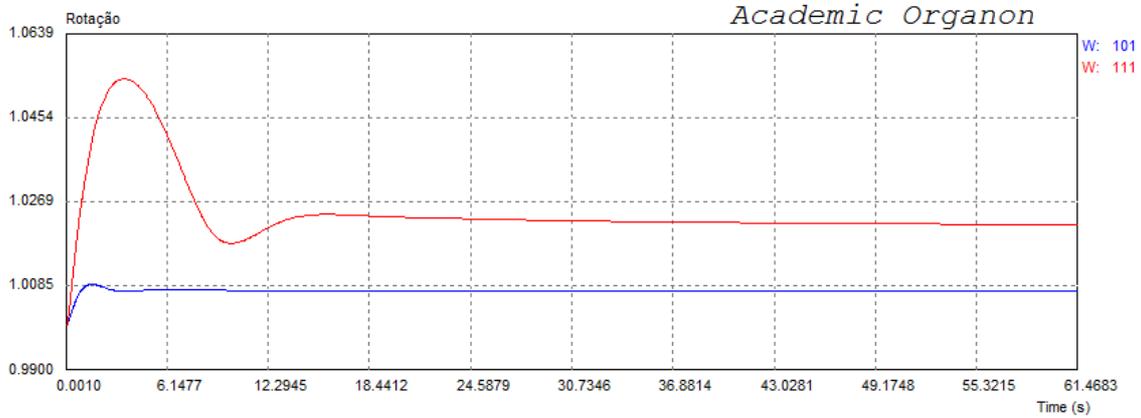


Figura VI.30 – Rotação

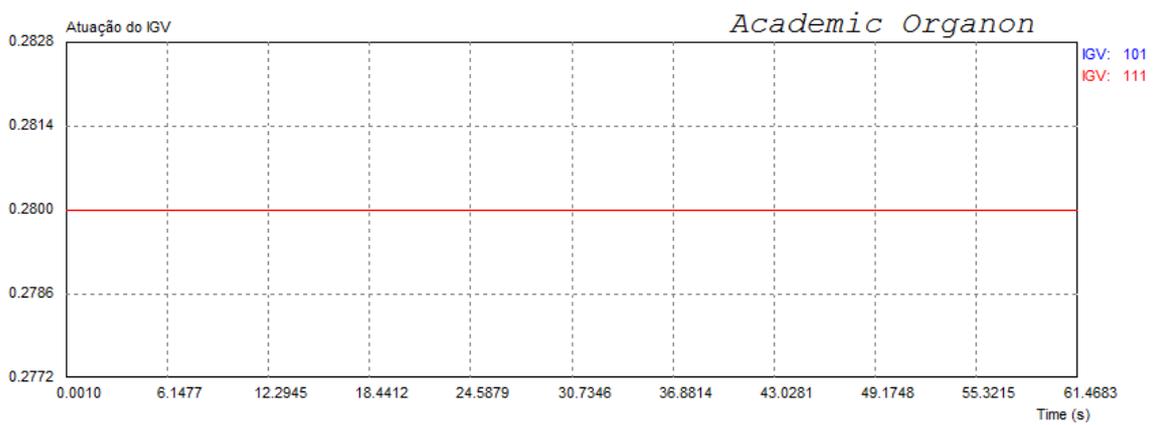


Figura VI.31 – Atuação do IGV

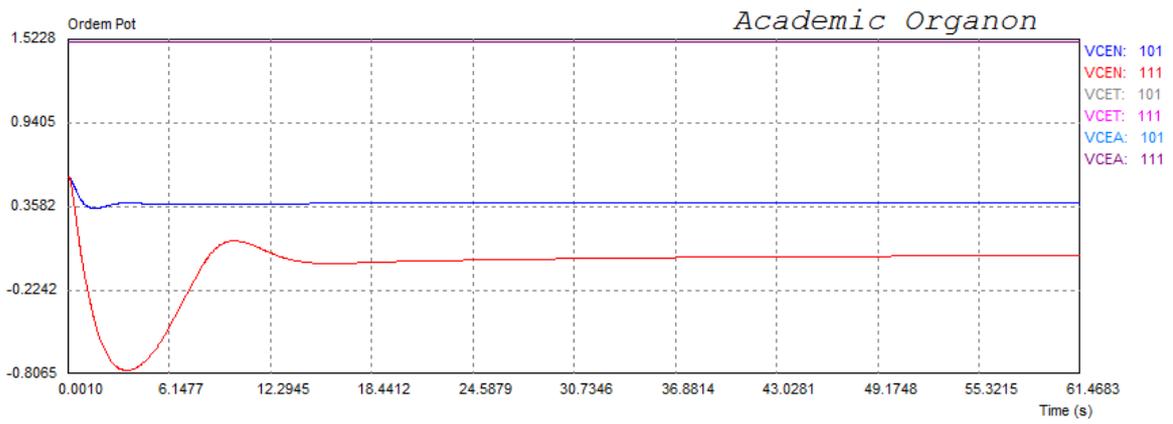


Figura VI.32 – Sinais dos controles de velocidade, temperatura e aceleração

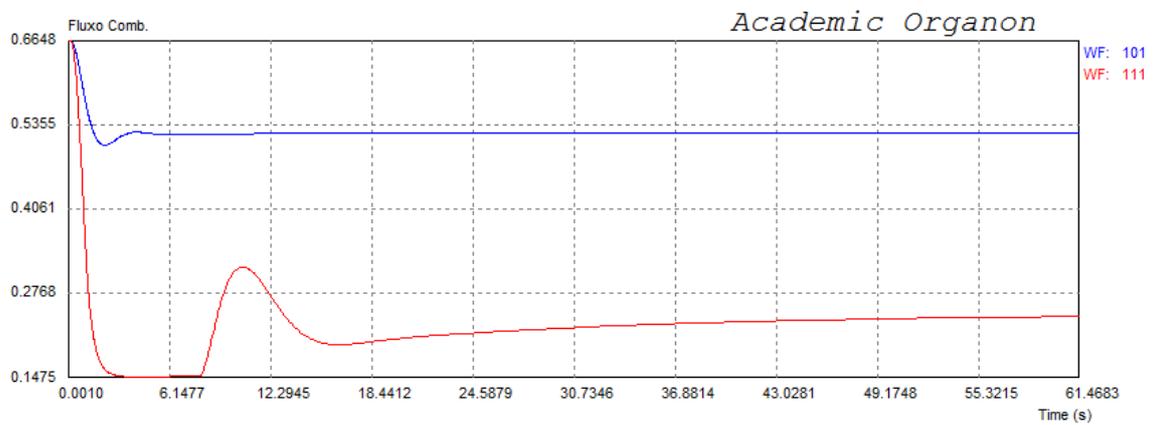


Figura VI.33 – Fluxo de combustível (turbinas a gás).

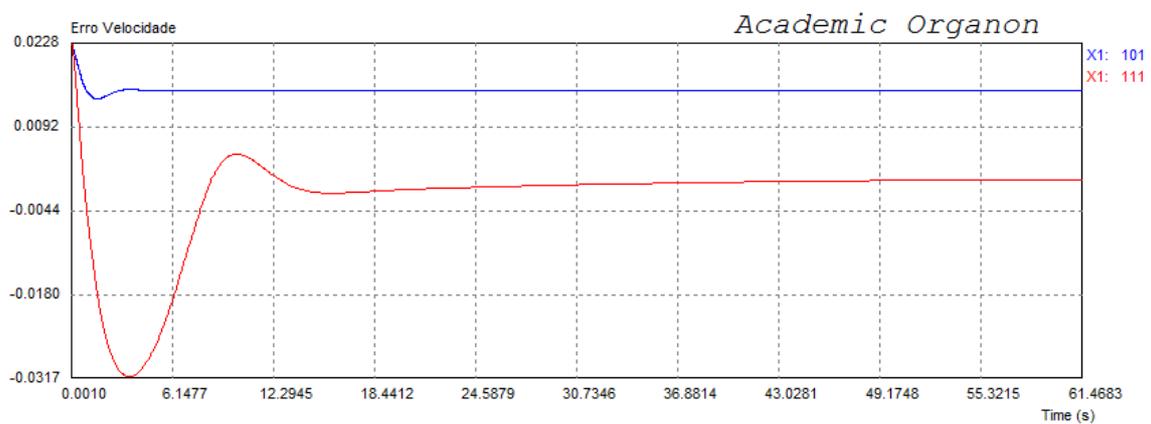


Figura VI.34 – Erro de velocidade da turbina a gás.

VI.6 Perda da turbina a gás GT11

Nesta análise é considerada a rejeição do gerador da turbina gás GT11 através da abertura do circuito a ele conectado. Observa-se na Figura VI.35 que a potência da turbina a gás GT12 praticamente não sofre alteração. Já para a turbina a vapor ST18 verifica-se uma queda de potência, Figura VI.36, pois o vapor que era importado da turbina gás GT11 é perdido. A Figura VI.37 mostra que não houve variação nas tensões nos barramentos em que os geradores permaneceram conectados.

A temperatura de exaustão, Figura VI.38, a rotação, Figura VI.39, a atuação do IGV, Figura VI.40, o sinal de controle, Figura VI.41, o fluxo de combustível, Figura VI.42 e o erro de velocidade para a turbina a gás GT12, Figura VI.43, não sofrem variação.

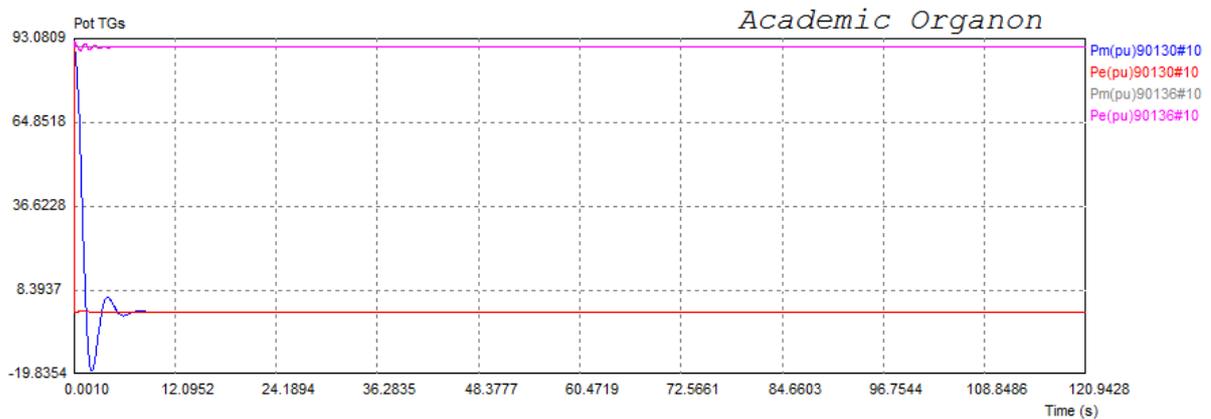


Figura VI.35 – Potência elétrica e mecânica das unidades a gás.

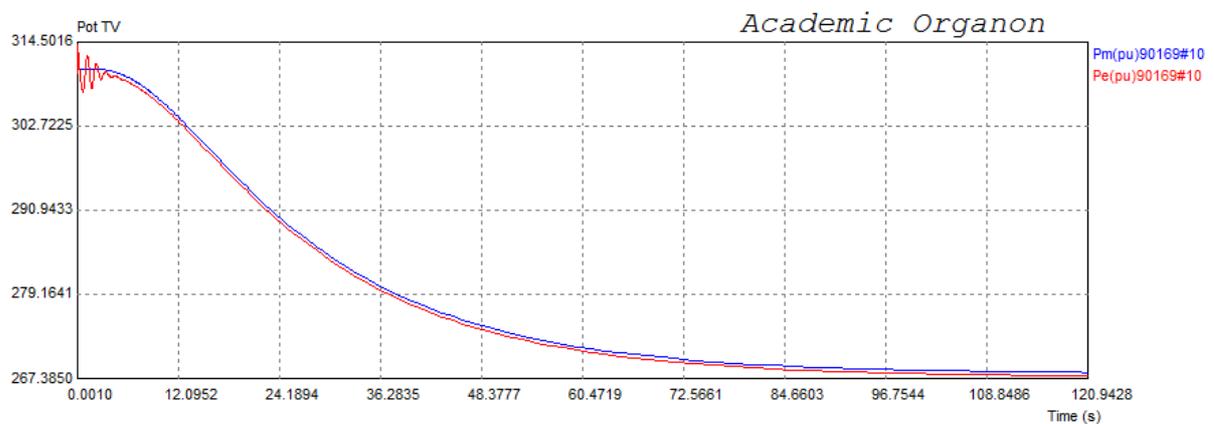


Figura VI.36 – Potência elétrica e mecânica da unidade a vapor.

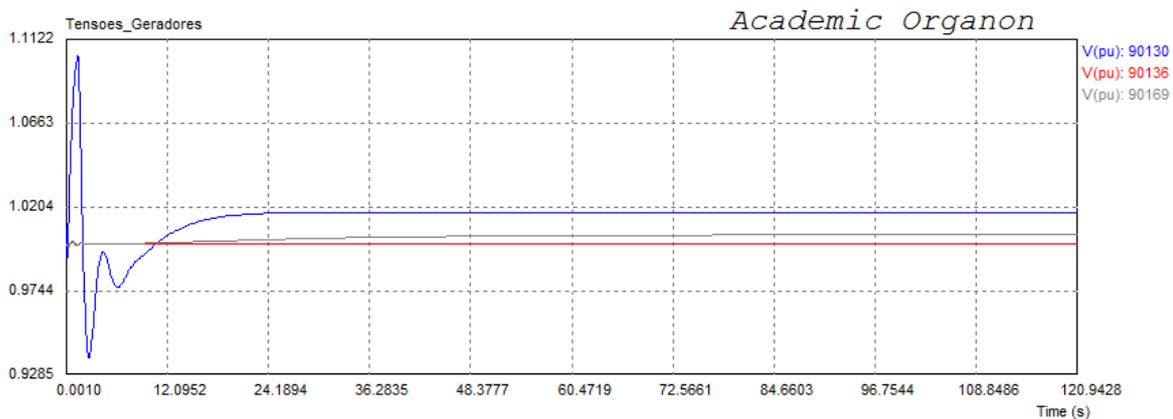


Figura VI.37 – Tensões nas barras de geração 90169 (vapor), 90130 e 90136 (gás)

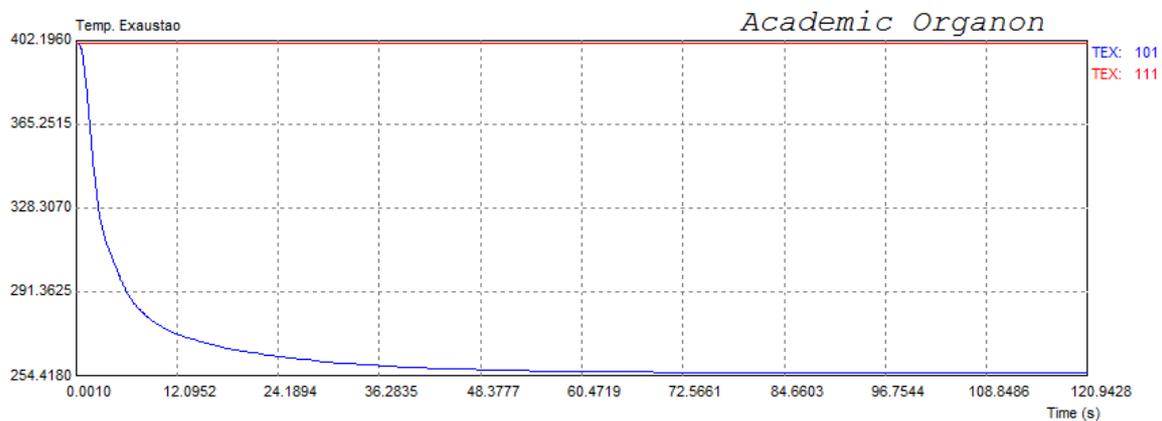


Figura VI.38 – Temperatura de exaustão

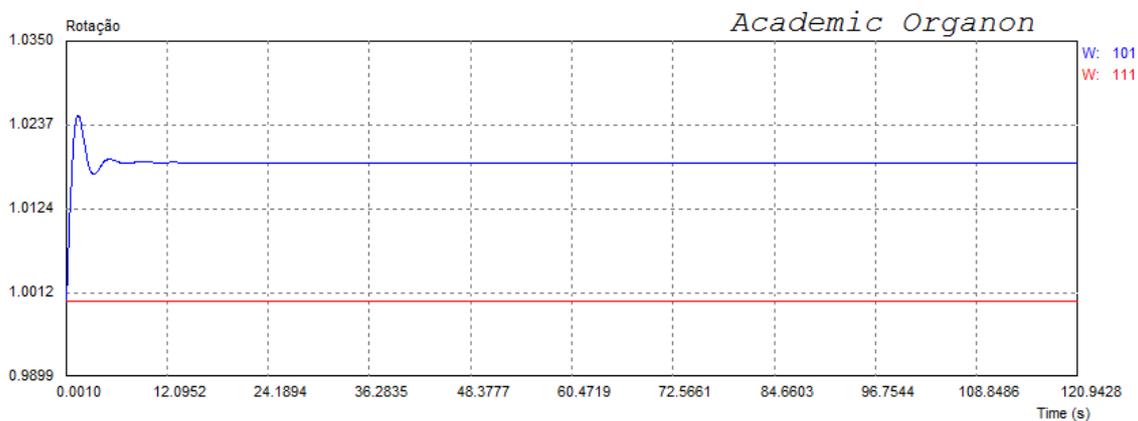


Figura VI.39 – Rotação

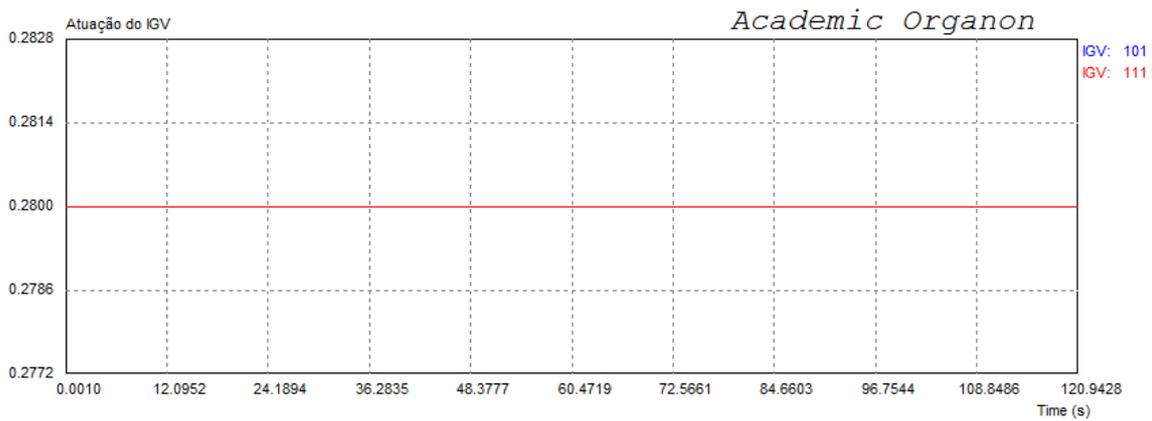


Figura VI.40 – Atuação do IGV

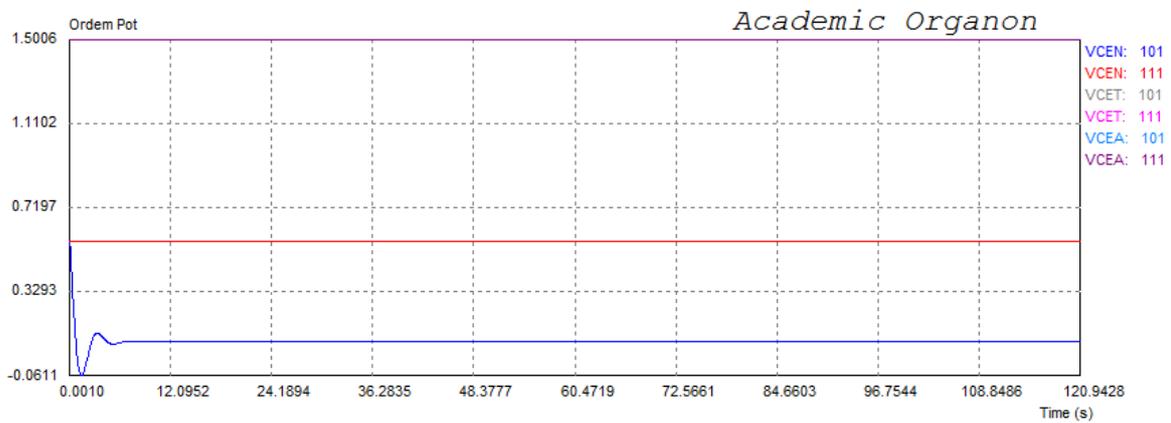


Figura VI.41 – Sinais dos controles de velocidade, temperatura e aceleração

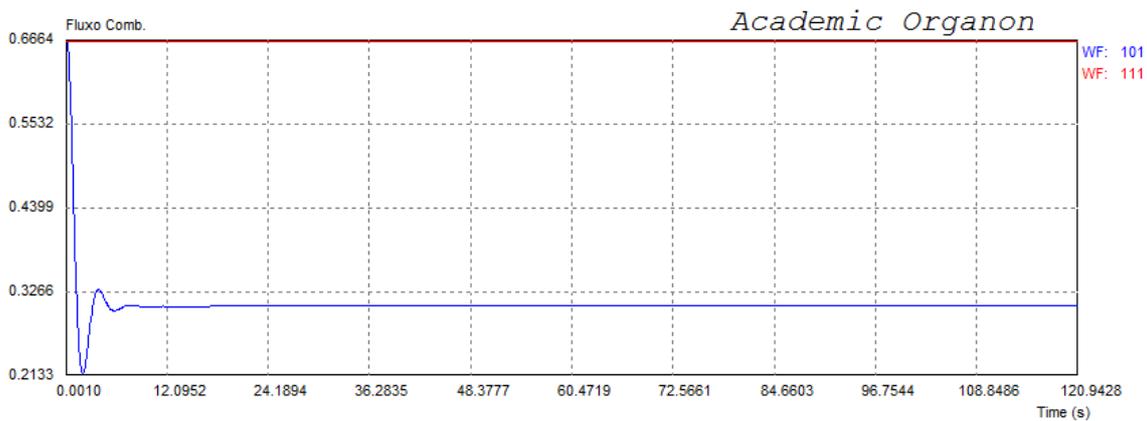


Figura VI.42 – Fluxo de combustível (turbinas a gás).

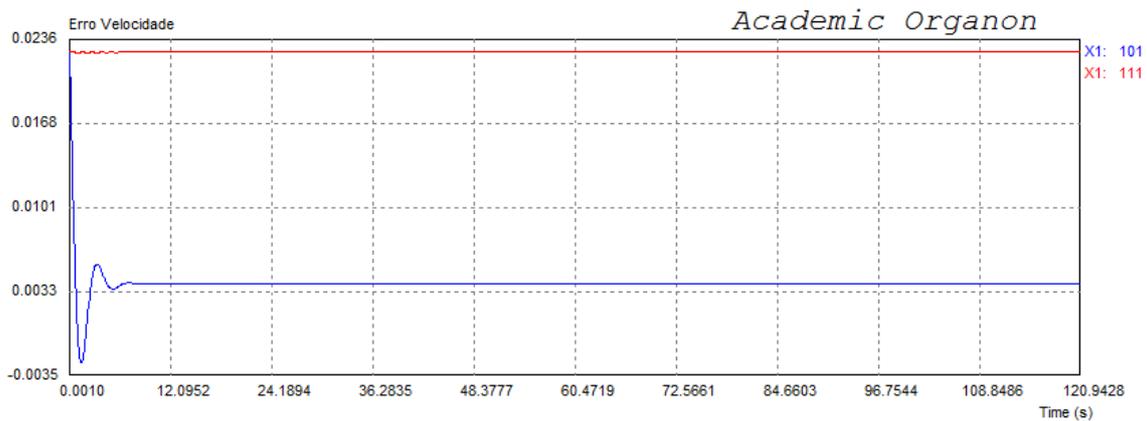


Figura VI.43 – Erro de velocidade da turbina a gás.

VI.7 Perda das turbinas a gás GT11 e GT12

Nesta análise é considerada a rejeição dos geradores das turbinas gás GT11 e GT12, através da abertura dos circuitos a eles conectados. Observa-se na Figura VI.45 que a potência da turbina a vapor ST18 sofre uma queda considerável de potência, visto que o vapor que era importado das turbinas gás GT11 e GT12 são perdidos. Permanecendo apenas a contribuição de calor produzido localmente pela turbina a vapor, correspondente a 60 % de sua geração máxima. Além disso, pode-se observar que a turbina a vapor ST18 sofre uma redução lenta de potência mecânica, devido às elevadas constantes de tempo da caldeira de recuperação. A Figura VI.46 mostra que não há variação de tensão na barra do gerador da turbina a vapor ST18. Da Figura VI.47 até a Figura VI.52 mostra-se as trajetórias no tempo de algumas das variáveis do controle das turbinas a gás que se encontram desconectadas.

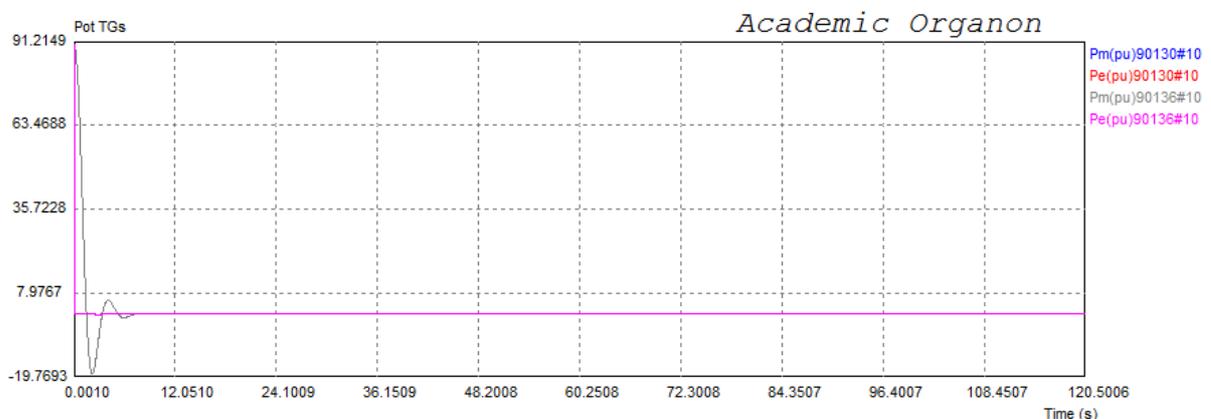


Figura VI.44 – Potência elétrica e mecânica das unidades a gás.

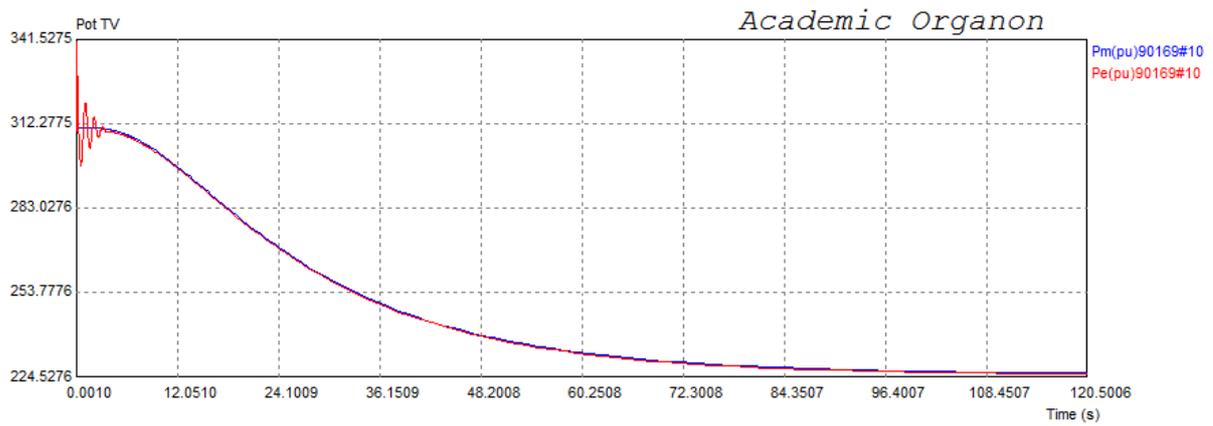


Figura VI.45 – Potência elétrica e mecânica da unidade a vapor.

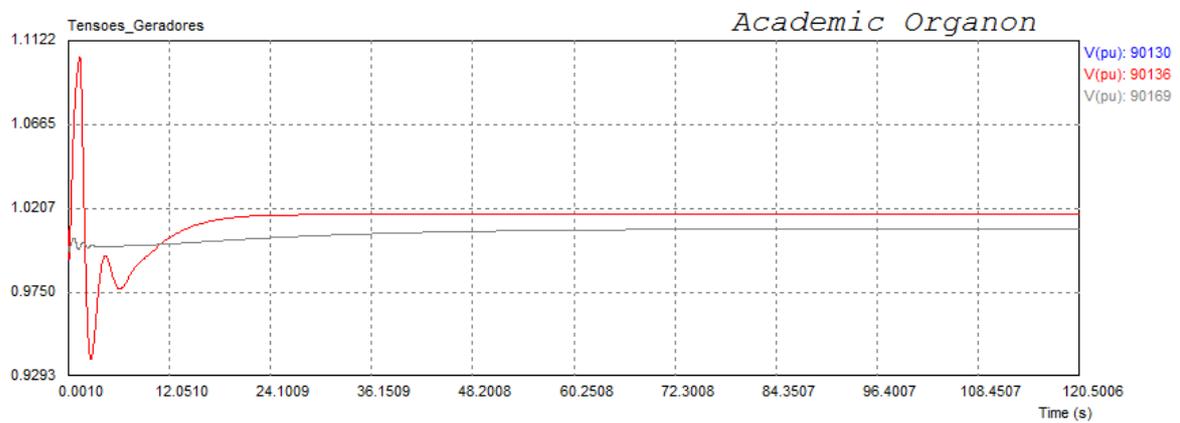


Figura VI.46 – Tensões nas barras de geração 90169 (vapor), 90130 e 90136 (gás)

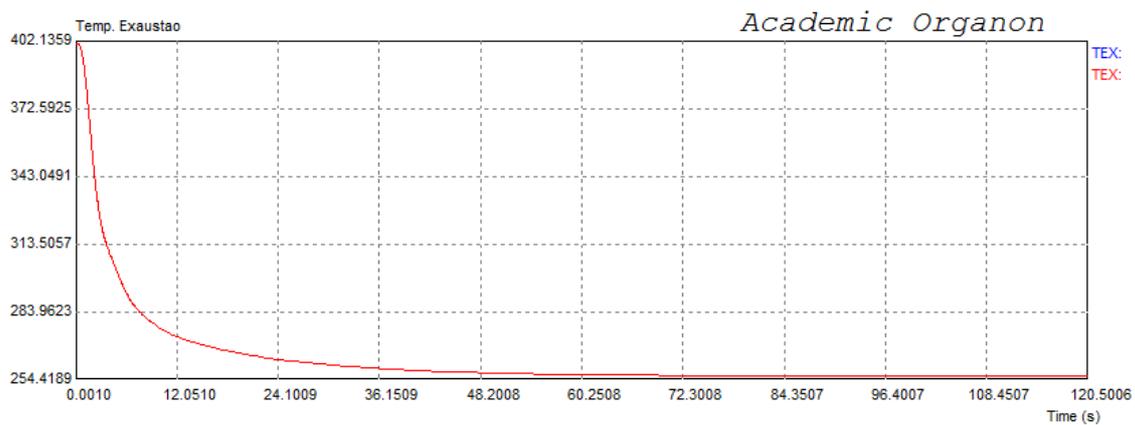


Figura VI.47 – Temperatura de exaustão

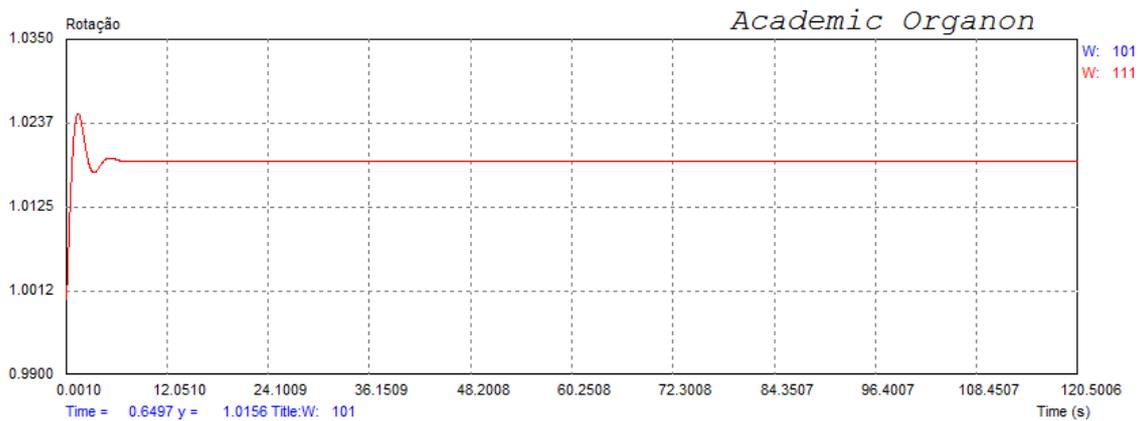


Figura VI.48 – Rotação

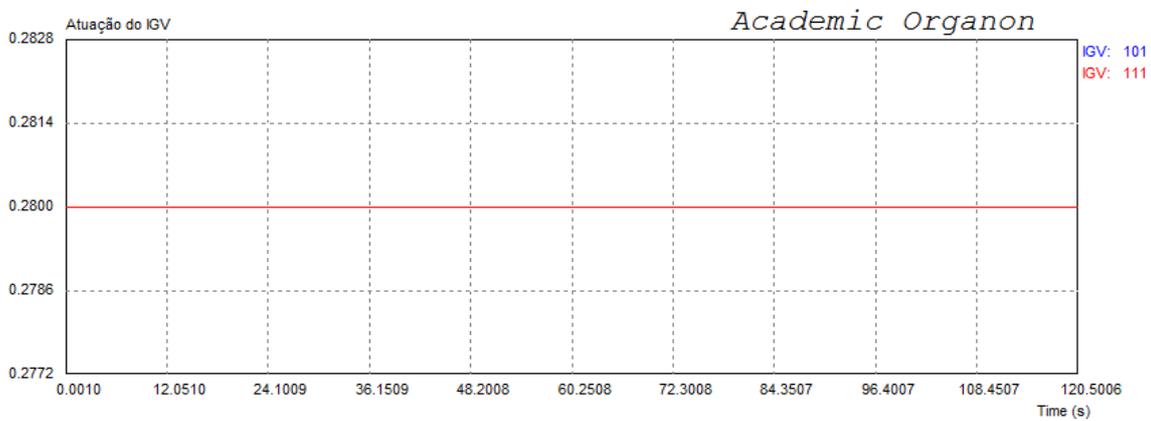


Figura VI.49 – Atuação do IGV



Figura VI.50 – Sinais dos controles de velocidade, temperatura e aceleração

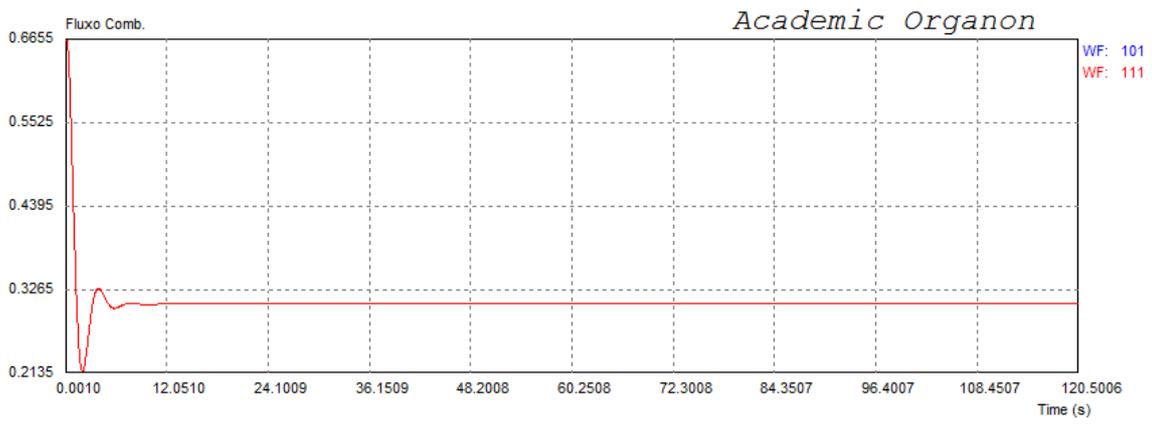


Figura VI.51 – Fluxo de combustível (turbinas a gás).

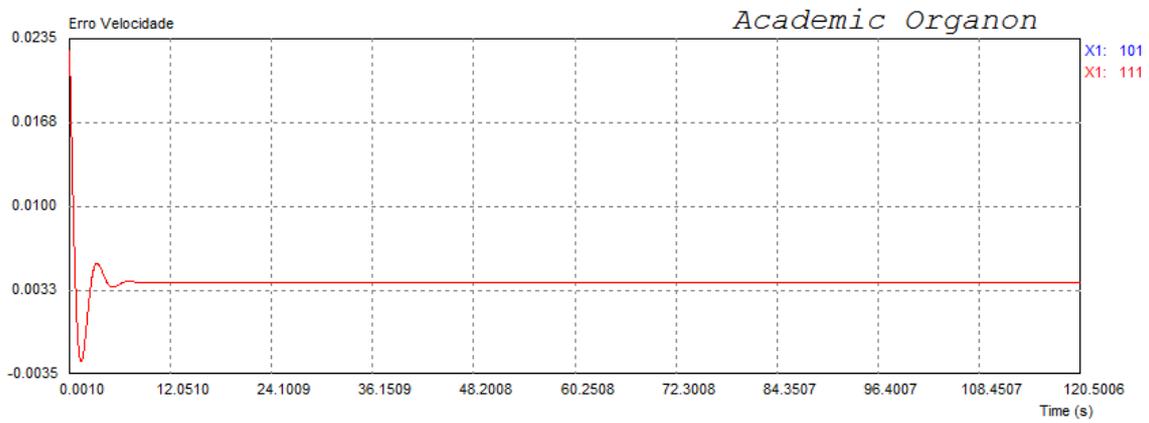


Figura VI.52 – Erro de velocidade da turbina a gás.

CAPÍTULO VII

CONCLUSÕES E TRABALHOS FUTUROS

VII.1 Conclusões

Este trabalho apresenta os principais componentes de uma planta em ciclo combinado gás-vapor, descrevendo a modelagem dos principais equipamentos do ciclo gás-vapor, tais como a turbina a gás, caldeira de recuperação de calor e turbina a vapor. A metodologia utilizada para a realização desta modelagem se baseou nos modelos matemáticos propostos por Rowen [7] e [8].

Para os modelos das turbinas a gás foi representado o controle principal de regulador de velocidade, o controle de temperatura e o controle de aceleração, além das funções de seletor de valor mínimo, o bloco limitador, as equações que determinam a temperatura dos gases de exaustão, do conjugado mecânico, da quantidade dos gases de exaustão e do controle de IGV.

A representação das caldeiras de recuperação foi modelada por duas constantes de tempo, uma associada à transferência de calor entre os gases de exaustão e o vapor, e a outra ao acúmulo de vapor.

Para o modelo da turbina a vapor foram representados a câmara de vapor, reaquecedor, crossover, fatores de participação de cada estágio de pressão e os limitadores.

Após a modelagem matemática destes componentes, pode-se analisar o comportamento da planta modelada, Figura VII.1, operando em ciclo combinado. Onde se observou as grandezas mais relevantes, como a potência mecânica das turbinas, a velocidade de eixo, a temperatura dos gases de exaustão da turbina a gás, a posição do VIGV e os três sinais de controle da turbina a gás.

As simulações consideraram o sistema elétrico equivalente da TKCSA com duas turbinas a gás, duas caldeiras de recuperação de calor e uma turbina a vapor, configuração (2:2:1). Além da representação de quatro motores síncronos, uma unidade equivalente representando Angra dos Reis e uma barra infinita representando o resto do sistema na SE Zona Oeste 500 kV.

Através dos resultados obtidos nas simulações pode-se verificar que:

Para a simulação em regime permanente, verifica-se que o modelo está em equilíbrio para as condições iniciais de cada bloco ajustadas.

Para ocorrência de curto-circuito na SE Zona Oeste 500 kV observa-se um comportamento satisfatório do modelo frente a um grande impacto no sistema próximo a rede analisada. As respostas para o evento em análise apresentam pequenas variações com um rápido retorno ao estado inicial.

Para ocorrência de curto-circuito na barra 90130 do gerador da turbina a gás GT11 avalia-se o observa-se um comportamento satisfatório do modelo e da rede elétrica interna frente a um grande impacto local. As trajetórias no tempo de algumas das variáveis do sistema e do controle mostram-se satisfatória para o evento em análise. Apresentando pequenas variações com um rápido retorno ao estado inicial.

Para a simulação da ocorrência de ilhamento, observa-se a atuação dos controles de forma clara. Onde os controles da turbina a gás sofrem rápidas variações enquanto que os controles da turbina a vapor atuam de forma mais lenta devido as elevadas constantes de tempo verificadas na caldeira de recuperação. Além disso observou-se que devido ao desligamento intempestivo com o SIN, a turbina a gás GT12 tem uma elevada queda de sua potência fazendo que a mesma motorize. Sendo necessário a atuação de proteção para o corte de geração.

Para a simulação de perda da GT11 observa-se que a potência da turbina a gás GT12, que permanece conectada, praticamente não sofre variação nas variáveis de controle e do sistema. Porém, a turbina a vapor ST18 apresenta uma queda de potência significativa, pois o vapor, antes importado da turbina gás GT11 é perdido.

Para a simulação de perda da GT11 e da GT12 observa-se uma queda considerável na potência da turbina a vapor ST18, visto que o vapor antes importado das turbinas gás GT11 e GT12 é perdido. Permanecendo apenas a contribuição de calor produzido localmente pela turbina a vapor, correspondente a 60 % de sua geração máxima. Além disso, pode-se observar que a turbina a vapor ST18 sofre uma redução lenta de potência mecânica, devido às elevadas constantes de tempo da caldeira de recuperação.

Ressalta-se que para todos os casos analisados, observou-se que o controle de velocidade das turbinas a gás é atuante durante todo o tempo de simulação.

Desta forma, através dos resultados das simulações realizadas conclui-se que, as respostas dos modelos matemáticos utilizados apresentam um desempenho adequado para as análises realizadas.

VII.2 Trabalhos Futuros

Os seguintes temas podem ser sugeridos como trabalhos futuros:

- A utilização dos modelos apresentados neste trabalho para o sistema elétrico representado interligado ao Sistema Interligado Nacional - SIN.
- Representar as lógicas de proteção da usina e analisar os modelos apresentados neste trabalho frente a um ilhamento com corte de geração pela proteção.
- Analisar os modelos apresentados neste trabalho frente aos esforços torcionais no eixo.

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- [1] Organon, "Organon User Manual. Version 7.9, 1999-2014.
- [2] Lambert, J. D., 1991, Numerical Methods for Ordinary Differential Systems: The Initial Value Problem, Wiley, 1991.
- [3] Silva, D.C.B.V. da; "Análise do Aterramento Ressonante do Sistema de Distribuição de Energia em 138 kV da THYSSENKRUPP CSA Companhia Siderúrgica do Atlântico", Monografia do Curso de Especialização em Proteção de Sistemas Elétricos, UFRJ, 2012.
- [4] William Alves Carneiro. Avaliação do Comportamento Dinâmico de Turbinas a Gás Aeroderivativas na Operação em Ciclo Combinado. Dissertação de Mestrado, Universidade Federal de Itajubá (UNIFEI), 2007.
- [5] Leonardo Vinicius Gomes. Modelagem Matemática de Centrais Térmicas em Ciclo Combinado para Aplicação no Estudo de Estabilidade Eletromecânica de sistemas elétricos de potência. Dissertação de Mestrado, Universidade Federal de Itajubá (UNIFEI).
- [6] SANTOS, Nelson Oliveira dos. Termodinâmica aplicada às termoelétricas: teoria e prática. Rio de Janeiro: Editora Interciência -2000.
- [7] Rowen, W. I. *Simplified mathematical representations of heavy-duty gas turbines*. Transactions of the ASME, Vol. 105 (October), 865-869, 1983.
- [8] Rowen, W. I. *Simplified mathematical representations of single shaft gas turbines in mechanical drive service*. Turbomachinery International, (July/August), 26-32, 1992.
- [9] Kiameh, P. *Power Generation Handbook: Selection, applications, Operation and Maintenance*. MacGraw-Hill Handbooks, ISBN 0071396047, 2002.
- [10] Massuco, S., A. Bagnasco, B. Delfino, G. B. Denegri. *Management and Dynamic Performances of Combined Cycle Power Plants During Parallel and Islanding Operation*. IEEE Transactions on Energy Conversion, Vol. 13, n°2 (June), 194 - 201. 1998.

- Carneiro, Willian Alves. Avaliação do Comportamento Dinâmico de Turbinas a Gás
- [11] Aeroderivativas na Operação em Ciclo Combinado. Dissertação de Mestrado, Universidade Federal de Itajubá (UNIFEI), 2007.
- [12] Çengel, A. and Boles, M. A. Thermodynamics: An Engineering Approach. 5th ed, McGraw-Hill, 2006.
- [13] Gás Net, acesso em abril de 2014 (<http://www.gasnet.com.br/termetricas/ciclo.asp>)
- General Electric Power, acesso em janeiro de 2015
- [14] (<https://powergen.gepower.com/plan-build/products/gas-turbines/7ha-gas-turbine.html>)
- [15] General Electric Power, acesso em janeiro de 2015 (<https://powergen.gepower.com/>)
- General Electric Power, acesso em janeiro de 2015
- [16] (<https://powergen.gepower.com/plan-build/products/steam-turbines/d650-steam-turbine.html>)
- General Electric Power, acesso em janeiro de 2015
- [17] (<https://powergen.gepower.com/plan-build/products/generators/water-cooled-generators.html>)
- Horlock, J. H., "Chapter 7 The Combined Cycle Gas Turbine (CCGT)". En: Pergamon
- [18] (Ed.). Advanced Gas Turbine Cycles, First edition. Cambridge, U.K., Elsevier Science, págs. 109 - 129. 2003.
- [19] Blood, D.; Simpson, S.; Harries, R., "Heat Recovery Steam Generators for Power Generation and Other Industrial Applications", Report No. COAL R232, 2003.
- Teir, S., "Modern Boiler Types and Applications, "Steam Boiler Technology Book,
- [20] Helsinki, University of Technology, Department of Mechanical Engineering, Energy, Engineering and Environmental Protection, págs. 1-14. 2002.
- [21] P. Kundur "Power System Stability and Control ", McGraw-Hill, 1994.
- [22] <http://www.thyssenkrupp-csa.com.br/pt.html> visitado em 06/03/2014.

- [23] F. P. de Mello; D. J. Ahner. "Dynamic Models for Combined Cycle Plants in Power System Studies." IEEE Transactions on Power System, Vol. 9, N° 3, August 1994
- Kunitomi K.; Kurita A.; Tada Y.; Ihara S.; Price W. W.; Richardson L. M.; Smith G.
- [24] "Modeling Combined-Cycle Power Plant for Simulation of Frequency Excursions." IEEE Transactions on Power Systems, Vol. 18, N° 2, May 2003
- Kakimoto N.; Baba K. "Performance of Gas Turbine-Based Plants During Frequency Drops." IEEE Transactions on Power Systems, Vol. 18, N° 3, August 2003
- Pereira L.; Kosterev D.; Davies D.; Patterson S. "New Thermal Governor Model Selection and Validation in the WECC." IEEE Transactions on Power Systems, Vol. 19, N° 1, February 2004
- Dutra, Alessandro Francisco Araujo. Padronização de Modelos Matemáticos de Turbinas Térmicas em Ciclo Combinado para Estudos de Transitórios Eletromecânicos. Dissertação de Mestrado, Universidade Federal de Itajubá (UNIFEI), 2006.
- [27]
- [28] <http://www.alstom.com/Global/Power/Resources/Documents/Brochures/gt11n2-gas-turbine.pdf?epslanguage=en-GB>, visitado em 29/05/2015

APÊNDICE A

DADOS DO SISTEMA ELÉTRICO DA TKCSA

Neste Apêndice é apresentado todo detalhamento do sistema elétrico interno da subestação de 138 kV da UTE TKCSA.

I. Representação do sistema equivalente

Para facilitar as análises foi desenvolvida uma rede equivalente do sistema interligado através do programa ANAFAS/SAPRE (versão 2.3) do CEPEL. O cálculo de equivalentes é útil quando se deseja analisar apenas em uma região do sistema elétrico (área interna ou retida), sem interesse no que acontece fora dela (área externa ou equivalentada).

O sistema equivalente não contém explicitamente a rede externa, porém o seu efeito nas grandezas calculadas na área interna é considerado através das ligações equivalentes que surgem na construção do sistema equivalente. As barras da rede interna que está conectada ao sistema externo são chamadas de barras de fronteira, e apenas entre as barras da fronteira são criadas as ligações equivalentes. Para o cálculo de equivalentes, o programa preserva todos os circuitos série originais ligados às barras de fronteira e, opcionalmente, também os circuitos shunt.

Para a criação da rede equivalente foi utilizado o caso de referência de curto-circuito da base de dados do ONS, ciclo do PAR ANO 2014 / 2016, configuração DEZ/2015 – Versão 13/03/2014.

As barras da rede retida, considerada como barras de fronteira, deste equivalente foram: 9601 - Zona Oeste 500 kV e 105 - Angra 500 kV. As impedâncias de sequência positiva calculada nessas barras tiveram os seguintes valores: EQ. Z. Oeste 500 kV ($R1 = 0,059$ e $X1=1,184$) e EQ. Angra 500 kV ($R1=0,029$ e $X1=0,88$).

Foi utilizado modelo de gerador de barra infinita para barra 9003 - EQ. Z. Oeste 500 kV e o modelo de gerador de Angra 500 kV foi preservado na barra 9005 EQ. Angra 500 kV.

A conexão da TKCSA com o Sistema Interligado Nacional (SIN) se faz através da SE Zona Oeste 500 kV. O sistema de 138 kV da TKCSA é constituído pela subestação principal que possui um arranjo em barra dupla com disjuntor de interligação (“TIE”). As barras operam como dois sistemas independentes, denominados de Barra Preta (“Black”) e de Barra Azul

("Blue"). Na Barra Preta são conectadas as cargas não essenciais e na Barra Azul as cargas essenciais ou críticas.

Para a representação da rede interna da TKCSA foram obtidos nos ensaios de fábrica, nas placas e nos manuais de cada equipamento. As cargas de média tensão da TKCSA, exceto pelos motores síncronos de grande porte da ASU, foram modelados como parcelas de potência ativa (P) e potência reativa (Q). Os parâmetros dos motores síncronos de polos salientes, referente a rede da ASU, e os parâmetros da curva de saturação foram representados com dados do fabricante.

A Figura VII.1 apresenta o diagrama unifilar da Rede Equivalente desenvolvida.

Ressalta-se que o detalhamento da rede é apresentado em partes, mais adiante, para melhor entendimento e visualização do diagrama unifilar.

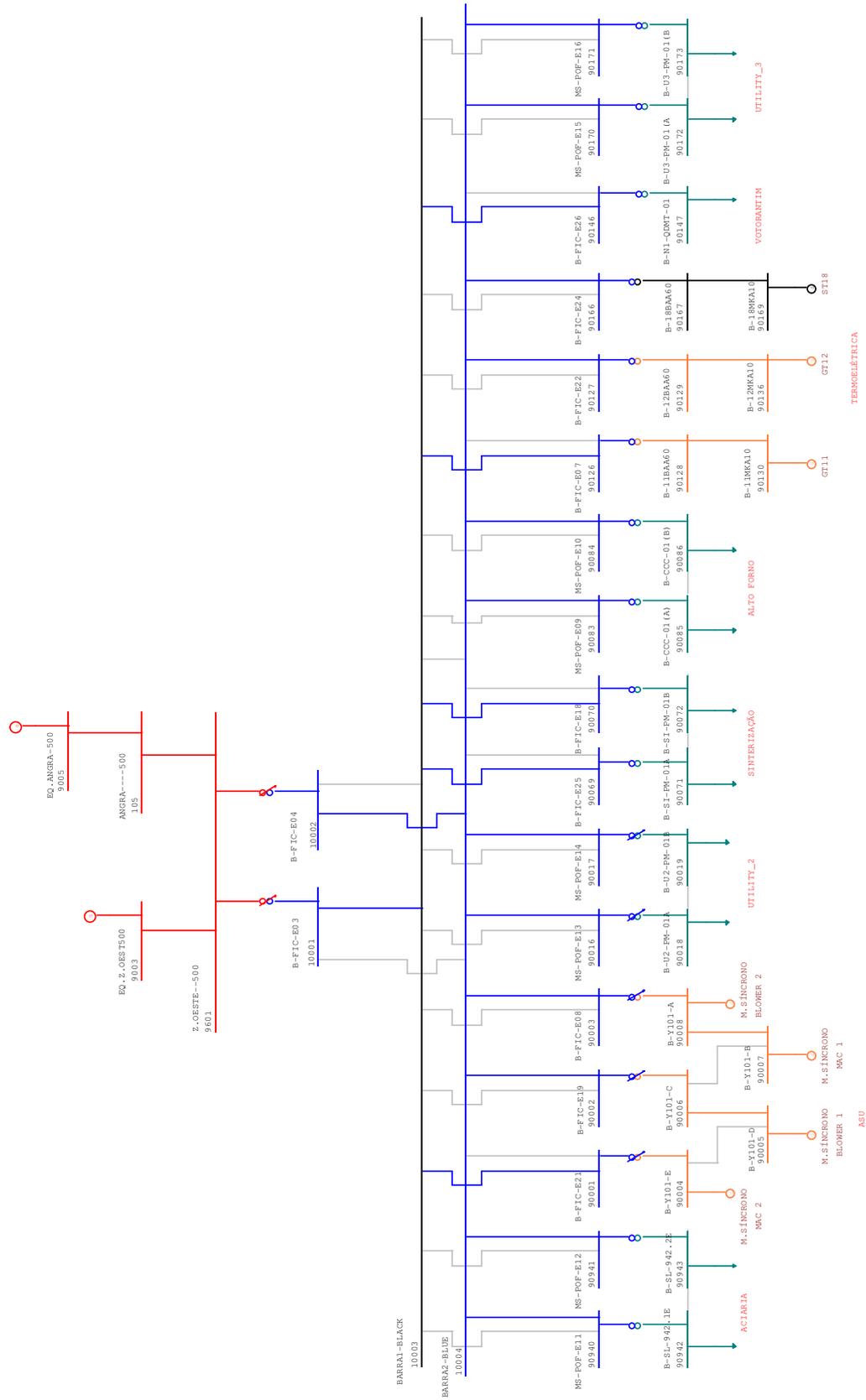


Figura VII.1 – Diagrama Unifilar da Rede Equivalente da TKCSA

I. Rede de Conexão da TKCSA ao SIN

A Figura VII.2 apresenta o diagrama unifilar da conexão da TKCSA com o sistema interligado equivalente e a Tabela VII.1 apresenta os dados elétricos desta rede. Foram criados os seguintes equivalentes: EQ.ANGRA 500 kV (Nº 9005) e EQ.Z.OESTE 500 kV (Nº 9003).

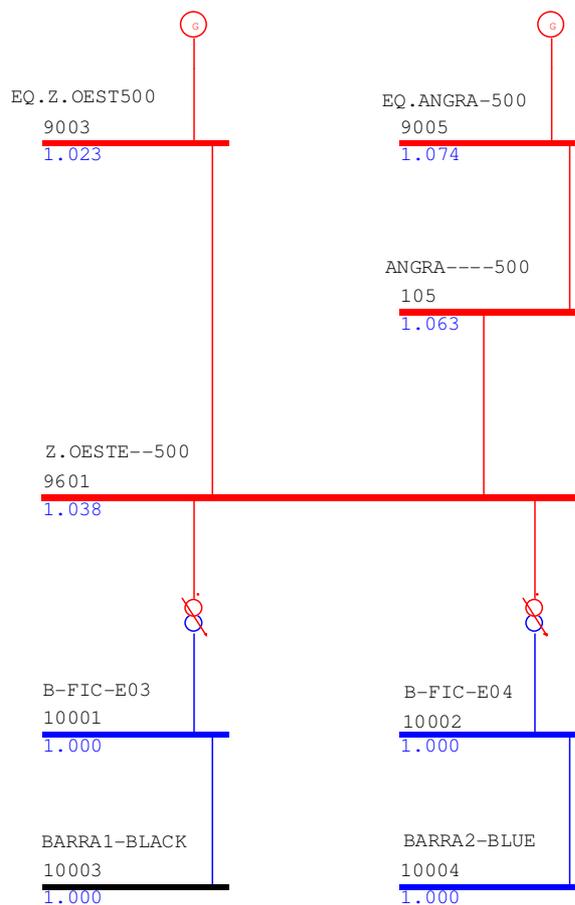


Figura VII.2 – Diagrama Unifilar da TKCSA – Acesso ao SIN

Tabela VII.1 – Parâmetros da rede da TKCSA – Acesso ao SIN

Número da Barra		Circ.	R	X (%)	B	TAP			Nom.	Emerg.	Nom.	Equip.	X (%)
DE	PARA	Nº	(%)	100 MVA	(Mvar)	Esp,	Mín,	Máx,	(MVA)	(MVA)	TAPs	(MVA)	MVA Equip,
9601	10001	1		3,609					340	340		340	12,27
9601	10002	1		3,609					340	340		340	12,27
10001	10003	1	0,001	0,001					999	999		999	1
10002	10004	1	0,001	0,001					999	999		999	1
10003	10004	1	0,001	0,001					999	999		999	1
9003	9601	1	0,059	1,184					9999	9999		9999	-
9005	105	1	0,029	0,888					9999	9999		9999	-
105	9601	1	0,08	1,29	119,58				1855	2337		50	-

II. Rede interna da TKCSA

A Figura VII.3 apresenta o diagrama unifilar da rede interna da TKCSA e a Tabela VII.2 apresenta os parâmetros dos cabos desta rede. Os dados utilizados para modelagem foram obtidos nos ensaios de fábrica, nas placas e nos manuais de cada equipamento [3].

Tabela VII.2 – Parâmetros da rede de distribuição da TKCSA – Rede Interna

Setor	Barra "DE"		Barra "PARA"		Circ. N°	R (%)	X (%) 100 MVA
	N°	Nome	N°	Nome			
(ASU)	90001	B-FIC-E21	10003	BARRA1-BLACK	1	0,0572	0,0456
	90001	B-FIC-E21	10004	BARRA2-BLUE	1	0,0572	0,0456
	90002	B-FIC-E19	10003	BARRA1-BLACK	1	0,0497	0,0396
	90002	B-FIC-E19	10004	BARRA2-BLUE	1	0,0497	0,0396
	90003	B-FIC-E08	10003	BARRA1-BLACK	1	0,0603	0,048
	90003	B-FIC-E08	10004	BARRA2-BLUE	1	0,0603	0,048
(UTILITY 2)	90016	MS-POF-E13	10003	BARRA1-BLACK	1	0,1528	0,1217
	90016	MS-POF-E13	10004	BARRA2-BLUE	1	0,1528	0,1217
	90017	MS-POF-E14	10003	BARRA1-BLACK	1	0,1633	0,13
	90017	MS-POF-E14	10004	BARRA2-BLUE	1	0,1633	0,13
(SINTERIZACAO)	90069	B-FIC-E25	10003	BARRA1-BLACK	1	0,1337	0,1064
	90069	B-FIC-E25	10004	BARRA2-BLUE	1	0,1337	0,1064
	90070	B-FIC-E18	10003	BARRA1-BLACK	1	0,116	0,0924
	90070	B-FIC-E18	10004	BARRA2-BLUE	1	0,116	0,0924
(ALTO FORNO)	90083	MS-POF-E09	10003	BARRA1-BLACK	1	0,0632	0,0503
	90083	MS-POF-E09	10004	BARRA2-BLUE	1	0,0632	0,0503
	90084	MS-POF-E10	10003	BARRA1-BLACK	1	0,0656	0,0523
	90084	MS-POF-E10	10004	BARRA2-BLUE	1	0,0656	0,0523
(TERMELETRICA)	90126	B-FIC-E07	10003	BARRA1-BLACK	1	0,058	0,0426
	90126	B-FIC-E07	10004	BARRA2-BLUE	1	0,058	0,0426
	90127	B-FIC-E22	10003	BARRA1-BLACK	1	0,0492	0,036
	90127	B-FIC-E22	10004	BARRA2-BLUE	1	0,0492	0,036
	90166	B-FIC-E24	10003	BARRA1-BLACK	1	0,0181	0,0303
	90166	B-FIC-E24	10004	BARRA2-BLUE	1	0,0181	0,0303
(VOTORANTIN)	90146	B-FIC-E26	10003	BARRA1-BLACK	1	0,079	0,0629
	90146	B-FIC-E26	10004	BARRA2-BLUE	1	0,079	0,0629
(ACIARIA)	90940	MS-POF-E11	10003	BARRA1-BLACK	1	0,0567	0,0451
	90940	MS-POF-E11	10004	BARRA2-BLUE	1	0,0567	0,0451
	90941	MS-POF-E12	10003	BARRA1-BLACK	1	0,0696	0,0554
	90941	MS-POF-E12	10004	BARRA2-BLUE	1	0,0696	0,0554

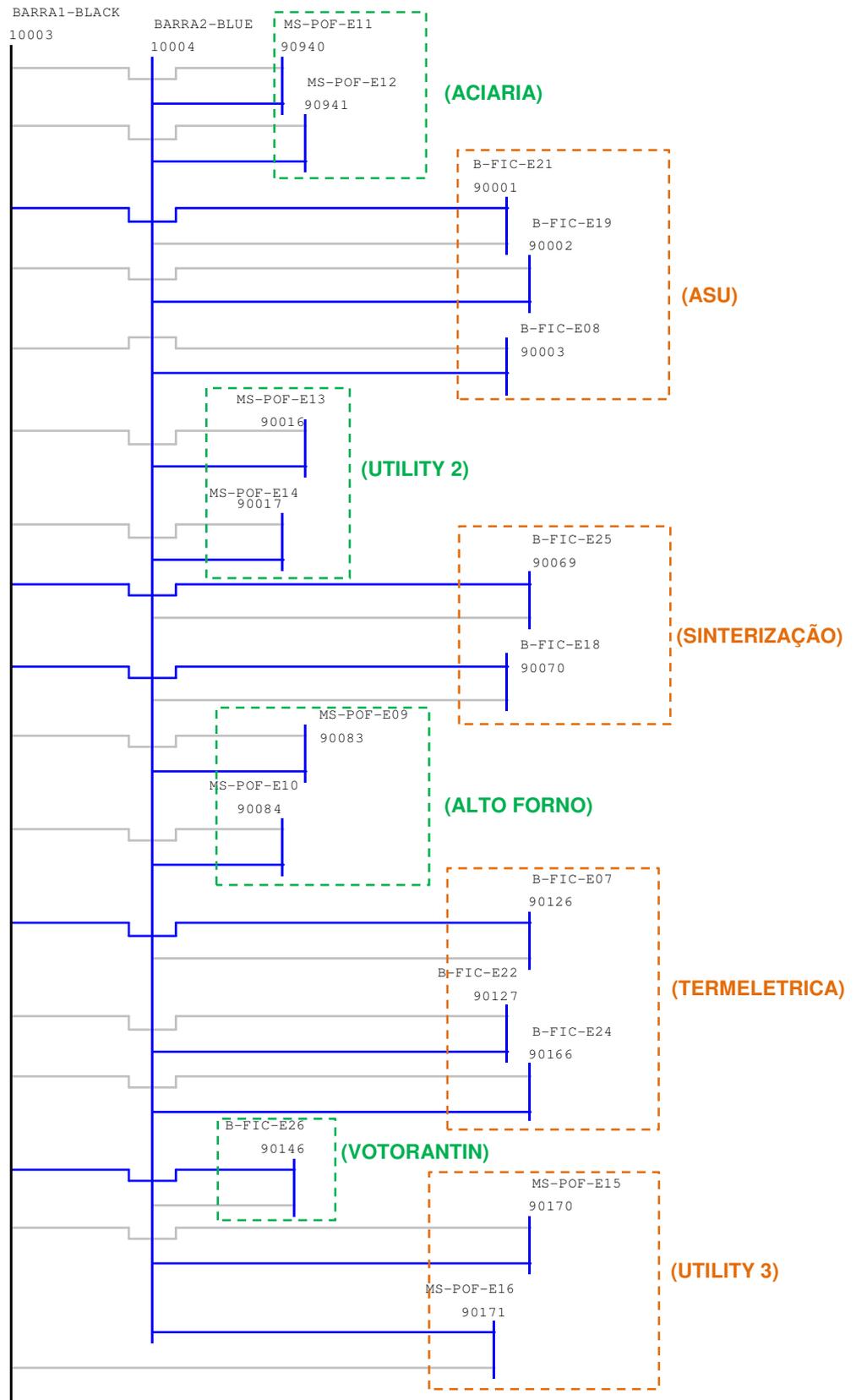


Figura VII.3 – Diagrama Unifilar da TKCSA – Rede Interna

III.Cargas equivalentes

As cargas de média tensão da TKCSA, exceto pelos motores síncronos de grande porte da ASU, são basicamente motores de indução modelados como parcelas de potência ativa (P) e potência reativa (Q). A modelagem dessas cargas foi representada através do levantamento das medições dos valores consumidos de potência ativa e reativa de cada consumidor do sistema de 138 kV do complexo siderúrgico para os meses de janeiro e fevereiro de 2012, [3].

Tabela VII.3 – Medições de potência e parâmetros das cargas

Barra		Rede	P	Q
Número	Nome		(MW)	(Mvar)
90085	B-CCC-01(A)	Alto Forno	6,665	5,076
90086	B-CCC-01(B)	Alto Forno	6,887	5,266
90942	B-SL-942.1E	Aciaria	10,321	6,583
90943	B-SL-942.2E	Aciaria	5,932	2,798
90018	B-U2-PM-01A	Utility 2	4,189	0,819
90019	B-U2-PM-01B	Utility 2	4,992	1,587
90172	B-U3-PM-01(A	Utility 3	8,993	3,71
90173	B-U3-PM-01(B	Utility 3	4,056	1,316
90147	B-N1-QDMT-01	Votorantin	5,371	3,071
90071	B-SI-PM-01A	Sinterização	12,053	5,747
90072	B-SI-PM-01B	Sinterização	10,078	4,712

IV. Rede Unidade de Separação de Ar (ASU)

A Figura VII.4 apresenta o diagrama unifilar referente a rede da ASU. Na Tabela VII.4 são apresentados os dados elétricos da rede. Os parâmetros dos motores síncronos de polos salientes, o modelo da curva de saturação e os parâmetros da curva de saturação são apresentados respectivamente na Tabela VII.5, na Figura VII.5 e na Tabela VII.6.

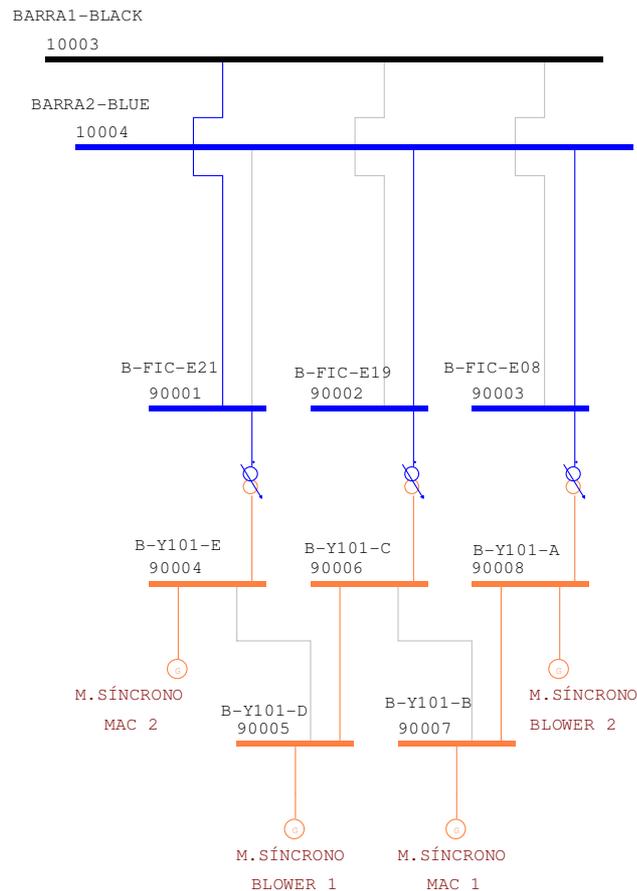


Figura VII.4 – Diagrama Unifilar da TKCSA – Rede ASU

Tabela VII.4 – Parâmetros da rede da TKCSA – Rede ASU

Número da Barra		Circ.	R	X (%)	B	TAP			Nom.	Emerg.	Núm.	Equip.	X (%)
DE	PARA	Nº	(%)	100 MVA	(Mvar)	Esp.	Mín.	Máx.	(MVA)	(MVA)	TAPs	(MVA)	S do Equip.
90001	90004	1		16,227		1			75	75		75	12,17
90002	90006	1		16,227		1			75	75		75	12,17
90003	90008	1		16,227		1			75	75		75	12,17
90004	90005	1	0,0001	0,0001					999	999		999	-
90005	90006	1	0,0001	0,0001					999	999		999	-
90006	90007	1	0,0001	0,0001					999	999		999	-
90007	90008	1	0,0001	0,0001					999	999		999	-

Tabela VII.5 – Parâmetros dos motores síncronos da TKCSA – Rede ASU

Parâmetros	Descrição	Unidade	BLOWER 1/2	MAC 1/2
Xd	Indutância Síncrona de Eixo Direto	%	162,3	160,4
Xq	Indutância Síncrona de Eixo de Quadratura	%	87,2	86,9
X'd	Indutância Transitória de Eixo Direto	%	35,7	35,2
X'q	Indutância Transitória de Eixo de Quadratura	%	87,2	86,9
X''d	Indutância Subtransitória de Eixo Direto	%	29	28
X''q	Indutância Subtransitória de Eixo de Quadratura	%	39	36
Xl	Indutância de Dispersão da Armadura	%	16,2	16,2
T'd0	Constante de Tempo Transitória de Eixo Direto Circuito Aberto	s	4,915	4,92
T'q0	Constante de Tempo Transitória de Eixo Quadratura Circuito Aberto	s	0	0
T''d0	Constante de Tempo Subtransitória de Eixo Direto Circuito Aberto	s	0,009	0,009
T''q0	Constante de Tempo Subtransitória de Eixo Quadratura em Circuito Aberto	s	0,025	0,025
Ra	Resistência da Armadura	%	5,3	5,3
H	Inércia	MWs/MVA	4,76	3,88
D	Amortecimento	pu/pu		
Potência	Potência Nominal	MVA	28	32,5

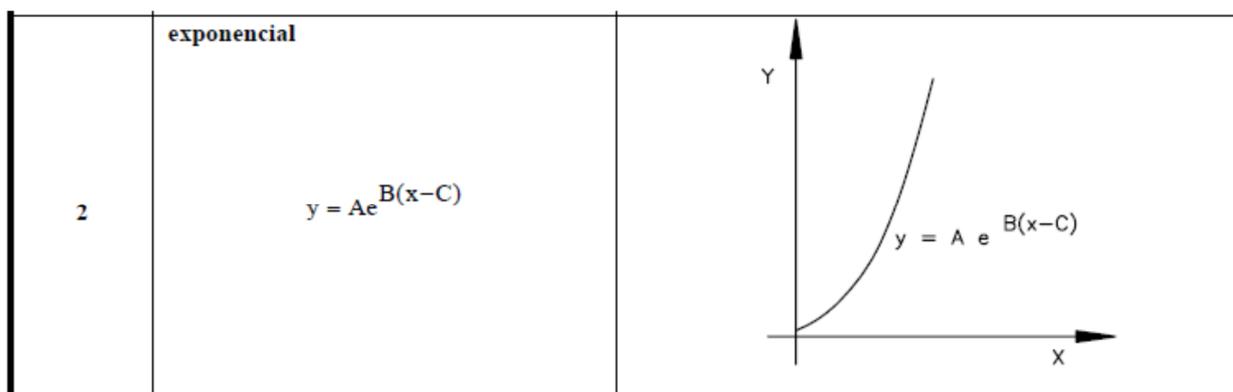


Figura VII.5 – Modelo da Curva de Saturação da TKCSA – Rede ASU

Tabela VII.6 – Parâmetros da Curva de Saturação da TKCSA – Rede ASU

Parâmetro da Curva de Saturação	BLOWER 1/2	MAC 1/2
A	0,04963	0,04294
B	7,4335	7,6927
C	0,8	0,8

V. Rede UTILITY 2

A Figura VII.6 apresenta o diagrama unifilar referente a rede da UTILITY 2 e a Tabela VII.7 os dados elétricos da rede.

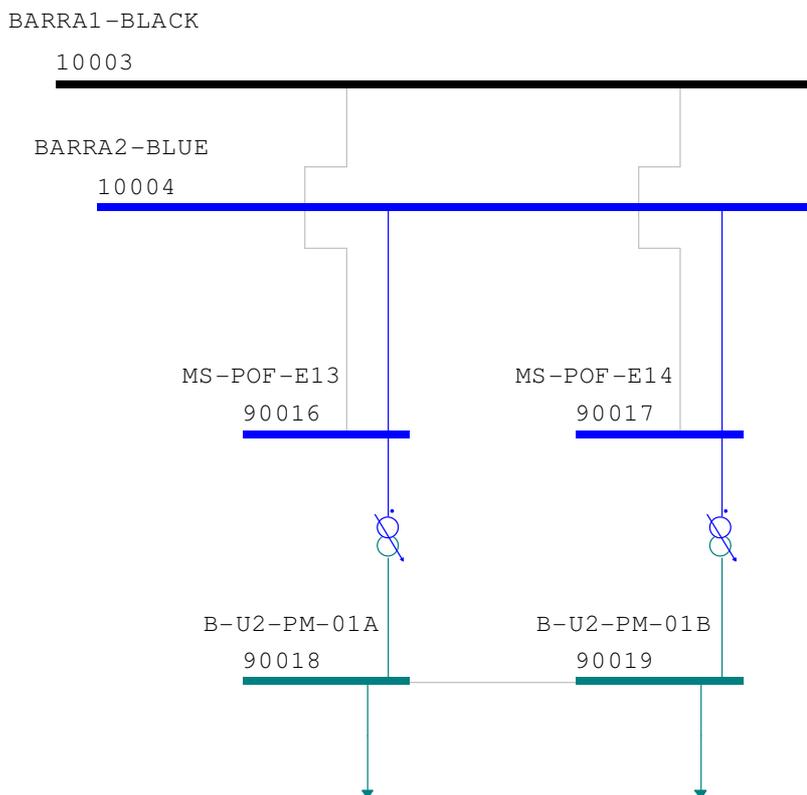


Figura VII.6 – Diagrama Unifilar da TKCSA – Rede UTILITY 2

Tabela VII.7 – Parâmetros da rede da TKCSA – Rede UTILITY 2

Número da Barra		Circ.	R	X (%)	B	TAP			Nom.	Emerg.	Núm.	Equip.	X (%)
DE	PARA	Nº	(%)	100 MVA	(Mvar)	Esp.	Mín.	Máx.	(MVA)	(MVA)	TAPs	(MVA)	S do Equip.
90016	90018	1		43,746		1	1	1,1	31,5	31,5		31,5	13,78
90017	90019	1		43,746		1	1	1,1	31,5	31,5		31,5	13,78
90018	90019	1	0,001	0,001					999	999		999	1

VI. Rede SINTERIZAÇÃO

A Figura VII.7 apresenta o diagrama unifilar referente a rede da SINTERIZAÇÃO e a Tabela VII.8 os dados elétricos da rede.

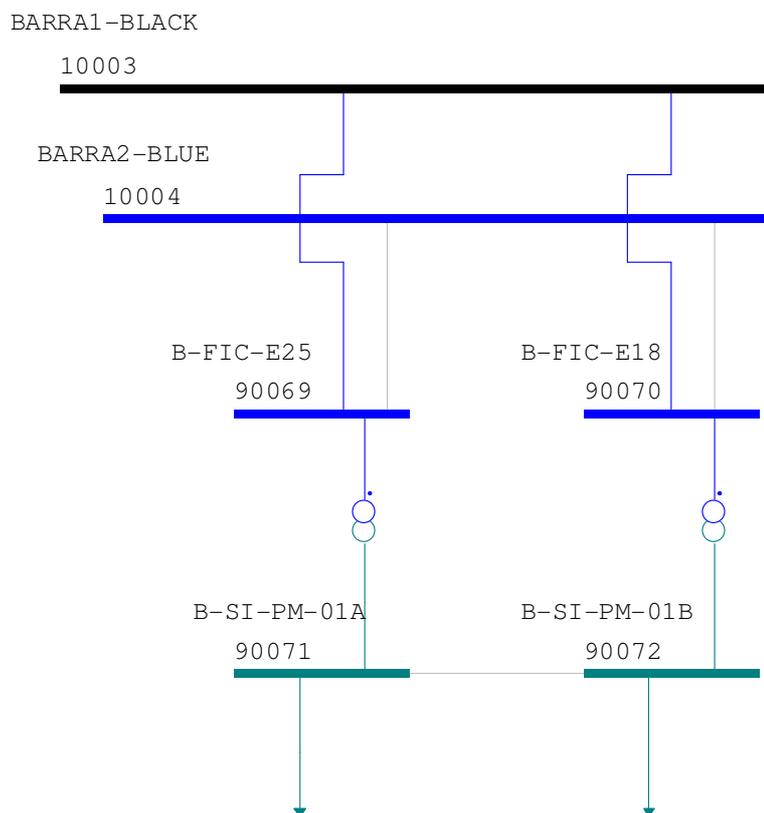


Figura VII.7 – Diagrama Unifilar da TKCSA – Rede SINTERIZAÇÃO

Tabela VII.8 – Parâmetros da rede da TKCSA – Rede SINTERIZAÇÃO

Número da Barra		Circ.	R	X (%)	B	TAP			Nom.	Emerg.	Núm.	Equip.	X (%)
DE	PARA	Nº	(%)	100 MVA	(Mvar)	Esp.	Mín.	Máx.	(MVA)	(MVA)	TAPs	(MVA)	S do Equip.
90069	90071	1		43,302		1			31,5	31,5		31,5	13,64
90070	90072	1		43,492		1			31,5	31,5		31,5	13,7
90071	90072	1	0,001	0,001					999	999		999	1

VII. Rede ALTO FORNO

A Figura VII.8 apresenta o diagrama unifilar referente a rede da ALTO FORNO e a Tabela VII.9 os dados elétricos da rede.

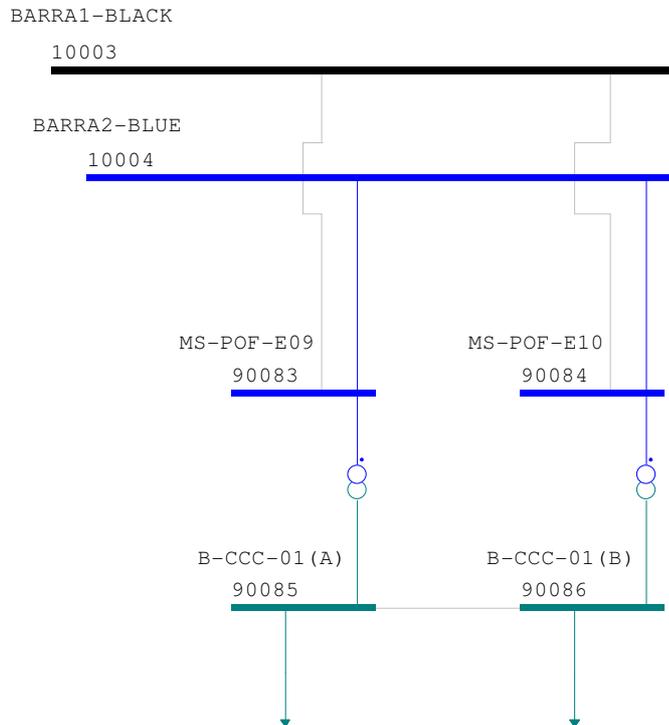


Figura VII.8 – Diagrama Unifilar da TKCSA – Rede ALTO FORNO

Tabela VII.9 – Parâmetros da rede da TKCSA – Rede ALTO FORNO

Número da Barra		Circ.	R	X (%)	B	TAP			Nom.	Emerg.	Núm.	Equip.	X (%)
DE	PARA	Nº	(%)	100 MVA	(Mvar)	Esp.	Mín.	Máx.	(MVA)	(MVA)	TAPs	(MVA)	S do Equip.
90083	90085	1		43,143		1			31,5	31,5		31,5	13,59
90084	90086	1		43,143		1			31,5	31,5		31,5	13,59
90085	90086	1	0,001	0,001					999	999		999	1

VIII. Rede UTILITY 3

A Figura VII.9 apresenta o diagrama unifilar referente a rede da UTILITY 3 e a Tabela VII.10 os dados elétricos da rede.

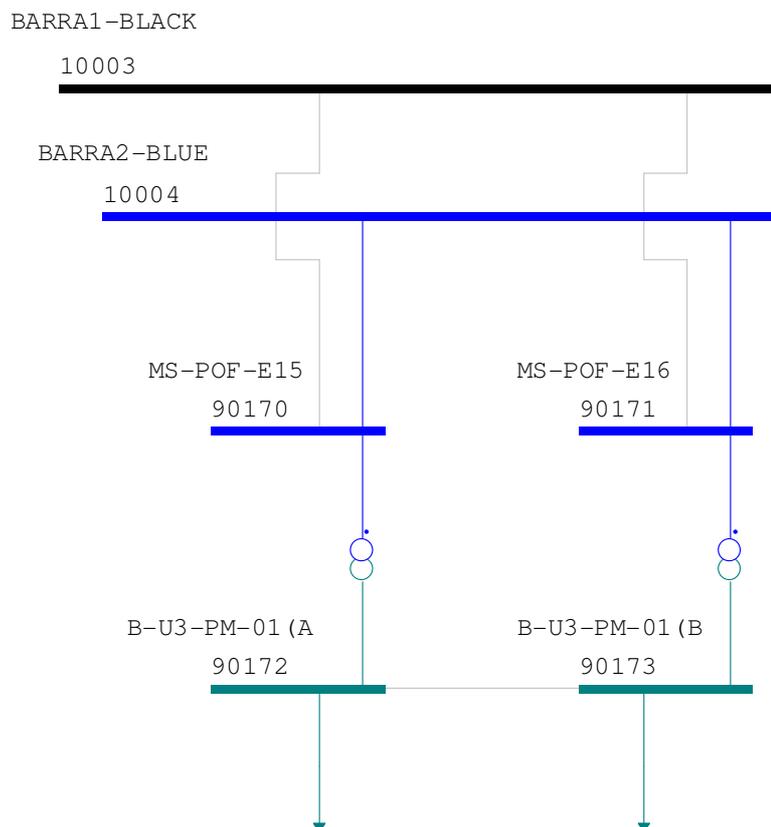


Figura VII.9 – Diagrama Unifilar da TKCSA – Rede UTILITY 3

Tabela VII.10 – Parâmetros da rede da TKCSA – Rede UTILITY 3

Número da Barra		Circ.	R	X (%)	B	TAP			Nom.	Emerg.	Núm.	Equip.	X (%)
DE	PARA	Nº	(%)	100 MVA	(Mvar)	Esp.	Mín.	Máx.	(MVA)	(MVA)	TAPs	(MVA)	S do Equip.
90170	90172	1		39,875		1			40	40		40	15,95
90171	90173	1		39,75		1			40	40		40	15,9
90172	90173	1	0,001	0,001					999	999		999	1

IX. Rede TERMELÉTRICA

A Figura VII.10 apresenta o diagrama unifilar referente a rede da TERMOELÉTRICA. Os dados elétricos da rede são apresentados na Tabela VII.11. Os parâmetros dos geradores, o modelo da curva de saturação e os parâmetros da curva de saturação são apresentados respectivamente na Tabela VII.12, na Figura VII.11 e na Tabela VII.13. Observa-se que apenas o gerador da turbina a gás GT11 conecta-se a barra *Black*, enquanto que na barra *Blue* conecta-se os geradores da turbina a gás GT12 e da turbina a vapor ST18. Além disso, o disjuntor de interligação entre a barra *Black* e a barra *Blue* encontra-se aberto.

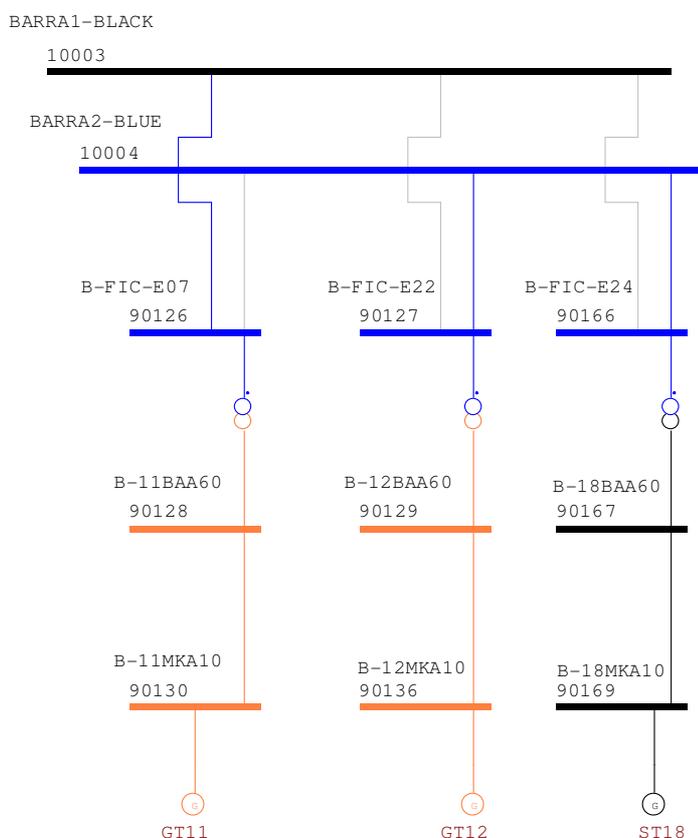


Figura VII.10 – Diagrama Unifilar da TKCSA – Rede TERMELÉTRICA

Tabela VII.11 – Parâmetros da rede da TKCSA – Rede TERMELÉTRICA

Número da Barra		Circ.	R	X (%)	B	TAP			Nom.	Emerg.	Núm.	Equip.	X (%)
DE	PARA	Nº	(%)	100 MVA	(Mvar)	Esp.	Mín.	Máx.	(MVA)	(MVA)	TAPs	(MVA)	S do Equip.
90126	90128	1		10,085		1			130	130		130	13,11
90127	90129	1		10,138		1			130	130		130	13,18
90166	90167	1		4,605		1			420	420		420	19,34
90128	90130	1	0,001	0,001					999	999		999	1
90129	90136	1	0,001	0,001					999	999		999	1
90167	90169	1	0,001	0,001					999	999		999	1

Tabela VII.12 – Parâmetros dos geradores da TKCSA – Rede TERMELETRICA

Parâmetros	Descrição	Unidade	TG	TV
Xd	Indutância Síncrona de Eixo Direto	%	220	171
Xq	Indutância Síncrona de Eixo de Quadratura	%	203,9	163,9
X'd	Indutância Transitória de Eixo Direto	%	22,2	25,8
X'q	Indutância Transitória de Eixo de Quadratura	%	36,3	42,6
X''d	Indutância Subtransitória de Eixo Direto	%	16,7	19,9
Xl	Indutância de Dispersão da Armadura	%	14,8	17,2
T'd0	Constante de Tempo Transitória de Eixo Direto Circuito Aberto	s	7,89	5,12
T'q0	Constante de Tempo Transitória de Eixo Quadratura Circuito Aberto	s	0,77	0,15
T''d0	Constante de Tempo Subtransitória de Eixo Direto Circuito Aberto	s	0,018	0,019
T''q0	Constante de Tempo Subtransitória de Eixo Quadratura em Circuito Aberto	s	0,027	0,029
Ra	Resistência da Armadura	%	0,25	0,26
H	Inércia	MWs/MVA	8,795	5,394
D	Amortecimento	pu/pu	0	0
Potência	Potência Nominal	MVA	160	387,5

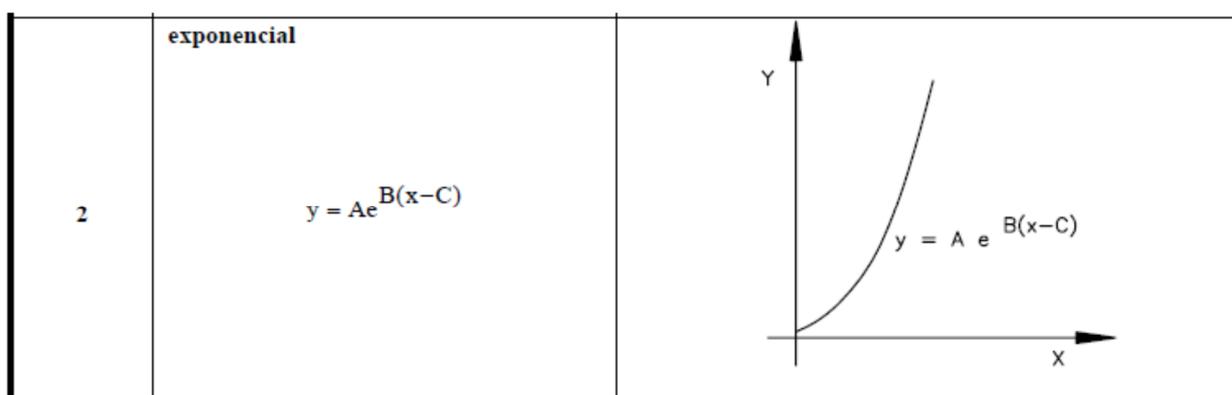


Figura VII.11 – Modelo da Curva de Saturação da TKCSA – Rede TERMELETRICA

Tabela VII.13 – Parâmetros da Curva de Saturação da TKCSA – Rede TERMELETRICA

Parâmetro da Curva de Saturação	TG	TV
A	0,0135	0,1201
B	7,7527	6,5512
C	0,8	0,8

X. Rede VOTORANTIN

A Figura VII.12 apresenta o diagrama unifilar referente a rede da VOTORANTIN e a Tabela VII.14 os dados elétricos da rede.

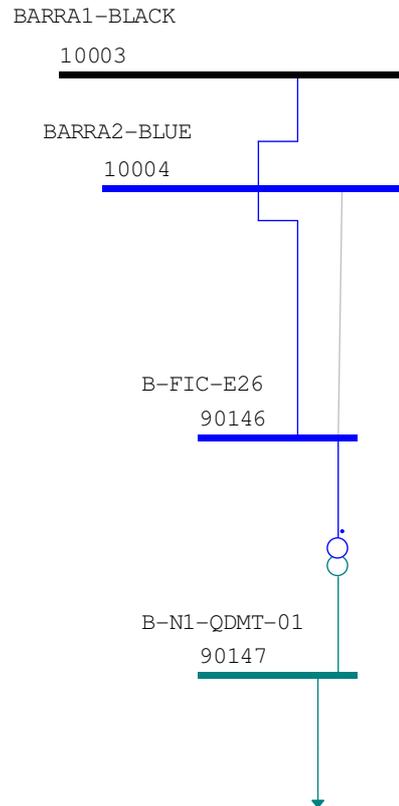


Figura VII.12 – Diagrama Unifilar da TKCSA – Rede VOTORANTIN

Tabela VII.14 – Parâmetros da rede da TKCSA – Rede VOTORANTIN

Número da Barra		Circ.	R	X (%)	B	TAP			Nom.	Emerg.	Núm.	Equip.	X (%)
DE	PARA	Nº	(%)	100 MVA	(Mvar)	Esp.	Mín.	Máy.	(MVA)	(MVA)	TAPs	(MVA)	S do Equip.
90146	90147	1		45,111		1			18	18		18	8,12

XI. Rede ACIARIA

A Figura VII.13 apresenta o diagrama unifilar referente a rede da ACIARIA e a Tabela VII.15 os dados elétricos da rede.

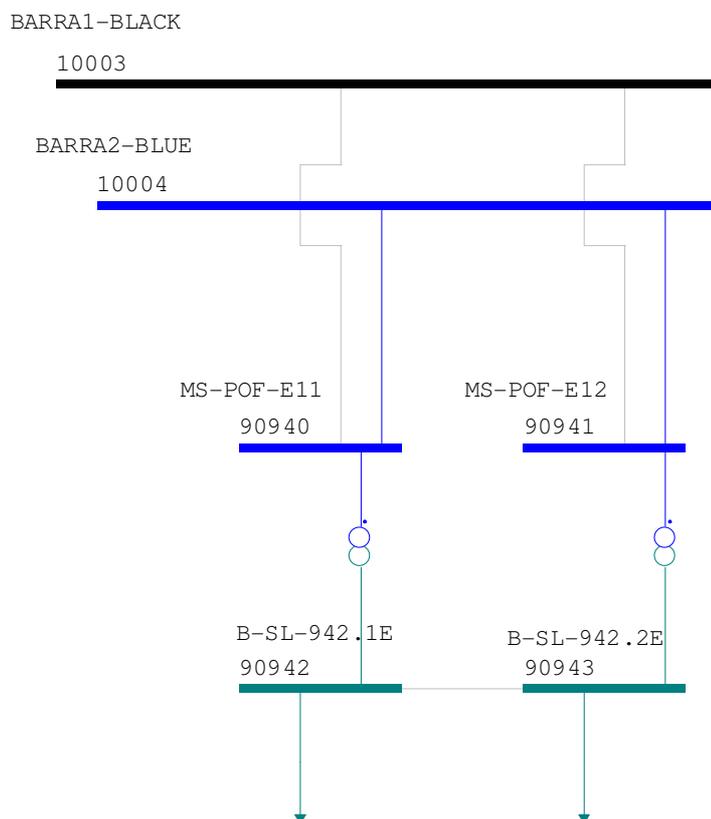


Figura VII.13 – Diagrama Unifilar da TKCSA – Rede ACIARIA

Tabela VII.15 – Parâmetros da rede da TKCSA – Rede ACIARIA

Número da Barra		Circ.	R	X (%)	B	TAP			Nom.	Emerg.	Núm.	Equip.	X (%)
DE	PARA	Nº	(%)	100 MVA	(Mvar)	Esp.	Mín.	Máx.	(MVA)	(MVA)	TAPs	(MVA)	S do Equip.
90940	90942	1		39,8		1			40	40		40	15,92
90941	90943	1		40,225		1			40	40		40	16,09
90942	90943	1	0,001	0,001					999	999		999	1

APÊNDICE B

ORGANON

I Metodologia de Simulação

O Organon é um *software* avançado de simulação de sistemas elétricos de potência, cujas principais características são a simulação rápida de fenômenos eletromecânicos, avaliações automáticas de segurança e abrangência de todos os aspectos importantes para a segurança (limites térmico, de tensão e de estabilidade).

O Organon é composto de várias funcionalidades para simulação e avaliação de sistemas elétricos [1]. Os métodos numéricos relacionados ao presente projeto são os cálculos de regime permanente da rede elétrica e termodinâmica e as respectivas simulações no tempo para verificação do comportamento dinâmico do sistema.

O que diferencia tais análises em comparação com estudos tradicionais de sistemas elétricos é que neste projeto será feito um detalhamento da rede elétrica interna da TKCSA com representação de dispositivos de controle e proteção e da rede térmica, sendo as duas interligadas pelo sistema de cogeração.

Estima-se que o método de integração numérica no tempo do Organon seja particularmente adequado para este tipo de simulação, pois permite que se realizem simulações de fenômenos dinâmicos de rápida e longa duração de forma eficiente. Isto é obtido através da adoção do passo variável e solução simultânea de equações diferenciais e algébricas.

II Cálculo em Regime Permanente

O módulo de fluxo de potência pelo método de Newton calcula o módulo e ângulo das tensões de todas as barras da rede elétrica considerando a topologia da rede e as configurações de carga e geração. A solução deste problema é obtida quando o balanço de potência ativa e reativa nas barras é zero ou muito próximo de zero. Em outras palavras, a geração menos a carga de uma barra tem que ser igual ao somatório dos fluxos de potência nos circuitos que conectam a barra. As equações para este problema são não lineares. Por conseguinte, utiliza-se o método de Newton-Raphson. O cálculo do fluxo de potência produz a condição inicial para as simulações no tempo. Isto pode ser expresso por

$$0 = Pg_k - Pl_k - \sum_{m \in \Omega_k} P_{km} \quad (6)$$

$$0 = Qg_k - Ql_k + Qcap_k - Qrea_k - \sum_{m \in \Omega_k} Q_{km} \quad (7)$$

para $k = 1, \dots, N$,

Onde: k é o índice de uma barra genérica, Ω_k é o conjunto de barras adjacentes a barra k , e N é o número total de barras da rede.

Estas equações são funções não lineares das seguintes variáveis: magnitude de tensão (V_k) e ângulo de tensão (θ_k) de todas as barras do sistema, taps de transformadores (a_{km}), ângulos de transformadores defasadores (ϕ_{km}), geração (P_{gk} , Q_{gk}) e carga (P_{lk} , Q_{lk}).

Adota-se o método de Newton-Raphson para solução destas equações. Os controles (elo CC, taps, tensões remotas, etc.) também são resolvidos pelo método de Newton-Raphson, simultaneamente com as equações da rede. Este método é descrito a seguir.

O conjunto de equações (6), (7) pode ser formulado como um problema geral de solução de equações algébricas não lineares.

$$0 = f(x) \quad (8)$$

Onde $f(x)$ representa as funções multi-dimensionais das variáveis dependentes $x = (V, \theta, a, \phi)$.

O método de Newton-Raphson é um processo iterativo baseado no truncamento da série de Taylor.

$$f(x + \Delta x) \cong f(x) + f'(x)\Delta x \quad (9)$$

Onde $f'(x)$ é a matriz Jacobiana.

Considerando que na solução

$$f(x + \Delta x) = 0,$$

$$\Delta x = -\left(\frac{\partial f(x)}{\partial x}\right)^{-1} f(x) = -J^{-1} f(x) \quad (10)$$

O método consiste em resolver as seguintes equações em uma ou mais iterações:

$$\Delta x^i = -[J(x^i)]^{-1} f(x^i) \quad (11)$$

$$x^{i+1} = x^i + \Delta x^i \quad (12)$$

Até que $f(x^i) < \varepsilon$, onde i é o contador de iterações e ε é uma pequena tolerância.

II.1 Método de Integração Numérica

Como mencionado acima, Organon adota um método de passo no tempo e ordem de integração variável, e solução simultânea das equações algébricas e diferenciais. Este algoritmo é adequado tanto para simulações de curto quanto longo período.

O passo de integração é controlado pela exatidão da simulação. O 'erro de truncamento local' em cada passo é usado como medida da exatidão. Por exemplo, se componentes de alta frequência estão presentes na trajetória de simulação, o passo de integração no tempo é reduzido. Por outro lado, se a trajetória se torna mais suave, o passo é aumentado. O passo varia tipicamente na faixa de 0,001 a 40s.

As principais vantagens do passo de integração variável são:

- Simulações mais acuradas.
- Processo numérico mais robusto.
- Simulações mais rápidas.
- Utilização do mesmo modelo para simulações em diferentes escalas de tempo.

O modelo do sistema é representado por um conjunto de equações algébricas e diferenciais como segue.

$$\dot{y} = f(y, x, t) \quad (13)$$

$$0 = g(y, x, t) \quad (14)$$

A técnica baseada em predictor-corrector associada a um método de integração do tipo Linear Multipasso é então usada para a solução das equações (13) e (14). A fórmula de integração Linear Multipasso é dada por

$$\sum_{i=0}^j \alpha_i y_{n+i} = h \sum_{i=0}^j \beta_i f_{n+i} \quad (15)$$

Onde α_i e β_i são parâmetros dependentes do método específico de integração, j é o número de passos do método e h é o passo de integração.

O Organon combina os métodos linear multi-passo Adams-Bashforth-Mouton – ABM e o BDF [2]. Os métodos são implementados com passo e ordem (1 ou 2) de integração variáveis. Tipicamente, os passos variam de 0,001 a 40s. Os parâmetros de integração da equação (15) são dados na Tabela VII.16 e na Tabela VII.17.

Tabela VII.16 – Previsor

Parâmetro	ABM		BDF	
	1ª ord	2ª ord	1ª ord	2ª ord
α_0	-1	-1	-1	-1
α_1	1	1	1	3
α_2	-	-	-	-3
α_3	-	-	-	1
β_0	1	-0.5	1	-
β_1	-	1.5	-	-

Tabela VII.17 – Corretor

Parâmetro	ABM		BDF	
	1ª ord	2ª ord	1ª ord	2ª ord
α_0	-1	-1	-1	1/3
α_1	1	1	1	-4/3
α_2	-	-	-	1
β_0	-	0.5	-	-
β_1	1	0.5	1	-
β_2	-	-	-	2/3

O método ABM é usado para as equações diferenciais. O método BDF é usado nas equações algébricas e equações diferenciais com constante de tempo muito pequenas. Como pode ser observado os métodos ABM e BDF de primeira ordem são os mesmos e conhecidos pelo nome de Euler modificado. O método ABM de segunda ordem é mais conhecido como método Trapezoidal.

Aplicando-se o método de integração nas equações (13) e (14) resulta no seguinte conjunto de equações algébricas.

$$0 = y_n - \beta_n h f(y_n, x_n) - C \quad (16)$$

$$0 = g(y_n, x_n) \quad (17)$$

Onde: C é a soma ponderada de y e \dot{y} nos passos anteriores ($< t_{n-1}$).

O método de Newton é então utilizado para a solução de (16) e (17).

O método deve ser capaz de decidir sobre a possibilidade de aumentar o passo de integração ou, se necessário, diminuí-lo. Se o passo é maior do que o permitido para a exatidão requerida, o erro de simulação aumenta e pode até causar uma instabilidade numérica. Se o passo é menor do que o necessário, a simulação se torna ineficiente. O controle de passo é tal que mantenha o erro de truncamento local abaixo de uma dada tolerância. Portanto, o controle do passo se baseia na estimação do erro de truncamento local a cada passo da simulação. O mecanismo para troca de tamanho do passo é o seguinte. Ao final de cada passo, verifica-se o erro de truncamento local é menor que a tolerância. Em caso positivo, o passo é aceito e, então, verifica-se se há possibilidade de aumentá-lo. Se o erro é maior que a tolerância, o passo é rejeitado e um passo menor é utilizado.

Cada vez que o passo de integração está para ser mudado ou haja uma detecção de instabilidade numérica, a ordem de integração também é avaliada. A ordem cuja estimativa de erro é a menor, é então selecionada.

O erro de truncamento local da variável y é estimado com base na seguinte fórmula.

$$E_k = h^{k+1} y^{(k+1)} / (k+1)! \quad (18)$$

Onde k é a ordem atual e $y^{(k+1)}$ é a derivada de ordem $k+1$ da variável y .

O maior passo de integração \bar{h} para manter o erro dentro da tolerância é então calculado por:

$$\bar{h} \approx h [\tau / E_k]^{1/(k+1)} \quad (19)$$

Onde τ é a tolerância.

II.2 Modelagem Definida Pelo Usuário

Este item mostra os detalhes de implementação da facilidade de modelagem definida por objeto no Organon.

Uma facilidade pré-existente no Organon permite que se crie um modelo de biblioteca a partir de uma linguagem de alto nível. Mais precisamente, o código em linguagem de alto nível é traduzido por um aplicativo interno do Organon em rotinas escritas em FORTRAN. Por sua vez, este código é compilado e incluído ao restante do programa Organon.

Embora esta facilidade seja útil para desenvolvedores do programa, ela não é conveniente para o desenvolvimento de modelos por usuários. Então, no escopo deste capítulo, foi feita uma expansão de tais funções para que o modelo desenvolvido pelo usuário possa ser interpretado em tempo de execução, ou seja, sem necessidade de ser compilado e ligado ao Organon.

II.2.1 Conceito Básico

Um modelo é definido por um conjunto de comandos representando os blocos funcionais com as respectivas interligações, ou seja, o diagrama de blocos representando o modelo. A descrição de um modelo pode ser gráfica, mas finalmente tem que ser codificado através de uma linguagem que possa ser interpretada por um computador. No presente desenvolvimento, a descrição dos modelos não é feita de forma gráfica, mas já numa linguagem de alto nível própria do Organon.

Como já mencionado, um modelo definido por usuário – MDU (ou *user defined model* – UDM) pode ser interpretado em tempo de execução ou traduzido para uma linguagem de programação de alto nível (ex., FORTRAN) e compilado com o restante do programa, tornando-se desta forma, no que se convencionou chamar, em um modelo de biblioteca do programa, que pode ser reutilizado para representar vários equipamentos semelhantes.

Um MDU interpretado é mais conveniente para o desenvolvimento de um modelo, pois os passos de tradução, inserção no projeto e compilação não são necessários, e evidentemente não se precisa de um compilador, que caso contrário teria que ser fornecido a todos os usuários. Por outro lado, um modelo compilado é mais eficiente do ponto de vista computacional, além de como já observado, poder ser usado para vários equipamentos similares.

II.2.2 Tipos de Blocos

A cada bloco corresponde um comando. A sintaxe de um comando é a seguinte.

nome_do_bloco = tipo_de_bloco([nome de uma função de inicialização], [entrada1], [entrada2], ..., [parâmetro1], [parâmetro2], ...)

O nome do bloco corresponde ao nome do sinal de saída e é definido pelo usuário. O tipo de bloco corresponde à função desejada (ver Tabela VII.18). Alguns blocos aceitam serem inicializados via uma expressão externa, cujo nome é especificado como o primeiro argumento do bloco.

Além dos blocos que descrevem o modelo há necessidade de um comando para definir um parâmetro a ser usado pelo modelo, um comando de cabeçalho e um comando de finalização do processo.

Os parâmetros utilizados no modelo também são informados por um comando, mas evidentemente não se trata de um bloco funcional.

Pode-se ainda classificar os blocos como sendo uma entrada, ou seja, um sinal externo, ou um bloco funcional propriamente dito, ou um bloco lógico. Assim, foram implementados até o momento os seguintes blocos no Organon.

Tabela VII.18 – Blocos/funções de controle disponíveis

Classe	Tipo de Comando	Descrição
Interface	INPGVC	Tensão controlada do gerador - Saída do transdutor
	INPGVT	Magnitude da tensão terminal do gerador
	INPGVR	Componente real da tensão terminal do gerador
	INPGVI	Componente imaginária da tensão terminal do gerador
	INPEFD	Tensão de campo do gerador
	INPPSS	Saída do estabilizador do sistema de potência do gerador
	INPOEL	Saída do limitador de sobre excitação do gerador
	INPUEL	Saída do limitador de sob excitação do gerador
	INPGI	Magnitude de corrente terminal do gerador
	INPGIR	Componente real da corrente terminal do gerador
	INPGII	Componente imaginária da corrente terminal do gerador
	INPGMVA	Saída de MVA do gerador
	INPGMW	Saída de MW do gerador
	INPGMVAR	Saída de Mvar do gerador
	INPGIFD	Corrente de campo do gerador
	INPGW	Velocidade do rotor do gerador
	INPCP	Gerador com fonte de tensão ou corrente

Classe	Tipo de Comando	Descrição
Regular	PARAM	Definição de parâmetros
	INIT	Define uma fórmula de inicialização
	CONST	Definição de constante
	REF	Sinal de referência
	SUM	Soma
	MULT	Multiplicação de dois sinais
	MULT2	Multiplicação de dois sinais e uma constante
	DIVIDE	Divisão
	ABS	Valor absoluto
	SQRT	Raiz quadrada
	EXP	Exponencial
	SIN	Seno
	COS	Cosseno
	GAIN	Ganho
	OFFSET	Adição de uma constante para a entrada e multiplicação do resultado
	LPASS1	Filtro passa-baixa
	LPASS2	Filtro passa-baixa com limites
	COMP1	Bloco de compensação
	COMP2	Bloco de compensação com limite
	COMP3	Bloco de compensação de segunda ordem
	WASHOUT	Bloco Washout
	WASHOUT2	Filtro passa-alta de primeira ordem com dois ganhos
	INTEG1	Windup não integral
	INTEG2	Windup integral
	PID	Bloco proporcional-integral-derivativo
	PI	Bloco proporcional-integral
	LIMIT1	Limitador de sinal
	LIMIT2	Limitador de sinal com limites multiplicado por tensão terminal
	LFPP	Função linear por partes
	HISTER	Função histerese
	OES	Seletor de sobre excitação
	UES	Seletor de sob excitação
	LVG	Porta de valor baixo
	HVG	Porta de valor alto
	SEL	Escolha entre dois sinais com base em um terceiro sinal
	ACEX1	Excitatriz CA com saída Vfe
	ACEX2	Excitatriz CA com saída composta
	ACEX3	Excitatriz CA com saída Efd
	ACEX4	Excitatriz CA com saída Vfe e controle de corrente de campo
	DCEX1	Excitatriz CC e amplificador de tensão
DCEX2	Excitatriz CC	
STEX1	Excitatriz estática	
STEX2	Excitatriz estática	

Classe	Tipo de Comando	Descrição
	HYDRO1	Modelo de turbina Hydrobine
	STEAM1	Modelo de turbina a vapor
	STEAM2	Modelo de turbina a vapor
	VARB1	Susceptância variável com limites definidos pelo usuário
	VARB2	Susceptância variável com limites padrão
Lógico	AND	Lógica “e”
	OR	Lógica “ou”
	NOT	Lógica “não”
	GT	Maior do que
	GE	Superior ou igual a
	LT	Menor que
	LE	Inferior ou igual a
	EQ	Igual a
	NE	Não é igual

Exemplo: Modelo GOV10 do Organon descrito na forma de MDU. A Figura VII.14 mostra o diagrama de blocos do modelo.

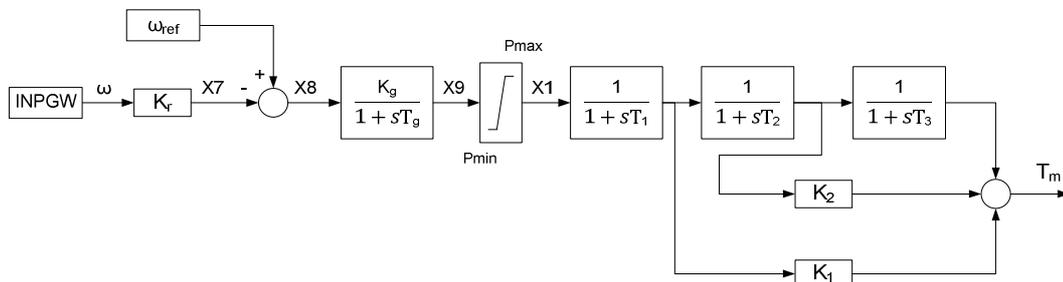


Figura VII.14 – Modelo simplificado de turbina a vapor e regulador de velocidade

Em linguagem MDU do Organon, este modelo é descrito da seguinte forma.

```

UDC GOV 17 TM GOVSteam2 'BRUNO'
!
! Parameters - Governor 10
!
KG = PARAM(1.0 )
TG = PARAM(0.2 )
KR = PARAM(28.57)
K1 = PARAM(0.0 )
T1 = PARAM(0.0 )
K2 = PARAM(0.594)
T2 = PARAM(0.1 )
K3 = PARAM(0.406)
T3 = PARAM(0.3 )
PMIN = PARAM(-0.08)
PMAX = PARAM(1.05 )
!

```

```

! Blocks
!
W      = INPGW ( )
X7     = GAIN (W, KR)
WREF   = REF (0.0)
X8     = ADD (-1.0, X7, 1.0, WREF)
X9     = LPASS1 (0.0, X8, TG, KG)
X1     = LIMIT1 (X9, PMAX, PMIN)
TM     = STEAM2 (X1, K1, K2, K3, T1, T2, T3)
END

```

Figura VII.15 – Linguagem MDU do Organon

Neste modelo verifica-se a presença do cabeçalho com a palavra-chave UDC, o tipo de controle (GOV), o número de identificação do modelo (17), o nome do sinal de saída (TM), que para uma turbina corresponde ao torque mecânico, um nome de identificação do modelo (GOVSteam2) e o nome do autor (BRUNO).

Em seguida indica-se que os comandos seguintes são de definição de parâmetros. Depois, são definidos os blocos funcionais propriamente ditos. A sintaxe para cada um destes blocos está definida no manual do Organon.

Os três blocos de saída do modelo na Figura VII.14 estão encapsulados no bloco/função STEAM2. Isto porque estes blocos aparecem com frequência em modelos de turbina a vapor. Então o encapsulamento simplifica a definição pelo usuário e o próprio processo de inicialização do modelo. Todavia, a modelagem de cada um destes blocos via filtros de primeira ordem (LPASS1) também é possível. Da mesma forma, outros conjuntos de blocos que aparecem com frequência (ex., controladores PID) também estão disponíveis de forma encapsulada no Organon.

Por questão de organização, todos os parâmetros estão definidos no início, antes dos blocos funcionais, mas isto não é necessário.

A Figura VII.16 mostra o resultado de uma simulação com este conjunto regulador de velocidade e turbina para um curto-circuito nas imediações do gerador com perda de um circuito.

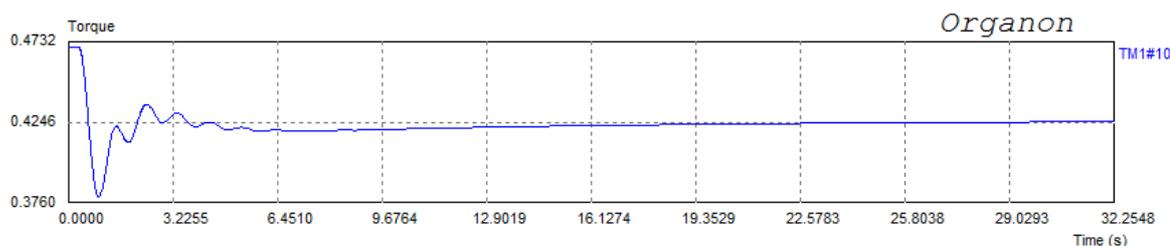


Figura VII.16 – Resposta de turbina a vapor para um curto-circuito e perda de ramo.

APÊNDICE C

ENTRADA DE DADOS

Neste item é apresentado os modelos dinâmicos representados no Organon para os modelos de máquinas, motores síncronos, Regulador de Tensão e PSS.

```
!=====
! Gas turbine
!=====
UDM
UDC GOV 101 1 GAS 'ITA1'
OUT TM
!
! Parameters - Governor 101
!
KR   = PARAM(25.0)
K1   = PARAM(0.77)
WMIN = PARAM(0.23)
K2   = PARAM(0.0)
M45  = param(0.5)
!
! Regulator
!
!W    = INPGW (1)
W     = INPGW (0)
WREF  = REF(0.0)
X1    = ADD(-1.0, W, 1.0, WREF)
X2    = LPASS1(0.0, X1, 0.05, KR)
VCEN  = LIMIT1(X2, 1.0, -1.0)
X3    = LVG(VCEN, VCEN, VCET)
X4    = LVG(X3, X3, VCEA)
X5    = LIMIT1(X4, 1.1, -0.1)
!
! Fuel and air control
!
X6    = MULT(X5, W)
X7    = GAIN(X6, K1)
WMIN  = CONST(0.23)
X8    = ADD(1.0, WMIN, 1.0, X7, -1.0, X9)
X9    = GAIN(WF, K2)
```

```

X10 = LPASS1(0.0,X8,0.05,1.0)
WF = LPASS1(0.0,X10,0.4,1.0)
!
! Acceleration limit
!
DW = WASHOUT(0.0,W,0.01,1.0)
OFF = CONST(0.01)
DWOFF = ADD(100.0,OFF,-100.0,DW)
VCEA = INTEG2(0.0,DWOFF,1.0,1.5,-0.1)
!
! Temperature limit
!
F11 = OFFSET(W,-1.0,-306.0)
F12 = OFFSET(WF,, -1.0,390.0)
TR = CONST(532.0)
TX = ADD(1.0,F11,1.0,F12,1.0,TR)
TX1 = COMP1(0.0,TX,12.0,15.0)
TEX = LPASS1(0.0,TX1,2.5,1.0)
IGVE = ADD(1.0,TEX,-1.0,TR)
IGV1 = PI(0.0,IGVE,0.2,0.05,1.0,0.28)
IGV2 = LIMIT1(IGV1,1.0,0.28)
IGV = LPASS1(0.0,IGV2,3.0,1.0)
TR1 = OFFSET(IGV,-1.0,-150.0)
TRL = ADD(-1.0,TEX,1.0,TR,1.0,TR1)
TRL1 = WASHOUT(0.0,TRL,0.001,3.3)
TRL2 = ADD(0.004,TRL,0.004,TRL1)
VCET = INTEG2(0.0,TRL2,1.0,1.5,-0.1)
!
! Exhaust to steam turbine
!
F31 = GAIN(IGV,1.387)
F3 = EXP2(F31,0.257)
E1 = MULT(F3,W)
E0 = MULT(E1,TM)
TOST = EXPGOV(E0,1)
!
! Gas turbine
WF1 = LPASS1(0.0,WF,0.2,1.0)
F21 = OFFSET(W,-1.0,-5.0)
F22 = OFFSET(WF1,-0.23,1.3)
TM = ADD(1.0,F21,1.0,F22)
END

```

```

!=====
! Gas turbine
!=====

UDM
UDC GOV 111 1 GAS 'ITA1'
OUT TM
!
! Parameters - Governor 101
!
KR   = PARAM(25.0)
K1   = PARAM(0.77)
WMIN = PARAM(0.23)
K2   = PARAM(0.0)
M45  = param(0.5)
!
! Regulator
!
!W    = INPGW (1)
W     = INPGW (0)
WREF  = REF(0.0)
X1    = ADD(-1.0, W, 1.0, WREF)
X2    = LPASS1(0.0,X1,0.05,KR)
VCEN  = LIMIT1(X2,1.0,-1.0)
X3    = LVG(VCEN,VCEN,VCET)
X4    = LVG(X3,X3,VCEA)
X5    = LIMIT1(X4,1.1,-0.1)
!
! Fuel and air control
!
X6    = MULT(X5,W)
X7    = GAIN(X6,K1)
WMIN  = CONST(0.23)
X8    = ADD(1.0,WMIN,1.0,X7,-1.0,X9)
X9    = GAIN(WF,K2)
X10   = LPASS1(0.0,X8,0.05,1.0)
WF    = LPASS1(0.0,X10,0.4,1.0)
!
! Acceleration limit
DW    = WASHOUT(0.0,W,0.01,1.0)
OFF   = CONST(0.01)
DWOFF = ADD(100.0,OFF,-100.0,DW)
VCEA  = INTEG2(0.0,DWOFF,1.0,1.5,-0.1)

```

```

!
! Temperature limit
!
F11  = OFFSET(W,-1.0,-306.0)
F12  = OFFSET(WF,, -1.0,390.0)
TR   = CONST(532.0)
TX   = ADD(1.0,F11,1.0,F12,1.0,TR)
TX1  = COMP1(0.0,TX,12.0,15.0)
TEX  = LPASS1(0.0,TX1,2.5,1.0)
IGVE = ADD(1.0,TEX,-1.0,TR)
IGV1 = PI(0.0,IGVE,0.2,0.05,1.0,0.28)
IGV2 = LIMIT1(IGV1,1.0,0.28)
IGV  = LPASS1(0.0,IGV2,3.0,1.0)
TR1  = OFFSET(IGV,-1.0,-150.0)
TRL  = ADD(-1.0,TEX,1.0,TR,1.0,TR1)
TRL1 = WASHOUT(0.0,TRL,0.001,3.3)
TRL2 = ADD(0.004,TRL,0.004,TRL1)
VCET = INTEG2(0.0,TRL2,1.0,1.5,-0.1)
!
! Exhaust to steam turbine
!
F31  = GAIN(IGV,1.387)
F3   = EXP2(F31,0.257)
E1   = MULT(F3,W)
E0   = MULT(E1,TM)
TOST = EXPGOV(E0,1)
!
! Gas turbine
WF1  = LPASS1(0.0,WF,0.2,1.0)
F21  = OFFSET(W,-1.0,-5.0)
F22  = OFFSET(WF1,-0.23,1.3)
TM   = ADD(1.0,F21,1.0,F22)
END
!
!=====
! Steam turbine
!=====
UDM
UDC GOV 102 1 GAS 'ITA2'
OUT TM
!
! Parameters - Governor 10

```

```

!
KG   = PARAM(20.)
!
! Import da turbina a Gás GT11
E1   = IMPGOV(90130,10,1,1)
E2   = LPASS1(0.0,E1,5.0,0.26)
E3   = LPASS1(0.0,E2,20.0,1.0)
!
! Import da turbina a Gás GT12
E21  = IMPGOV(90136,10,1,2)
E22  = LPASS1(0.0,E21,5.0,0.26)
E23  = LPASS1(0.0,E22,20.0,1.0)
!
! Steam turbine control
W     = INPGW (0)
WREF  = REF(0.0)
ERR   = ADD(1.0,WREF,-1.0,W)
VC    = GAIN(ERR,20.0)
LMT   = LIMIT1(VC,1.0,0.0)
!
! Steam turbine
!
ES    = CONST(0.6)
EST   = ADD(1.0,E3,1.0,E23,1.0,ES)
VP    = MULT(LMT,EST)
TM    = STEAM2(VP,0.0,0.4,0.6,4.0,0.2,0.4)
END
!-----!
!---- UTE TKCSA - Gás ----!
!-----!
SM05
!  No  AVR  PSS  GOV  Bcr1  Rc      Xc      Tr      UEL  OEL  GRP
90130  3   8  101  0  0.00  -0.05   0.02   0   0  10
!SM05  (--Xd--) (--Xld-) (-Xlld-) (--Xq--) (--Xlq-) (-Xllq-) (--Ra--) (-Sbase) (--
Xl--) (--Xt--) (--Tld-) (-Tlld-) (--Tlq-) (---H--) (---D--) (-Tllq-) (-S1.0-) (-
S1.2-)
2.200  0.222  0.167  2.039  0.363  0.167  0.0025  160.0
0.148  0.00  7.89  0.018  0.77  8.795  0.00  0.027  0.06364
0.300  /
!AVR03 (--Ka--) (-Ta>0-) (--Tc--) (--Tb--) (-Tc1--) (-Tb1--) (-Lmin-) (-Lmax-) (-
Vmin-) (-Vmax-) (Efdmin) (Efdmax) (--Kc--) (LimMod)
32.4  0.0018  1.0  1.0  1.0  1.0  -99.  99.  -99.
99.  -99.  99.  0.0  1 /

```

```

!PSS08 (--T1--) (--T2--) (--T9--) (--T10-) (--T3--) (--T4--) (--T5--) (--T6--) (--
T7--) (--T8--) (-T11--) (-Tw1--) (-Tw2--) (-Tw3--) (--K2--) (--K3--) (-Pemn-) (-
Klmn-) (-Pemx-) (-Klmx-) (-Vmin-) (-Vmax-) (Type-1) (Type-2)
      0.4      0.04      1.0      1.0      0.4      0.04      0.1      0.1      3.0
0.4      0.02      3.0      3.0      3.0      0.17055  1.0      0.06      15.0
99.      15.0      -0.1      0.1      1      3 /
!
!-----!
!---- UTE TKCSA - Gás ----!
!-----!
SM05
!  No  AVR  PSS GOV Bcrl Rc      Xc      Tr      UEL OEL GRP
90136  3    8  111  0  0.00  -0.05  0.02  0  0  10
!SM05 (--Xd--) (--Xld-) (-Xlld-) (--Xq--) (--Xlq-) (-Xllq-) (--Ra--) (-Sbase) (--
Xl--) (--Xt--) (--Tld-) (-Tlld-) (--Tlq-) (---H--) (---D--) (-Tllq-) (-S1.0-) (-
S1.2-)
      2.200      0.222      0.167      2.039      0.363      0.167      0.0025  160.0
0.148      0.00      7.89      0.018      0.77      8.795      0.00      0.027      0.06364
0.300 /
!AVR03 (--Ka--) (-Ta>0-) (--Tc--) (--Tb--) (-Tc1--) (-Tb1--) (-Lmin-) (-Lmax-) (-
Vmin-) (-Vmax-) (Efdmin) (Efdmax) (--Kc--) (LimMod)
      32.4      0.0018      1.0      1.0      1.0      1.0      -99.      99.      -99.
99.      -99.      99.      0.0      1 /
!PSS08 (--T1--) (--T2--) (--T9--) (--T10-) (--T3--) (--T4--) (--T5--) (--T6--) (--
T7--) (--T8--) (-T11--) (-Tw1--) (-Tw2--) (-Tw3--) (--K2--) (--K3--) (-Pemn-) (-
Klmn-) (-Pemx-) (-Klmx-) (-Vmin-) (-Vmax-) (Type-1) (Type-2)
      0.4      0.04      1.0      1.0      0.4      0.04      0.1      0.1      3.0
0.4      0.02      3.0      3.0      3.0      0.17055  1.0      0.06      15.0
99.      15.0      -0.1      0.1      1      3 /
!
!-----!
!---- UTE TKCSA - Vapor ----!
!-----!
SM05
!  No  AVR  PSS GOV Bcrl Rc      Xc      Tr      UEL OEL GRP
90169  3    8  102  0  0.00  -0.05  0.02  0  0  10
!SM05 (--Xd--) (--Xld-) (-Xlld-) (--Xq--) (--Xlq-) (-Xllq-) (--Ra--) (-Sbase) (--
Xl--) (--Xt--) (--Tld-) (-Tlld-) (--Tlq-) (---H--) (---D--) (-Tllq-) (-S1.0-) (-
S1.2-)
      1.710      0.258      0.199      1.639      0.426      0.199      0.0026  387.5
0.172      0.00      5.12      0.019      0.15      5.394      0.00      0.029      0.04451
0.1650 /
!AVR03 (--Ka--) (-Ta>0-) (--Tc--) (--Tb--) (-Tc1--) (-Tb1--) (-Lmin-) (-Lmax-) (-
Vmin-) (-Vmax-) (Efdmin) (Efdmax) (--Kc--) (LimMod)
      28.89      0.0018      1.0      1.0      1.0      1.0      -99.      99.      -99.
99.      -99.      99.      0.0      1 /
!PSS08 (--T1--) (--T2--) (--T9--) (--T10-) (--T3--) (--T4--) (--T5--) (--T6--) (--
T7--) (--T8--) (-T11--) (-Tw1--) (-Tw2--) (-Tw3--) (--K2--) (--K3--) (-Pemn-) (-
Klmn-) (-Pemx-) (-Klmx-) (-Vmin-) (-Vmax-) (Type-1) (Type-2)

```

```

0.4      0.4      0.04      1.0      1.0      0.4      0.04      0.1      0.1      3.0
0.4      0.02      3.0      3.0      3.0      0.2781      1.0      0.06      5.0
99.      5.0      -0.1      0.1      1      3 /

!
!-----!
!-- EQ. Z.OESTE 500 - Barra Infinita --!
!-----!
BINF
      9003 xxxxx  0.0000000E+00  0.0000000E+00  /
      0.0000000E+00  0.0000000E+00
!-----!
!-- Angra II - MODELO DA MÁQUINA DE ANGRA UTILIZADA NO EQ DE ANGRA---!
!-----!
SM05
!  No  AVR  PSS  GOV  Bcrl  Rc      Xc      Tr      UEL  OEL  GRP
      9005  24  1  8      0  0.0000  0.0000  0.0100  0  3  10      'xxxxxxxx'
!SM05 (---Xd--) (--Xld--) (--Xlld-) (---Xq--) (--Xlq--) (--Xllq-) (--Ra---) (-
Sbase-) (---Xl--) (---Xt--) (--Tld--) (--Tlld-) (--Tlq--) (---H---) (---D---) (--
Tllq-) (--S1.0-) (--S1.2-)
      1.600      0.469      0.319      1.520      0.875      0.319      0.000
1958.000  0.270      0.000      6.200      0.054      2.000      4.510      0.000
0.200      0.111      0.614 /
!AVR24 (--Tb--) (--Tc--) (--Ka--) (-Ta>0-) (-Vmax-) (-Vmin-) (--Te--) (--Kc--) (--
Kd--) (--Ke--) (--E1--) (S(E1)-) (--E2--) (S(E2)-) (VRmax-) (VRmin-)
      0.08      0.5      71.2      2.6      15.0      -15.0      0.62      0.3094
0.34085  1.0      1.0      0.0      2.0      0.0      4.87      -11.0 /
!PSS01 (--T1--) (--T2--) (--T3>0-) (--T4--) (--T5--) (--T6--) (--Tw--) (--K1--) (-
Vmin-) (-Vmax-) (-Type-)
      0.7      1.0      0.35      1.0      0.0      0.01      3.0      -0.55      -0.1
0.1      3 /
!OEL03 Itf0  Itfpu  Iinst  Ilim  Ks      Ku  Tu      Kd  Td  Kramp
LMax  LMin  Ka  Ta  Tb  Tc  Vmax  Vmin  Offset
      0.0      2.005  1.00  -1.00  0.752015  1.0  0.0001  0.0  1.0  0.125
0.00  -0.10  0.50  0.0001  1.00  1.00  0.0  -0.05  0.0  /
!GOV08 (--T1--) (--T2--) (-T3>0-) (--T4--) (--T5--) (--T6--) (--K1--) (--K2--) (--
K3--) (PmaxPU) (PminPU)
      0.18      0.03      0.15      0.25      6.0      0.3      0.0      0.694      1.0
1.0      0.0 /
!
!-----!
!-- BLOWER 1 ---!
!-----!
SM04
!  No  AVR  PSS  GOV  Bcrl  Rc      Xc      Tr      UEL  OEL  GRP
      90005  0  0  0      0  0.0000  0.0000  0.0000  0  0  10
'xxxxxxxx'

```

```

!SM04 (--Xd--) (--Xld-) (-Xlld-) (--Xq--) (--Xlq-) (-Xllq-) (--Ra--) (-Sbase) (--
Xl--) (--Xt--) (--Tld-) (-Tlld-) (--Tlq-) (---H--) (---D--) (-Tllq-) (--Ag--) (--
Bg--)
      1.623    0.357    0.29    0.872    0.872    0.39    0.053    28.00
0.162    0.00    4.915    0.009    0.00    4.76    0.00    0.025    0.04963
7.4335 /
!
!-----!
!--- BLOWER 2 ---!
!-----!
SM04
!  No  AVR  PSS  GOV  Bcrl  Rc      Xc      Tr      UEL  OEL  GRP
   90008  0   0   0     0 0.0000  0.0000  0.0000   0   0   10
'xxxxxxxx'
!SM04 (--Xd--) (--Xld-) (-Xlld-) (--Xq--) (--Xlq-) (-Xllq-) (--Ra--) (-Sbase) (--
Xl--) (--Xt--) (--Tld-) (-Tlld-) (--Tlq-) (---H--) (---D--) (-Tllq-) (--Ag--) (--
Bg--)
      1.623    0.357    0.29    0.872    0.872    0.39    0.053    28.00
0.162    0.00    4.915    0.009    0.00    4.76    0.00    0.025    0.04963
7.4335 /
!-----!
!--- MAC 1 ---!
!-----!
SM04
!  No  AVR  PSS  GOV  Bcrl  Rc      Xc      Tr      UEL  OEL  GRP
   90007  0   0   0     0 0.0000  0.0000  0.0000   0   0   10
'xxxxxxxx'
!SM04 (--Xd--) (--Xld-) (-Xlld-) (--Xq--) (--Xlq-) (-Xllq-) (--Ra--) (-Sbase) (--
Xl--) (--Xt--) (--Tld-) (-Tlld-) (--Tlq-) (---H--) (---D--) (-Tllq-) (--Ag--) (--
Bg--)
      1.604    0.352    0.28    0.869    0.869    0.36    0.053    32.50
0.162    0.00    4.920    0.009    0.00    3.88    0.00    0.025    0.04294
7.6927 /
!
!-----!
!--- MAC 2 ---!
!-----!
SM04
!  No  AVR  PSS  GOV  Bcrl  Rc      Xc      Tr      UEL  OEL  GRP
   90004  0   0   0     0 0.0000  0.0000  0.0000   0   0   10
'xxxxxxxx'
!SM04 (--Xd--) (--Xld-) (-Xlld-) (--Xq--) (--Xlq-) (-Xllq-) (--Ra--) (-Sbase) (--
Xl--) (--Xt--) (--Tld-) (-Tlld-) (--Tlq-) (---H--) (---D--) (-Tllq-) (--Ag--) (--
Bg--)
      1.604    0.352    0.28    0.869    0.869    0.36    0.053    32.50
0.162    0.00    4.920    0.009    0.00    3.88    0.00    0.025    0.04294
7.6927 /
-999 /
-999 /

```