



**MODELOS DE REGULADORES: SUA  
APLICAÇÃO NO SISTEMA ELÉTRICO DO NORTE DE  
ANGOLA, NA ÓTICA DO PRODUTOR  
INDEPENDENTE**

**JOAQUIM MOREIRA LIMA**

**ITAJUBÁ, OUTUBRO DE 2013**





**PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA ELÉTRICA**

**Joaquim Moreira Lima**

**Modelos de Reguladores: sua Aplicação no  
Sistema Elétrico do Norte de Angola, na  
Ótica do Produtor Independente**

Dissertação submetida ao programa de Pós-Graduação como parte dos requisitos para obtenção do Título de Mestre em Ciências em Engenharia Elétrica.

**Área de Concentração:** Sistemas Elétricos de Potência

**Orientador:** Pedro Paulo de Carvalho Mendes,  
D.Sc.-Professor Doutor

**Outubro de 2013**

**Itajubá**

---

Ficha catalográfica elaborada pela Biblioteca Mauá –  
Bibliotecária Margareth Ribeiro- CRB\_6/1700

L732m

Lima, Joaquim Moreira  
Modelos de reguladores: sua aplicação no Sistema Elétrico do  
Norte de Angola, na ótica do produtor independente / Joaquim  
Moreira Lima. -- Itajubá, (MG) : [s.n.], 2013.  
225 p. : il.

Orientador: Prof. Dr. Pedro Paulo de Carvalho Mendes.  
Dissertação (Mestrado) – Universidade Federal de Itajubá.

1. Centrais Térmicas. 2. Sistemas de excitação. 3. Reguladores  
de tensão. 4. Reguladores de velocidade. I. Mendes, Pedro Paulo  
de Carvalho, orient. II. Universidade Federal de Itajubá. III.  
Título.

---

**UNIVERSIDADE FEDERAL DE ITAJUBÁ  
PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM  
ENGENHARIA ELÉTRICA**

**Joaquim Moreira Lima**

**Modelos de Reguladores: sua Aplicação no  
Sistema Elétrico do Norte de Angola, na  
Ótica do Produtor Independente**

Dissertação aprovada por banca examinadora em 9  
de Outubro de 2013, conferindo ao autor o título de  
**Mestre em Ciências em Engenharia Elétrica.**

**BANCA EXAMINADORA:**

Prof. Pedro P. Carvalho Mendes (orientador)

Prof. Cláudio Ferreira

Prof. Ronaldo Rossi

**Itajubá**

**2013**

*“Faz o que puderes, com o que tiveres, onde estiveres ”*

*Theodore Roosevelt*

*Dedico aos meus pais:*

*Victor Moreira Lima e Deolinda Silvestre de Brito (ambos em memória)*

---

---

## Agradecimentos

Primeiro que tudo agradeço a DEUS SU, nosso criador, a oportunidade e mecanismos por ELE criados, permitindo-me realizar e superar mais este desafio em minha vida.

Agradeço a minha esposa Maria de Fátima da Silva Bastos ( em memória desde Março de 2013), e aos meus filhos Ana, Joaquim, Bruno e Dely, que depositaram toda a confiança e minimizando todas as dificuldades que surgissem permitindo-me estar sempre presente em todos os módulos do Curso que me proporcionou chegar até aqui.

Agradeço ao CNPq, pela ajuda moral e financeira , dando à possibilidade de todos não importa quem e de que País , de poderem estudar e aprender.

Agradeço também à todos os Professores do Curso CESE Transmissão, professores esses, eloquentes que me ensinaram e abriram o meu horizonte para patamares da ciência onde jamais imaginei chegar, ressaltando o que jamais esquecerei em toda a minha vida um dom que todos eles apresentam á “HUMILDADE”. Que DEUS SU, ilumine e proteja todos eles.

Agradeço muito particularmente, ao meu Tutor e Professor Dr Pedro Paulo e ao Exmo. Professor e Director do Curso Cese, Dr. Marangon Lima , não esquecendo o Fiel e amigo Professor Doutor Junqueira Rezek pela boa vontade em ensinarem e ajudarem o próximo, e tais atitudes, muitas das vezes muito mais próximas do evangelho que da simples missão de ensinar e de cumprir e fazer cumprir, normas, condutas , e metodologias. A todos eles BEM-HAJAM.

## Resumo

O objectivo desta dissertação é realizar uma introdução aos estudos e às aplicações dos Reguladores usados em Angola em centrais térmicas e fazer uma aproximação a critérios comparativos que possibilitem criar procedimentos na seleção e escolha dos mesmos para o Sistema Eléctrico Angolano. Uma vez que o País ,acabou de sair da guerra , e como resultado surge um desenvolvimento desenfreado e diversificado e sobretudo na área da Electricidade, por sinal a mais atingida, e com a aquisição de Centrais Térmicas e Hídricas. Como tais investimentos são avultados obrigou a que o Estado olhasse para as parcerias público-privadas surgindo daí uma alteração a Lei geral de Electricidade e surgindo uma figura nova no contexto do País que é a do Produtor Independente , tanto que em data muito recente começaram a operar na cidade de Luanda três centrais eléctricas com turbinas modelo dual á gás e combustível líquido , operando isoladas da rede Norte de Angola, ou seja, funcionando em ilha. Num futuro próximo verifica-se a tendência destas centrais formarem um sistema isolado entre elas , como também poderão estar ligadas à rede. Há ainda a perspectiva de durante o ano de 2012/13 se instalarem mais 5 centrais térmicas grupos turbina gerador á gas modelo TM 2500 do fabricante GE de 25 [MW] ISO cada uma , e que funcionarão a combustível liquido.Daí que começa-se por se fazer uma pequena resenha do sistema eléctrico e o impacto da não existência de regras específicas de planeamento, critérios de contingência associados a despachos centralizados, conjugado com a disseminação de variados modelos de máquinas com os seus sistemas de contróis associados, daí que também se faz uma avaliação e descrição dos diferentes modelos de reguladores das turbinas a gás e de vapor instaladas em Angola . Faz-se uma descrição comparativa dos diferentes reguladores de tensão e velocidade , esta descrição comparativa é feita analisando as centrais no conjunto pela aplicação da ferramenta Matlab e na variante SimPowerSystems.Depois de analisadas os diversos desempenhos e comportamentos transitórios das centrais no seu conjunto em diferentes situações e perturbações , recomenda-se as melhores ligações e condições de operação com base na experiência vivida e nos estudos então desenvolvidos, resultando em recomendação para a introdução oficiosa de esquemas de procedimentos de rede que se poderia propor adoptar-se em todo o País.

**Palavras-chave:** Centrais Térmicas; sistemas excitação; reguladores de Velocidade e Tensão; Descrição de Modelos; Descrição comparativa; Esquemas de Procedimentos de Rede.

---



---

## Abstract

The object of this dissertation is to realize an introduction to the studies and to the applications of the Regulators used in Angola in Thermal Power Stations, and to do an approach to the comparative criterions that can enable to create procedures on the same's selection and choice for the Electric Angolan System, once that the country has just left the war and as a result it comes forth an unbridled and diversified development and especially on the electricity area with the purchase of Thermal and Hydraulic Power Stations. As such investments make spend a lot of money, this obliged that the State looked to the public-private partnerships, appearing from there an alteration in the general electricity law and coming forth a new figure in the country's context that is the one from the Independent Producer, in a very recent date they have began to work on three electric power stations in Luanda city, with turbines gas and liquid fuel dual model, working isolated from the electric light mains of the North of Angola, that is, functioning in island. In a near future, this power stations' tendency can be seen forming an isolated sistem between them, and they will can be connected to the electric light mains as well. There is still the perspective of during the year 2012/13 be installed 5 more thermal power stations groups turbine generator on gas model TM 2500 from the manufacturer GE of 25 [MW] ISO each one, and that will work on liquid fuel. From there it's done a little review of the electric system and the impact of the no existence of planning rules, criterions of contingency associated to centralised dispatches, conjugated with the dissemination of diverse models of machines with their own systems of construction associated, from there, it's also done an evaluation and a description of the different models of regulators from the turbines on gas and steam installed in Angola. It's made a comparative description of the different speed and voltage regulators, this comparative description is made by analysing the power stations in the set through the application of the Matlab tool and on the SimPowerSystems variant. After the diverse performances and transitory behaviours of the power stations in their set in different situations and disruptions been analysed, it's recommended the best connections and operation conditions grounded on the lived experience and on the developed studies, resulting in recommendation for the unofficial introduction of electric light mains schemes procedures that could be proposed to be adopted by the whole country.

**Keywords:** Termal Power Plants; excitement systems; Speed and Voltage Regulators; Models Descriptions; Comparative Description; Electric grid mains procedure schemes.

# Sumário

Introdução Geral.....	29
1. Os Sistemas De Potência E Sua Operação Segura E Confiável.....	33
1.1 Introdução.....	33
1.1.1 Considerações Preliminares.....	36
1.2 Caracterização do Sistema Eléctrico Angolano.....	39
1.2.1 Aspectos Gerais .....	39
1.2.2 Melhoria Da Operação Dos Sistemas De Potência Existentes.....	44
1.2.3 Operar Os Sistemas Existentes, Próximos Dos Limites, Mas Com Segurança.....	45
1.2.4 Como Fazer Frente A Contingências Extremas Ou Múltiplas Que Conduzam O Sistema Ao Colapso.....	45
1.2.5 Critérios De Planeamento De Sistemas De Potência .....	47
1.2.6 Caso De França .....	47
1.2.7 Caso Da Austrália.....	49
1.2.8 Caso Do Brasil.....	51
1.2.9 Descrição Dos Fenômenos Que Levem A Situação De Colapso .....	52
1.2.10 Instabilidade Angular (Transitória).....	54
1.2.11 Instabilidade Angular A Pequenas Perturbações .....	55
1.2.12 Instabilidade De Frequência .....	56
1.2.13 Instabilidade De Tensão .....	60
1.2.14 Circuitos Desligados Em Cascata .....	62
1.2.15 Corte De Geração .....	65
1.2.16 Controle Rápido Das Válvulas De Turbinas A Vapor .....	67

---

---

1.2.17 Arranque Rápido De Unidades Geradoras E Conversão Síncrono- Gerador.....	70
2. Controlo Da Tensão E Da Potência Reactiva Dos Geradores Síncronos ..	71
2.1 Conceito De Potência Reactiva.....	71
2.2 Circuito Equivalente E Diagrama Vectorial Do Gerador Síncrono. Equações De Potência Activa e Reactiva.[19].....	74
2.3 Aspectos Gerais Dos Sistemas De Excitação De Geradores Síncronos [4].....	78
2.4 Elementos Do Sistema De Excitação.....	80
2.5 Tipos De Excitatrizes [20] .....	81
2.5.1 Sistemas Com Excitatriz De C.C.....	81
2.5.2 Sistemas Com Excitatriz De C.A.....	83
2.5.3 Sistemas Com Excitatriz Estática.....	86
2.6 Medição E Avaliação Do Comportamento Dinâmico [22].....	87
2.7 Funções De Controlo E Protecção [4].....	95
3 Controlo Da Frequência E Da Potência Activa .....	103
3.1 Introdução .....	103
3.2 Resposta Da Unidade Geradora Mediante Uma Mudança De Carga [7].	104
3.2.1 Equações Gerais.....	104
3.2.2 Resposta Da Carga Diante De Uma Variação Da Frequência.....	106
3.3 Acção Do Governador [4,34].....	108
3.3.1 Fundamentos Do Governador De Velocidade .....	108
3.3.2 Tipos De Reguladores .....	109
3.3.3 Distribuição Da Carga Entre Duas Unidades Em Paralelo.....	113
3.3.4 Análise Diante De Pequenas Perturbações .....	114
4. Modelos Dos Sistemas De Excitação Dos Geradores Síncronos .....	121

4.1	Introdução.....	121
4.2	Modelo Matemático De Pequeno Sinal.....	122
4.3	Modelo Do Estabilizador Do Sistema De Potência PSS.....	124
4.4	Modelo Do Transdutor De Tensão E Compensador De Carga .....	126
4.5	Modelo Da Excitatriz Considerando A Saturação E O Efeito Da Carga ..	126
4.6	Modelos De Sistema De Excitação Com Excitatriz Rotatória De Corrente Contínua.....	134
4.7	Modelo De Sistema De Excitação Com Excitatriz De C.A. E Rectificador	135
4.8	Modelo De Sistema De Excitação Com Excitatriz Estática .....	135
4.9	Modelo De Sistema De Excitação Com Laços De Controle E Tecnologia Digital. ....	137
5	Análise Comparativa Do Comportamento Do Gerador Com Diferentes Tipos De Sistemas De Excitação E Reguladores De Tensão .....	139
5.1	Introdução.....	139
5.2	Modelo Em SIMULINK Do Gerador Síncrono.....	140
5.3	Modelo Em Simulink Das Componentes Do Sistema De Excitação .....	140
5.4	Modelo Da Excitatriz Rotatória De C.A. ....	142
5.5	Modelo Da Excitatriz Estática .....	143
5.6	Modelos De Reguladores E Estabilizadores.....	144
5.7	Modelos Em SimPowerSystems Utilizados Para Comparar A Operação Dos Reguladores.....	145
5.8	Comparação Do Comportamento Transitório Dos Quatro Sistemas .....	147
5.9	Comportamento Perante Um Deslastre De Carga .....	149
5.10	Comportamento Diante De Um Curto-Circuito Simétrico Trifásico Súbito Que Desaparece Em 150 ms .....	150
6	Análises Comparativa Do Comportamento Do Gerador Com Diferentes Tipos De Reguladores De Velocidade .....	153
6.1	Introdução.....	153

---

---

6.2	Regulador Europa Modelo 1100-4g [29] .....	154
6.3	Regulador Adaptativo Da firma Woodward [30] .....	155
6.4	Regulador De Velocidade Da turbina Á Gas Com Modelo Simplificado [28].....	159
6.5	Modelos Em SimPowerSystems Elaborados Para Comparar A Operação Dos Reguladores .....	163
6.6	Comparação Do Comportamento Transitório Dos Três Sistemas De Control De Velocidade .....	163
7	Caso De Estudo Análise Do Comportamento Transitório Da Central Boavista II.....	169
7.1	Introdução .....	169
7.2	Esquema Geral Da Central E Sua Zona De Influência .....	169
7.3	Modelo Matemático De Simulação E Ajuste Dos Parâmetros Do Modelo	173
7.3.1	Diagrama De Blocos E Parâmetros Do Regulador De Velocidade Da Turbina A Gás.....	173
7.3.2	Diagrama De Blocos E Parâmetros Do Regulador De Tensão E Sistema De Excitação [31,32].....	175
7.4	- Análises Do Comportamento Transitório Do Sistema Operando Em Ilha Ou Isolado Da Rede .....	184
7.5	-Curto-Circuito A Entrada Da SE E Abertura Do Disjuntor Principal Da SE Aos 50 [milisegundos].....	189
7.6	Curto-Circuito A Saída Da Central E Abertura Do Disjuntor De Saída Aos 30 [milisegundos] Seguido De Um Reengate 30 [milisegundos] Depois .....	193
7.7	Análise Do Comportamento Transitório Do Sistema Trabalhando Ligado A Rede.....	198
8-	Conclusões E Recomendações .....	217
8.1	Conclusões .....	217
8.2	Recomendações .....	218

Referências Bibliográficas.....	221
Bibliografia De Consulta.....	225

---

## Lista de Figuras

Figura 1.1: Sistema de potência exemplo.....	37
Figura 1.4: Diagrama da evolução prevista para o Sistema Norte.....	44
Figura 1.5: Curva “iso-risco” fonte [ 8].....	48
Figura 1.6: Limitações das turbinas a vapor sob condições anormais de frequência.....	57
Figura 1.7: Conjunto turbinas-gerador de uma unidade termonuclear.....	69
Figura 2.1: Circuito elementar e diagrama fasorial .....	74
Figura 2.2: Circuito equivalente do gerador síncrono .....	76
Figura 2.3 Diagrama vectorial do gerador síncrono.....	76
Figura 2.4: Efeito da variação da corrente de excitação.....	77
Figura 2.5 : Elementos do sistema de excitação .....	80
Figura 2.6: Esquema geral de sistema de excitação com excitatriz de C.C. ....	82
Figura 2.7: Esquema geral do sistema de excitação com excitatriz de C.A. e rectificador estacionário a díodos. ....	83
Figura 2.8: Esquema geral do sistema de excitação com excitatriz de C.A. e rectificador controlado.....	84
Figura 2.9: Esquema geral do sistema de excitação com excitatriz de C.A. e rectificador rotatório. ....	85
Figura 2.10: Rectificador rotatório.....	86
Figura 2.11: Esquema de ligações e protecções do rectificador rotatório.....	86
Figura 2.12: Esquema geral do sistema de excitação com excitatriz estática. ...	87
Figura 2.13: Diagrama de blocos esquemático do sistema de control da excitação.....	87
Figura 2.14: Definição da resposta nominal de excitação.....	89

Figura 2.15: Resposta a um escalão de um sistema a laço fechado. ....	91
Figura 2.16: Diagrama de Bloco típico de um sistema de control a laço fechado	92
Figura 2.17: Resposta de frequência de um sistema de control típico .....	94
Figura 2.18: Diagrama de Bode típico; margem de ganho e margem de fase .....	94
Figura 2.19: Esquema geral do sistema de control, protecção e limitação .....	95
Figura 2.21: Esquema do compensador de carga.....	97
Figura 2.22: Coordenação da protecção OXL com a curva de aquecimento permissível do enrolamento do rotor .....	99
Figura 2.23: Curto circuito do campo com tiristor e resistência de descarga .....	100
Figura 2.24: Curto-circuito do campo com varistor.....	101
Figura 3.1: Função transferencial que relaciona a velocidade e os pares.....	105
Figura 3.2: Função transferencial que relaciona a velocidade e as potências ...	106
Figura 3.3: Diagrama de blocos que inclui o efeito da carga.....	107
Figura 3.4: Redução do diagrama de blocos que inclui o efeito da carga .....	107
Figura 3.5: Acção básica do governador .....	108
Figura 3.6: Diagrama de bloco e de laço de control Pf.....	108
Figura 3.7: Sistema de control de velocidade com governador isócrono .....	109
Figura 3.8: Resposta de uma unidade geradora com governador isócrono.....	110
Figura 3.9: Sistema de control de velocidade com governador com característica de regulação.....	111
Figura 3.10 Resposta de uma unidade geradora com característica de regulação.....	111
Figura 3.11: Diagrama de bloco elementar do governador .....	112
Figura.3.12: Característica frequência potência com um governador com característica de regulação .....	113
Figura 3.13 Repartição de carga entre duas unidades ligadas em paralelo.....	114
Figura 3.14: Realização do control secundário .....	114

---



---

Figura 3.15: Resposta no tempo a um escalão unitário de um sistema de control a laço fechado .....	116
Figura 3.16: Diagrama de bloco típico de um sistema de control a laço fechado	117
Figura 3.17: Resposta de frequência de um sistema de control típico .....	118
Figura 3.18: Diagrama de Bode margem de ganho e margem de Fase.....	119
Figura 4.1: Diagrama de blocos do modelo geral .....	121
Figura 4.2: Modelo matemático de pequeno sinal do gerador e seu motor primário.....	124
Figura 4.3: Extensão do diagrama de blocos com a inclusão do PSS.....	124
Figura 4.4: Esquema em bloco típico do PSS .....	125
Figura 4.5: Modelo de transdutor de tensão e compensador de carga.....	126
Figura 4.6: Características de saturação da excitatriz .....	127
Figura 4.7: Diagrama de blocos da excitatriz sem considerar a saturação nem a resistência de carga.....	128
Figura 4.8: Diagrama de blocos da excitatriz considerando a saturação e a resistência de carga.....	129
Figura 4.9: Excitatriz com rectificador a díodos .....	130
Figura 4.10: Característica de regulação do rectificador a díodos.....	132
Figura 4.11: Modelo do rectificador segundo o IEEE 421.5.....	132
Figura 4.12: Limitadores de saída de processos dinâmicos .....	133
Figura 4.13: Limitadores mediante comportas ou gates de selecção .....	133
Figura 4.14: Modelo do sistema de excitação com excitatriz de c.c. ....	134
Figura 4.15: Modelo do sistema de excitação com excitatriz de c.a. e rectificador.....	135
Figura 4.16: Modelo do sistema de excitação com excitatriz estática .....	136
Figura 4.17: Modelo de sistema de excitação com dois laços de control .....	137
Figura 4.18: Regulador de tensão PID .....	137

Figura 5.1: Modelo em simulink do gerador .....	140
Figura 5.2: Modelo em simulink do transductor de tensão e compensador de carga.. .....	141
Figura 5.3: Modelo em simulink da excitatriz rotatória de c.c. ....	142
Figura 5.4: Modelo em simulink da função FEX .....	142
Figura 5.5: Modelo em simulink do rectificador .....	143
Figura 5.6: Modelo em simulink da excitatriz rotatória de c.a. ....	143
Figura 5.7 Modelo da excitatriz estática .....	144
Figura 5.8: Modelo do regulador para a excitatriz rotatória clássica.....	144
Figura 5.9: Modelo de regulador para a excitatriz estática .....	145
Figura 5.10: Modelo do regulador PID para excitatriz rotatória .....	145
Figura 5.11: Modelo do sistema com excitatriz rotatória de c.c. ....	146
Figura 5.13: Modelo do sistema com excitatriz estática .....	146
Figura 5.16: Comparação comportamento transitório da corrente de excitação diante um aumento de carga activa e reactiva .....	148
Figura 5.17: Comparação comportamento transitório da potência reactiva diante um aumento de carga activa e reactiva.....	148
Figura 5.18: Comparação comportamento transitório da tensão na carga diante um deslastre completo de carga activa e reactiva.....	149
Figura 5.19: Comparação comportamento transitório da corrente de excitação diante um deslastre completo de carga activa e reactiva.....	149
Figura 5.20: Comparação comportamento transitório da potência reactiva diante um deslastre completo de carga activa e reactiva.....	150
Figura 5.22: Comparação comportamento transitório da corrente de excitação diante um curto-circuito simétrico trifásico súbito .....	151
Figura 5.23: Comparação comportamento transitório da potência reactiva diante um curto-circuito simétrico trifásico súbito.....	151
Figura 6.1: Esquema em bloco do regulador Europa modelo 1100-4G .....	154

---

---

Figura 6.2: Regulador Woodward .....	156
Figura 6.3: Bloco diferenciador .....	157
Fig. 6.4: Esquema em simulink para variar o ganho proporcional em dependência da perturbação.....	157
Fig. 6.5: Diagrama de modelação em simulink de controlador do regulador adaptativo .....	158
Fig. 6.6: Esquema em Simulink que indica a adaptação dos sinais de entrada ao regulador de velocidade digital da firma Woodward. ....	159
Fig. 6.7: Diagrama em blocos da turbina á gás e seus diferentes laços de control.....	159
Fig. 6.8: Diagrama em blocos do regulador de velocidade .....	162
Figura 6.9: Modelo em Simpowersystem para o estudo comparativo dos reguladores de velocidade.....	163
Figura 6.10: Comportamento da velocidade em todo o processo simulado. ....	164
Figura 6.11: Comportamento da velocidade diante de uma rejeição de 100% da carga.....	165
Figura 6.13: Comportamento da tensão diante de uma rejeição de 100% da carga.....	166
Figura 6.15: Saída do bloco diferencial do regulador da firma Woodward digitalizada com visualização do 1 ciclo.....	167
Figura 7.1: Diagrama unifilar simplificado da central .....	170
Figura 7.2: Diagrama unifilar da SE N'gola Kiluange .....	170
Figura 7.3: Diagrama de blocos do regulador de velocidade e da turbina .....	174
Figura 7.4: Diagrama de blocos do regulador de tensão e o sistema de excitação.....	176
Figura 7.5: Ajuste dos limites de baixa excitação .....	177
Figura 7.6: Modelo geral em sympowersystems.....	178
Figura 7.7: Conteúdo do bloco da Central Boavista II .....	179

Figura 7.10: Conteúdo interno do bloco SISTEMAS DE EXCITAÇÃO.....	182
Figura 7.11: Simulação da S.E. N'gola Kiluange.....	183
Figura 7.12: Comportamento da frequência diante à perda da carga industrial .	185
Figura 7.13: Comportamento do ângulo de potência do gerador diante à perda da carga industrial.....	185
Figura 7.14: Comportamento da corrente de excitação diante à perda da carga industrial.....	185
Figura 7.17: Comportamento da potência activa entregue pelo gerador diante à perda da carga industrial.....	186
Figura 7.18: Comportamento da potência reactiva entregue pelo gerador diante à perda da carga industrial.....	187
Figura 7.19: Comportamento da tensão na S.E. diante à perda da carga industrial.....	187
Figura 7.20: Comportamento da potência activa de entrada a S.E. diante à perda da carga industrial.....	187
Figura 7.21: Comportamento da potência reactiva de entrada na S.E. diante à perda da carga industrial.....	188
Figura 7.22: SE <i>N'gola Quiluange</i> com curto-circuito trifásico simétrico súbito simulado.....	189
Figura 7.23: Comportamento da frequência diante dum curto-circuito simétrico súbito e a posterior actuação do disjuntor.....	190
Figura 7.24: Comportamento do ângulo de potência do gerador durante o curto-circuito.....	190
Figura 7.25: Comportamento da corrente de excitação durante o curto-circuito do gerador.....	191
Figura 7.26: Comportamento da corrente de excitação depois de desaparecer o curto-circuito.....	191
Figura 7.27: Comportamento da tensão do gerador durante o curto-circuito do gerador.....	191

---

---

Figura 7.28: Comportamento da tensão do gerador depois de desaparecer o curto-circuito. ....	192
Figura 7.30: Central Boavista II com curto-circuito trifásico simétrico súbito simulado .....	193
Figura 7.31: Comportamento da frequência diante de um curto-circuito simétrico súbito na central e o posterior reengate.....	194
Figura 7.32: Comportamento do ângulo de potência diante de um curto-circuito simétrico súbito na central e o posterior reengate .....	194
Figura 7.33: Comportamento da corrente de excitação diante de um curto-circuito simétrico súbito na central e o posterior reengate .....	194
Figura 7.34: Comportamento da corrente de excitação diante de um curto-circuito simétrico súbito na central e o posterior reengate durante o curto-circuito.....	195
Figura 7.35: Comportamento da tensão do gerador diante de um curto-circuito simétrico súbito na central e o posterior reengate .....	195
Figura 7.36: Comportamento da corrente do gerador diante de um curto-circuito simétrico súbito na central e posterior reengate .....	195
Figura 7.37: Comportamento da corrente diante de um curto-circuito simétrico súbito na central e o posterior reengate durante o curto-circuito.....	196
Figura 7.38: Comportamento da potência activa entregue pelo gerador diante de um curto-circuito simétrico súbito na central e o posterior reengate .....	196
Figura 7.39: Comportamento da potência reactiva entregue pelo gerador diante de um curto-circuito simétrico súbito na central e o posterior reengate .....	196
Figura 7.42: Comportamento da potência reactiva na S.E. diante de um curto-circuito simétrico súbito na central e o posterior reengate .....	197
Figura 7.43: Comportamento da frequência diante de perda súbita da rede .....	199
Figura 7.44: Comportamento do ângulo de potência do gerador diante de perda súbita da rede .....	200
Figura 7.46: Comportamento da tensão do gerador diante de perda súbita da rede.....	201

Figura 7.47: Comportamento da corrente do gerador diante de perda súbita da rede.....	201
Figura 7.48: Comportamento da potência activa entregue pelo gerador diante de perda súbita da rede. ....	202
Figura 7.49: Comportamento da potência reactiva entregue pelo gerador diante de perda súbita da rede. ....	202
Figura 7.50: Comportamento da tensão na S.E. diante da perda súbita da rede	203
Figura 7.51: Comportamento da potencia activa entregue a carga diante da perda súbita da rede.....	203
Figura 7.52: Comportamento da potência reactiva entregue a carga diante da perda súbita da rede .....	204
Figura 7.54: Comportamento do ângulo de potência diante um incremento na potência entregue pelo gerador.....	206
Figura 7.55: Comportamento da corrente de excitação diante um incremento na potência entregue pelo gerador.....	206
Figura 7.56: Comportamento da tensão do gerador diante um incremento na potência entregue pelo gerador.....	207
Figura 7.57: Comportamento da corrente do gerador diante um incremento na potência entregue pelo gerador.....	207
Figura 7.58: Comportamento da potência activa entregue pelo gerador diante um incremento da referência ou comando .....	208
Figura 7.59: Comportamento da potência reactiva entregue pelo gerador diante um incremento na referência ou comando .....	208
Figura 7.60: Comportamento da tensão na S.E. diante um incremento na potência activa entregue pelo gerador.....	209
Figura 7.61: Comportamento da potência activa entregue pela rede diante um incremento na potência activa entregue pelo gerador.....	209
Figura 7.62: Comportamento da potência reactiva entregue pela rede diante um incremento na potência activa entregue pelo gerador.....	210

---

Figura 7.63: Simulação em Simpowersystems da central Boavista II com incremento de potência reactiva entregue.....	211
Figura 7.64: Comportamento do ângulo de potência diante um incremento na potência reactiva entregue pelo gerador.....	211
Figura 7.65: Comportamento da corrente de excitação diante um incremento na potência reactiva entregue pelo gerador.....	212
Figura 7.66: Comportamento da tensão do gerador diante um incremento na potência reactiva entregue pelo gerador.....	212
Figura 7.67: Comportamento da corrente do gerador diante um incremento na potência reactiva entregue pelo gerador.....	213
Figura 7.68: Comportamento da potência activa do gerador diante um incremento na referência de tensão. ....	213
Figura 7.69: Comportamento da potência reactiva do gerador diante um incremento na referência de tensão. ....	214
Figura 7.70: Comportamento da tensão na SE diante um incremento na potência reactiva entregue pelo gerador .....	214
Figura 7.71: Comportamento da potência activa entregue pela rede diante um incremento na potência reactiva entregue pelo gerador.....	215
Figura 7.72: Comportamento da potência reactiva entregue pela rede diante um incremento na potência reactiva entregue pelo gerador .....	215

## Lista de Tabelas

Tabela 1.1- demanda prevista Cidade Luanda (fonte Minea 2009).....	43
Tabela 1.2: Principais fenômenos em relação aos tipos de sistemas .....	54
Tabela 1.3: Principais ações usadas pelos EPSs .....	65
Tabela 2.1. Limites de sobrecarga térmica .....	99
Tabela 6.1-Valores típicos das constantes do modelo de Rowen para uma Turbina Heavy Duty de ciclo aberto de 48 [MW] .....	161
Tabela 7.1- Dados da turbina a gás .....	171
Tabela 7.2- Dados do gerador síncrono.....	172
Tabela 7.3- Dados do transformador elevador .....	173
Tabela 7.4- Parâmetros do regulador de velocidade e da turbina.....	175
Tabela 7.5-Parâmetros do regulador de tensão e sistema de excitação.....	176
Tabela 7.6 – Valores em estado estacionário para a operação em ilha .....	184
Tabela 7.7- Valores em estado estacionário para a operação ligado a rede .....	199

---



---

## Lista de Abreviaturas e Símbolos

IRSE	⇒	Instituto Regulador do Sector Electrico
AT/MT/BT	⇒	Alta Tensão / Média Tensão / Baixa Tensão
AVR	⇒	Automatic Voltage Regulator
SVC	⇒	Static Var Compensator
C.A.	⇒	Corrente Alternada
C.A.G.	⇒	Controle Automático de Geração
C.C.	⇒	Corrente Contínua
CIGRÉ	⇒	Conférence Internationale des Grands Réseaux Electriques
COS	⇒	Centro de Operação do Sistema
CV	⇒	Válvula de Controle
EAT	⇒	Extra Alta Tensão
EC	⇒	<i>Emergency Control</i>
EEP	⇒	Esquema Especial de Proteção
EPS	⇒	Esquema de Proteção de Sistema
HP	⇒	Turbina de Alta Pressão
IEEE	⇒	<i>Institute of Electrical and Electronics Engineers</i>
IEC	⇒	<i>International Electrotechnical Commission</i>
IV	⇒	Válvula de Bloqueio ( <i>Intercept Valve</i> )
LP	⇒	Turbina de Baixa Pressão
LPNE	⇒	Linha com Potência Natural Elevada
LT	⇒	Linha de Transmissão/Transporte
LTC	⇒	<i>On-Load Tap Changer</i>
MINEA	⇒	Ministério da Energia e Águas
HSR	⇒	Heat Recovery Steam
NERC	⇒	<i>North American Electric Reliability Council</i>
SONEFE	⇒	Sociedade Nacional De Estudos E Financiamento De Empreendimentos Ultramarinos SARL
N/S	⇒	Norte/Sul

ENE	⇒ Empresa Nacional De Electricidade
EDEL	⇒ Empresa De Distribuição De Electricidade
LUXERVISA Lda	⇒ Sociedade de Energia Lda Empresa Criada entre a ENE e Sonagás Lda- com objectivos de Produção distribuição e comercialização de Energia e ficará com o Empreendimento do Ciclo Combinado de SOYO configuração [2*(2+1)] de 800 MVA.
GAMEK	⇒ Gabinete Do Médio Kuanza
ONS	⇒ Operador Nacional do Sistema Elétrico
OSB	⇒ Bloqueio por Oscilação de Potência
PSS	⇒ <i>Power System Stabilizer</i>
GTG	⇒ Gas Turbine Generator
ANEL	⇒ Agencia Nacional de Energia Eléctrica
GD	⇒ Geração Distribuída
GIS	⇒ Gas Insulated Switchgear
SCTF	⇒ <i>Study Committee – Task Force</i>
S.E.	⇒ Subestação
TR	⇒ Transformador
SIA	⇒ Sistema Interligado Angolano
SIN	⇒ Sistema Interligado Nacional
ITAE	⇒ Integral Time Absolute Error
IGBT	⇒ Insulator Gate Bipolar Transistor
UG	⇒ Unidade Geradora
UEL	⇒ Under Excitation Limiter
OXL ou MXL	⇒ Maximum Excitation Limiter
UHE	⇒ Usina Hidrelétrica
UTE	⇒ Usina Termelétrica
SEPA	⇒ Sistema Eléctrico Publico Angolano
P	⇒ Proporcional
PI	⇒ Proporcional Integral
PID	⇒ Proporcional Integral Derivativo
MCI	⇒ Motores Combustão Interna
NEC	⇒ National Electricity Code

---

---

NEMMCO ⇒ Energy Market Management Company

ODEBRECHT ⇒ Grupo Multinacional Brasileiro & Construtora fortemente implantada em Angola e diversos Países do Mundo [ em Angola, praticamente construtora exclusiva de quase todas as UHE, como UHE do KEVE, UEH Capanda, UHE de Cambambe ( seu alteamento), e muito recentemente recebeu a adjudicação das UHEs de Laúca e Caculo Cabaça.

EDF ⇒ Electricité De France

BIOCOM ⇒ Companhia de Bionergia de Angola, Lda empresa vocacionada ao Biocombustível e de capitais Angolanos e Brasileiro com forte participação na estrutura accionista pela Odebrecht.

## Introdução Geral

Um sistema eléctrico tem como objectivo gerar energia eléctrica em quantidade suficiente, transmiti-la aos centros de carga e distribuí-la com qualidade e quantidade adequada e se possível com menor custo económico possível e respeitando o meio ambiente.

Acontece que infelizmente não é o que se verifica em Angola pois não é ainda suficiente a quantidade de energia que é gerada, motivado por um processo de redefinição do próprio País saído de uma guerra prolongada e tendo agora como lema a reconstrução. Sabe-se que os *inputs* financeiros necessários para construção de hidrelétricas são enormes conjugados com os seus prazos de construção, daí a solução imediata encontrada para minimizar a situação e a rápida satisfação em geração de energia foi apostar nas centrais termelétricas fazendo geração distribuída. O esforço mereceu o envolvimento do sector privado e de soluções em parcerias público-privadas originando assim a figura do produtor independente com máquinas de pequeno e medio porte.

Sabendo-se que a qualidade do serviço em um sistema eléctrico está associada a vários factores de entre os quais se destacam:

- Variação de tensão e frequência obedecendo aos limites pré-definidos pelas concessionárias.
- Exploração/operação dos equipamentos dentro das faixas normais.
- Operação com grau de confiabilidade alto.
- Operação em situações de emergência sem alterações para os consumidores.
- De um modo geral fazendo a geração, transformação e distribuição tendo o meio ambiente como uma premissa a respeitar.
- Suprimir as ausências prolongadas de energia que ainda se verificam.

A estabilidade dos sistemas eléctricos é definida como a condição ou a capacidade de um sistema se manter em um estado de equilíbrio, quando em condições operativas normais e de alcançar um novo estado de equilíbrio viável depois de ter sido submetido a uma perturbação, seja de que tipo for. Este estado de equilíbrio está associado a um balanço entre a potência gerada e a carga do sistema, e aos estados operativos das variáveis do sistema como por exemplo:

---

---

tensão, frequência, fluxos de potência que se sujeitam a valores de limites aceitáveis para uma operação adequada.

Inicialmente o problema da estabilidade estava associado a falta de sincronismo entre unidades geradoras, caso concreto de geração distante dos centros de consumo e ligadas através de linhas de transporte, e estudos foram desenvolvidos para contornar a necessidade de conjugado sincronizante nas unidades geradoras. A alternativa encontrada para a melhoria do sincronismo foi o controle da excitação das máquinas do sistema. O desenvolvimento e a aplicação dos reguladores de tensão nas unidades geradoras, representam uma melhoria na estabilidade dos sistemas, porém mesmo assim surgiram depois problemas de amortecimento.

Então a partir do controle da excitação, desenvolveu-se uma forma de inserir amortecimento no sistema, contornando assim os efeitos da ação dos reguladores de tensão, inserindo malha de controle conhecida como estabilizador de sistema potência PSS, cuja função é inserir amortecimento no sistema a partir de um conjugado elétrico em fase com a velocidade angular da máquina. Porém há sempre um problema quando aplicados em sistemas de potência de multimáquinas despertando daí estudos aturados e complexos, com resultados visíveis.

Então à inserção de amortecimento adicional nas oscilações do sistema promoveu o estudo e desenvolvimento de reguladores de velocidade e respostas cada vez mais rápidas.

Com a disseminação de máquinas de diversas marcas equipadas com reguladores de diversas marcas e respostas variadas, faz com que Angola tenha de criar algumas regras e critérios para sua escolha, visando ter respostas mais adequadas para seus sistemas e daí que o presente trabalho faz uma análise comparativa de diversos reguladores usados em Angola passando para um caso de estudo ajudando assim a ser possível criar referências de escolha que poderá resultar à semelhança do Brasil em um contributo para Procedimentos de Rede. Neste mesmo trabalho destaca-se um contributo importante que consiste no modelo de sistema de excitação criado para o Simpowersystems uma vez que o modelo existente por ser muito simples, acaba por dificultar. Com este mesmo modelo concebido permitiu ser usado para todos os modelos de geradores do nosso

trabalho com resultados satisfatórios. Destaca-se também o uso do modelo simplificado de Rowen para o regulador que se usou para se analisar todos os outros descritos neste trabalho, sendo evidente os bons resultados obtidos com este modelo simplificado é claro que, para os demais melhor correspondem ainda, pelo que, além de simplificar o nosso trabalho permitiu ir por um caminho interessante. Neste contexto o trabalho obedece a seguinte divisão por capítulos:

- Capítulo 1- Os Sistemas De Potência e sua Operação Segura e Confiável.

Este capítulo inicial faz uma breve análise de como deve operar o sistema eléctrico no contexto actual, faz uma resenha sobre métodos de planeamento e compara algumas soluções de Países e caracteriza a situação Angolana.

- Capítulo 2- Controlo Da Tensão e Da Potência Reactiva Dos Geradores Síncronos.

Este capítulo faz uma abordagem ao controlo da potência reactiva, dos circuitos equivalentes e respectivas equações, bem como focaliza aspectos dos sistemas de excitação e seus diversos tipos, bem como também a sua funcionalidade .

- Capítulo 3- Controlo Da Frequência E Da Potência Activa.

Neste Capítulo faz-se uma abordagem sobre, o controlo da potência activa e da frequência , estudo da resposta da carga diante de variações de carga descreve-se a equação geral de conversão eletromecânica, analisa-se a acção dos reguladores/governadores diante de pequenas perturbações.

- Capítulo 4- Modelos Dos Sistemas De Excitação Dos Geradores.

Aqui estuda-se os modelos de sistemas de excitação, fazendo-se uma abordagem ao modelo matemático de pequeno sinal, para os diversos modelos de excitatrizes segundo a Norma de IEEE e das recomendações dos Fabricantes dos geradores Brush e GE existentes em Angola.

- Capítulo 5- Análise Comparativa De Comportamento Do Gerador com Diferentes Tipos De Excitação E Reguladores.

Este capítulo de muita importância neste trabalho, faz uma análise comparativa dos diversos reguladores , passando pelo modelo em Simulink e passando por todos os outros, convergidos na perspectiva do Simpowersystems

---

destacando-se o modelo criado para comparar a operação dos Reguladores de Tensão seguido das respectivas simulações e de algum comentário conclusivo.

- Capítulo 6- Análises comparativas Do Comportamento Do Gerador Com Diferentes Tipos De Reguladores de Velocidade.

Com o mesmo objectivo do capítulo anterior mas desta vez virado para os reguladores de velocidade, e dedicando uma atenção especial aos reguladores, Europa e Woodward , tendo sido as análises realizadas com o modelo simplificado de Rowen em Simpowersystems.

- Capítulo 7- Caso De Estudo “ Análise Do Comportamento Da Central Boavista II.

Neste capítulo trata-se do caso de estudo com uma central existente em Angola na cidade de Luanda e que recentemente deu entrada em serviço em 2012, central essa, equipada com reguladores da marca Woodward de velocidade e o de tensão de marca e modelo GE EX2100, em que foram analisados e simulados tendo em conta as principais variáveis que interferem com reguladores de tensão e de velocidade.

- Capítulo 8- Conclusões e Recomendações

Finalmente as conclusões , onde claramente se verifica a *performance* do regulador Woodward em relação aos outros, bem como se avançam com algumas recomendações, uma vez tratando-se Angola de um País que está à renascer das cinzas em que há toda a necessidade de se estabelecerem regras, critérios e procedimentos para se enquadrar a nova geração de produtores independentes que surgem agora neste cenário com máquinas de diversos fabricantes para geração de energia.

# 1. Os Sistemas De Potência E Sua Operação Segura E Confiável

## 1.1 Introdução

Os grandes sistemas elétricos de potência geralmente interligados se desenvolveram ao longo das últimas três décadas por todo o mundo de uma maneira filosoficamente sincronizada, mesmo quando não fisicamente conectados. O desenvolvimento da tecnologia de Extra Alta Tensão (EAT) e sobretudo em corrente contínua propiciou os meios para grandes interligações com milhares de quilômetros de distância física, tornando possível a transferência de grandes quantidades de energia entre regiões remotas, de forma eficiente e econômica. Além disso, tais interligações melhoraram a flexibilidade no balanço geração e demanda que, contribuiu na disponibilidade e qualidade dos serviços. Por outro lado, as redes de EAT transformaram as grandes distâncias físicas em pequenas distâncias elétricas, o que possibilitou que problemas regionais se propagassem em um efeito cascata além de seus limites geográficos com impacto em grandes áreas de serviço. Os problemas associados às primeiras tentativas de sincronizar os sistemas francês e inglês na Europa, os sistemas noroeste e sudoeste da América do Norte e, também no Brasil, são alguns casos que demonstraram a complexidade de se interligar grandes sistemas elétricos, desafio de futuro que Angola também terá de abraçar e, se fará nos 400 KV e nos 220 KV, à necessidade de definição de rede básica é um dos condicionantes para tomadas de decisão que se vive até então.

As redes de transporte são desenvolvidas para suprirem as necessidades dos sistemas no futuro. Geralmente nos primeiros anos de operação grandes margens de segurança são observadas, tornando-se cada vez menores com o crescimento da carga e com o envelhecimento dos mesmos sistemas e conseqüentemente os equipamentos aí envolvidos. Para evitar grandes investimentos os engenheiros de planejamento dos sistemas, e de países em que esta actividade está associada a operação do sistema, têm se tornado mais criativos em exploração maximizando com carga os sistemas de transporte, levando-os próximo dos limites de projecto.



Com os sistemas operando cada vez mais carregados, o uso de novas tecnologias e inovações permitiu que novos limites se desenvolvessem, ultrapassando as metodologias antigas.

Entretanto, quando se opta pelo uso de uma nova tecnologia, apesar de todos cuidados tidos em conta na sua análise, nem sempre se conseguem detectar todos os detalhes e demais aspectos envolvidos havendo nisso vantagens e desvantagens.

A título de exemplo, registos há de grandes eixos de turbinas partidos, na altura da ideia em que a compensação série se desenvolveu embora permitindo assim, uma forma econômica de aumentar a capacidade do sistema. Recordamos também o colapso de tensão de grandes redes, como do Japão, França, Suécia, América do Norte e até recentemente do Brasil e sobretudo quando o valor da potência reactiva dinâmica foi ignorado em favor dos investimentos em geração de potência activa.

Há também um facto a assinalar que se constata da disseminação de pequenos investimentos na transmissão em comparação com os investimentos na geração, para fazer face ao aumento de carga, é um fenómeno generalizado ultimamente. Sabe-se que, o sistema brasileiro tem sido classificado de bem estruturado e servido de exemplo e referência em muitos Países Africanos e sobretudo os de expressão de Língua Portuguesa, e porque o critério de dimensionamento do sistema de transmissão, no âmbito do planeamento de sua expansão, é aquele em que o sistema deve suportar qualquer contingência simples (critério "N-1") [9], embora haja registos de que na prática tem-se observado que o sistema às vezes se encontra em situação de operação, em que não suporta a perda simples de determinados circuitos e havendo também, registos de situações em que o sistema operou precisando de lastrar ou cortar carga em regime permanente com a sua configuração completa e sem a ocorrência de qualquer contingência.

Ora tais factos só vêm provar de que os sistemas são dinâmicos e evolutivos precisando apenas de um acompanhamento sério e permanente em matéria de planeamento energético. Disso Angola tomou consciência absoluta daí que, cooperação muito estreita com entidades de renome do Brasil como a ANEEL e ONS bem como também com a empresa de Pesquisa Energetica é um bom sinal dessa tomada de consciência.

Hoje em dia, observa-se uma forte tendência em se ter um critério de planejamento da expansão em bases probabilísticas.

A carência dos recursos econômicos torna quase que inevitável a aceitação de um plano de ampliações da malha de transmissão e um ténue e desfasado investimento em geração, onde a garantia de fornecimento não é totalmente isenta de riscos. Estudos demonstram que o tradicional critério determinístico “N-1” é uma alternativa mais cara do que outras alternativas de natureza probabilística, baseadas em avaliação ou mesuração de riscos [9,17].

Assistiu-se no Brasil a recente mudança institucional do sector incentivando à introdução de novos conceitos de planejamento que consideram a monitoração dos riscos probabilísticos incorridos pelo sistema, permite-nos afirmar que se há um longo caminho ainda a ser percorrido por países como o Brasil, não se sabe o que se dizer sobre os Países Africanos, onde nem sequer se possui as estruturas de palmificação estruturadas, quanto mais na visão da busca de novos critérios e de muitos outros aspectos de ampla discussão, como por exemplo, estudos de confiabilidade baseados na análise estática do desempenho da rede diante contingências, daí que não se vê outra saída e no caso de Angola senão o de quanto antes dar início à cooperação com Países como o Brasil para evitar cometer erros que já foram cometidos e por isso querendo claro, para não voltarem a ser repetidos.

Há ainda um outro aspecto que deve ser considerado é o ponto de vista dos consumidores sobre esta questão.

Actualmente e se no caso do Brasil não existe ainda um mecanismo tarifário que incorpore de forma clara o grau de confiabilidade no fornecimento de energia, e que também o consumidor possa optar por diferentes graus de confiabilidade no seu contracto de fornecimento, associado ao efectivo valor do custo de interrupção que ainda é motivo de discussão, bem como os problemas sócio-econômicos por avaliar quando há ocorrências de blecautes ou racionamentos, crendo-se que não seja fácil a implementação de mecanismo que os avaliem, e este facto quando comparada a realidade africana sub-sariana se verifica um grande distanciamento.

Nesse contexto, verifica-se ser de uma importância crucial, Angola dar uma atenção muito especial e desde já em definir os futuros critérios de planejamento que venham a ser adotados. Pode-se supor, por exemplo, que uma configuração

---

alternativa de um novo sistema de transporte atenda à todas as análises de contingências do sistema, excepto a uma, e que o custo das adições necessárias para o atendimento desta única contingência seja bastante elevado (adotando-se o critério N-1).

A questão fundamental é: justifica-se o custo deste investimento ou será que vale a pena analisar outra alternativa ? Desta forma só recorrendo a experiências já vividas por outros países mais experientes neste domínio poderá Angola investir criteriosamente e sair airoso da crise energética a que está mergulhada.

### **1.1.1 Considerações Preliminares**

Para começar vislumbra-se um sistemas de potência, mostrando um exemplo bem simples, representado pelo sistema da Figura 1.1, com grandes conjuntos de geração nas barras A e C interligados por um longo sistema de transporte a um grande centro de carga com uma pequena geração local na barra B. No meio destas duas áreas de geração e carga, encontra-se uma outra área com geração e carga locais (barra D).

Ao planear o sistema acima se deve dotá-lo de recursos que possam dar garantias de continuidade no fornecimento à maior parte possível das cargas, se possível de forma ininterrupta, tanto em condições normais, quanto diante da ocorrência de contingências.

Admita-se agora que exista uma razoável probabilidade da saída intempestiva da linha indicada e uma condição de carregamento elevado do sistema de transporte entre a barra A e a barra B. Nessas condições, pode ocorrer uma ou mais das seguintes consequências: instabilidade angular, instabilidade de tensão, perda parcial de carga não controlada, sobrecargas nos circuitos remanescentes que podem ser desligados pela proteção desses circuitos [1], disparos e desligamentos em cascata de outros circuitos e, finalmente poderá ocorrer o colapso parcial ou total do sistema.



provável saída de dois circuitos paralelos em alguns casos quando eles estão na mesma torre ou na mesma faixa de servidão. Então podemos neste caso afirmar que , a construção de um circuito simples não seria suficiente para suportar a perda dupla.

- Outra situação a ser examinada, mesmo considerando em operação a linha adicional, são os períodos de colocação fora de serviço de equipamentos e circuitos para manutenção preventiva ou correctiva. No primeiro caso, manutenção preventiva, pode-se e deve-se realizá-la nos períodos mais convenientes para isso, ou seja, nos períodos de baixa carga. Entretanto, ocorrem situações onde nem sempre isto é possível, como por exemplo, durante optimizações energéticas ou para que não haja restrições e no caso de existência de compromissos em Mercado único o favorecimento de consumidores priverligiados. Assim tanto a, manutenção corretiva, como por vezes o tempo necessário para reconstruir um trecho de linha de transporte que tenha sido derrubado por vendaval ou acidente por agente externo é de semanas, e expõe o sistema a um maior risco durante aqueles períodos.
- Outro aspecto está ligado à confiabilidade dos barramentos das subestações ( também designados de nós elétricos) que, dependendo de sua configuração (em anel, por exemplo), as manutenções ou defeitos de determinados disjuntores podem resultar na ocorrência de contingências que até podem ser múltiplas. É de se notar que os disjuntores são equipamentos com taxas de falha ou defeito relativamente elevadas.
- Também não se pode deixar de não se falar destas questões sob a óptica das restrições ambientais que cada vez mais dificultam ou mesmo inviabilizam a construção de novas obras, em Angola os ambientalistas servem-se de informações e experiências buscadas em Países que não se identificam com a realidade Angolana que associada a falta de diálogo e entrosamento de prioridades apenas nada mais fazem que dificultar e até mesmo impedir, há necessidade de se ser real e objectivista.
- A recapacitação ou a substituição das linhas existentes por circuitos com a tecnologia de LPNE (linha com potência natural elevada) de aplicação aconselhada em Angola, pode permitir um aumento na capacidade transporte de

trancos de transporte energia sem a necessidade de se usar novas faixas de servidão em áreas de preservação ambiental. No caso de implementação dessas soluções, a perda destas linhas irá causar maior impacto para o sistema.

- A título de complemento deve-se afirmar de que os esquemas de Protecção do Sistemas devem também ser considerados nesta análise. No exemplo do sistema simples acima, a implantação de um esquema que desliga unidades geradoras pode vir a ser considerada como solução aos problemas decorrentes da saída do circuito entre as barras A e B [5]. Naturalmente, esta solução implica numa análise mais detalhada dessa acção e de suas consequências, como por exemplo, o esquema proposto deve ter “inteligência” para verificar se o sistema dispõe de reserva de potência para suprir a geração cortada, bem como verificar se a localização desta reserva permite que ela possa ser usada. Não adianta a existência de reserva em outra área com restrição de transporte, por exemplo. Caso não haja reserva de potência disponível, pode-se trocar o problema de instabilidade transitória por um problema de instabilidade de frequência. Aí, então, pode-se pensar em complementar a acção de corte de geração com uma acção adicional de corte de carga.
- Enfim, estes e outros aspectos podem ser analisados através de estudos na fase ainda de planeamento do sistema. Um outro exemplo de (EPS) Esquemas de Protecção de Sistemas é mostrado pela indicação da perda da geração perto da carga (Barra B). Neste caso, um corte de carga de valor equivalente à geração perdida pode resolver o problema da perda da geração, equilibrando o balanço geração/carga do sistema, desde que não ocorram sobretensões decorrentes do corte de geração e carga. Se ficar comprovada a ocorrência de sobretensões, a acção de corte de carga pode ser complementada com o desligamento de capacitores *shunt* (em derivação).

## 1.2 Caracterização do Sistema Eléctrico Angolano

### 1.2.1 Aspectos Gerais

A missão do sistema eléctrico de Angola e na era após guerra é de levar a electricidade à todo o País e a todos os lares dos Angolanos, porém grandes desafios se apresentam.

---

Antes da independência já os Portugueses dividiram o sistema eléctrico por regiões destacando-se a região designada de Sistema Norte de Angola, a maior e a mais poderosa financeiramente uma vez que a empresa na altura concessionária designada SONEFE ( Sociedade Nacional De Estudos E Financiamento De Empreendimentos Ultramarinos ) concentrou todo o seu esforço na citada região que envolve a Capital e o Litoral do País e de tal forma que Angola com uma área de 1.246.700 Km<sup>2</sup>, tem como fronteiras terrestres: 5.198 Km com os países; República Democrática do Congo 2.511 Km , Namíbia 1.373 Km , Zâmbia 1.110 Km e 201 Km República do Congo em que apenas o litoral do País com uma costa com 1.600 Km está electrificado.

Daí que, a decisão de se dividir por regiões foi com vista a uma melhor atribuição dos seus investimentos do sector eléctrico, conjugado com o desenvolvimento empreendido resultando nas seguintes regiões : Norte, Centro, Sul e Nordeste em que a mais importante é a Norte onde se incidirá o nosso estudo [11]. Esta região é caracterizada por dois grandes centros produtores Aproveitamento hidroeléctrico de Capanda com 520 [ MW ] fig.1.2, constituído por 4 grupos turbo-geradores de 130 [MW] cada um e o aproveitamento hidroeléctrico de Cambambe fig.1.3 com 180 [ MW] constituído por 4 grupos hidrogeradores de 45[ MW] cada um. [10, 11 ] e está previsto dois grandes empreendimentos hidroeléctricos na bacia do rio Kuanza e que deverão entrar em serviço em 2016, trata-se das UHE de Laúca com 2060 [MW] e Caculo Cabaça com 2000 [MW], obras com envolvimento da ODEBRECHT [11].

A reformulação do sector eléctrico Angolano tomou os seus primeiros passos em 2008 com ajuda do Brasil e Portugal e até então em que já estão criadas as instituições que permitirão aos poucos Angola caminhar para um mercado livre de energia eléctrica com participação de parcerias público privadas nos investimentos, sobretudo instituições essas algumas muito similares ao sistema Brasileiro tal como ONS e IRSE , em que a figura do produtor independente nunca jamais vista, surge pela primeira vez de forma inédita através da Companhia BIOCUM por sinal de capitais público privados com uma estrutura accionista em que a companhia Brasileira ODEBRECHT é parte activa e maioritária, seguida da Sonangol e Entidades singulares privadas . Entretanto Angola enfrenta grandes desafios na era após paz a partir de 04 de Abril de 2004 data da assinatura do acordo de paz e que

conduz até então, o País para um crescimento da demanda desenfreada, por exemplo em 2008 a demanda passou de 512 MW para 600 MW, e apenas na cidade de Luanda capital do País, enfrenta-se até então um déficit de transporte dos grandes centros produtores Capanda e Cambambe para Luanda, ou seja UHE de Capanda e Cambambe geram 590 MW e a capacidade de transporte está limitada à 390 MW [ 10].

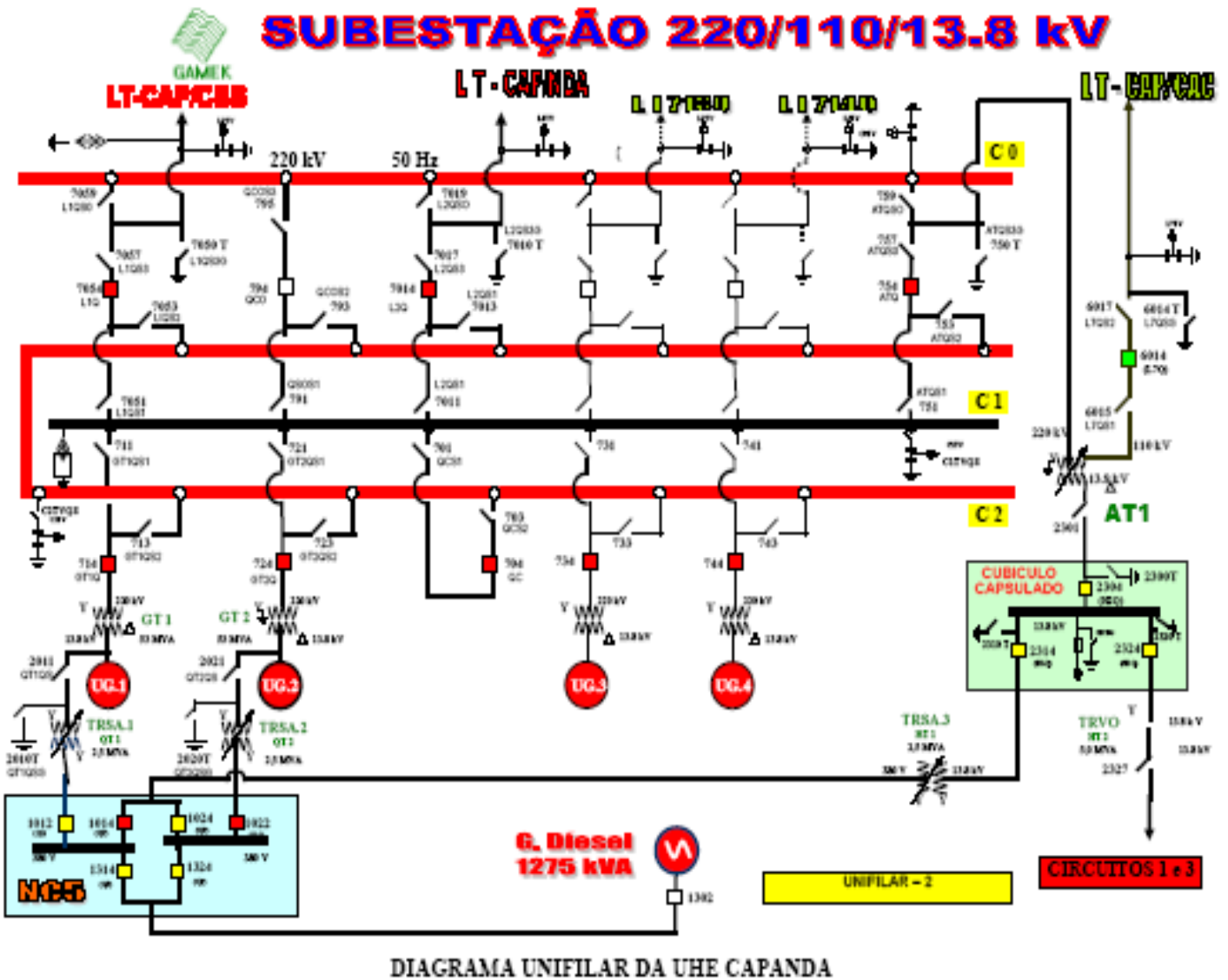


Figura 1.2: Diagrama unifilar da usina hidrelétrica de Capanda



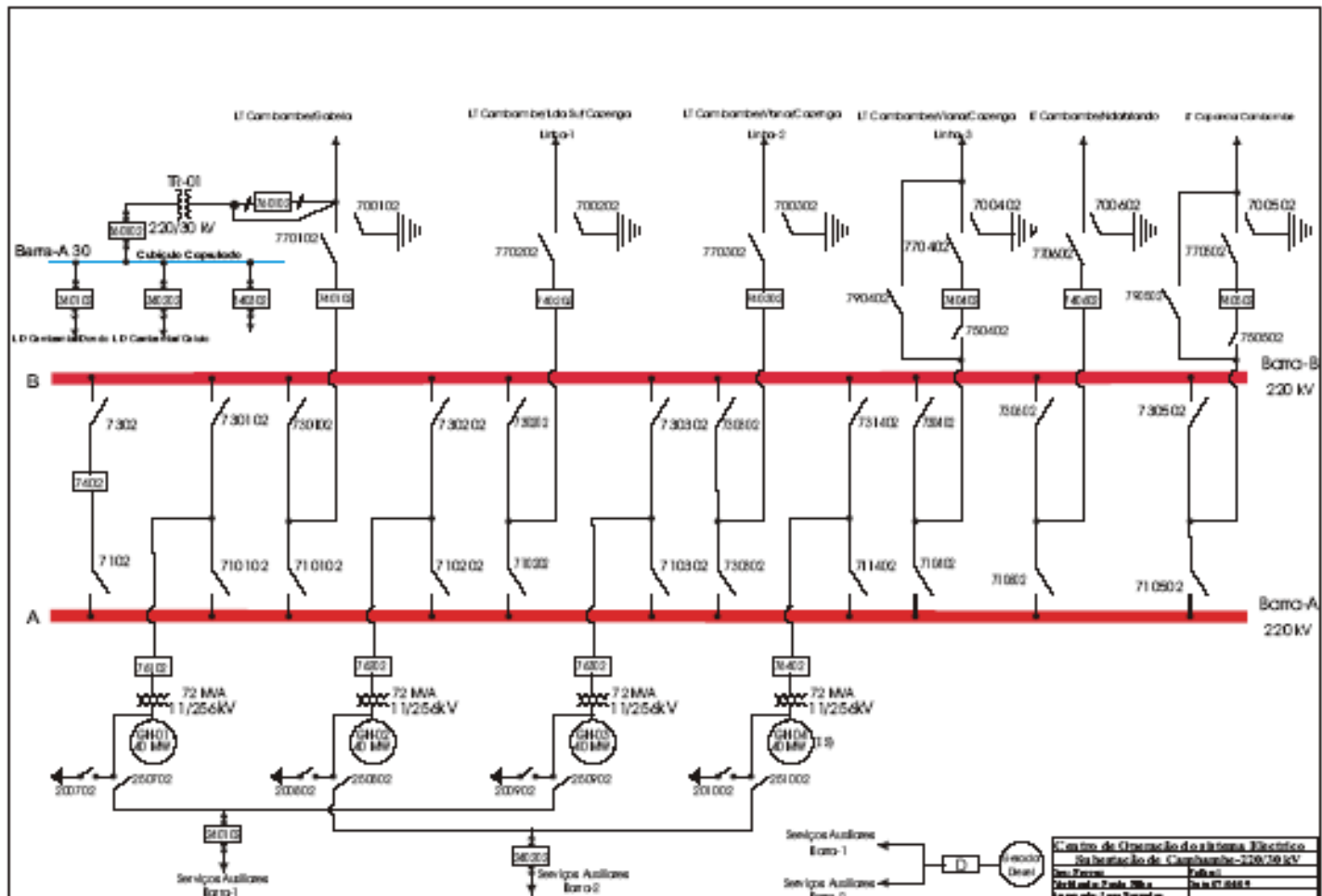


Figura 1.3: Diagrama unifilar da usina hidrelétrica de Cambambe

A capacidade da Rede de Distribuição da Cidade de Luanda está estruturada para 520MW quando comparada com a demanda, as SE operam para além do limite da sobrecarga permitida, a previsão da demanda para o ano 2012 era de 1.245 MW mantendo-se para 2013, conforme tabela 1.1 e fig. 1.4, a capacidade actual do sistema de geração situa-se nos 715 MW, dos quais 125 MW são centrais térmicas implementadas em GD na óptica da concessionária e dispersos pela cidade de Luanda, e no período de 2012/13 está previsto um incremento em geração de mais 280 MW só para a cidade de Luanda e mais 80 MW em três capitais de províncias, cidade de Saurimo capital da província da Lunda Norte, cidade de Bié capital da província do Bié, e na cidade do Huambo capital da província do Huambo.

Está também prevista à montagem no período de 2013 à 2014 de uma central a ciclo combinado de configuração (2x [2x1]) com potência total de 375 MW primeira fase e passará a 750 MW segunda fase depois de instaladas as turbinas a vapor, na província de Soyo.

As centrais são térmicas nas tecnologias de grupo turbina a gás mas operando a combustível líquido com excepção no Soyo que embora dual o combustível será mesmo o gás, e também grupos motores de combustão interna . Estes novos investimentos serão assim distribuídos:

Cidade de Luanda:

- Central térmica dos Caminhos de Ferro com 5xGTG de 30 MW cada uma do tipo aero-derivativa;
- Central térmica dos Quartéis com 15 Grupos Geradores diesel de 2MW;
- Central térmica do Benfica com 20 Grupos Geradores diesel de 2 MW;
- Central térmica do Rocha Pinto com 15 Grupos Geradores diesel de 2MW;

Tabela 1.1- demanda prevista Cidade Luanda (fonte Minea 2009)

ANO	Valor Da Demanda Projectada (MW)
2009	720
2010	864
2011	1037
2012	1245

Estes investimentos, surgem na sequência de se dar resposta ao imediatismo fenómeno que pressiona a classe política africana, mergulhada em grandes problemas e em países que há tudo por se fazer, daí que o planeamento acaba por ser uma ferramenta útil desde que bem utilizada; e a grande questão é como enquadrar estas respostas imediatas num plano a médio e longo prazo, mesmo que os investimentos agora implementados venham a sofrer correcções ou adaptações para que se insiram nos planos estruturais de médio e longo prazo do Estado e da Nação.

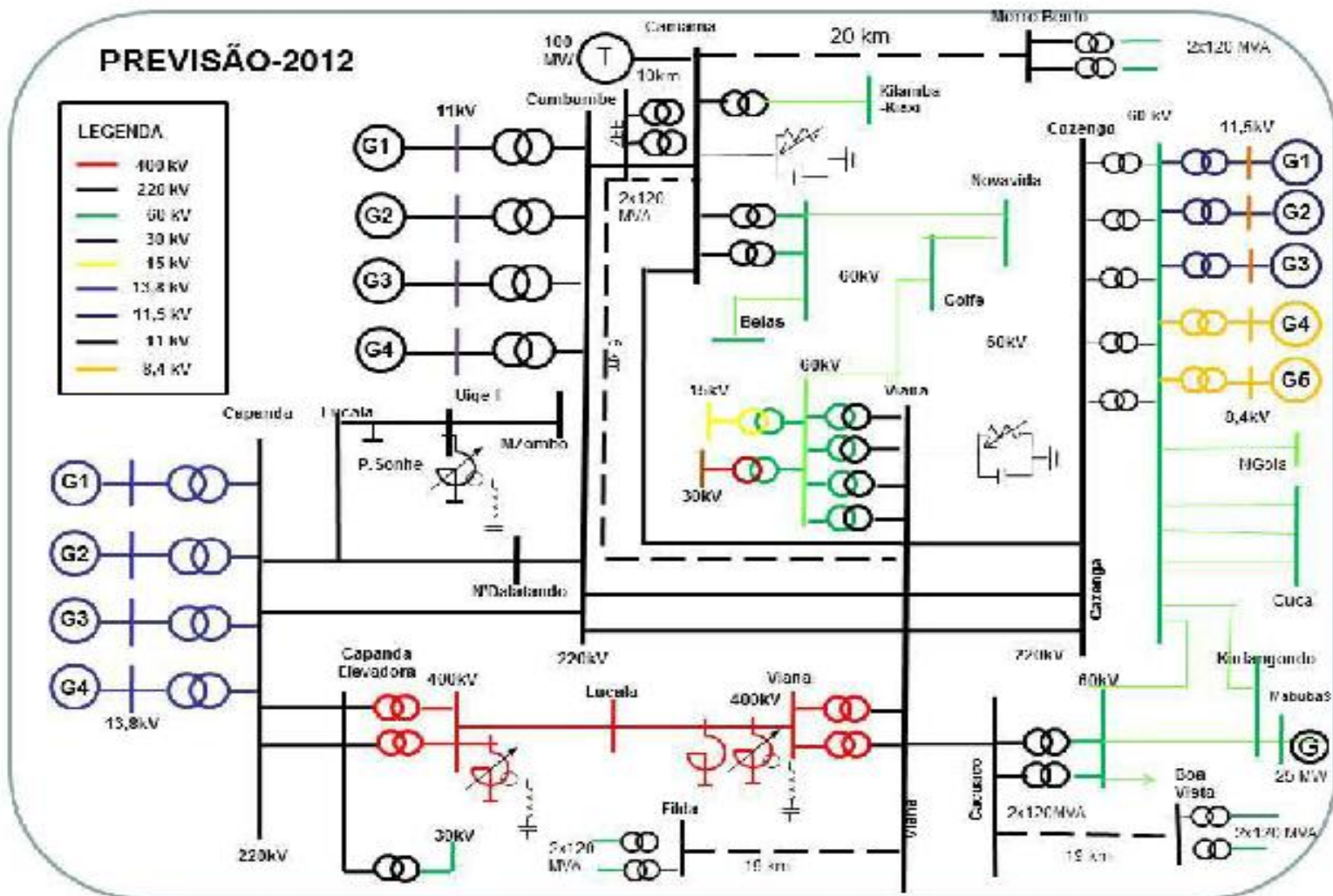


Figura 1.4: Diagrama da evolução prevista para o Sistema Norte

## 1.2.2 Melhoria Da Operação Dos Sistemas De Potência Existentes

É frequentemente notório em Angola a não existência de planeamento da operação para contornar dificuldades operacionais impostas por características particulares do sistema e até mesmo com vista à disponibilizar ao País um despacho óptimo. Embora ainda não se enfrente condições operacionais que impliquem em elevadas transferências de energia entre áreas ou regiões em razão do despacho coordenado que não existe, e por não se ter ainda os sistema interligados, otimizando daí as disponibilidades energéticas, acabam por elevar o risco de exposição dos sistemas actuais sejam em ilha ou não , a falhas múltiplas muito mais do que o sistema foi planejado originalmente e muitas delas imprevistas. Além

disso, os sistemas de protecção em situações operacionais especiais não actuam por não existirem, como por exemplo, com a rede incompleta por indisponibilidades por diferentes razões, impõem maiores riscos ao sistema de transporte, particularmente no caso de sistemas com geração hidro-elétrica localizada longe dos centros de carga que é o caso de Capanda e Cambambe. Em todos esses casos que é aconselhável e freqüente também o uso de EPSs ( esquema de protecção sistema ) para mitigar os riscos [1], esta linha de acção ainda não faz parte dos planos do Sector.

### **1.2.3 Operar Os Sistemas Existentes, Próximos Dos Limites, Mas Com Segurança**

Em diversos sistemas de outros Países e também no Sistema Angolano as margens de segurança operativas diminuem muito depressa em consequência da não ampliação de sua rede de transporte já de si em déficit antecipadamente, muitas das vezes provocada por indisponibilidades de não execução dos investimentos e agora se associa também os problemas ambientais e ainda por consequência de dificuldades financeiras para atender ao programa de empreitadas .

Assim se, se fizesse a aplicação de esquemas de protecção especiais permitiria que os sistemas operassem mais próximos dos seus limites, tornando-a na globalidade do próprio sistema como uma operação econômica viável, sabendo-se até de antemão de que a aplicação dos (EPSs) desde que bem aplicados permitem adiar com alguma segurança projectos de expansão sobretudo no transporte. Mas ao não acontecer, a aposta em Usinas termelétricas continua a marcar presença na visão africanista para solução dos problemas a muito curto prazo.

### **1.2.4 Como Fazer Frente A Contingências Extremas Ou Múltiplas Que Conduzam O Sistema Ao Colapso**

É preciso estudar e implementar a segurança do sistema, as contingências extremas normalmente resultam da perda de múltiplos componentes da rede por exemplo: por defeito numa barra, ou da saída em cascata de linhas de transportes localizadas numa mesma faixa de servidão e muitas das vezes tais factos

---

associados á falha de disjuntor ou falha no sistema de protecção. As avaliações de contingências extremas, são normalmente realizadas para determinar seus efeitos no desempenho e medir a robustez do sistema.

O aumento da segurança do sistema já se tornou numa prática mundialmente aceite para controlar contingências extremas quando a experiência prova que estes eventos ( falhas) acontecem com muita frequência causando impacto negativo ao sistema resultando em perdas elevadas de carga ou mesmo em colapso, é uma medida que Angola não deve descartar a médio prazo, e uma das ferramentas será mesmo o estudo aturado dos sistemas de protecção e a aplicação de Esquemas de Protecção especiais, sobretudo para estes novos projectos que estão a ser levados a cabo em diversas regiões do País sendo de se destacar a Central de Ciclo Combinado de Soyo [ 750 MW] e sua rede de transporte à 400 KV, interligando o Norte de Angola. O Sector Eléctrico Angolano terá de atender e criar a sua filosofia de Sistemas de protecção associados aos seus projectos estruturantes tanto na geração e suas redes de Transporte como na Distribuição, há numerosos exemplos de uso de (EPSs) em diversos países para controlar contingências extremas [ 2,12,13,14,15,26].

É sabido a importância para aumentar a segurança dos sistemas do uso dos planos sejam de defesa, de expansão para um Sistema Electrico podem ser definidos planos de defesa como de um conjunto de medidas defensivas coordenadas cujo propósito principal que é o de assegurar que o sistema de potência como um todo suporte contingências severas e contingências múltiplas. Em alguns países são usados planos de defesa para minimizar ou reduzir a severidade das conseqüências de perturbações de baixa probabilidade ou eventos inesperados, podendo o mesmo ser tão simplesmente considerado como um nível adicional de protecção, projetado para operar como recurso final para estabilizar o sistema, quando um colapso é iminente. Actualmente, sabe-se que poucos países seus sistemas de eléctricos de potência possuem tais planos de defesa e, dependendo das características do sistema, estes planos diferem significativamente entre si. Tais factos estão num horizonte ainda muito longínquo para o sistema eléctrico Angolano.

O Plano de expansão dos sistemas é uma ferramenta crucial para um País levando em linha de conta as demandas futuras e também com acções novas para melhoria do sistema e dar uma resposta segura ao futuro, como consequência do

progresso que o próprio País leva e a dinâmica deste processo é associada aos objectivos da Nação como tal e de interesses economicos, porém a sua base de sustentação se assenta em dados obtidos de ante-projectos já devidamente estruturados e de relatórios preliminares. Há casos de Países que fazem planeamentos energéticos para 20 ou 25 anos caso do Brasil por exemplo e de forma dinâmica e reajustados e actualizados no tempo. A cooperação com o Brasil no domínio da energia levará seguramente Angola à esse rumo.

### **1.2.5 Critérios De Planeamento De Sistemas De Potência**

O Governo de Angola encomendou um estudo de planeamento do sistema eléctrico Nacional para 27 anos, com critérios que segundo fonte MINEA se baseam em [ N-1], determinístico sem entrar em linha de conta com a confiabilidade dos equipamentos, entretanto sabe-se que no Brasil os critérios para o planeamento da expansão dos sistemas de transporte estão actualmente sendo reavaliados.

Mas ainda, quanto a planos de defesa que tem haver com operação dos sistemas e que é de extrema urgência a sua implementação para os Sistema Eléctrico Angolano nem sequer se aflora, e para que se possa fazer uma breve avaliação comparativa dos critérios de confiabilidade relativos à segurança usados em alguns países, apresenta-se a seguir, de forma resumida, os critérios usados em França, na Austrália e no Brasil, para o caso de Angola que ainda não possui um critério bem defenido, a experiência Brasileira acredita-se que venha a ser o princípio a seguir.

### **1.2.6 Caso De França**

O sistema da EDF é planejado de tal modo que, em qualquer momento, o sistema deverá permanecer estável e em situação normal (estado N) depois de uma possível perturbação provocada pela perda de k elementos do sistema. A referida estabilidade refere-se à estabilidade quanto ao fluxo de potência (carregamento), bem como a pequenas perturbações e à estabilidade transitória. O estado N é definido como a situação nominal.

Este conceito de planificação N-k estabelece o máximo risco aceitável. Este risco é determinado pelo produto: da probabilidade de ocorrência  $\times$  extensão do corte de energia esperado devido à perda de k elementos. O valor de k geralmente

---

de 1 á 2, é escolhido através da definição da curva iso-risco (mesmo risco ou risco equivalente) que estabelece o tamanho do corte de energia versus a probabilidade de ocorrência da perda de  $k$  elementos.

Uma vez que o risco aceitável esteja definido, a curva “iso-risco”, divide o gráfico da Figura 1.5 nas seguintes zonas:

Zona 1: abaixo da curva iso-risco, onde o risco é aceitável, sendo os estudos de planejamento e de operação do sistema baseados em compromissos técnicos e econômicos.

Zona 2: acima da curva iso-risco, onde o risco não é aceitável.

Zona 3: adicionalmente, existe ainda um montante crítico de corte de carga, onde as consequências dos desligamentos não são aceitáveis, em termos de energia não fornecida. Então a perda de ( $k$ ) linhas, transformadores ou grupos geradores que implicarem num total de perda de energia acima deste valor crítico deve ser evitado.

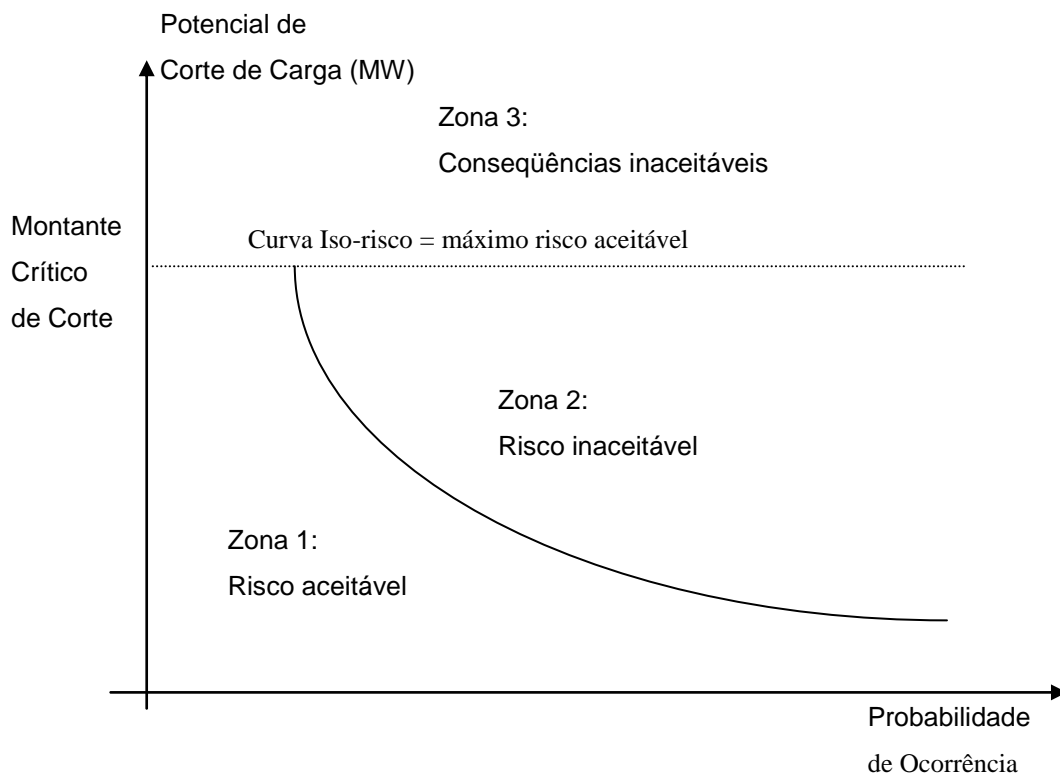


Figura 1.5: Curva “iso-risco” fonte [ 8]

Para as zonas 2 e 3 acima definidas, o órgão de planificação deve prever o sistema com recursos que, proporcionem ao agente operador um conjunto de medidas que possam, sempre que necessário, trazer o sistema de volta para a área de risco aceitável, num curto espaço de tempo, é evidente de que os custos daí decorrentes devem ser observados. Se isto não for possível na fase de operação, outras medidas têm que ser tomadas de forma a reduzir ao máximo as consequências de uma potencial perda de  $k$  elementos ou circuitos. Portanto, se o sistema está operando nas zonas 2 e 3, o operador deve ter meios de trazer o estado de operação de volta para a região onde o montante de corte de carga esperado é aceitável ou na impossibilidade, reduzi-lo o máximo possível.

As regras de planificação deverão ser concebidas para dar capacidade ao operador de atender completamente às regras operativas, considerando as acções dos dispositivos de controle automáticos. Dessa forma, o operador pode utilizar acções de prevenção, respeitando os procedimentos fixados pelo órgão regulador com relação aos requisitos de qualidade e segurança, considerando o estado corrente bem como a evolução esperada do sistema utilizando o auxílio de ferramentas de planeamento e de curto prazo.

As acções correctivas devem ser usadas quando da ocorrência de um evento que possa levar o sistema ao colapso e, as mesmas deverão fazer parte de um plano de defesa. Daí se pode também dizer que neste caso os EPSs que compõem o plano de defesa, são os recursos derradeiros disponíveis para fazer frente a fenômenos extremamente rápidos que possam eventualmente levar o sistema ao colapso.

### **1.2.7 Caso Da Austrália**

O caso Australiano anula os tradicionais critérios de planificação e de projecto tendo-os substituídos pelo recente Código Nacional de Electricidade (*National Electricity Code - NEC*), associado á padrões de confiabilidade e segurança estabelecidos por um Grupo de Confiabilidade. O citado código (*NEC*), cobre extensa variedade de assuntos, inclusivamente os acordos de mercado, segurança de sistema e casos pontuais referentes às ligações. A *National Energy Market Management Company (NEMMCO)* foi criada para administrar o mercado, manter a segurança do sistema e coordenar as actividades de planificação do Sector

---



Eléctrico. Este código é adoptado pelos Estados que formam o sistema interligado. Nos Estados não interligados foram desenvolvidos códigos próprios mas, em grande medida, baseados no *NEC* com vista ao futuro para facilitar a possível integração futura.

O sistema é planeado para permitir a operação normal dentro de um critério técnico definido como estado operacional seguro. Esta definição engloba os seguintes aspectos:

- Atributos que definam os requisitos de desempenho satisfatório (estado operacional satisfatório) relativos à frequência, tensão, carregamentos, avaliações dos equipamentos, níveis de curto-circuito e exigências de estabilidade do sistema;
- A necessidade de retornar ao estado operacional satisfatório quando da ocorrência de uma possível ou provável contingência simples, de acordo com os padrões de segurança e confiabilidade do sistema, significando que a cada 30 minutos deve-se rever as possíveis contingências simples e prever o sistema de reservas de modo que ele seja capaz de resistir a essas contingências no próximo período.

São considerados contingências possíveis ou prováveis, os eventos que envolvam a falha e a saída de operação de uma unidade geradora, um elemento de transporte ou um grande bloco de carga. Portanto, o sistema é projetado de forma que, em condições normais, ele possa suportar a provável contingência simples sem que haja violação à segurança do sistema. O critério é baseado no conceito de suportar a contingência simples mais crítica. No caso Australiano, geralmente é a perda da maior unidade geradora ou a perda de alguma interligação sob condições anormais podendo ser climáticas ou não. São considerados eventos pouco prováveis com baixa probabilidade de ocorrência os defeitos trifásicos a estatística tem provado isso, como também a perda múltipla de unidades geradoras e a perda de múltiplos circuitos em decorrência de um defeito no barramento de uma subestação.

A responsabilidade do planificador e projectista de sistema é tomar providências suficientes para limitar a extensão do impacto dos eventos pouco prováveis e que possam afectar até 60% da carga total do sistema, bem como

permitir um pronto e seguro restabelecimento do sistema. O código menciona especificamente disponibilidade de carga para corte com objectivo de ajudar o sistema diante contingências pouco prováveis. Dessa forma, o operador do sistema é responsável por assegurar, através dos contractos de ligação a estabelecer, que os agentes observem o código, disponibilizando até 60% de suas cargas para deslastre.

Entretanto as práticas usadas no planejamento do sistema transporte incluem:

- Como prováveis contingências devem estar incluídas: a perda de qualquer unidade geradora ou a perda de qualquer linha de transporte, com ou sem a aplicação de curto-circuito monofásico ou curto-circuito franco entre duas fases e a terra em linhas que operem com tensão igual ou maior que 220 kV;
- Curto-circuito monofásico e curto-circuito trifásico este menos frequente, em linhas que operem com tensão inferior a 220 kV. Assume-se que o defeito será eliminado no tempo do sistema de proteção primária pela proteção mais rápida de um sistema de proteção em *back-up*, com inter-travancamento instalado e disponível. Para as linhas existentes com tensão entre 220 e 66 kV, o critério de curto-circuito bifásico para a terra deve ser usado se os procedimentos operativos visam minimizar a probabilidade de ocorrência de curto-circuito trifásico;

### 1.2.8 Caso Do Brasil

Aproximadamente a 22 anos atrás, que os métodos e critérios de planejamento no Brasil, tanto para geração quanto para o transporte, baseavam-se na filosofia determinística, que se poderia traduzir como “dimensionamento do sistema para a ocorrência da pior contingência simples”. A principal directriz que norteava o estabelecimento do elenco de Critérios de Planejamento, no que se refere à expansão dos sistemas de transporte é apresentada resumidamente da seguinte forma:

**Planejamento dos Sistemas de Transporte:** Critério N-1, que se traduz em dimensionamento da rede eléctrica de tal forma que a ocorrência da saída de serviço de qualquer componente do sistema possa ser suportada sem necessidade de ajustes no ponto operativo característico das condições normais de operação, ou seja, sem necessidade de redespacho de geração; reconfiguração da rede;

---

mudança de *taps* de transformadores, excepto aqueles dotados de LTCs; e, principalmente, sem necessidade de deslastre de carga. Na aplicação desse critério, o Sistema deve ser testado para as condições de carga/geração mais severas que possam ocorrer durante seu ciclo operativo, aferindo-se pelo menos a situação de ponta de carga anual para cada configuração em análise no horizonte da expansão.

Ainda hoje, o planeamento da rede de transporte baseia-se, em essência, no critério N-1 determinístico, porém já se está introduzindo paulatinamente a análise de confiabilidade entre as verificações do processo de dimensionamento da rede eléctrica, bem como a aceitação de algumas acções de controle automático, como por exemplo, o corte de geração.

A análise dos principais apagões ocorridos no sistema brasileiro nos últimos 30 anos permitiu constatar que, na grande maioria dos casos, eles foram causados por contingências múltiplas, não previstas na fase de planeamento. A Comissão Mista : Eletrobrás / Cepel / Ons / empresas, criada após o grande apagão de 11/MAR/1999, estabeleceu metodologias para se determinar as instalações consideradas críticas, a partir da análise de contingências múltiplas envolvendo todas as subestações da rede básica, assim como da análise dos arranjos de barramento e dos sistemas de protecção. Nesta comissão também foram desenvolvidas acções com o objectivo de mitigar os reflexos decorrentes da perda total ou parcial destas subestações críticas. Actualmente, o ONS introduziu nos seus procedimentos de rede o conceito de Instalações Críticas [3]:

- Usinas e Subestações Críticas: são instalações nas quais a ocorrência de uma única falha pode provocar contingências múltiplas que repercutem em perturbações de grande porte, ocasionando um comportamento instável do sistema;
- Linhas de Transmissão Críticas: são as linhas de transmissão cuja saída intempestiva do sistema provoca perturbação sistêmica, ocasionando um comportamento instável ao mesmo.

### **1.2.9 Descrição Dos Fenômenos Que Levem A Situação De Colapso**

Os fenómenos mais frequentes que contribuem para a possibilidade da perda de integridade da rede são assim caracterizados [8]:

- Instabilidade angular ; (transitória e a pequenas perturbações);
- Instabilidade de frequência;
- Instabilidade de tensão e desligamento de circuitos como linhas e transformadores em cascata;

A estrutura do sistema e o tipo de interligação, são factores significativos na análise desses fenômenos. As conseqüências dos mesmos podem ser ampliadas ou atenuadas de acordo com as diversas características do sistema. As estruturas dos sistemas podem ser divididas, de maneira geral em:

- Sistemas de transporte densamente malhados com geração e carga bem distribuídas;
- Sistemas de transporte pouco malhados, com centros localizados de geração e carga;

Quanto aos tipos de interligações entre sistemas, podem ser classificados em:

- Troncos/sistemas de interligação/transporte secundários que fazem parte de um grande sistema de interligação;
- Troncos/redes de transporte que interligam sistemas de modo não sincronizado (assíncrono) ou tronco principal de transporte de um sistema de interligação;

A Tabela 1.2 apresenta os fenômenos dominantes nos sistemas, de acordo com a classificação feita anteriormente, de modo a tornar possível uma análise dos diferentes aspectos entre estes sistemas.

O objectivo principal é ter-se uma ideia clara da interpretação destes fenômenos e da importância dos reguladores pois o seu perfeito desempenho e quando bem escolhidos e dimensionados, contribuem também para o bom desempenho dos sistemas sejam para Hidrogeradores como para Turbo-geradores, embora a ênfase neste trabalho seja Turbo-geradores e Centrais termeléctricas.

Tabela 1.2: Principais fenômenos em relação aos tipos de sistemas

Tipos de Interligação		Características dos Sistemas de Transporte					
		densamente malhados com geração e carga bem distribuídas		pouco malhados, com centros localizados de geração e carga			
Troncos de Transporte	(i) secundários	Estabilidade a pequenas perturbações	Sobrecarga térmica	Pequena variação de frequência	Estabilidade a pequenas perturbações	Estabilidade transitória	Estabilidade de tensão
	(ii)	Sobrecarga térmica	Grande variação de frequência		Estabilidade transitória	Estabilidade de tensão	Grande variação de frequência

### 1.2.10 Instabilidade Angular (Transitória)

A estabilidade transitória de um sistema de potência é caracterizada pela capacidade de todos os geradores manterem o sincronismo quando o sistema é submetido a uma severa perturbação como um curto-circuito de baixa resistência (defeito sólido), perda de uma importante unidade de geração ou perda de um grande bloco de carga.

A resposta do sistema envolverá grandes excursões nos ângulos dos geradores e variações significativas nos fluxos de potência activa e reactiva, nas tensões de barra e outras variáveis do sistema.

A perda de sincronismo pode afectar uma única unidade geradora, uma usina ou central com múltiplas unidades, uma região do sistema ou várias regiões interligadas. A perda de sincronismo pode ocorrer rapidamente (durante a primeira oscilação - primeiro *swing*) ou depois de uma série de oscilações crescentes.

O risco de perda é maior quando o sistema é pouco malhado ou quando os fluxos de potência são bastante elevados. As conseqüências resultam em grandes perturbações para os consumidores tais como : afundamento de tensão, desvios de frequência, perdas de carga, etc. ou ainda em grandes transitórios (potência, tensão, frequência, etc) nas unidades geradoras e no sistema. Em conseqüência das oscilações há um significativo aumento no risco de saída instantânea de unidades

geradoras e de abertura de disjuntores de interligações (separação de subsistemas) por força da operação incorrecta dos sistemas de proteções de linha.

Para prevenir a perda de sincronismo, são frequentemente requeridas acções rápidas e numerosas baseadas na identificação directa da contingência, as seguintes acções já provaram ser especialmente eficazes e recomendadas para exercer este papel:

- Rejeição ou corte de geração e controle rápido ou resposta quase imediata de válvulas e Reguladores das Turbinas sejam a vapor ou não. Daí a importância da qualidade e modelo adequado, que é o foco dessa Dissertação.
- Freio dinâmico.
- Chaveamento de reactores próximos a geradores
- Corte automático de carga.

### **1.2.11 Instabilidade Angular A Pequenas Perturbações**

A instabilidade angular a pequenas perturbações refere-se à capacidade do sistema de potência de manter o sincronismo quando submetido a pequenas perturbações, como perda de um pequeno bloco de geração ou carga, perda de um circuito secundário, ou ainda variações de blocos de carga, etc.

Os sistemas de potência têm muitos modos de oscilação devido a uma variedade de interações entre seus componentes. Muitas oscilações são decorrentes da troca de energia entre as massas dos conjuntos girantes dos geradores. Os sistemas de potência com várias máquinas apresentam múltiplos modos de oscilações.

Estes modos de oscilações eletromecânicas normalmente acontecem na faixa de frequência de 0,1 a 2,0 Hz. Os modos de oscilações eletromecânicas não amortecidos podem ser do tipo local e na faixa de frequência de 0,7 a 2,0 Hz ou modo de oscilação interáreas geralmente na faixa de frequência de 0,1 a 0,7 Hz [7,8,34].

Em muitos sistemas, o amortecimento destes modos de oscilações eletromecânicas é um factor crítico para operá-los de uma maneira segura. Medidas correctivas são aplicadas nos contróis de malha-fechada para resolver a maior parte dos problemas de estabilidade a pequenas perturbações.

Como exemplos de dispositivos de control de malha-fechada pode-se citar o controle de excitação dos geradores, os estabilizadores de sistemas de potência (*Power System Stabilizer - PSS*) que abordar-se-á neste trabalho, e os compensadores estáticos de potência reactiva (*Static Var Compensator - SVC*).

Mas os Reguladores claro estão associados em acções de controle contínuas e permanentes e normalmente usados para melhorar o desempenho do sistema tanto nos casos de problemas de estabilidade como a de pequenas perturbações.

### **1.2.12 Instabilidade De Frequência**

A estabilidade de frequência é caracterizada pela capacidade de um sistema de potência manter a frequência dentro de uma faixa aceitável durante condições operacionais normais ou depois de uma perturbação severa como a que pode causar a saída em cascata de linhas, dividindo o sistema em áreas isoladas ou diante de perdas de importantes usinas geradoras ou de grandes blocos de carga.

Se, apesar das acções de control tomadas para manter a integridade da rede, acontece separação de algumas áreas da rede, é importante manter a frequência controlada em cada uma das áreas.

Os geradores podem operar sem restrição dentro de uma faixa de  $\pm 0,5$  Hz em torno da frequência nominal em sistemas de 50 ou 60 Hz e fora dessa faixa de valores de frequência durante um tempo limitado variando de acordo com as restrições impostas pelos fabricantes de turbinas.

A Figura 1.6 [8], ilustram-se as limitações típicas das turbinas a vapor e a gás durante condições de frequência anormais, as curvas delimitam as áreas considerando os piores casos de restrições especificados por cinco fabricantes de turbina [2].

As turbinas a vapor geralmente são os equipamentos mais restritivos à operação em condição de subfrequência. Nesta figura, observa-se que o tempo de operação sob uma determinada faixa de frequência é cumulativo e é independente do tempo acumulado em qualquer outra faixa operativa.

Por exemplo, a curva composta indica que o tempo máximo permitido de operação entre 58,5 Hz e 57,9 Hz é de dez minutos quando, a partir de então, o dano provocado às lâminas (*blades*) da turbina é provável. Se uma unidade operar

dentro desta faixa de frequência durante um minuto, então serão permitidos mais nove minutos de operação dentro da mesma faixa sem perda de vida das lâminas.

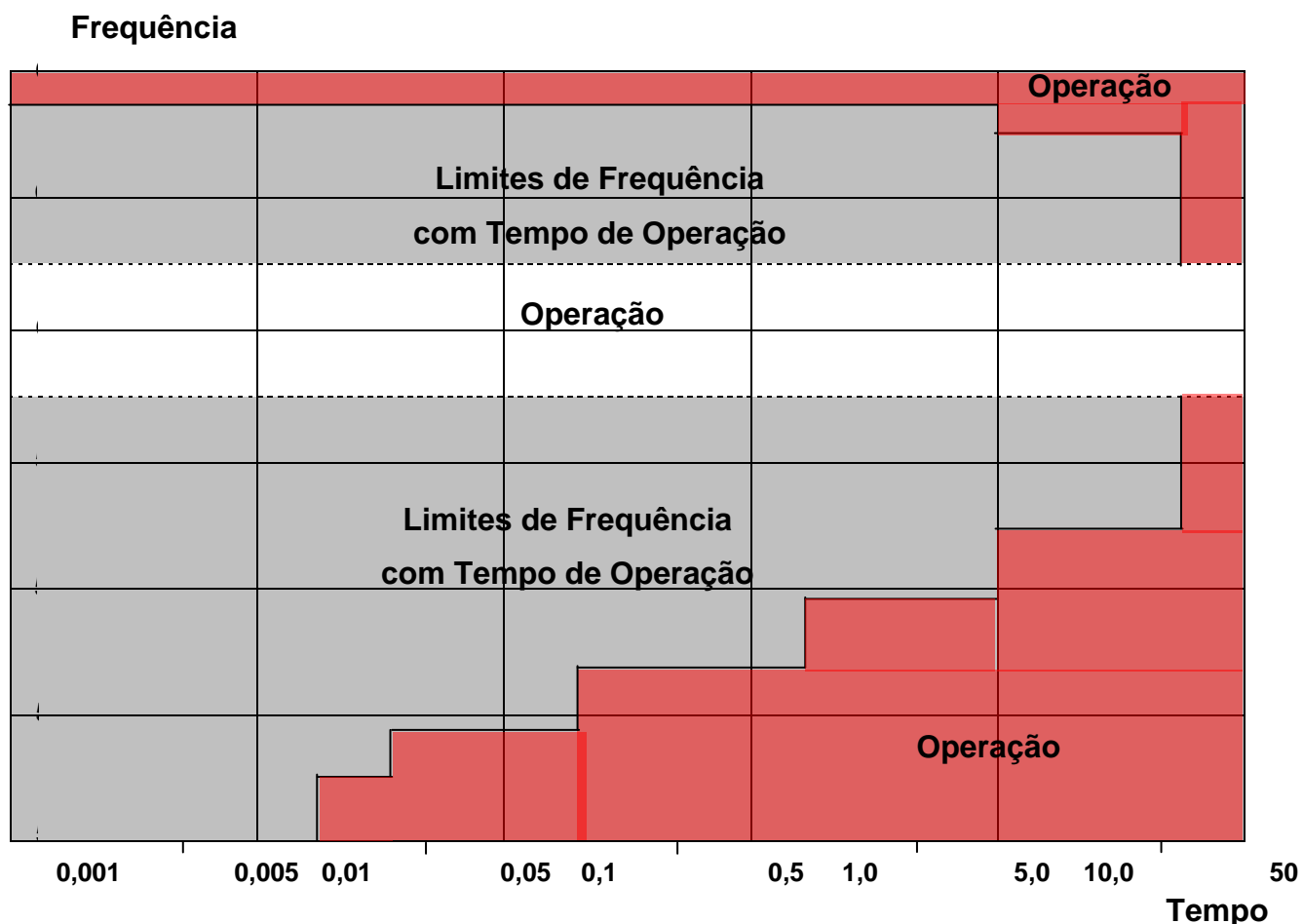


Figura 1.6: Limitações das turbinas a vapor sob condições anormais de frequência

Um grande problema para as turbinas a vapor é a queda de frequência resultante de uma perda súbita de geração. Num grande sistema interligado isto é particularmente danoso quando ocorre uma perda significativa da potência transferida de uma região para outra, podendo resultar em saídas fora de serviço em cascata de unidades térmicas. Se ocorrer a saída de uma interligação ou de uma unidade geradora de porte, acontece então uma severa subfrequência na área com déficit de geração. A operação em condição de subfrequência (desvio de frequência  $\geq 2,5$  Hz) pode resultar em dano de lâminas/palhetas (*blades*) das turbinas de usinas termelétricas ou redução de sua vida útil.

Por conseguinte, para proteger as unidades térmicas, o período de tempo que estas unidades podem operar com subfrequência é limitado. Em algumas situações, a queda de frequência pode ser tão profunda que causará a operação de relés de



subfrequência que desligarão unidades térmicas da rede, aumentando ainda mais o déficit de potência.

Um outro problema que está associado à operação em condição de subfrequência é o efeito nos equipamentos dos serviços auxiliares das Centrais, (ventiladores, bombas de alimentação de caldeiras etc) que irão apresentar uma redução nas suas saídas, causando queda na produção da unidade geradora principal.

Considerando agora que à área do sistema onde se encontra a usina térmica ficou com excesso de geração, assumindo que os troncos de interligação que transferiam potência às cargas remotas foram súbitamente desligados, a frequência do sistema local se elevará.

Se a frequência atinge valores superiores aos limites de sobrefrequência pré-ajustados, sendo no caso do Brasil (normalmente 61 Hz em sistema de 60 Hz) e Angola (51 Hz em sistema de 50 Hz), os reguladores de velocidade (*governators*) entram no modo de sobrevelocidade e fecham a válvula principal de admissão. Se a sobrefrequência não é reduzida dentro de um período de tempo pré-ajustado, a unidade geradora deverá ser desligada por causa da condição instável da caldeira.

O problema da sobrefrequência é menos problemático do que o da subfrequência porque a saída fora de serviço de unidades geradoras contribui para a redução da frequência. Porém, se esta redução da frequência é insuficiente, unidades adicionais precisarão ser desligadas. Entretanto, deve-se tomar o cuidado para que o número de unidades desligadas não seja excessivo, o que poderá consequentemente também resultar numa subfrequência.

Para controlar a frequência, para além da tarefa dos próprios reguladores de velocidade e frequência há ainda a actuação na própria rede através de corte de carga são bastante usados na maioria dos sistemas de potência. Algumas vezes também através de cortes automáticos pela via de Esquemas de Protecções Especiais e que actuam também de forma efectiva no controle da frequência e que podem ser assim feitos:

- Corte de carga por subfrequência para parar ou reverter uma queda de frequência. Isto tem que acontecer antes que as unidades térmicas sejam desligadas por subfrequência. O objectivo principal é manter a frequência do sistema acima de um nível pré-ajustado por exemplo, (58 Hz em sistemas de

60 Hz) e (48 Hz em sistema de 50 Hz) e também manter ligadas as linhas associadas as centrais;

- Disparo e colocação fora de serviço automático de linhas de interligação através dos relés de subfrequência;
- Arranque de uma unidade hidrelétrica, feita normalmente quando a frequência cai abaixo de 59,5 Hz, ou 49,5 Hz;
- Conversão no modo de operação de compensador síncrono para hidro-gerador síncrono;
- Ilhar as unidades térmicas com cargas locais. O propósito desta medida é manter as unidades térmicas em serviço após o sistema sofrer divisões ou após a actuação de esquemas em fazer ilhas em algumas áreas. Depois de uma perturbação que cause fraccionamento do sistema, as unidades térmicas devem manter o fornecimento aos consumidores dentro da área ilhada;
- Desligar as unidades hidrelétricas por sobrefrequência por exemplo, ( $f > 61,5$  Hz ou  $51,5$  Hz ) para evitar a saída fora de serviço de unidades térmicas;
- Restabelecimento automático de carga através da operação de relés de sobrefrequência. Estes esquemas são projectados para corrigir ultrapassagens de frequência aquando da operação do esquema de corte de carga por subfrequência.

Os principais factores que influenciam na variação de frequência podem ser resumidos em:

- *Déficit de potência (P);*
- *Constante de amortecimento da carga (D) na área com déficit de potência e também,*
- *Constante de inércia (M) das unidades;*

A variação de frequência de um grande sistema interligado pode ser expressa como [8]:

$$\Delta f (\%) = - \Delta P (\%) (1 - e^{-1/T}) K \quad \text{onde} \quad K = 1/D \quad \text{e} \quad T = M/D$$

### 1.2.13 Instabilidade De Tensão

A estabilidade de tensão está relacionada com a capacidade do sistema manter as tensões em todas as barras em faixas aceitáveis sob condições normais e mesmo depois que o sistema tenha sido submetido a uma perturbação [4, 15, 16]. A instabilidade de tensão resulta da tentativa de alimentar cargas além da capacidade de potência máxima que o conjunto geração e sistema de transporte podem na verdade fornecer a essas mesmas cargas.

Esta potência máxima é influenciada directamente pelas distâncias eléctricas entre geração e centros de carga, como também pelas limitações de potência reactiva de geradores.

A instabilidade de tensão assume a forma de uma queda progressiva dos níveis de tensão no sistema de transmissão após o efeito de restabelecimento da carga (isto é após uma queda de tensão, as acções locais de controle de tensão restabelecem a tensão e a potência consumida pela carga).

Dessa forma, chega-se a um momento que a queda das tensões podem resultar num colapso do sistema sob a forma de perda de sincronismo de geradores e de bloqueio de motores de indução.

A diferença entre a instabilidade de tensão de curto prazo e a instabilidade de tensão de longo prazo (ou longo termo) é feita de acordo com a escala de tempo de restabelecimento da carga, um motor de indução restabelece o seu consumo de potência activa num intervalo de tempo da ordem de um segundo (curto prazo) enquanto que as cargas alimentadas por comutadores de derivações sob carga (LTCs), são restabelecidas entre um ou mais minutos (longo prazo).

O mesmo tempo aplica-se na alimentação de cargas controladas por termostatos, esta é também a ordem de grandeza de tempo na qual actuam os limitadores de corrente de campo (e em alguns casos, também os de armadura) para proteger os geradores de esforço térmico, removendo assim a capacidade de controlar a tensão.

Apesar de o quadro mais simples de instabilidade de tensão poder ser obtido através de um incremento de carga acima da capacidade máxima de transferência de potência, a experiência demonstra que a maior parte dos incidentes de tensão tem sido causada por uma grande perturbação, a instabilidade de tensão pode ser

causada por uma variedade de contingências simples ou por múltiplas contingências.

Com relação à estabilidade de tensão de longo prazo, a preocupação principal é a perda de linhas de transmissão sobretudo aquelas que ligam entre geração e centros de carga ou a saída de serviço de geradores sobretudo aquelas unidades que se encontram localizadas perto das cargas e fornecem suporte de tensão de última instância.

Com relação à estabilidade de tensão de curto prazo, a demora na eliminação de um defeito (curto-circuito, por exemplo) pode causar um comportamento dominante de motor de indução na carga (o caso de , ar condicionado), tornando o sistema instável.

Os principais factores que influenciam a estabilidade de tensão são [9, 15, 16, 18,]:-

- Capacidade de transmissão de potência do sistema (longas distâncias eléctricas entre gerações e centros de carga);
- Falta de reserva rápida de potência reactiva (geradores, compensadores síncronos e SVCs);
- Falta de outras reservas de potência reactiva como condensadores;
- Altas transferências de potência e elevadas condições de carregamento do sistema;
- Cargas com baixo factor de potência e características das mesmas , em particular daquelas cargas que são restabelecidas através de LTCs.

Além do importante papel dos Reguladores de tensão as seguintes ações em conjunto podem ser tomadas contra a instabilidade de tensão:

- Compensação *shunt*: com inserção automática de capacitores *shunt* e/ou o desligar de reatores *shunt*;
  - Controle de emergência de LTCs: bloqueando, retornando a uma posição predefinida ou diminuindo o ajuste da referência da tensão;
  - Desligamento automático de linhas de interligação (caso seja aceitável para a área que importa potência);
  - Modulação de potência de sistemas de transporte em corrente contínua (CC) ;
  - Arranque imediato de unidades geradoras;
-

- Aumento rápido das tensões dos geradores (através de ajustes dos *Automatic Voltage Regulators* - AVRs);
- E em último recurso, corte de carga;

Entretanto um valor de corte de carga exacto, no local certo e por um tempo apropriado é a acção mais efectiva para parar um processo de instabilidade de tensão [15, 16, 17]. O objectivo é restabelecer o equilíbrio de longo prazo (ponto de operação) para o sistema, também ajuda a evitar que o sistema alcance um estado onde o colapso acontece devido à perda de sincronismo, motores sendo bloqueados etc. Baixas tensões nas barras de transmissão nos terminais dos centros de carga são sinais típicos para observação, como também outras variáveis podem entrar na lógica de decisão.

Em muitos casos, o montante de corte de carga necessário não é grande para restabelecer um perfil de tensão aceitável, como se tem dito de que a instabilidade de frequência é o resultado da falta de reserva girante, o eventual corte de carga deve ser realizado de forma bastante rápida. Daí que se pode afirmar de que o local do corte de carga exerce um importante papel para instabilidade de tensão.

Nem sempre o local tecnicamente mais apropriado para o corte é o local possível de ser realizado, em função de diversos outros aspectos, como por exemplo, o local escolhido para o corte ser uma carga considerada essencial.

#### **1.2.14 Circuitos Desligados Em Cascata**

A ação de desligar circuitos em cascata tanto de linhas como de transformadores podem acontecer quando uma sucessão descontrolada de abertura de circuitos é provocada por um defeito num único local.

Em algumas situações, uma perturbação extrema num sistema de transporte pode dar início a importantes oscilações de fluxos de potência activa e reactiva e instabilidade em diferentes níveis de tensão.

Estas oscilações podem provocar a operação de alguns dispositivos de protecção ou de equipamentos de controle, resultando, ocasionalmente, em disparo descontrolado de disjuntores de saídas ou não das linhas e em cascata. Sobrecargas ou problemas de sobretemperatura também podem causar o mesmo efeito em linhas de transporte.

O desligar circuitos em cascata de linhas afecta as interligações entre regiões do sistema, tornando-se particularmente problemático quando há elevados fluxos de potência nos intercâmbios entre as regiões afectadas.

Em tais situações, a consequência de uma perturbação pode resultar numa propagação do problema para uma vasta área do sistema, resultando na perda de alimentação de grande número de consumidores (grandes apagões).

Um provável corte de linhas em cascata pode ocorrer em consequência da actuação dos dispositivos de protecção quando estes actuam para isolar uma defeito ou mais defeitos, provocando o corte de; um circuito duplo de uma interligação, diversas linhas próximas do defeito, uma ou mais unidades geradoras ou um barramento de uma subestação.

O corte em cascata de linhas também pode acontecer durante um aumento extremo e inesperado da carga ou como consequência da transferência de fluxo entre linhas paralelas de uma interligação quando uma dessas linhas é desligada por motivo de um defeito ou, ainda pela operação incorreta da própria protecção. Isto provoca um aumento no fluxo de potência nas linhas remanescentes, podendo resultar na entrada da impedância da carga na área de actuação das características de retaguarda (*backup*) dos relés de distância ou resultando numa condição de sobrecarga detectada pelas unidades temporizadas de fase dos relés de sobrecorrente.

A dinâmica do sistema determinará quais relés serão envolvidos: os elementos de 3ª zona dos relés de distância poderão normalmente operar em aproximadamente 1 s, enquanto que os relés de sobrecorrente temporizados, ajustados para detectar sobrecargas, poderão operar desde alguns segundos até vários minutos.

Para prevenir cortes em cascata de linhas é importante assegurar a existência de margens de coordenação adequadas entre as características operacionais de todos os esquemas gradativos de protecção ou seja o uso de relés de protecção não unitários.

Entende-se como proteções unitárias as proteções específicas e inerentemente selectivas dos componentes do sistema, como por exemplo, as protecções diferenciais de geradores, transformadores e de barras, e também, os esquemas de protecção alta velocidade associados à teleprotecção com o uso da comunicação.

Chama-se a atenção de que a proteção de retaguarda remota de linhas de transporte em EAT em Angola nos circuitos de 400 KV não se entrou em linha de conta e porque até mesmo deve ser evitada, pois quase sempre a 3<sup>a</sup> zona não consegue cobrir toda a linha adjacente, eléctricamente mais longa, sem restringir o fluxo de carga, portanto, esta proteção pode interpretar um carregamento elevado de um circuito como um defeito e provocar o seu disparo.

Outro aspecto a ser destacado é que normalmente não se empregam relés de sobrecorrente ou sobrecarga em linhas de EAT e, isto com o objetivo de restringir o número de esquemas gradativos a serem coordenados.

A confiabilidade e selectividade dos relés e dos esquemas de proteção, incluindo, onde for apropriado, os seus correspondentes sistemas de comunicação, são de extrema importância para reduzir o risco de as linhas serem desligadas em cascata, porém, neste caso só a melhoria do desempenho dos equipamentos de proteção convencional pode não ser suficiente para eliminar completamente os fenômenos que conduzem a saída de serviço em cascata de circuitos, então uma das recomendações é a conjugação com o uso de Esquemas Especiais de Protecção que embora não faça parte do escopo deste trabalho resume-se as principais tarefas que permitiria realizar :

- Corte automático preventivo de carga ou rejeição de geração baseado no estado (aberto e fechado) dos disjuntores de importantes circuitos de interligação.
- Entrada em serviço de turbinas a gás.
- Bloqueio de relés de distância durante oscilações de potência.

Para clarificar um exemplo simples do uso de Esquemas Especiais de Protecção [6] na melhoria da estabilidade do sistema, uma vez que também se tem vindo a falar nesta dissertação, consiste como na tabela 1.3 à seguir onde se apresenta um quadro resumido dos diferentes tipos de EPSs usados para controlar e limitar as consequências da instabilidade angular, instabilidade de frequência, instabilidade de tensão e a instabilidade colocando fora de serviço linhas em cascata.

Tabela 1.3: Principais ações usadas pelos EPSs

	Rejeição de Geração	Controle rápido nas válvulas das turbinas a gás	Arranque de turbinas a gás	Ações no CAG	Corte de carga por subfrenagem	Corte de carga por subtensão	Corte de cargas remotas	Mudança rápida na potência de HVDC	“Chaveamento” automático de shunts	Resistor de freio	Abertura controlada	Bloqueio de LICs
Instabilidade Transitória	✓	✓					✓		✓	✓	✓	
Instabilidade de Frequência Freq. Descendo			✓		✓			✓			✓	✓
Freq. Subindo	✓											
Instabilidade de Tensão	✓		✓	✓		✓		✓	✓		✓	✓
Desligamentos em cascata	✓		✓	✓			✓	✓				

### 1.2.15 Corte De Geração

O corte de geração é um esquema no qual uma predeterminada quantidade de geração é desligada após a detecção da abertura de um conjunto específico de circuitos críticos, de forma a manter a integridade do resto do sistema. A quantidade e a localização da geração a ser desligada, normalmente, baseia-se em aturados estudos que visam determinar as características do sistema e a acção que é mais efectiva, o esquema é implementado através da activação de um conjunto de acções em antecipação a possíveis cenários que possam colocar o sistema numa situação de risco eminente e inaceitável.

A maioria das aplicações do corte de geração é para garantir a estabilidade transitória e, desta forma, tem que ser feita de modo muito rápido ou seja em poucos ciclos, há casos de que para fazer face a problemas de estabilidade de tensão, a actuação pode ser feita de forma mais lenta.



Existem também alguns casos, quando a instabilidade transitória é lenta, onde o esquema de corte de geração tem um atraso de tempo intencional para permitir a actuação do religamento automático das linhas sob defeito, com isso, se houver sucesso no religamento da linha não será necessária a actuação do corte de geração.

A rejeição ou corte de geração (*drop generation*) é um dos tipos mais amplamente usados no processo de Esquema de protecção especiais (EPS) [35]. Esquemas de rejeição de geração envolvem o desligar de uma ou mais unidades geradoras e na sua maioria baseada no evento ou na identificação directa como, por exemplo abertura de uma linha. A rejeição de geração melhora a estabilidade transitória, reduzindo o torque acelerante das máquinas que permanecem em serviço depois de uma perturbação.

O conceito básico da rejeição de geração é distribuir a potência eléctrica produzida por todos os geradores restantes, reduzindo assim a aceleração de seus rotores.

A eficiência dessa ação depende da localização dos geradores que participam do controle primário da frequência, o corte de geração também pode ser usado para reduzir a transferência de potência em certas partes de um sistema de transporte, resolvendo assim problemas de sobrecarga ou de estabilidade de tensão.

Por exemplo, numa área exportadora remota com um número limitado de linhas de transporte, a rejeição de geração pode ser usada depois da perda de uma linha crítica a fim de reduzir a sobrecarga nas linhas restantes, normalmente o déficit de potência é reduzido a zero em ambas as áreas pela utilização da reserva girante disponível nestas áreas.

A prática de se desligar geradores é usada em todos os tipos de unidades, mas especialmente em unidades hidro-eléctricas. Isto porque estas unidades são bastante robustas quando comparadas com as unidades térmicas e o risco de dano à unidade em causa de uma abertura súbita é menor, o impacto causado por frequentes saídas de serviço de geradores com turbinas hidráulicas é praticamente nulo, por outro lado, uma implementação deste tipo de esquema em centrais térmicas não é muito usado ou difundido, excepto em circunstâncias muito especiais, em virtude do processo de rejeição e retoma de carga ser mais complexo em turbinas térmicas.

O principal aspecto negativo da rejeição em unidade térmica está no facto de submetê-la a uma mudança súbita em ser carregada eléctrica e mecânicamente podendo daí resultar em sobrevelocidade, stress térmico e numa redução na vida útil do eixo da máquina devido à fadiga provocada pelo súbito desligar, ou saída brusca do sistema.

Este tipo de acção é muito usado no Brasil (SIB) e ou Sistema Interligado Nacional (SIN – designação usada pelo ONS) onde as usinas hidro-eléctricas representavam 90,7 % do total da capacidade instalada no ano de 2000 (da ordem de 66 GW) e cerca de 93 % da produção de energia neste mesmo ano [8, 9], a realidade actual não é muito diferente em proporção, mesmo com estas características, alguns cuidados devem ser tomados, por exemplo, ao cortar unidades numa usina deve-se verificar se as unidades remanescentes não ficam sujeitas ao risco de auto-excitação para o caso de rejeição de carga, ou seja, a possibilidade de ocorrer a abertura do terminal remoto do tronco de transporte associado à usina ou central submetida ao corte de máquinas, antes a abertura do terminal local.

Outro aspecto ou cuidado é não transformar um problema de instabilidade angular num problema de instabilidade de frequência ao se realizar um corte excessivo de máquinas, se este corte de máquinas se mostrar imprescindível, naturalmente será necessário complementar o processo com um corte de carga para evitar um problema de subfrequência.

A crise energética que culminou com uma racionalização no ano de 2001, permitiu fazer com que exista a tendência, ou a necessidade, de se aumentar a penetração da geração térmica na matriz energética Brasileira. Dessa forma, os estudos de esquemas de corte de geração deverão ser ainda mais cuidadosos em virtude das novas usinas termeléctricas porque são mais sensíveis às variações de frequência, conforme mostrado em (1.2.12).

### **1.2.16 Controle Rápido Das Válvulas De Turbinas A Vapor**

O controle rápido das válvulas das turbinas a vapor é aplicado em unidades térmicas e actua fechando e reabrindo as válvulas de admissão de vapor das turbinas com o objectivo de reduzir a potência acelerante dos geradores que

---

permanecem ligados à rede depois da ocorrência de um defeito severo no sistema transporte.

É uma alternativa à rejeição súbita de geração nos casos em que é possível realizar uma redução mais lenta na produção dos geradores.

A rejeição de geração é normalmente usada em unidades hidro-eléctricas enquanto nas turbinas a vapor é usual o controle rápido das válvulas de admissão.

A vantagem do controle rápido das válvulas é que as unidades remanescentes permanecem sincronizadas. Sendo este controle temporário, permite, em seguida, a recuperação do nível de potência gerada pré-perturbação. Não se pode usar este tipo de controle rápido em turbinas hidro-eléctricas em consequência da inércia da água.

O montante/quantidade/valor de redução de potência depende de várias causas: - o tipo de curto-circuito, a distância eléctrica entre o gerador e o defeito, as condições pré-perturbação (potência activa e reactiva e tensão nos terminais das unidades associadas) e o fluxo de potência que passa pela linha sob defeito imediatamente antes da ocorrência.

O controle rápido das válvulas contribui para manter a estabilidade do sistema após a ocorrência de um defeito severo reduzindo a potência mecânica da turbina. Este tipo de acção é usado por ser um método efectivo e económico, com o objectivo principal, em manter a estabilidade transitória. Para obter ganhos máximos com o controle rápido das válvulas quando o problema é estabilidade transitória, a potência produzida pelas turbinas deve ser reduzida o mais rapidamente possível.

Pode-se encontrar contróis temporários ou sustentados desse tipo de acção. O control do tipo temporário corresponde à acção de fecho rápido somente nas válvulas de bloqueio ou de segurança (*intercepts valves*: válvulas situadas na admissão das turbinas dos estágios de baixa pressão) e, imediatamente em seguida, reabrindo-as completamente a uma taxa mais lenta. Pelo facto de a unidade ser restabelecida a plena geração, esta acção contribui para ajudar na estabilidade do sistema no período pós-contingência.

O tipo de controle rápido sustentado actua no fecho rápido das válvulas principal e de bloqueio, reabrindo-as imediatamente de forma parcial e, finalmente, reabrindo-as totalmente a uma taxa predeterminada na ordem de minutos após o

início da perturbação, uma vez que a unidade não é restabelecida a plena geração imediatamente, as margens adicionais necessárias à estabilidade do sistema podem não ser tão intensas quanto aquelas atingidas pelo tipo temporário, no período pós-contingência.

Os problemas potenciais do controle rápido de válvulas podem resultar numa redução de potência lenta ao nível pré-definido implicando em transitórios na turbina, o uso do controle rápido de válvulas está principalmente limitado devido as características de coordenação requeridas pelos sistemas de potência, pelas turbinas e seus contróis e pelos sistemas de abastecimento energético (caldeira, como caldeiras de recuperação ,*HSR*). Há outros vários problemas potenciais que devem ser considerados na aplicação do controle rápido de válvulas [4].

Para localizar os equipamentos envolvidos nesta acção indica-se na Figura 1.7, a configuração do conjunto de turbinas com suas válvulas de controle de uma unidade termonuclear.

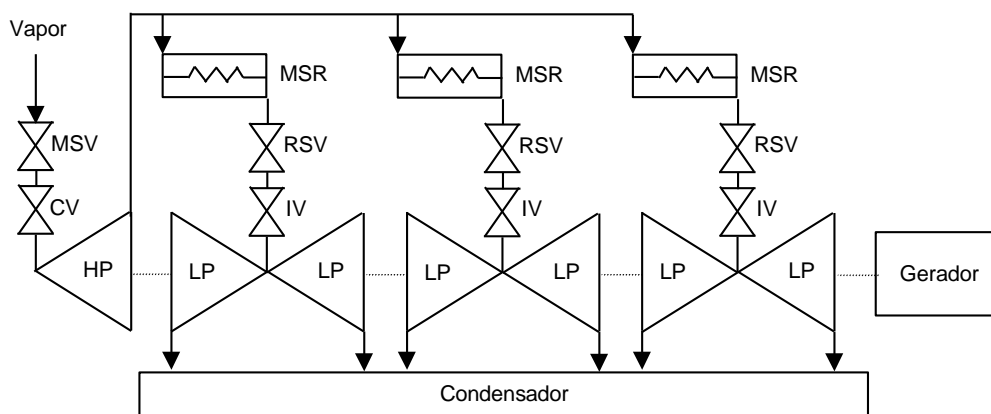


Figura 1.7: Conjunto turbinas-gerador de uma unidade termonuclear

- HP = Turbina de Alta Pressão      LP = Turbina de Baixa Pressão  
 CV = Válvula de Control          IV = Válvula de Bloqueio (*Intercept Valve*)  
 MSV = Válvula de Segurança da Injecção Principal  
 RSV = Válvula de Segurança do Reaquecedor  
 MSR = Reaquecedor e Separador de Humidade

### **1.2.17 Arranque Rápido De Unidades Geradoras E Conversão Síncrono-Gerador**

Disponibilizar rapidamente energia através da partida de unidades térmicas como uma turbina a gás ou partida de unidades hidro-eléctricas com energia hidráulica armazenada por bombeamento, é uma solução usada quando a frequência do sistema está baixa ou quando o risco de colapso de tensão causado por geração inadequada é alto.

Estes problemas, quando não solucionados, podem implicar em desligar-se importantes linhas de interligação entre regiões de geração elevada e regiões com alta demanda.

As acções resultantes deste procedimento também de EPS são muito eficientes retirando o sistema destas situações de stress.

O processo de arranque da turbina a gás leva um tempo na ordem de dezenas de minutos e, por conseguinte, preve-se uma solução a situações críticas de longo prazo como estabilidade de tensão de longo prazo: em que o bloqueio dos LTCs pode ser usado para dar o tempo suficiente para o arranque da turbina a gás.

A situação do Brasil, pelo facto da predominância de geração hidreléctrica ser grande quase 90 %, muitas usinas possuem a facilidade de poderem operar suas máquinas tanto como geradores quanto como compensadores síncronos e com dispositivos de conversão rápida na ordem de segundos de um modo para outro, nos dois sentidos.

Então depois de tudo quanto se disse pode-se afirmar de que os sistemas de Comando e Controlo da Unidades Geradores são cruciais para um bom desempenho das mesmas, nos sistemas eléctricos de potência.

## **2. Controlo Da Tensão E Da Potência Reactiva Dos Geradores Síncronos**

### **2.1 Conceito De Potência Reactiva**

Antes de debruçar-se ao controlo da tensão passar-se-á primeiro por analisar-se o conceito de potência reactiva, que não deixa de ser um dos conceitos básicos da engenharia electrotécnica mais difíceis de entender e de necessário conhecimento dos especialistas em sistemas de potência.

Sabe-se que a potência reactiva geralmente é designada com a letra (Q) e potência activa com a letra (P), e muitas vezes estabelece-se pequenos equívocos entre uma e outra, motivo pelo qual estabelecendo-se uma comparação entre uma e outra se evitará os referidos equívocos.

A potência activa tem um significado físico muito claro e trata-se da energia consumida por unidade de tempo, e necessaria para produzir trabalho ou seja os diversos consumidores usam-na para mover motores convertendo energia eléctrica em mecânica, para a iluminação de diversos tipos convertendo-a em energia luminosa, bem como na utilização em diversos equipamentos de acondicionamento e tratamento de ar, informáticos, de lazer, etc, que abundam na vida moderna actual processando-se distintos tipos de conversões de energia. [26].

Quando se trata de corrente continua (C.C.) a potência eléctrica desenvolvida num determinado instante por um dispositivo de dois terminais, é o produto da diferença de potencial entre os ditos terminais e a intensidade de corrente que passa através do dispositivo. Por este facto a potência é então proporcional a corrente e a tensão, ou seja,

$$p = \frac{dW}{dt} = \frac{dW}{dq} \cdot \frac{dq}{dt} = v \cdot i \quad (2.1)$$

Donde  $W$  é a energia,  $t$  é o tempo,  $q$  a carga eléctrica,  $v$  a tensão e  $i$  a corrente. Como se sabe, o consumo de energia somente está associado aos elementos resistivos ou que consomem energia eléctrica para convertê-la em qualquer outra forma de energia.

Portanto, se a resistência total ou equivalente do circuito é  $R$  e se está à trabalhar com corrente continua, a potência pode expressar-se também como descrito abaixo:

---

$$P = v \cdot \frac{v}{R} = \frac{v^2}{R} \quad (2.2)$$

No caso da corrente alternada (C.A.) também sucede que só consomem energia activa os elementos resistivos ou elementos consumidores de energia eléctrica efectuando-se sua conversão em outras formas de energia.

Nestes elementos a tensão aplicada aos mesmos está em fase com a corrente que consomem, aplicando-se a equação (2.1) de forma instantânea e considerando os valores eficazes ou efectivos da corrente e da tensão tem-se a seguinte expressão:

$$P = V \cdot I_{ac} \quad (2.3)$$

Donde  $V$ , é o valor eficaz da tensão e  $I_{ac}$ , o valor eficaz da corrente denominada activa por estar em fase com a tensão. Assim muitos dos dispositivos anteriormente referidos como consumidores de energia eléctrica, necessitam para funcionarem, em estabelecer ou criar um campo magnético, como por exemplo os transformadores e motores eléctricos, lâmpadas fluorescentes, fornos electricos e outros dispositivos similares, este campo magnético somente consome energia no período transitório no instante inicial sendo o consumo pequeno.

Deste modo, em condições estáveis o intercâmbio de energia deste campo magnético com a fonte de alimentação eléctrica tem um carácter flutuante e o seu valor médio num ciclo da corrente alternada é zero, na metade do ciclo a energia flui da fonte para carga e na outra metade da carga para fonte.

Acontece que, embora o valor médio da energia trocada seja igual a zero, é necessario à presença duma componente de corrente em quadratura com a tensão para se estabelecer e manter essa troca flutuante de energia, esta componente adicional soma-se (vectorialmente) à componente activa e dá lugar a que a corrente total seja maior do que se não fosse necessário esta componente adicional ou da presença deste campo magnético, ora esta componente adicional dá lugar a um incremento das perdas e da queda de tensão na rede de alimentação, tirando-se daí e no ponto de vista prático a sua importância em analisá-la para se poder avaliar seus efeitos e claro atenua-los.

Neste contexto a melhor forma de considerar este efeito é pensar que, ainda que a carga consuma potência activa, esta mesma carga está consumindo outra

coisa que não é potência no sentido de energia por unidade de tempo, mas avaliá-la de forma semelhante e de tal forma que a fonte forneça-a de forma como se fornecesse a potência activa. E daí surge então o conceito de Potência Reactiva ( $Q$ ) dado pela expressão:

$$Q = V.I_{re} \quad (2.4)$$

Define-se também a potência aparente como o produto da tensão pela corrente total:

$$S = V.I_t \quad (2.5)$$

Na figura (2.1) verifica-se um circuito elementar donde se apresenta gráficamente estes conceitos e partindo do princípio de que se podem estabelecer as seguintes relações :

$$\begin{aligned} P &= V.I_t \cdot \cos \theta \\ Q &= V.I_t \cdot \sin \theta \\ S &= \sqrt{P^2 + Q^2} \quad (2.6) \end{aligned}$$

O factor de potência é definido como o coseno do ângulo que formam a tensão e a corrente :

$$fp = \cos \theta \quad (2.7)$$

No caso trifásico as expressões de potência em função das tensões e corrente da linha, seriam as seguintes:

$$\begin{aligned} P_{3\phi} &= \sqrt{3}.V.I_t \cdot \cos \theta \\ Q_{3\phi} &= \sqrt{3}.V.I_t \cdot \sin \theta \\ S_{3\phi} &= \sqrt{P^2 + Q^2} \quad (2.8) \end{aligned}$$

Partindo do princípio de que se considera que todo o consumidor necessita não somente de potência activa, senão também de potência reactiva, é importante assinalar quais são as fontes mais importantes de potência reactiva, à mais evidente é o condensador uma vez que no mesmo, pelo facto de estar a corrente adiantada/atrasada  $90^\circ$  em relação à tensão, compensa as correntes em atraso dos elementos inductivos, este facto é muito utilizado tanto em redes industriais como em redes de distribuição e de transporte.

Assim a fonte mais utilizada para a geração de potência reactiva é o Gerador Eléctrico Síncrono os quais ou quase sempre trabalham acoplados a sistemas de máquinas, como em turbinas a gás ou de vapor e também hidráulicas, deve-se dizer



que estes sistemas de máquinas, ou turbinas são os que realmente fornecem a potência activa que se disponibiliza aos consumidores.

O gerador eléctrico serve para converter energia mecânica, em eléctrica e entrega-la à rede eléctrica ou aos consumidores, contudo, a potência reactiva não tem nada haver com a máquina ou motor primário pois é entregue pelo Gerador Síncrono, ora tanto é assim que em determinadas ocasiões as máquinas síncronas operam como fontes de potência reactiva desacopladas de todo o motor primário constituindo os denominados, geradores de potencia reactiva ou ainda como Compensadores Síncronos.

Também deve-se dizer que muitos motores síncronos que convertem energia eléctrica em energia mecânica como todo o motor, empregam-se para fornecer potência reactiva, ou seja actuam como Geradores de Potência Reactiva.

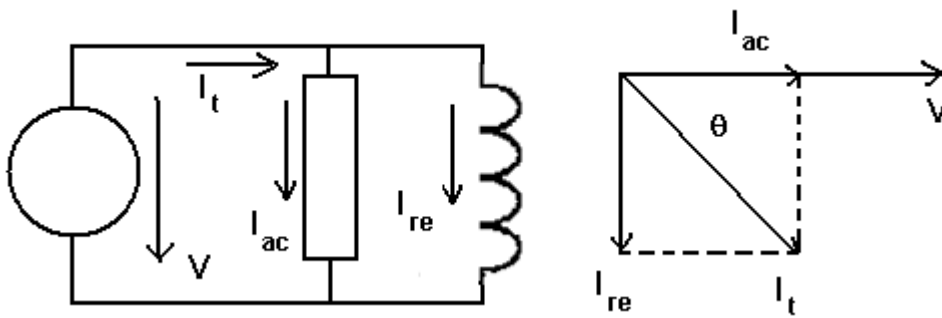


Figura 2.1: Circuito elementar e diagrama fasorial

## 2.2 Circuito Equivalente E Diagrama Vectorial Do Gerador Síncrono. Equações De Potência Activa e Reactiva.[19]

Como se sabe, um gerador síncrono é movido por um motor primário que pode ser uma turbina hidráulica, de vapor ou de gás ou um motor de combustão interna ou diesel que o faz girar a uma velocidade constante com o objectivo de que gere uma tensão de frequência constante.

O gerador possui um enrolamento trifásico no estator e um monofásico no rotor pelo qual deve circular corrente contínua para dar lugar ao Fluxo Magnético

Giratório da Excitação ou dos Polos. Esta corrente contínua é fornecida pelo denominado Sistema de Excitação do Gerador.

O gerador quando em vazio para cada valor de corrente de excitação corresponde uma tensão em vazio  $E_o$  dada pela denominada Característica de Vazio. Assim sendo, ao ligar-se uma carga ao gerador, começa a circular corrente pelo enrolamento trifásico do estactor, esta corrente dá lugar a outro fluxo giratório denominado Fluxo Magnético de Reacção de Armadura que se combina com o Fluxo de Excitação e dá lugar ao Fluxo Resultante, este Fluxo Resultante induz uma fem ( força electromotriz) resultante. se subtrair-se à esta f.e.m. resultante a queda interna no enrolamento do estactor obtém-se à tensão de saída  $V_t$ . a queda de tensão de vazio nas condições de carga tem um efeito predominantemente inductivo podendo-se desprezar à resistência interna do enrolamento do estactor.

Tendo em conta isto, o circuito equivalente por fase do gerador em estado estacionário toma a forma apresentada na figura 2.2 donde se podem apreciar dois casos: o do gerador isolado alimentando uma carga eléctrica e o do gerador conectado a uma rede muito grande que mantém a tensão constante. O efeito de queda de tensão interna, considerado inductivo puro, avalia-se através da Reactância Síncrona  $X_s$ . A este circuito equivalente corresponde o diagrama vectorial da figura 2.3 e a equação seguinte:

$$\bar{V}_t = \bar{E}_o - j.\bar{I}.X_s \quad (2.9)$$

Desta equação se verifica que, regulando a tensão em vazio  $E_o$  se pode regular a tensão de saída no caso de um gerador que alimenta uma carga isolada. E como esta tensão em vazio é função somente da corrente de excitação, se conclui que a tensão de saída neste caso, é regulada através da corrente de excitação.

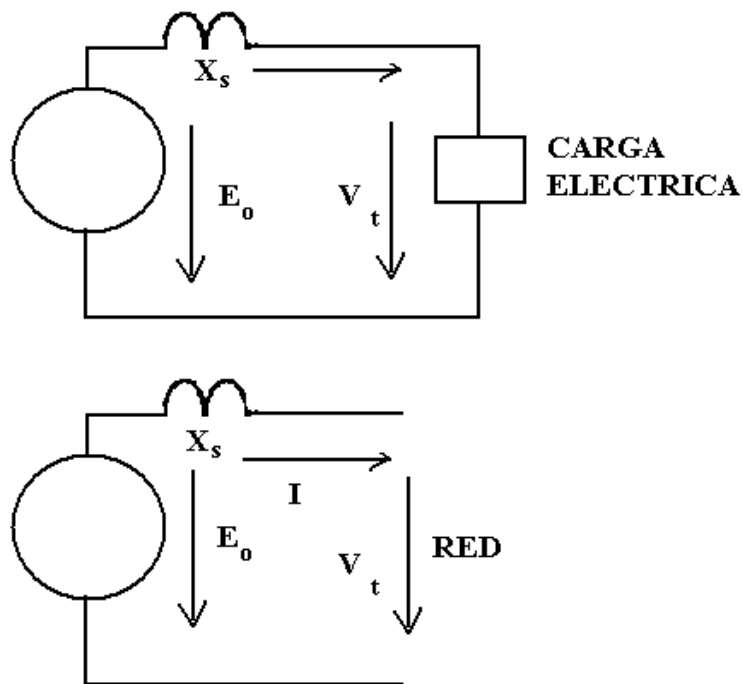


Figura 2.2: Circuito equivalente do gerador síncrono

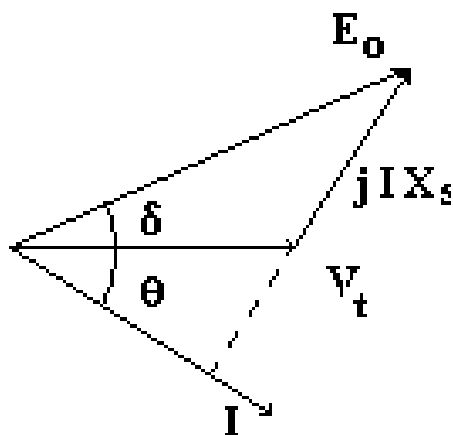


Figura 2.3 Diagrama vectorial do gerador síncrono

Através deste diagrama vectorial podem deduzir-se as expressões de potência activa e reactiva por fase fornecidas pelo gerador à rede ou à carga:

$$P = 3.V_t.I.\cos\theta = \frac{3.V_t.E_o}{X_s}.\sin\delta \quad (2.10)$$

$$Q = 3.V_t.I.\sin\theta = \frac{3.V_t.E_o}{X_s}.\cos\delta - \frac{3.V_t^2}{X_s} \quad (2.11)$$

Nestas equações  $\delta$  é o denominado Ângulo de Potência do gerador e  $\theta$  o ângulo do factor de potência.

No caso do gerador alimentando uma carga isolada verifica-se claramente que uma variação da corrente de excitação provoca uma variação na tensão de saída. Por outro lado, continuando-se à analisar qual é o efeito de um incremento da corrente de excitação no caso em que a tensão terminal permaneça constante uma vez estar ligado o gerador à uma rede muito grande. Para fazê-lo, utiliza-se a figura 2.4

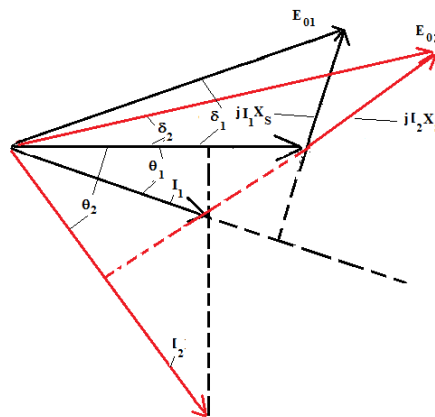


Figura 2.4: Efeito da variação da corrente de excitação.

Se parte da condição estacionária representada pelo diagrama á preto donde a tensão em vazio é  $E_{01}$ ; e, de seguida se aumenta a excitação da máquina à tensão de vazio aumenta para  $E_{02}$ , cujas condições se mostram no diagrama á vermelho; mas como a potência activa não pode mudar (pois só se consegue mediante um incremento da potência proveniente do motor primário) a componente activa da corrente tem que permanecer constante e, como se verifica no diagrama, para que isto aconteça e se mantenha as relações vectoriais, é necessário um aumento da componente reactiva da corrente e, então, aumenta a potência reactiva cedida pelo

gerador à rede, ou seja, mediante a corrente de excitação regula-se a potência reactiva que disponibiliza no momento, o gerador à rede sem mudança da potência activa, têm-se assim analisados dois casos extremos.

Na realidade, uma rede eléctrica ou sistema de potência possuindo muitos geradores de capacidades similares e uma variação da excitação em qualquer de deles provoca uma variação tanto na tensão dos nós da rede como da potência reactiva disponível.

Ao conjunto de dispositivos que possui o gerador para regular sua corrente de excitação e portanto, sua tensão e entrega de potência reactiva, denomina-se Sistema de Excitação. Na parte que resta deste capítulo, tratar-se-á, dos principais sistemas de excitação de acordo com a classificação do IEEE.

## **2.3 Aspectos Gerais Dos Sistemas De Excitação De Geradores Síncronos [4]**

Os sistemas de excitação dos geradores síncronos estão formados pelo enrolamento de excitação do gerador, pelo sistema de alimentação de corrente contínua e pelo sistema de comutação e controlo.

A fonte de corrente contínua fornece a corrente que circula pelo enrolamento de excitação do gerador e sendo designado como excitatriz. As excitatrizes podem estar constituídas por geradores de C.C, por diferentes tipos de geradores de corrente alternada que alimentam rectificadores ou pontes de tiristores e em alguns casos se toma a própria tensão nos terminais do gerador para alimentar os rectificadores. A tensão e corrente aplicada ao rotor do gerador, para os quais este entrega a potência nominal e à factor de potência também nominal, denominam-se como tensão e corrente nominal de excitação.

Nas condições de curto-circuito a tensão na rede eléctrica diminui consideravelmente e o sistema de excitação deve reagir fornecendo corrente de excitação superior a da nominal para compensar o efeito de reacção de armadura das correntes de curto-circuito, evitando que o sistema tenda a perder sincronismo pela queda brusca da tensão da rede (colapso de tensão); este facto conhece-se como Forçamento da Excitação, á máxima tensão possível para o forçamento da excitação é conhecida como tecto ou limite da tensão de excitação do gerador.

As funções fundamentais do sistema de excitação são:

- Fornecer corrente de excitação necessária para manter a tensão em valores nominais em condições normais de trabalho e seu forçamento em condições de curto-circuito;
- Variar a corrente de excitação de acordo com um certo rigor sempre que, se produzam variações da carga do gerador com vista à manter a tensão nos terminais do gerador praticamente constante;
- Produzir as variações da corrente de excitação com a rapidez necessária de acordo com os requisitos do regime de trabalho que se imponha ao gerador. A rapidez de variação da excitação mede-se em unidades de excitação por segundo (Uma unidade de excitação corresponde-se com a tensão nominal de excitação e a rapidez de variação da excitação, e deve poder chegar à 2 unidades para as piores condições de forçamento da excitação. O tempo máximo de forçamento da excitação pode fluctuar entre 15 à 60 s.), porque segundo Kundur [4], na (sec.8.4; páginas 329 ) e também as recomendações do IEEE [22], no anexo A; as oscilações do ângulo do rotor demoram entre 0,4 a 0,75 s. sendo este o tempo a partir do qual se deve produzir as variações da corrente de excitação para ajudar a amortecer tais oscilações;
- Nas últimas décadas a automatização dos sistemas de control da excitação tem contribuído para o aumento da rapidez de resposta dos mesmos, e ao mesmo tempo tem diminuído o amortecimento do sistema , piorando a estabilidade tanto transitória como de pequenas perturbações do sistema, para resolver este problema, adiciona-se aos sistemas de excitação um sinal adicional de control que depende da velocidade no eixo do motor primário com o objectivo de incrementar o amortecimento do sistema, sendo por isso conhecido como sistema estabilizador de potencia *PSS*, sendo visto como uma função adicional dos sistemas de regulação da excitação;
- Os sistemas de excitação têm incluída entre suas funções as de protecção e limitação para proteger o sistema de excitação propriamente dito e ao gerador, de entre as quais se destacam as seguintes:

Límites da tensão nos terminais do gerador, protecção Volt/Hz, protecção contra sub e sobreexcitação, etc.

---

## 2.4 Elementos Do Sistema De Excitação

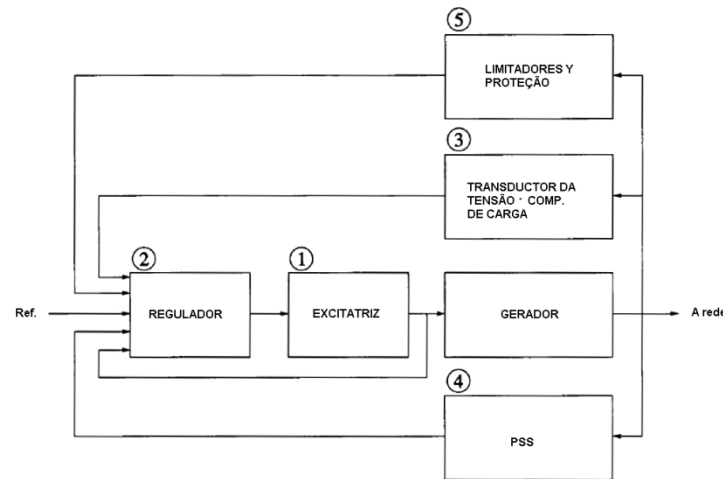


Figura 2.5 : Elementos do sistema de excitação

Na figura 2.5 mostra-se os elementos do sistema de excitação e que são:

- Excitatriz; que fornece a corrente contínua ao enrolamento de excitação do gerador e constitui a parte de força do esquema;
- Regulador; que processa e amplifica os sinais de control ao nível e forma apropriadas para o control da excitatriz. Inclui as funções dos sistemas estabilizadores do regulador e do sistema de excitação;
- Transdutor De Tensão Terminal E Compensador De Carga; detecta a tensão terminal do gerador, rectifica e filtra para convertê-la numa tensão de C.C. além disso, compara-a com a tensão de comando ou de referência que representa o valor desejado, adicionalmente, fornece a compensação da queda de tensão provocada pelo fornecimento de carga reactiva ao transformador elevador aos cabos de alimentação até ao ponto de ligação à rede;
- Estabilizador De Sistema De Potência (*PSS*); que fornece uma entrada adicional ao regulador para amortecer as oscilações. Pode receber como entrada o desvio de velocidade do rotor (com relação a síncrona), a potência de aceleração ou o desvio da frequência. Nem sempre é necessário, somente em casos, em que à sua inclusão torna estável o

comportamento de um gerador ou sistema. É mais utilizado em máquinas de muitos polos como os hidrogeradores donde um ângulo mecânico pequeno dá lugar a um ângulo elétrico muito maior;

- Limitadores e Circuitos de Protecção; que incluem uma ampla variedade de funções de protecção e control, assegurando de que os limites de operação da excitatriz e do gerador não sejam excedidos. os mais vulgarmente usados são os limitadores de corrente de excitação acima e abaixo , da tensão terminal , de relação V/Hz (tensão/frequência) e outros dispositivos de protecção. Por conveniência agrupou-se em um único bloco;

## **2.5 Tipos De Excitatrizes [20]**

Como já se referiu anteriormente, a excitatriz é o elemento de força do sistema de excitação e, como tal, define os diferentes tipos de sistemas os quais podem ser reduzidos a três ou sejam:

- Sistemas com Excitatriz de C.C.
- Sistemas com Excitatriz de C.A.
- Sistemas com Excitatriz Estática

### **2.5.1 Sistemas Com Excitatriz De C.C.**

Os sistemas de excitação incluídos nesta categoria utilizam geradores de corrente contínua como fonte de potência para fornecer a corrente de que é necessária para o enrolamento de excitação do gerador através de anéis deslizantes. Pode ser acionada de forma independente por um motor assíncrono trifásico ou um diesel ou estar acoplado ao eixo da turbina e ser acionado por esta. Pode ser também excitado separadamente, auto-excitado ou possuir geradores auxiliares de imã permanente.

Os reguladores de tensão deste tipo de sistema começaram por actuar mecânicamente sobre a resistência variável que controla a excitação com engenhosos procedimentos.



Depois, utilizaram-se amplificadores magnéticos e amplificadores rotatórios tais como a Amplidina, Regulex e o Rototrol, este tipo de sistema de excitação foi o primeiro a ser introduzido na geração eléctrica e difundiram-se amplamente entre os anos 1920 e 1960.

Na actualidade estão sendo substituídos pelos de corrente alternada e quase se pode afirmar de que nenhuma empresa de prestígio internacional os fabrica mais. Contudo ainda se podem encontrar alguns deles em serviço.

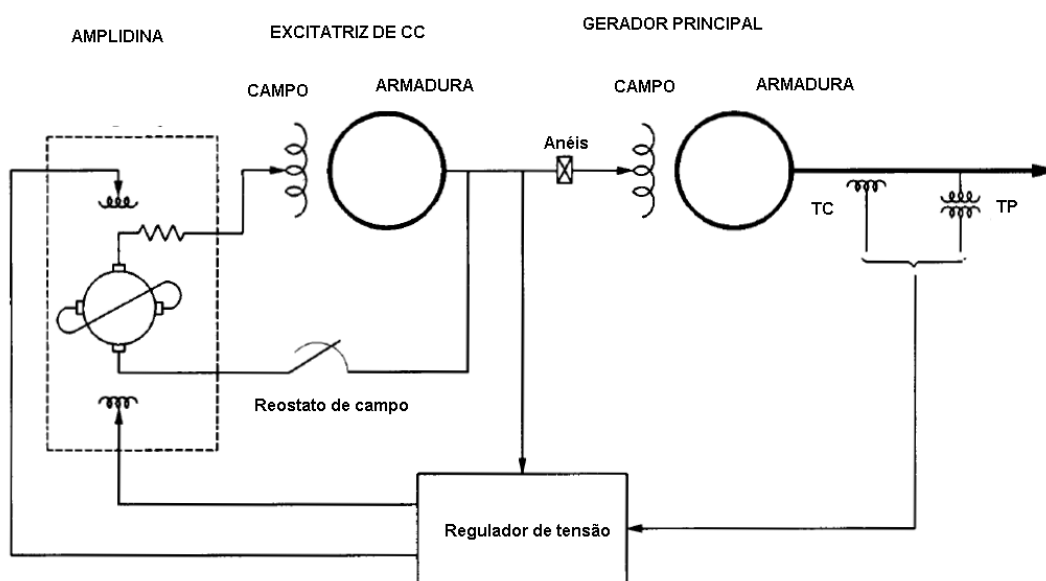


Figura 2.6: Esquema geral de sistema de excitação com excitatriz de C.C.

Na figura 2.6, vislumbra-se a representação esquemática de um sistema de excitação típico de C.C. que utiliza uma Amplidina como amplificador.

A saída do gerador de C.C. alimenta directamente o enrolamento de campo ou excitação e, por sua vez, o campo do gerador é alimentado pela saída da Amplidina.

A Amplidina é um tipo especial de Gerador de C.C. utilizado como amplificador rotatório que possui dois conjuntos de escovas situadas a  $90^\circ$  eléctricos entre si, um destes conjuntos é curto-circuitado. Noutro se gera uma tensão que provém da combinação das excitações dos denominados enrolamentos de control, normalmente utiliza-se um para dar a referência de tensão, outro para receber um sinal proporcional ao da tensão e outro como amortecedor.

Considera-se como um amplificador já que, com uma potência de control muito pequena, se fornecem potências muito maiores para alimentar o campo do

gerador. Sua amplificação de potência vai de 10.000 a 100.000 e suas constantes de tempo oscilam entre 0,02 e 0,25 segundos.

### 2.5.2 Sistemas Com Excitatriz De C.A.

Os sistemas de excitação incluídos nesta categoria utilizam geradores síncronos trifásicos de C.A. ou alternadores como fontes principais de potência para alimentar o campo do gerador principal.

A saída de C.A. é rectificada por um rectificador que pode ser controlado ou não controlado. Os rectificadores podem ser estáticos ou rotatórios.

Os primeiros sistemas de excitação de CA utilizavam uma combinação de amplificadores magnéticos e rotatórios como reguladores, mas com o andar dos tempos começaram a ser substituídos por amplificadores com reguladores electrónicos.

Este tipo de sistemas pode tomar muitas formas, de acordo com o que se deseja dos rectificadores, do método de control da excitatriz e da fonte de excitação da excitatriz; continuando, abaixo descrevem-se os mais importantes na actualidade.

#### Sistema com Rectificador Estacionário

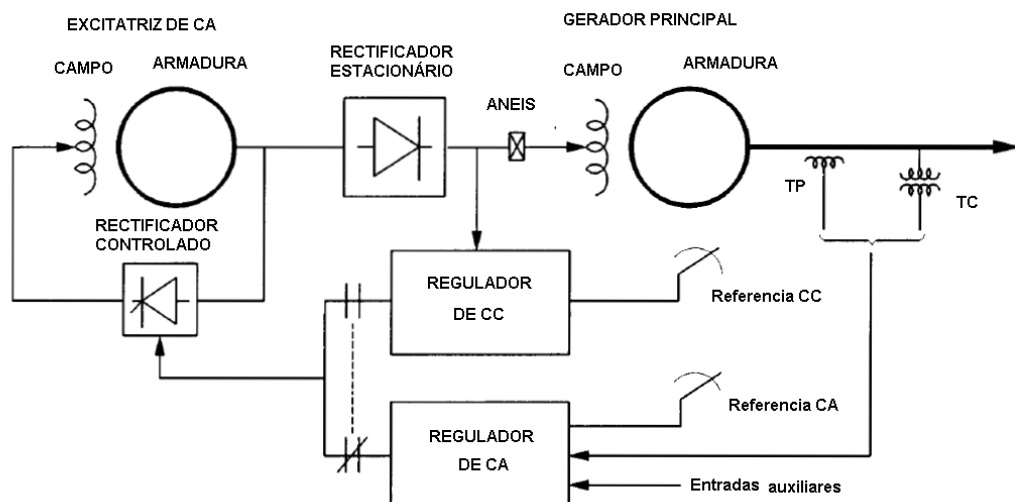


Figura 2.7: Esquema geral do sistema de excitação com excitatriz de C.A. e rectificador estacionário a diodos.

Na figura 2.7, verifica-se um esquema com as componentes de um sistema deste tipo, como se pode verificar, a saída da excitatriz liga-se a um rectificador a díodos o qual alimenta, através de anéis deslizantes o campo principal do alternador.

O control se efectua com um rectificador controlado situado a entrada do enrolamento de campo da excitatriz. Normalmente trabalha-se com o regulador de C.A. para operar a laço fechado. Se, se pretende trabalhar a laço aberto pode-se utilizar o regulador de C.C.

Outra variante, é apresentada na figura 2.8, consiste em utilizar o rectificador controlado directamente á entrada do campo principal. Nesta variante a excitatriz tem seu próprio regulador. Ora isto acaba por ampliar as possibilidades de regulação.

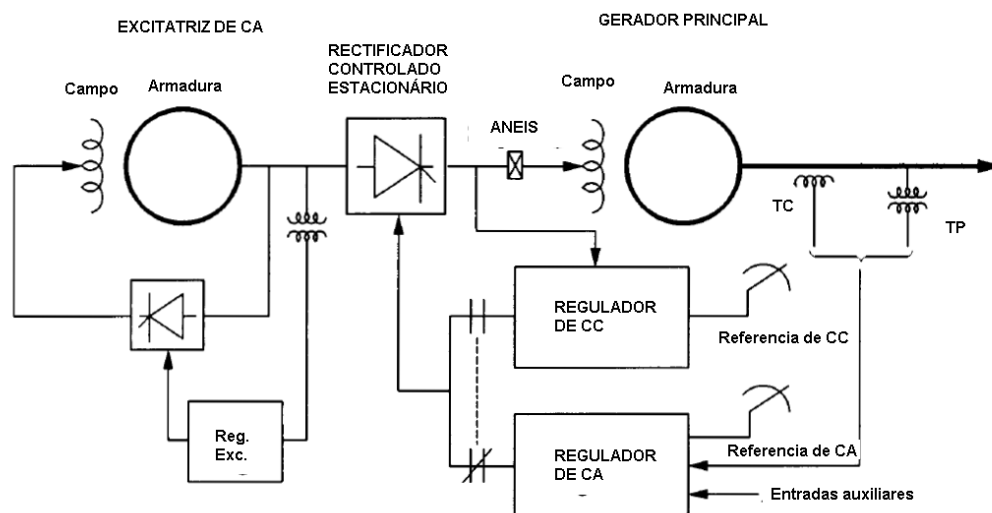


Figura 2.8: Esquema geral do sistema de excitação com excitatriz de C.A. e rectificador controlado.

### Sistema com Rectificador Rotatório [21]

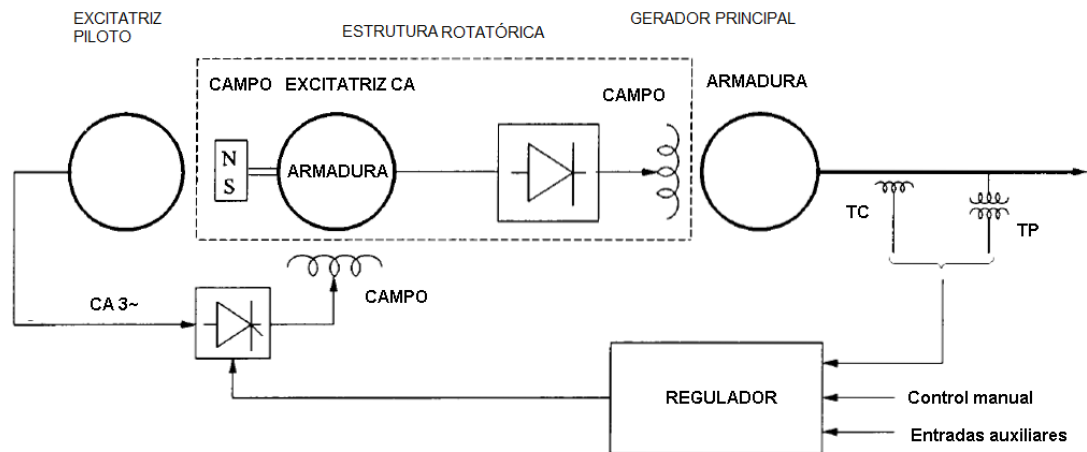


Figura 2.9: Esquema geral do sistema de excitação com excitatriz de C.A. e rectificador rotatório.

Se o rectificador é rotatório, a necessidade de escovas e anéis deslizantes é eliminada, o qual torna o sistema mais confiável e menos ávido a manutenção já que, neste caso, a saída do rectificador alimenta directamente o campo do gerador principal, esta situação apresenta-se na figura 2.9, donde pode verificar-se que o rectificador gira conjuntamente com a armadura, é necessária então a presença de uma pequena excitatriz piloto cujo campo magnético é produzido por ímans permanentes (simbolizados por N;S no esquema) que giram também com o rotor. O control acaba por se fazer com um conversor a tirístores que se alimenta da excitatriz piloto e entrega a corrente contínua à armadura da excitatriz principal.

Este sistema também é conhecido com o nome de (Sistema de Excitação Sem Escovas). O sistema em questão tem alcançado uma grande popularidade nestes últimos anos e sendo **o que equipa as quatro Centrais Eléctricas com turbinas á gas instaladas recentemente em Luanda**. A figura 2.10, representa uma foto do rectificador rotatório, tirada na usina termeléctrica Boavista 2, e do Gerador BDAX 7-290 ERHN de 58 MVA da marca *BRUSH*, e na figura 2.11, o esquema de ligações e protecções do Rectificador.



Figura 2.10: Rectificador rotatório

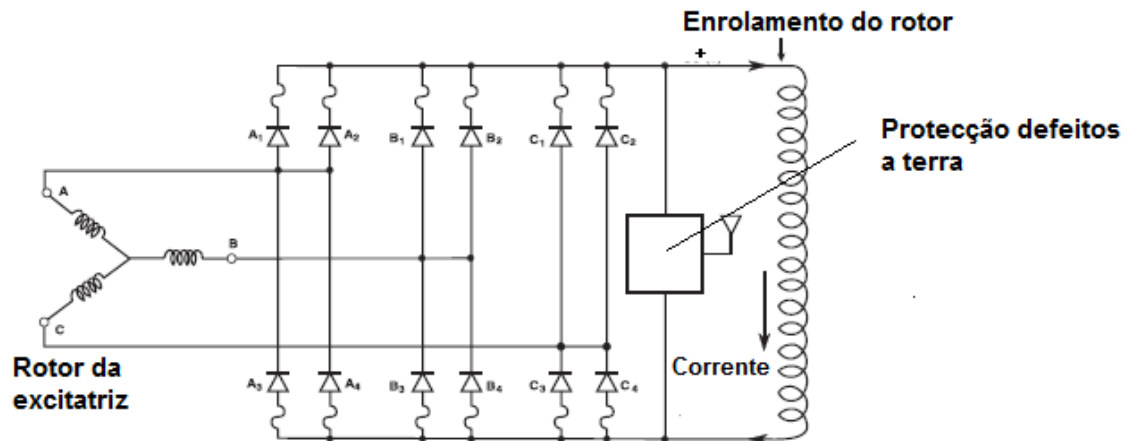


Figura 2.11: Esquema de ligações e protecções do rectificador rotatório

### 2.5.3 Sistemas Com Excitatriz Estática

Todas as componentes neste tipo de sistemas são estáticas ou estacionárias. Rectificadores Estáticos controlados ou não controlados fornecem a corrente de excitação directamente ao campo do gerador principal através de anéis deslizantes.

A alimentação de C.A. dos rectificadores pode fazer-se através do gerador principal ou da barra auxiliar de C.A. da Central Eléctrica senão até sempre através de um transformador reductor já que geralmente, o nível de tensão de C.A. do gerador é muito alto para o rectificador. Na figura 2.12, apresenta-se um esquema geral deste tipo de sistema de excitação.

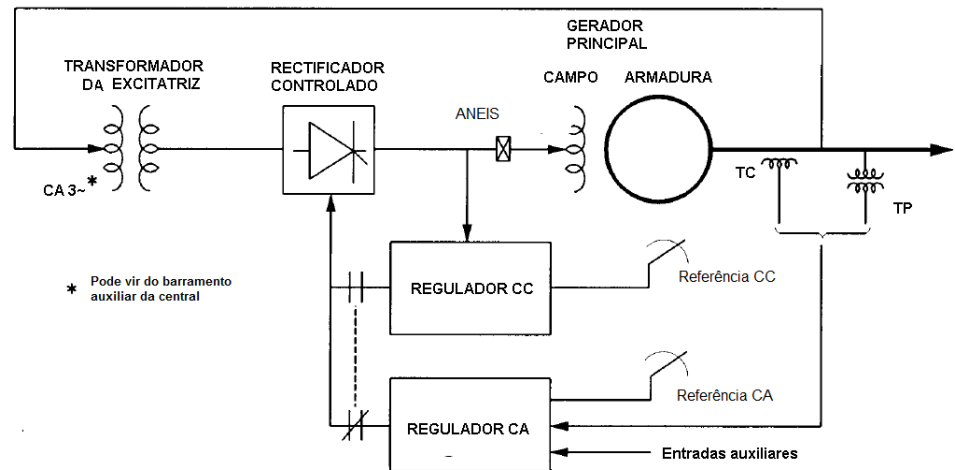


Figura 2.12: Esquema geral do sistema de excitação com excitatriz estática.

## 2.6 Medição E Avaliação Do Comportamento Dinâmico [22]

Na objectividade de um sistema de excitação em melhorar a estabilidade e o comportamento transitório ou dinâmico do gerador num sistema eléctrico de potência, a mesma é determinada a partir de seus parâmetros e características dinâmicas.

Seguidamente se identificam e se medem essas características que servirão de base para avaliar o sistema de control da excitação e especificar seu comportamento. A figura 2.13, representa um diagrama de blocos clássico deste sistema de control.

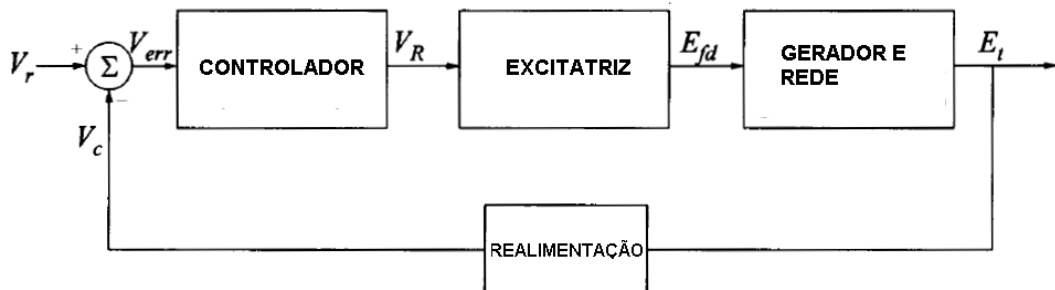


Figura 2.13: Diagrama de blocos esquemático do sistema de control da excitação

O comportamento do sistema de control da excitação depende das características do sistema de excitação do gerador, e do sistema de potência, como

o sistema é não linear é conveniente classificar o comportamento em dois tipos: diante de grandes perturbações e diante de pequenas perturbações.

Diante de grandes perturbações, as não linearidades são importantes e devem ser consideradas; para as pequenas perturbações ao redor de um ponto de equilíbrio, a resposta pode considerar-se linear.

#### Análise Diante De Grandes Perturbações:

Este tipo de análise permite avaliar o comportamento do sistema diante de perturbações de grande amplitude como podem ser curto-circuitos, grandes rejeições de carga e perdas não planificadas de geração. Isto permite determinar a estabilidade transitória do sistema a médio prazo e à longo prazo. Para permitir uma maior flexibilidade no projecto, fabrico e aplicação do equipamento de excitação , quando se pretende medir ou avaliar seu comportamento é necessário fazer referência a determinados parâmetros que se definem a seguir :

- Tensão Máxima ou de Tecto/Limite do Sistema de Excitação; é a máxima tensão de C.C. que a excitatriz é capaz de fornecer a excitação do gerador principal sob condições especificadas. É indicativo da capacidade de forçamento da excitação do sistema de excitação. Valores altos deste parâmetro tendem a melhorar a estabilidade transitória.
- Corrente Máxima ou de Tecto do Sistema de Excitação; é a máxima corrente contínua que o sistema de excitação pode fornecer ao campo do gerador principal por um tempo especificado. Quando se analisam perturbações prolongadas no tempo, a corrente de tecto/limite deve basear-se nos requisitos ou performances térmicas do sistema de excitação.
- Resposta no Tempo; é a variação da tensão no terminal do sistema em função do tempo para determinadas condições especificadas.
- Tensão Nominal de Excitação; é a tensão de excitação necessária para que o gerador trabalhe em condições nominais de tensão, corrente e factor de potência com a temperatura de trabalho normalizada do seu enrolamento de excitação.
- Tempo de Resposta da Tensão do Sistema de Excitação; é o tempo em segundos necessário para que a tensão alcance cerca de 95% da diferença

entre a tensão de tecto/limite e à tensão nominal de excitação sob condições específicas.

- Sistema de Excitação de Alta Resposta Inicial; é um sistema de excitação com um tempo de resposta menor ou igual a 0,1 segundos.
- Resposta Nominal do Sistema de Excitação; define-se como a taxa de aumento (derivada em relação ao tempo) da tensão nominal determinada a partir da curva de resposta da tensão do sistema de excitação, dividida pela tensão nominal da excitação. Esta taxa ou derivada, deve manter-se constante, daría lugar a mesma área sob a curva de tensão em função do tempo, que a obtida da curva real, durante o primeiro meio segundo de tempo.

Fazendo referência a figura 2.14, ver [4], (sec.8.4) e [22] anexo (A), a resposta da excitação é representada pela linha (ac). Esta linha determina-se fazendo de modo que a área (acd) seja igual a área (abd). Então :

$$\text{Resposta Nominal} = cd/(ao).(oe) \quad (2.1)$$

Donde (ao) é a tensão de excitação nominal e (oe) é igual a 0,5 segundos.

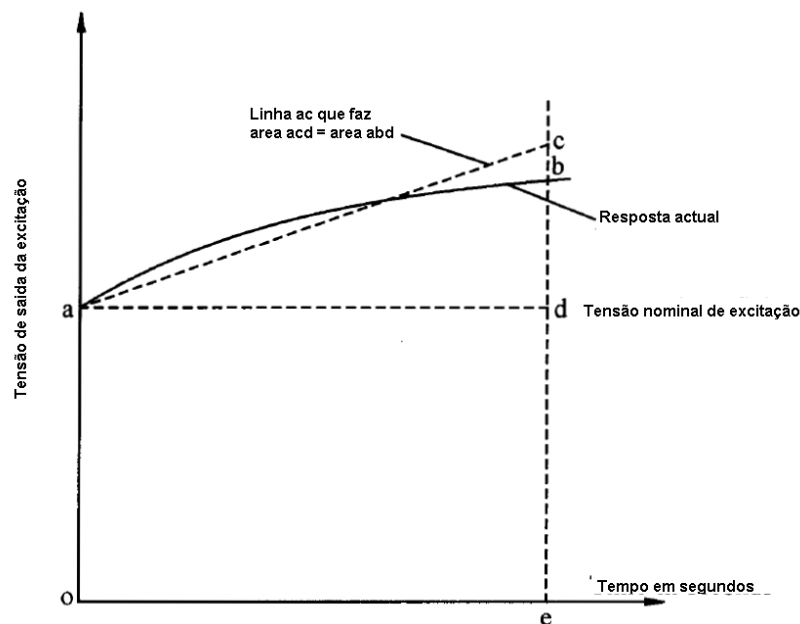


Figura 2.14: Definição da resposta nominal de excitação.

A resposta nominal determina-se operando inicialmente o sistema de excitação com tensão e corrente nominais de excitação e fazendo que a tensão de saída da excitatriz suba de repente ao valor limite ou de tecto. E,



entrando em linha de conta com a inclusão de qualquer atraso que exista antes que o sistema de excitação responda a perturbação provocada.

A base para considerar um período de tempo de 0,5 segundos nesta definição é que, atrás de uma perturbação severa, o ângulo do rotor alcança seus valores pico num tempo compreendido entre 0,4 segundos e 0,75 segundos. E, claro o sistema de excitação deve actuar dentro deste período de tempo para ser eficaz e efectivo em melhorar a estabilidade transitória.

Antigamente este parâmetro era muito usado pois constituía um critério muito útil para avaliar o comportamento do sistema de excitação perante grandes perturbações pois eram sistemas lentos.

Na actualidade, com sistemas de excitação mais rápidos devido ao emprego de conversores estáticos e máquinas com menores constantes de tempo não é mais indicado, em particular porque se lida com sistemas de excitação que são alimentados directamente do gerador ou da rede, onde a reduzida capacidade destes sistemas ao ocorrer um defeito é evidente.

Para este tipo de sistemas a tensão de tecto e o tempo de resposta da tensão do sistema de excitação são os parâmetros mais importantes.

#### Análise Diante Pequenas Perturbações:

Ao ocorrer pequenas perturbações ao redor de um ponto de equilíbrio, o sistema de control pode ser linearizado e aplicar nesta os conceitos da Teoria do Control Clássica.

Esta análise têm uma grande importância para verificar que os parâmetros do sistema de control a laço fechado são correctores ou que têm efeitos correctivos. Este comportamento expressa-se mediante uma série de índices de comportamento que são de dois tipos:-

- Índices associados com a resposta no tempo
- Índices associados com a resposta de frequência

Os índices associados com a resposta no tempo têm que ver com a resposta a um escalão unitário e avaliam o erro no estado estacionário, a rapidez de resposta a oscilatoriedade.

Um sistema de control a laço fechado deve ser rápido e ter oscilações moderadas. Geralmente quando se aumenta a rapidez de resposta se tende

a aumentar também as oscilações. Por exemplo, num sistema com um simples Regulador Proporcional (P), ao aumentar o ganho aumenta-se a rapidez de resposta tendente a diminuir o erro no estado estacionário senão as oscilações começam a ser cada vez maiores e pode até chegar-se a condição de instabilidade.

Nessa circunstância utilizam-se reguladores mais complexos, sendo o mais comum o denominado Proporcional Integral Derivativo (PID), a parte proporcional aumenta a rapidez de resposta, a parte integral diminui o erro no estado estacionário (fâ-lo zero para uma entrada no escalão) e a parte derivativa diminui as oscilações.

Na figura 2.15 apresenta-se uma resposta típica de um sistema a laço fechado e sobre a mesma se definirá os índices de comportamento mais importantes relacionados com a resposta no tempo. Em que uma resposta com uma sobre-regulação relativa entre uns 3% e uns 6% considera-se aceitável.

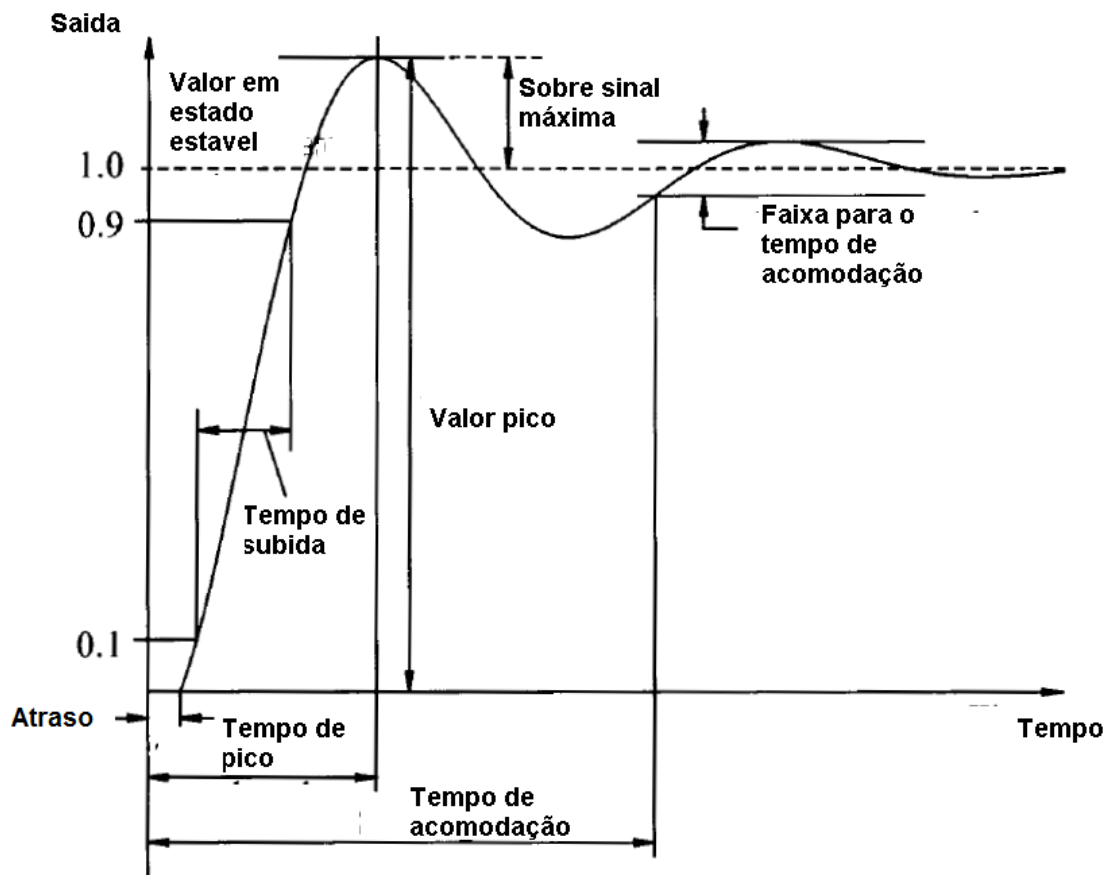


Figura 2.15: Resposta a um escalão de um sistema a laço fechado.

Esta resposta no tempo pode obter-se a partir das denominadas *Funções de Transferência* do sistema de control a laço fechado definidas como a relação entre a transformada de Laplace de saída e a de entrada.

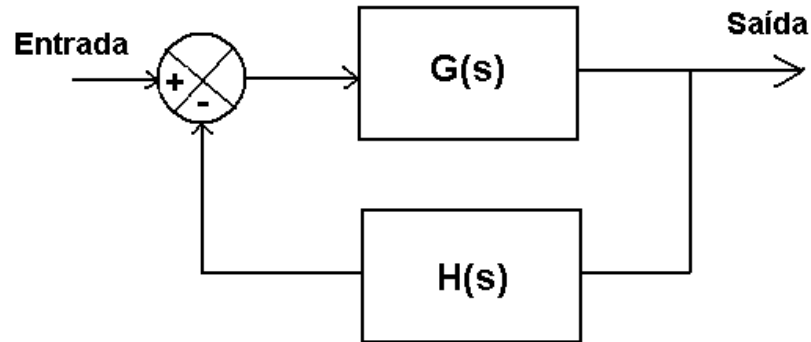


Figura 2.16: Diagrama de Bloco típico de um sistema de control a laço fechado

Na figura 2.16, pode-se ver o diagrama de bloco típico de um sistema de control a laço fechado, conforme livros sobre Teoria de Controle [33] e nas recomendações do IEEE [22], (pag.14). Definem-se as funções de transferência de laço aberto e a de laço fechado. A de laço aberto é:

$$G_{LA}(s) = G(s).H(s) \quad (2.2)$$

E a de laço fechado:

$$G_{LC}(s) = \frac{G(s)}{1 + G(s).H(s)} \quad (2.3)$$

As equação do denominador igualada a zero é denominada *Equação Característica* do sistema ou seja :

$$F(s) = 1 + G(s).H(s) = 0 \quad (2.4)$$

As raízes desta equação podem ser reais e ou complexas conjugadas. As reais dão lugar a componentes exponenciais da resposta, as complexas conjugadas as componentes com uma sub-regulação ou seja oscilatórias. É típica a equação característica normalizada de um sistema de segunda ordem:

$$s^2 + 2.\xi.\omega_n.s + \omega_n^2 = 0 \quad (2.5)$$

Donde  $\xi$  é a *razão de amortecimento* e  $\omega_n$  a *frequência natural sem amortecimento*.

Nos sistemas com resposta exponencial a razão de amortecimento é maior que 1. Para sistemas oscilatórios este parâmetro é menor que 1 e quanto mais pequeno for, mais oscilatória é a resposta. O valor óptimo considera-se igual a 0,707. Por outro lado, a resposta de frequência de um sistema define-se a partir da resposta da parte de laço aberto do sistema a laço fechado a um sinal sinusoidal de frequência variável.

Esta resposta mede-se nestes termos da relação entre as amplitudes de entrada e saída e o ângulo de saída em relação ao de entrada.

A estabilidade o comportamento transitório de um sistema linear laço fechado pode ser avaliada mediante a análise do comportamento da amplitude da fase da resposta do sistema a laço aberto a sinais sinusoidais. Neste caso faz-se a substituição  $s = j\omega$ :

$$G_{LA}(j\omega) = G(j\omega).H(j\omega) \quad (2.6)$$

Para que a forma da resposta de amplitude seja quase recta, define-se esta resposta nesta forma de decibéis, ou seja:

$$Amplitud(\omega) = 20.\log|G(j\omega).H(j\omega)| \text{ db} \quad (2.7)$$

E a fase como

$$\phi(\omega) = \text{Angulo}(G(j\omega).H(j\omega)) \quad (2.8)$$

Os diagramas, expressos desta forma, são designados usualmente como Diagramas de Bode.

Na figura 2.13 apresenta-se um diagrama típico de um sistema de control da excitação de um gerador, donde também se pode verificar o conceito de Largura de Banda, que é a banda de frequências para a qual a diminuição de amplitude é menor de 3 db. A maior largura de banda corresponde maior rapidez de resposta. Na figura 2.18 apresenta-se outro diagrama de Bode para exemplificar os conceitos de Margem de Ganho  $G_m$  e Margem de Fase  $\phi_m$ .

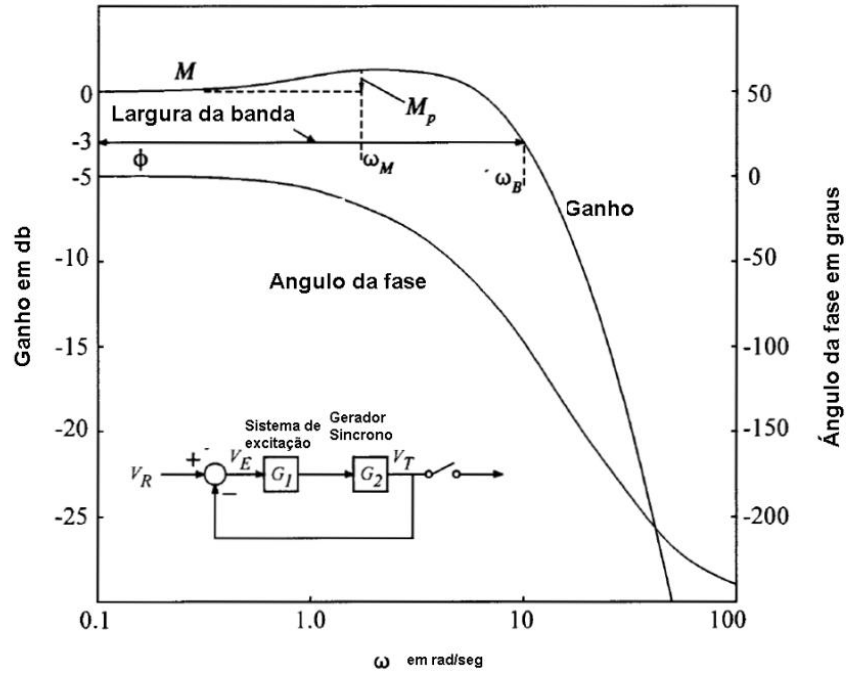


Figura 2.17: Resposta de frequência de um sistema de control típico

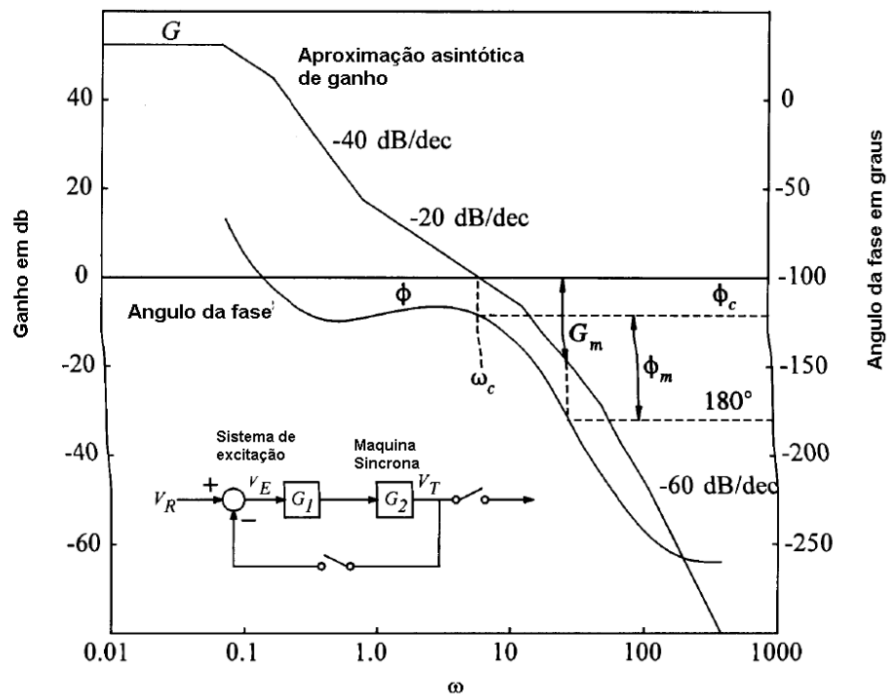


Figura 2.18: Diagrama de Bode típico; margem de ganho e margem de fase

A margem de ganho deve ser maior ou igual de 6 db e a margem de fase maior ou igual a  $40^\circ$ , [22] (pag. 15).

## 2.7 Funções De Controlo E Protecção [4]

Um sistema de control de tensão moderno é muito mais que um simples regulador de tensão, pois Incluem um bom número de funções de control, protecção e limitação que lhe permitem cumprir todos os requisitos do gerador assegurando uma operação segura. Estas funções são apresentadas esquemáticamente na figura 2.19. A filosofia é que as funções de control regulem as variáveis específicas ao nível necessário e os limitadores prevejam que certas quantidades alcancem valores não permissíveis.

A função básica do regulador de C.A. é manter a tensão de saída do gerador, além de que , outras funções de control e protecção actuem através do regulador de C.A. para controlar a tensão de excitação do gerador.

O regulador de C.C. mantém constante a tensão da excitação do gerador e é vulgarmente chamado Control Manual. É usado principalmente nos ensaios e no arranque ou quando o regulador de C.A. falha. Neste modo de operação somente se regula a tensão de excitação mediante a intervenção directa do operador.

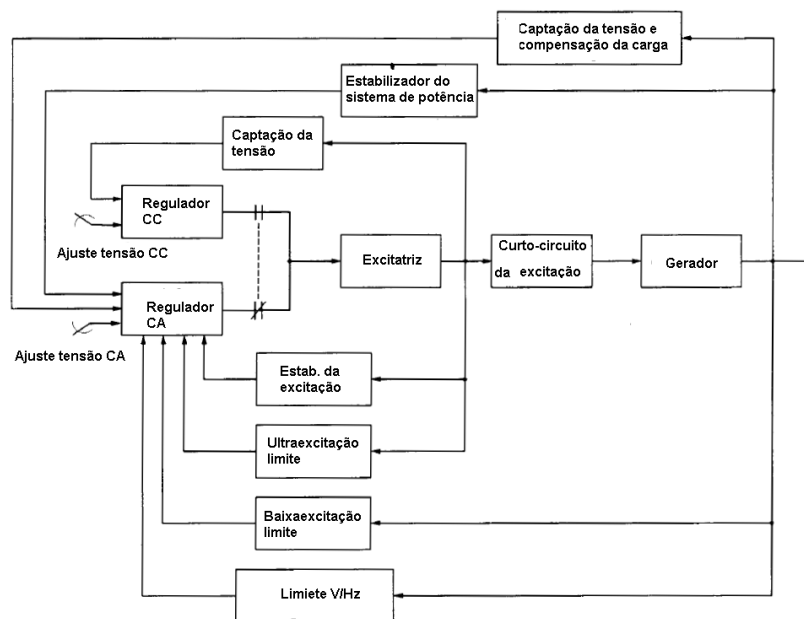


Figura 2.19: Esquema geral do sistema de control, protecção e limitação

Os sistemas de excitação devido a conterem alguns elementos que introduzem atrasos significativos têm inerentemente, um comportamento dinâmico pobre. Este facto é acentuado nos sistemas de C.C. e C.A. baseados nesta máquinas rotativas. A menos que o ganho do regulador seja muito Pequeno (o que

dá origem a um erro grande no estado estável), o sistema de control da tensão é instável no circuito aberto.

Por conseguinte, torna-se necessário estabilizar este sistema com elementos compensadores situados em série com a cadeia principal de control ou em forma de realimentações para melhorar o comportamento dinâmico.

O tipo mais usado é a realimentação derivativa que se apresenta na figura 2.20. O efeito da compensação é minimizar o atraso introduzido pelos atrasos de tempo na banda de frequência seleccionada. Isto resulta num comportamento estável do gerador fora da rede, como ocorre antes de sincronizar ou depois de uma rejeição de carga. Os parâmetros da realimentação podem ajustar-se também para melhorar o comportamento do gerador em paralelo com a rede. Os sistemas de excitação estáticos têm atrasos desprezáveis e não necessitam deste tipo de estabilização.

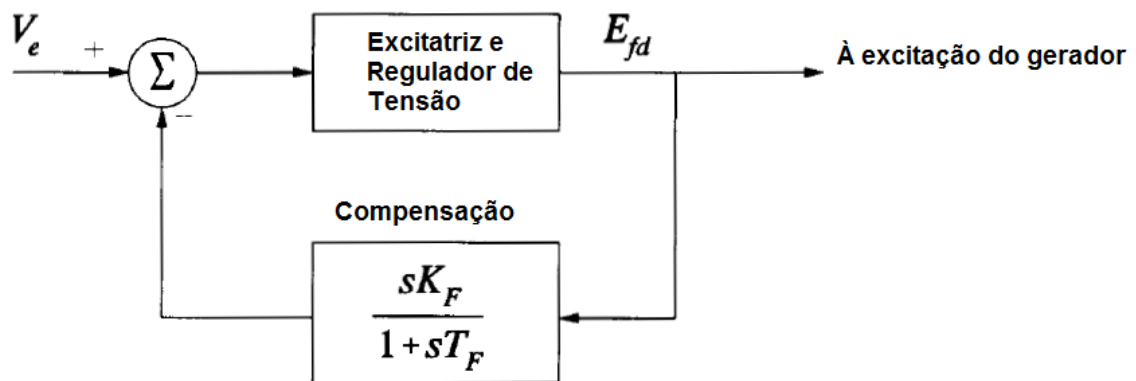


Figura 2.20: Estabilização do sistema de excitação

O *Estabilizador do Sistema de Potência (Power System Stabilizer PSS)* utiliza sinais de estabilização auxiliares para diminuir as oscilações do ângulo do rotor mediante a excitação. Isto melhora o comportamento dinâmico do sistema amortecendo estas oscilações, este método é muito eficaz e melhora o comportamento diante pequenas perturbações. Os sinais mais vulgarmente usados são a velocidade da máquina, a frequência ou a potência.

O Regulador de Tensão do Gerador (Automatic Voltage Regulator AVR) controla a tensão de saída do gerador, ou seja, a tensão em seus terminais, assim

sendo, muitas vezes, no ponto de vista do sistema eléctrico de potência esta não é a tensão que mais interessa manter constante, por exemplo, se uma unidade ou grupo de geradores de uma central se liga a rede através de um transformador elevador e uma linha de transporte ligada a uma subestação situada mais para lá da central, é a tensão a chegada da subestação a que mais interessaria manter constante.

Como a tensão neste ponto não pode sensorizar-se directamente nesta central, o que se faz é compensar a queda de tensão no transformador e na linha mediante o denominado Compensador de Carga.

O compensador, representado na figura 2.21, têm uma resistência  $R_c$  e uma reactância inductiva  $X_c$  ajustáveis que simulam a impedância entre os terminais do gerador e o ponto na qual se quer manter constante a tensão.

Desta forma pode-se calcular a queda de tensão que se soma ou se diminui o seu valor correspondente à tensão terminal:

$$V_c = |\bar{E}_t + (R_c + X_c)\bar{I}_t| \quad (2.9)$$

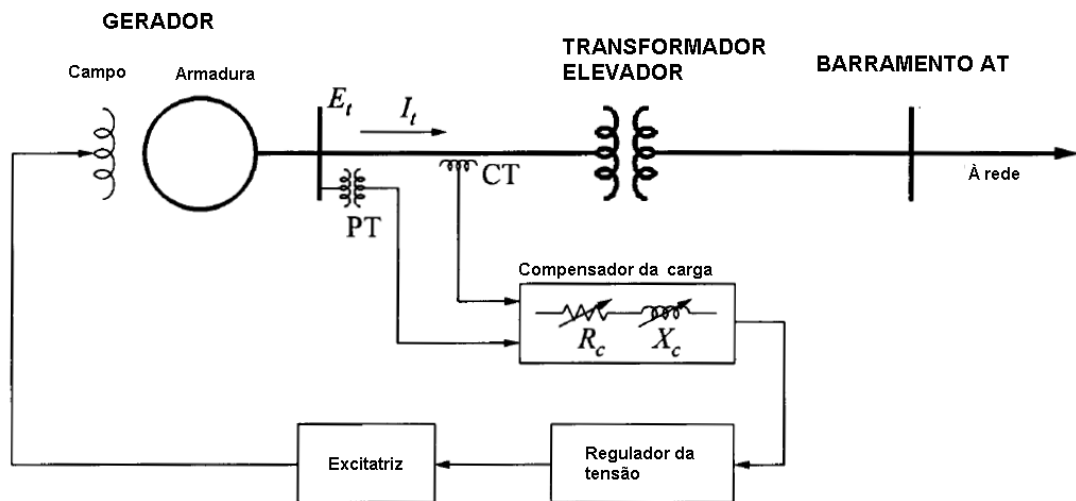


Figura 2.21: Esquema do compensador de carga

Este tipo de compensador também se usa quando se tem um grupo de geradores que compartilham um transformador comum, para que se repartam por igual a potência reactiva, neste caso o compensador seria compensador de potência reactiva, sem o qual um dos geradores sempre entregaria mais potência reactiva que os outros.



Geralmente, na maioria das centrais eléctricas somente se compensa a queda de tensão no transformador e não toda, entre uns 50% e uns 80% para poder ter certa queda ou *droop* e que exista à possibilidade de operação em paralelo dos geradores. Em quase todos estes casos a componente resistiva  $R_c$  se iguala a zero.

O Limitador de Baixa Excitação, denominado também UEL pela suas siglas em inglês (*Under Excitation Limiter*), é colocado para evitar que a excitação do gerador seja baixa e provoque ou faça que, se trabalhe na zona de operação instável. Limita também, portanto, a potência reactiva consumida pelo gerador.

O sinal de control do UEL é conseguido mediante uma combinação ou da tensão e a corrente ou da potência activa e a potência reactiva. Pode ser realizada de diversas formas. Muitas actuam sobre o erro de tensão do regulador provocando um aumento da excitação quando se tende a ir abaixo do limite.

Este relé (subentendidamente), protege também contra o sobreaquecimento do núcleo do estactor pois ao consumir potência reactiva, a reacção da armadura do gerador provoca um aumento do fluxo na zona dos extremos das bobinas que aumenta as perdas magnéticas e o aquecimento do núcleo.

Esta protecção no fundo deve actuar em coordenação com a protecção de perda de excitação do gerador.

O Limitador de Sobre excitação é denominado também com as letras OXL ou MXL (*Maximum Excitation Limiter*), protege contra uma corrente de excitação excessiva, circulando determinado tempo, e que provoque um aumento não permissível da temperatura do rotor. Deve estar coordenada com a curva de aquecimento permissível do enrolamento do rotor como se mostra na figura 2.22; [4], (pag.339).

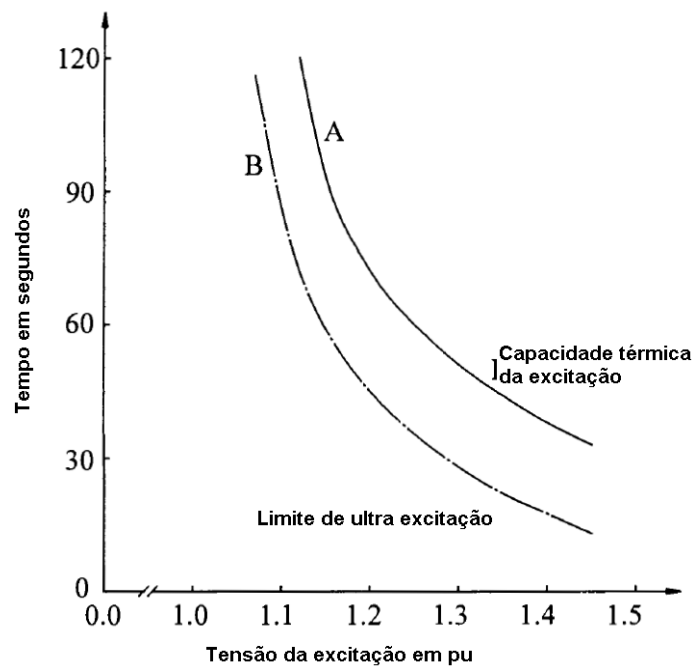


Figura 2.22: Coordenação da protecção OXL com a curva de aquecimento permissível do enrolamento do rotor

Existe também uma limitação da relação tensão/frequência V/Hz e é utilizada para proteger o gerador e o transformador elevador de um excesso de fluxo magnético que pode causar danos por um aumento muito grande das perdas de núcleo que provoca seu aquecimento excessivo. Como se sabe, a relação entre a tensão e a frequência é proporcional ao fluxo magnético. Os limites de duração de sobrecarga magnética em função desta relação apresentam-se na tabela 2.1; [4],(pag.339).

Tabela 2.1. Limites de sobrecarga térmica

TABELA 2.1 LIMITES DE SOBRECARGA MAGNÉTICA						
V/Hz pu		1,25	1,20	1,15	1,10	1,05
Tempo de dano (mn)	GER.	0,2	1	6	20	∞
	TRANSF.	1,0	5	20	∞	∞

Este limitador ou regulador controla a tensão de excitação para diminuí-la quando a relação tensão/frequência excede o valor limite.

Esta protecção dispara o gerador quando seu ajuste é excedido. Quase sempre tem dois níveis: um para um valor mais alto que dispara num tempo pequeno e outro num valor mais baixo para disparar num tempo maior.

Como os rectificadores não podem conduzir em sentido contrário, a corrente de excitação não pode tornar-se negativa nas excitatrizes que empregam rectificadores (que na actualidade são quase todas). Entretanto sob condições de curto-circuito ou variações de velocidade a volta da velocidade síncrona, a corrente induzida deve tornar-se negativa.

Se isto se passa para o percurso das correntes negativas, não se prevê, que possam ocorrer valores de tensão muito grandes através do enrolamento de excitação que decerto o danificariam. Por conseguinte, torna-se necessário um certo circuito especial que curto-circuite a excitação nestes casos permitindo a passagem de correntes negativas.

Um dos tipos de circuitos existentes, consiste em um tiristor e uma resistência de descarga em série, o tiristor é disparado numa condição de sobretensão que seja ou que requeira da circulação de correntes negativas, e que eliminem estas sobretensões. A corrente circula então através da resistência de descarga como se verifica na figura 2.23.

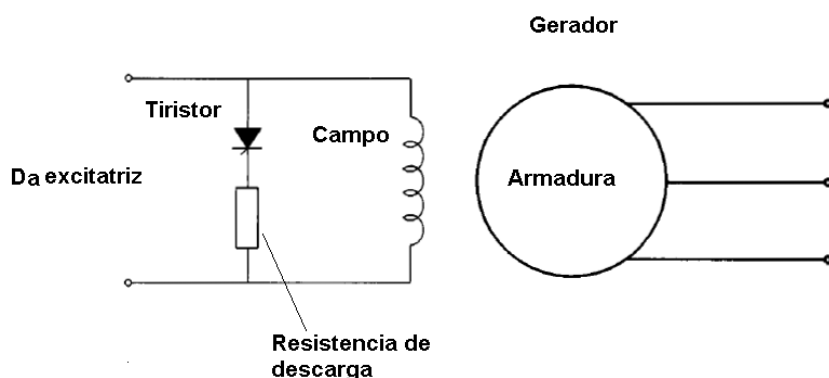


Figura 2.23: Curto-circuito do campo com tiristor e resistência de descarga

O outro tipo utiliza um varistor que é uma resistência não linear. quando a tensão está dentro dos limites normais, a resistência é muito alta e praticamente

não circula corrente por ela, quando se cria uma sobretensão, o valor da resistência diminui muito e provoca a circulação da corrente negativa. Verifica-se na figura 2.24

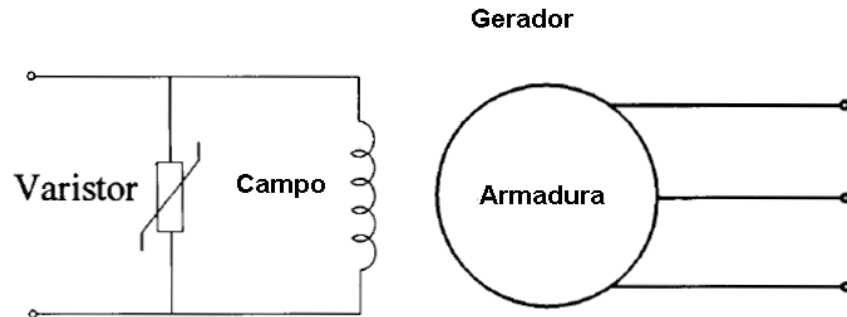


Figura 2.24: Curto-circuito do campo com varistor



## 3 Controlo Da Frequência E Da Potência Activa

### 3.1 Introdução

O controlo da potência activa que um Gerador Síncrono entrega à um Sistema Eléctrico formado pela sua zona de influência incluindo todos consumidores e eventualmente outros geradores concretiza-se mediante acções realizadas no Motor Primário e está relacionado com o controlo da frequência do sistema. Esta frequência è comum para todo o sistema. Isto obriga que os geradores girem todos a mesma velocidade, quando se encontram em estado estacionário. Portanto pode-se então dizer que, são requisitos dos sistemas de potência:

- Manter o sincronismo depois de ocorrer uma perturbação e recuperar o sistema;
- Manter a frequência dentro de limites muito estreitos, geralmente de 1%;

Além disso, uma variação ou desvio prolongado da frequência pode produzir efeitos de baixa pressão nos álabes [ palhetas, ou *blades*] das turbinas das usinas térmicas.

Nos sistemas interligados, uma queda considerável da frequência pode conduzir a grandes correntes de magnetização nos motores de indução e nos transformadores, o uso cada vez mais difundido de relógios electrónicos e à utilização da frequência para outros fins relacionados com a medição do tempo, a qual è proporcional ao integral da frequência, impõe que se mantenha esta medição de uma forma mais precisa possível.

A frequência, que è uma só para todo o sistema, è dependente do balanço da potência activa, uma mudança na potência activa exigida por um no è reflectido através de todo o sistema por uma variação na frequência, devido a que existam muitas unidades geradoras fornecendo potência activa dentro do sistema, quando hà uma variação da frequência, esta pode ser corrigida atribuindo novos valores de potência as unidades de geração.

Os governadores de velocidade das turbinas realizam automaticamente o Controlo Primário da frequência, vulgarmente se designa Governador ao regulador ou controlador da turbina, como se explicará mais adiante, quando existem vários geradores em paralelo, o governador não pode manter a frequência absolutamente constante para permitir uma adequada distribuição de cargas entre as unidades.

Como è necessàrio manter a frequênciã do sistema prãcticamente constante, terã que existir um centro de control de todo o sistema que atribua novos valores de geraçãõ à algumas unidades realizando o que se denomina de Control Secundãrio da frequênciã, num sistema interligado com duas ou mais áreas de control independentes, em adiçãõ ou complemento ao control da frequênciã, devendo também ser assegurado o intercâmbio planificado de potênciã activa.

O controlo da geraçãõ e da frequênciã è vulgarmente conhecido como Control Carga Frequênciã ou *Load Frequency Control (LFC)*, os fluxos de potênciã activa e reactiva numa rede ou sistema elêctrico podem ser considerados independentes um do outro e influenciados por diferentes açções de control, por conseguinte podem ser estudados separadamente.

O control da potênciã activa estã relacionado com o control da frequênciã, enquanto que o controlo da potênciã reactiva estã relacionado com o control da tensãõ.

Valores mais ou menos constantes da frequênciã e da tensãõ sãõ factores importantes na qualidade da energia fornecida e o control da potênciã activa e reactiva è vital para uma operaçãõ satisfatãria dos sistemas elêctricos de potênciã.

## **3.2 Resposta Da Unidade Geradora Mediante Uma Mudança De Carga [7]**

### **3.2.1 Equações Gerais**

Quando há uma variaçãõ de carga, esta se reflecte instantâneamente como uma mudançã/variaçãõ no par electromagnético do gerador ( $T_e$ ). Esta mudançã dá lugar a um desbalanço entre o par electromagnético e o par mecânico ( $T_m$ ) o qual resulta numa variaçãõ da velocidade determinada pela equaçãõ de movimento do pêndulo (*swinging equation*):

$$T_m = T_e + J_t \cdot \frac{d\omega_r}{dt} \quad (3.1)$$

Donde  $J_t$  è a inêrcia total de todas as massas rotatãricas que possui a unidade geradora. Esta inêrcia expressa-se em  $\text{kg}\cdot\text{m}^2$  mas nos estudos dos sistemas de potênciã prefere-se trabalhar com grandezas em por unidade e em vez de se utilizar

a inércia emprega-se a denominada Constante de Inércia  $H$  que se expressa em segundos e tem a seguinte definição:

$$H = \frac{\text{Energía cinética armazenada à velocidade síncrona}}{\text{Potência aparente do gerador em MVA}} = \frac{1/2 \cdot J_r \cdot \omega_n^1}{MVA_n} \text{ s} \quad (3.2)$$

Então a equação (3.1), expressa em por unidade, pode-se converter em:

$$T_m = T_e + 2 \cdot H \cdot \frac{d\omega_r}{dt} \quad (3.3)$$

Aplicando a transformada de Laplace obtêm-se a função transferencial que relaciona a velocidade e os pares que aparecem na figura 3.1.

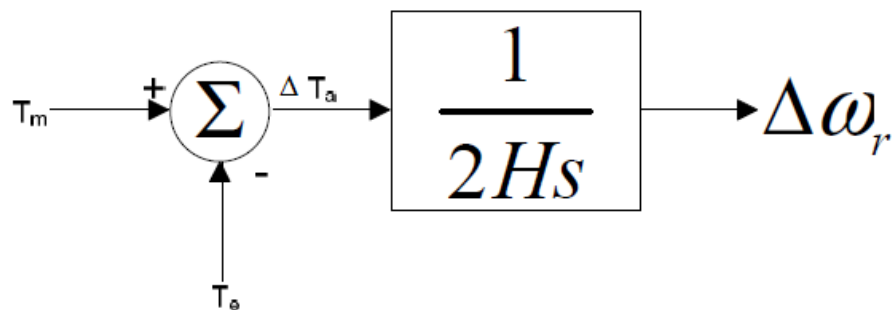


Figura 3.1: Função transferencial que relaciona a velocidade e os pares

Para os estudos de carga e frequência é preferível exprimir a equação (3.3) em termos da potência mecânica e eléctrica. A relação entre a potência mecânica e o par é dada por:

$$P = \omega_r \cdot T \quad (3.4)$$

Considerando pequenas variações ou desvios (destacados pelo prefixo  $\Delta$ ) em relação ao valor inicial (destacado pelo sufixo  $o$ ) tem-se que:

$$\begin{aligned} P &= P_o + \Delta P \\ T &= T_o + \Delta T \\ \omega_r &= \omega_o + \Delta \omega_r \end{aligned} \quad (3.5)$$

Combinando (3.4) e (3.5):

$$P_o + \Delta P = (\omega_o + \Delta \omega_r) \cdot (T_o + \Delta T) \quad (3.6)$$



Desprezando os termos de segunda ordem:

$$\Delta P = \omega_o \cdot \Delta T + T_o \cdot \Delta \omega_r \quad (3.7)$$

Então tem-se:

$$\Delta P_m - \Delta P_e = \omega_o \cdot (\Delta T_m - \Delta T_e) + (T_{mo} - T_{eo}) \cdot \Delta \omega_r \quad (3.8)$$

No estado estacionário os pares são iguais, portanto, cumpre-se que  $T_{mo} = T_{eo}$  e em por unidade  $\omega_o = 1$ , então:

$$\Delta P_m - \Delta P_e = \Delta T_m - \Delta T_e \quad (3.9)$$

Da figura 3.1 fazendo  $M = 2.H$  e expressando-se em função da potência converte-se na figura 3.2.

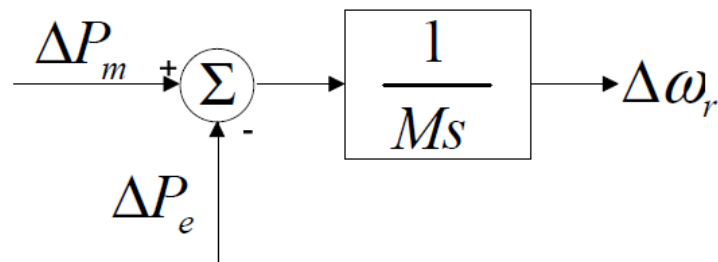


Figura 3.2: Função transferencial que relaciona a velocidade e as potências

Dentro da gama de variação da velocidade que se considera a potência mecânica da turbina, é essencialmente uma função da posição da válvula de entrada de combustível ou vapor no caso das turbinas à gas e à vapor ou da comporta no caso das turbinas hidráulicas.

### 3.2.2 Resposta Da Carga Diante De Uma Variação Da Frequência

A relação entre a variação da potência eléctrica e a variação do conjunto de cargas motoras e resistivas pode expressar-se como se descreve abaixo:

$$\Delta P_e = \Delta P_L + D \cdot \Delta \omega_r \quad (3.10)$$

Nesta equação  $\Delta P_L$  é a variação de potência das cargas não sensíveis a frequência como são as cargas resistivas puras, de iluminação e outras e  $D.\Delta\omega_r$  expressa a variação das cargas que dependem da frequência como é o caso dos motores de indução.  $D$  é a *constante de amortecimento* ou *estactismo* da carga. O diagrama de bloco que mostra o efeito amortecedor da carga apresenta-se na figura 3.3 seguido de uma redução, donde aparece uma nova função transferencial, como pode ser verificada na figura 3.4.

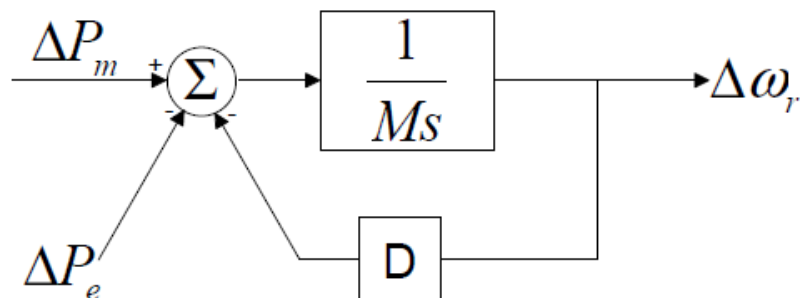


Figura 3.3: Diagrama de blocos que inclui o efeito da carga

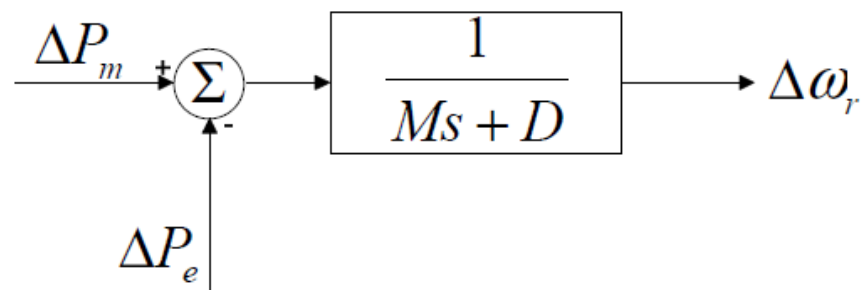


Figura 3.4: Redução do diagrama de blocos que inclui o efeito da carga

Na ausência de um governador de velocidade, a unidade geradora responde diante duma alteração de carga variando a energia cinética de rotação de suas massas rotatóricas, aproveitando-se do efeito amortecedor da carga. A variação da velocidade em estado estável é tal que uma mudança na carga é exactamente compensado pela variação da componente de carga dependente da frequência.

### 3.3 Acção Do Governador [4,34]

#### 3.3.1 Fundamentos Do Governador De Velocidade

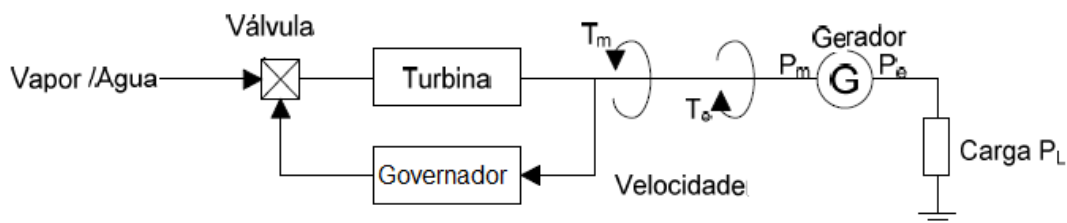


Figura 3.5: Acção básica do governador

A acção básica do governador pode ser verificado na figura 3.5 no caso de alimentar uma carga isolada, como pode verificar-se, recebe um sinal da velocidade e a converte em mais ou menos numa abertura da válvula ou comporta de entrada, se, por exemplo, a carga do gerador aumenta, a velocidade diminui o governador/governator responde aumentando a abertura da válvula ou comporta para acelerar a máquina e restituir ou tratar de repôr o valor anterior da frequência.

O governador é a parte fundamental do denominado (Laço de Control Pf) cujo diagrama de blocos mostra-se na figura 3.6, neste diagrama  $W(s)$  é a transformada de Laplace do valor real da velocidade,  $G_{gov}(s)$  a função de transferência do governador,  $G_{mot}(s)$  a da turbina ou motor primário e  $G_{em}(s)$  a do gerador e sua carga.  $W_{ref}(s)$  é a referência ou comando de velocidade no caso de um gerador isolado da rede, se o gerador é parte de uma rede converte-se, em comando de potência entregue pelo gerador a rede da qual faz parte.

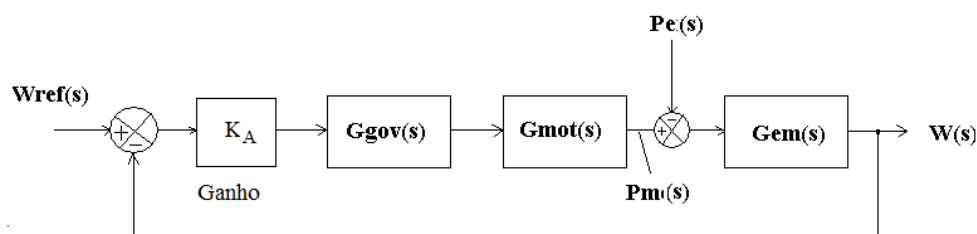


Figura 3.6: Diagrama de bloco e de laço de control Pf

### 3.3.2 Tipos De Reguladores

Dependendo de seu efeito sobre a variação da frequência existem dois tipos de reguladores: o Isócrono e o de Característica de Regulação ou tipo *Droop* [21], o adjectivo isócrono significa velocidade constante, um governador isócrono ajusta a abertura da válvula/comporta da turbina para fazer que a frequência regresse exactamente ao valor planeado ou estabelecido.

A figura 3.7 mostra o esquema de um sistema de control de velocidade isócrono, a velocidade do rotor medida  $\omega_r$  é comparada com a velocidade de referência  $\omega_0$ , a variação da velocidade que é o sinal de erro, é amplificada e integrada para produzir o sinal de control  $\Delta Y$  (variação da posição da válvula/comporta), a qual actua sobre as válvulas nas centrais térmicas ou sobre as comportas nas centrais hídricas.

Devido a acção de reset do integrador  $\Delta Y$ , pode passar a um novo estado estacionário somente quando o sinal de erro  $\Delta\omega_r$  é zero. Este tipo de governador/regulador é utilizado com geradores que trabalhem em ilha, ou seja, isolados da rede ou do sistema global.

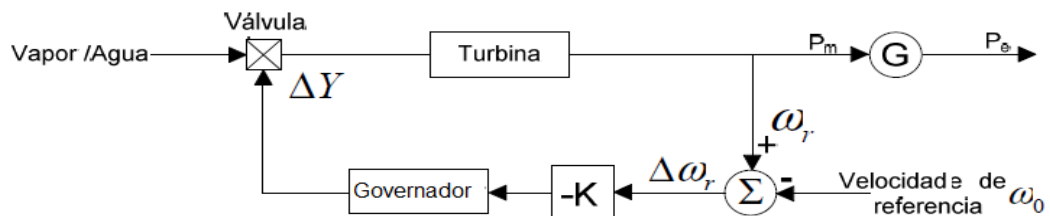


Figura 3.7: Sistema de control de velocidade com governador isócrono

A figura 3.8 mostra o tempo de resposta de um gerador com motor primário com governador isócrono quando sucede um incremento da carga. O incremento da potência solicitada pela carga faz com que a velocidade e a frequência caiam de uma forma determinada pela inércia do rotor.

Ao cair a velocidade, o governador actua abrindo mais a válvula/comporta o que em consequência provoca um incremento da velocidade da unidade geradora até que depois de uma pequena oscilação a velocidade da turbina volte e retorne ao valor que tinha anteriormente, retornando por isso à frequência ao seu valor nominal,

enquanto que o valor da potência em estado estável se tenha incrementado de uma quantidade igual a da carga adicional.

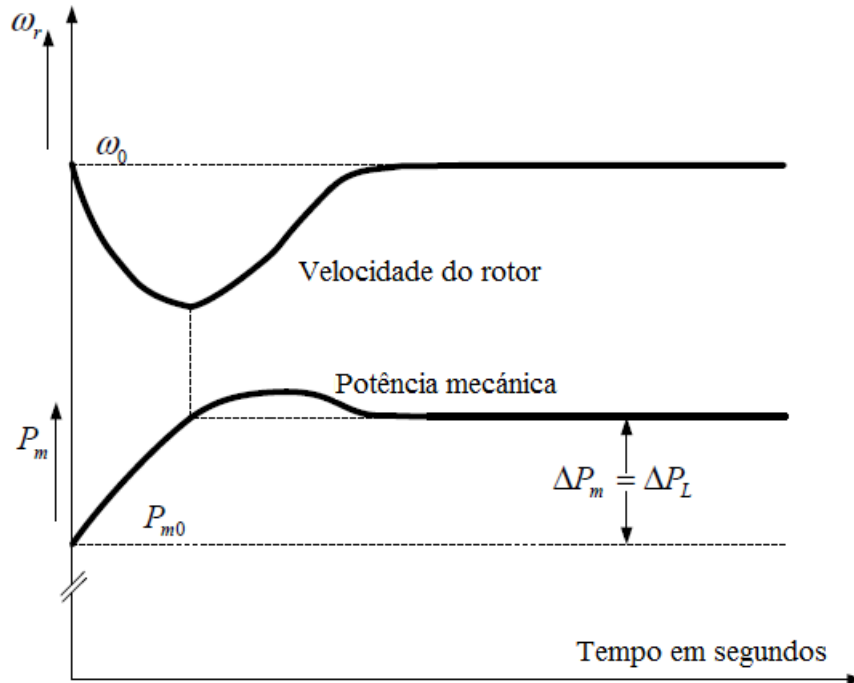


Figura 3.8: Resposta de uma unidade geradora com governador isócrono

Os governadores isócronos não podem ser utilizados quando se tem duas ou mais unidades ligadas no mesmo sistema. Isto deve-se a que cada unidade tratará de controlar a frequência da rede com seu próprio ajuste do regulador ou governador, o qual provocará muitas oscilações e tendência à instabilidade. Para uma distribuição estável da carga entre duas ou mais unidades geradoras trabalhando em paralelo, os governadores estão providos de uma característica que lhes permitem regular a velocidade, repartindo adequadamente o incremento da carga. A característica de regulação ou *Speed Droop* pode ser obtida agregando um laço de realimentação de estado estável entre o governador e seu ganho como se mostra na figura 3.9

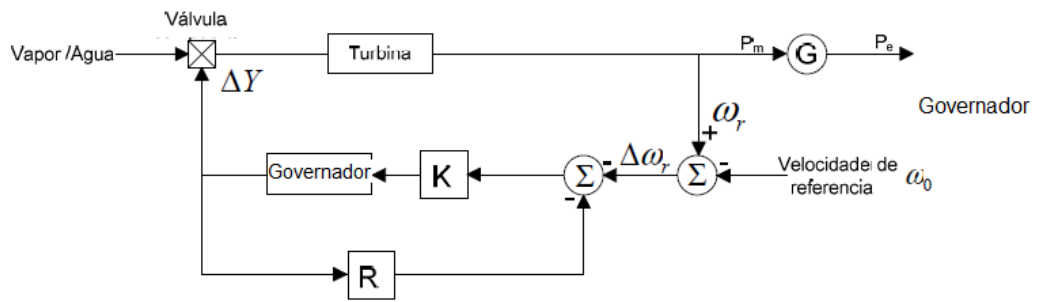


Figura 3.9: Sistema de control de velocidade com governador com característica de regulação

Neste caso a resposta no tempo diante um incremento de carga verifica-se na figura 3.10 donde se constata que, agora a velocidade e a frequência não retornam ao valor inicial existindo uma pequena queda de velocidade e de frequência pois a acção isolada do control primário não mantém a frequência constante. Para retornar a frequência ao seu valor nominal deve-se actuar sobre o comando de referência de algum ou alguns dos geradores do sistema exercendo a acção denominada de controlo secundário.

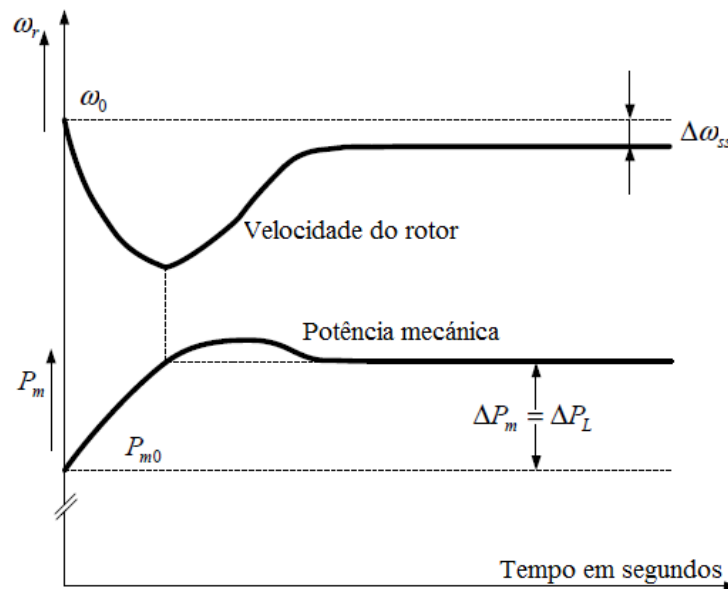


Figura 3.10 Resposta de uma unidade geradora com característica de regulação

Na figura 3.11 apresenta-se um diagrama de bloco geral do governador. Para se obter o governador isócrono deve fazer-se  $R=0$ ; e, neste caso este regulador actua como um integrador, que como se sabe, tem um erro estacionário igual a zero.

Se se desejar uma característica de regulação (*Speed Droop*) então  $R$  terá de ser diferente de zero.

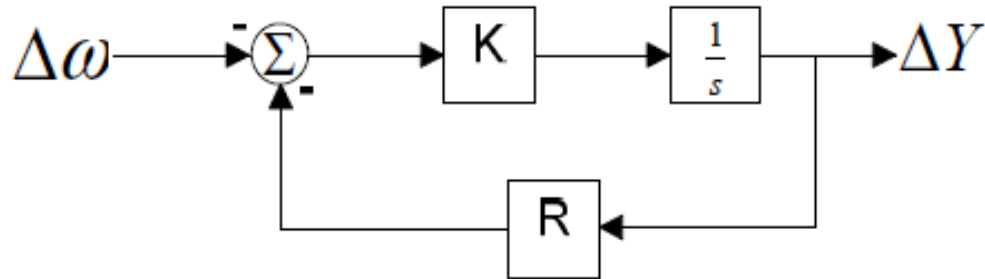


Figura 3.11: Diagrama de bloco elementar do governador

Este parâmetro  $R$  denomina-se, como Percentagem de Regulação de velocidade ou *Droop*, define-se como a relação entre a variação da frequência e a variação da potência.

Geralmente e dada a experiência na operação de centrais com turbinas à gás tanto de Angola como de alguns Países da América Latina, e as recomendações dos fabricantes de reguladores [29] e [30] o valor da percentagem de regulação está situado entre os valores 0,02 e 0,08 e seu efeito sobre a característica Frequência, Potência pode observar-se na figura 3.12. Como se pode verificar, quanto maior for este parâmetro, maior será a queda de velocidade de frequência em relação a potência entregue.

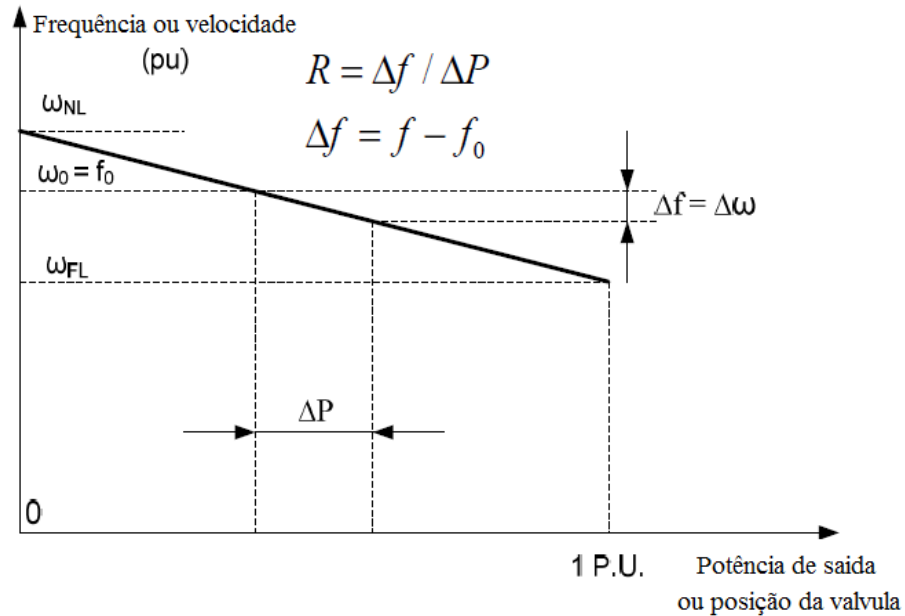


Figura.3.12: Característica frequência potência com um governador com característica de regulação

### 3.3.3 Distribuição Da Carga Entre Duas Unidades Em Paralelo

Se duas ou mais unidades geradoras que possuam governadores de velocidade com característica de regulação, são ligadas em forma de rede ou como um sistema de potência, as mesmas repartem-se entre si as mudanças/variações da carga para fazer o control primário da frequência. Considerando-se duas unidades com pendente de regulação como se mostra na figura 3.13.

Estando as mesmas trabalhando inicialmente a frequência  $f_a$  com potências de saída  $P_1$  e  $P_2$ . quando acontece um incremento da carga igual à  $\Delta P_L$  provoca a desaceleração das unidades, os governadores incrementam a saída até alcançar um novo valor de frequência de operacionalidade  $f_b$ . a carga que toma cada unidade geradora, depende da característica de regulação ou seja, do parâmetro  $R$  de cada uma delas, se os valores de  $R$  das duas unidades são iguais, repartem a carga ou o incremento de carga proporcionalmente as potências nominais de seus motores primários.



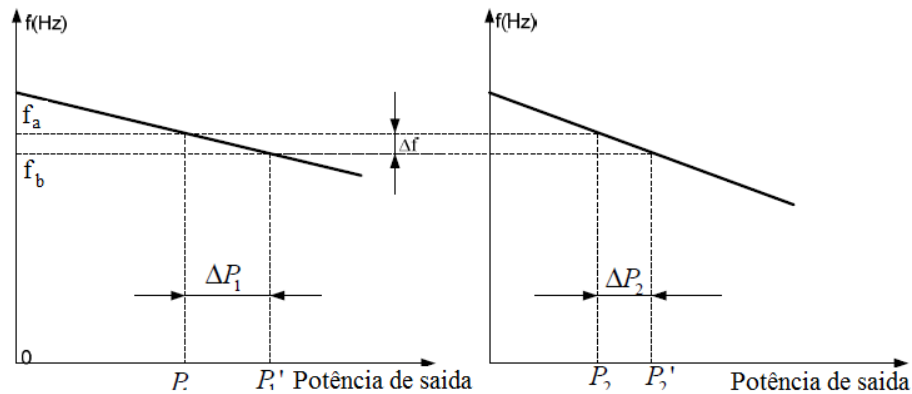


Figura 3.13 Repartição de carga entre duas unidades ligadas em paralelo

Se pretender restabelecer a frequência no seu valor anterior deve exercer-se o control secundário aumentando a referência ou comando de velocidade de uma das duas unidades geradoras o que faz que esta unidade absorva todo o incremento de carga.

O aumento da referência faz que a característica da unidade selecionada, a 1 neste caso, suba e seja agora a que se mostra à vermelho na figura 3.14.

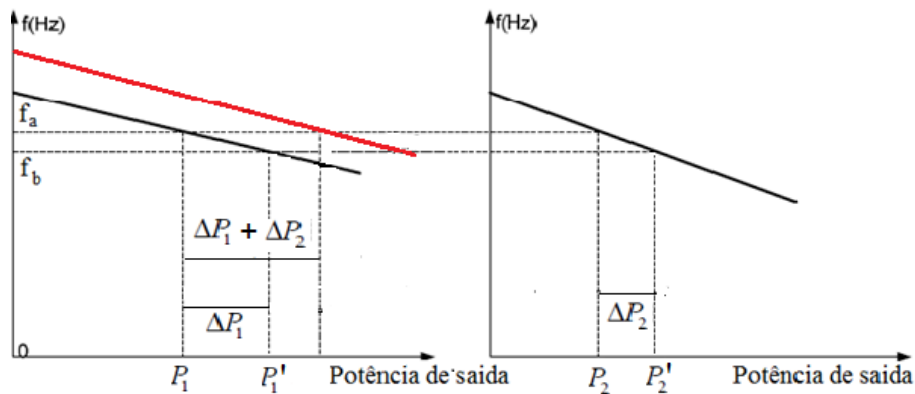


Figura 3.14: Realização do control secundário

### 3.3.4 Análise Diante De Pequenas Perturbações

Para poder avaliar a qualidade do sistema de control de velocidade torna-se necessário recordar alguns conceitos da teoria clássica do control.

Ao acontecer pequenas perturbações a volta de um ponto de equilíbrio, o sistema de control pode considerar-se linear e aplicar-se no referido sistema conceitos desta teoria.

Esta análise tem muita importância para verificar que os parâmetros do sistema de control a laço fechado são correctos e conduzem ao comportamento desejado, este comportamento expressa-se mediante uma série de índices que são de dois tipos:

- Índices associados com a resposta no tempo;
- Índices associados com a resposta de frequência;

Os primeiros têm haver com a resposta a um escalão unitário e avaliam o erro em estado estacionário, a rapidez de resposta e as oscilações. Um sistema de control a laço fechado deve ser rápido e ter oscilações moderadas, geralmente quando se aumenta a rapidez de resposta se tende à aumentar também as oscilações, ou sendo o mesmo que, reduzir o amortecimento.

Por exemplo, num sistema com um simples regulador proporcional P, ao aumentar o ganho aumenta-se a rapidez de resposta e diminui o erro em estado estacionário senão as oscilações começam a ser cada vez maiores e pode até chegar a condição de instabilidade, nessa circunstância utilizam-se reguladores mais complexos sendo o mais popular o Proporcional Integral Derivativo PID em que nele a parte proporcional aumenta a rapidez de resposta, a parte integral diminui o erro em estado estacionário e a parte derivativa amortece as oscilações.

Na figura 3.15 e semelhante a 2.15, apresenta-se uma resposta típica a um escalão unitário de um sistema a laço fechado e sobre ela se definem os índices de comportamento mais importantes relacionados com a resposta no tempo. Uma resposta com uma sobrerregulação relativa situada entre uns 3% e 6% considera-se muito boa, contudo, nos sistemas de control de velocidade e de tensão das unidades geradoras podem aceitar-se valores maiores (até 20% mais ou menos) se a oscilação for amortecida rapidamente.

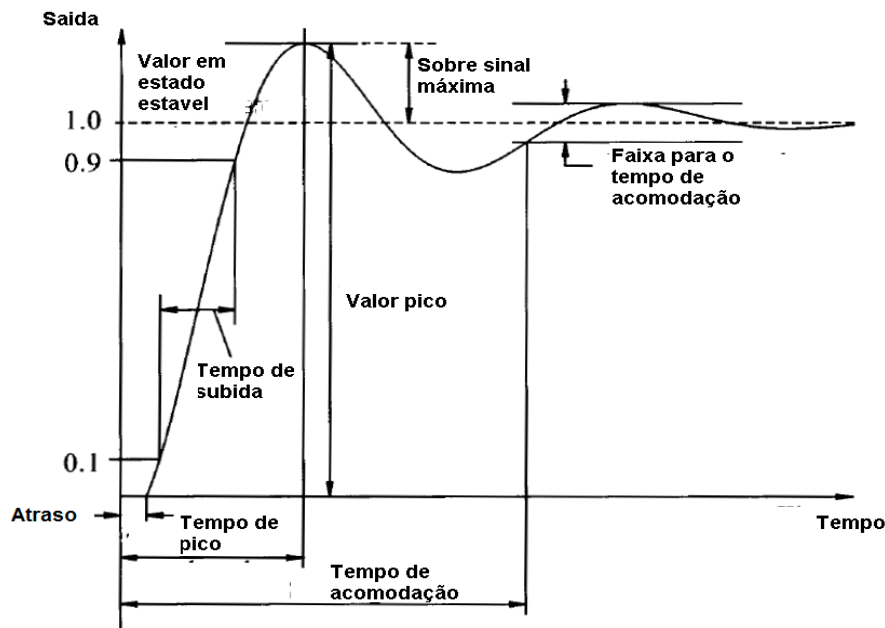


Figura 3.15: Resposta no tempo a um escalão unitário de um sistema de control a laço fechado

Esta resposta no tempo pode obter-se a partir da Função de Transferência do sistema de control a laço fechado definida como a relação entre a transformada de Laplace da saída e a transformada de Laplace da entrada, o denominador desta função de transferência designa-se como Equação Característica do sistema de control.

As raízes desta equação determinam o comportamento transitório do sistema. No caso de ser um sistema de segunda ordem, esta equação igualada a zero tem a seguinte forma:-

$$s^2 + 2\zeta\omega_n s + \omega_n^2 = 0 \quad (3.11)$$

O parâmetro  $\zeta$  denomina-se razão de amortecimento, se este valor é menor que 1 as raízes da equação são um par complexo conjugado e a resposta é oscilatória. Se pelo contrario a razão de amortecimento é maior que 1 as raízes são reais e a resposta não é oscilatória mas muito lenta. O parâmetro  $\omega_n$  denomina-se Frequência Natural sem Amortecimento e tem haver com a frequência das oscilações.

O valor óptimo da razão de amortecimento, segundo o critério *ITAE*, da teoria de controlo [33], desde o ponto de vista de conjugar boa rapidez de resposta e oscilações moderadas, é de 0,707. Este valor dá uma resposta ligeiramente

oscilatória com uma sobrerregulação de 4,7%, o parâmetro que define a rapidez de resposta é o Tempo de Estabelecimento dado por:

$$t_{ss} = \frac{3}{\xi \cdot \omega_n} \quad (3.12)$$

Por outro lado, a resposta de frequência é definida a partir da resposta da parte de laço aberto do sistema a laço fechado a um sinal sinusoidal de frequência variável, esta frequência já pode ser medida em termos da relação entre as amplitudes de entrada e saída e o ângulo de saída em relação ao de entrada.

Na figura 3.16 apresenta-se o diagrama de blocos típico de um sistema de control a laço fechado.

Para determinar a resposta em frequência faz-se  $s=j\omega$  e trabalha-se com a função de transferência a laço aberto .  $G(j\omega).H(j\omega)$

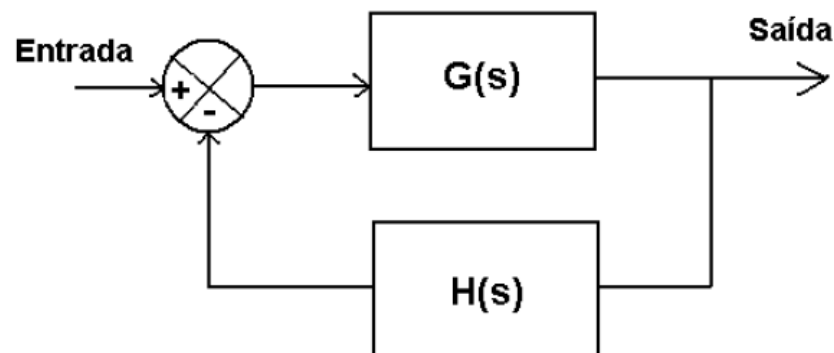


Figura 3.16: Diagrama de bloco típico de um sistema de control a laço fechado

Para que a forma da resposta de amplitude seja quase reta, define-se esta resposta em forma de decibéis, ou seja:-

$$M(\omega) = 20 \cdot \log |G(j\omega) \cdot H(j\omega)| \quad db \quad (3.13)$$

E a fase como

$$\phi(\omega) = \text{Angulo}(G(j\omega) \cdot H(j\omega)) \quad (3.14)$$

Estes diagramas expressos desta forma, são designados usualmente como Diagramas de Bode. Na figura 3.17 e semelhante a figura 2.17, está apresentado um diagrama de Bode típico, donde também se pode verificar o conceito de Largura

de Banda, que é a banda de frequências para a qual a diminuição de amplitude é menor de 3 db.

A maior largura de banda, corresponde maior rapidez de resposta. Na figura 3.18 e semelhante a figura 2.18, está apresentado outro diagrama de Bode para exemplificar os conceitos de Margem de Ganho  $G_m$  e Margem de Fase  $\phi_m$ , a Margem de Ganho deve ser maior ou igual à 6 db e a Margem de Fase maior ou igual a  $40^\circ$ .

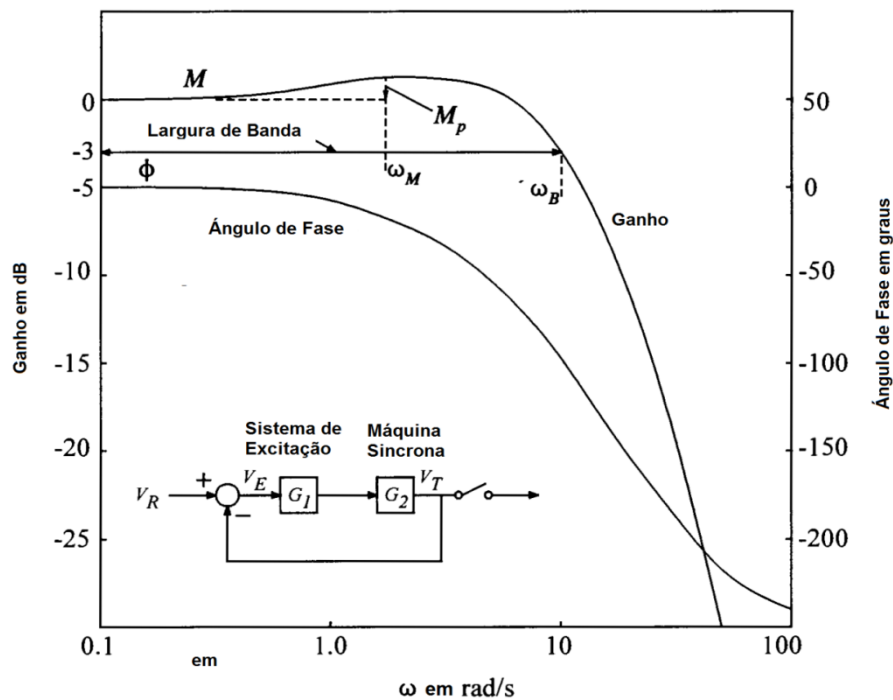


Figura 3.17: Resposta de frequência de um sistema de control típico

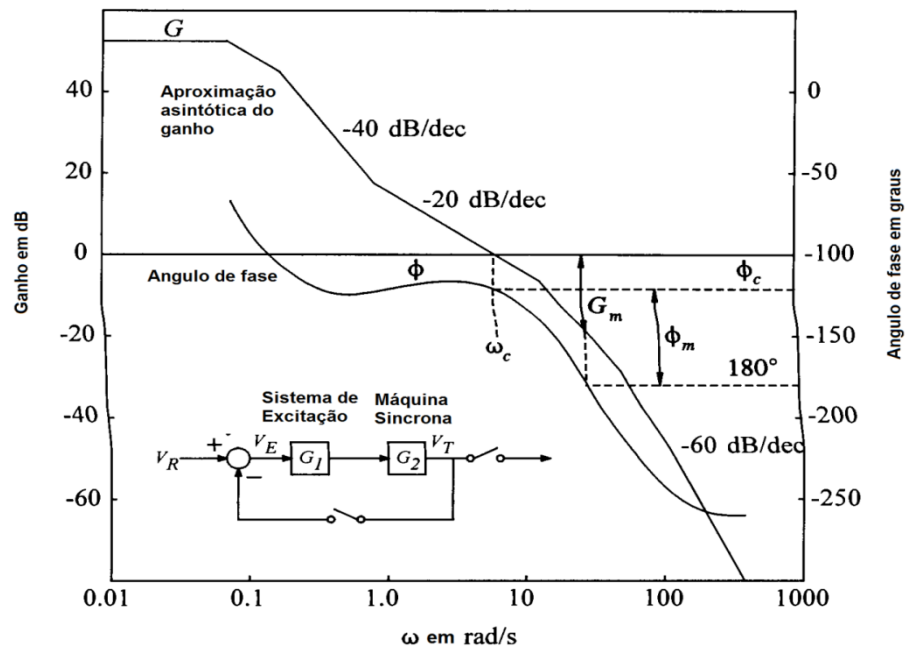


Figura 3.18: Diagrama de Bode margem de ganho e margem de Fase.



## 4. Modelos Dos Sistemas De Excitação Dos Geradores Síncronos

### 4.1 Introdução

Nos estudos de estabilidade dos sistemas de potência e, em geral, em qualquer estudo que se pretenda determinar o comportamento transitório dos geradores síncronos operando em rede ou isolados, é necessário uma representação adequada dos sistemas de excitação e seus reguladores de tensão. Neste capítulo aborda-se este tema para os principais sistemas de excitação de geradores síncronos especialmente aqueles mais utilizados em centrais térmicas com turbinas á gas.

Em 1968 publicou-se o primeiro trabalho com tendência à normalizar os modelos dos sistemas de excitação existentes naquela época então o referido trabalho [23], foi elaborado pelo o Comité de Sistemas de Excitação do IEEE. Em 1981 esta mesma organização publicou outro trabalho [24] donde se incluíram novos tipos de sistemas de excitação.

Com a posterior modernização destes sistemas, houve necessidade de se publicar uma recomendação que aconteceu no ano de 1992 e mais completa [27] uns anos depois dessa data começaram à desenvolver-se sistemas de control digitais de excitação que não estavam contemplados nos anteriores trabalhos pelo qual o IEEE convocou uma equipa de trabalhos que publicou seus resultados em 1996 [25] ; sobre a base destes trabalhos é que se descreveram os modelos que aparecem neste capítulo que se coadunam perfeitamente com os tipos de sistemas de excitação descritos no capítulo anterior.

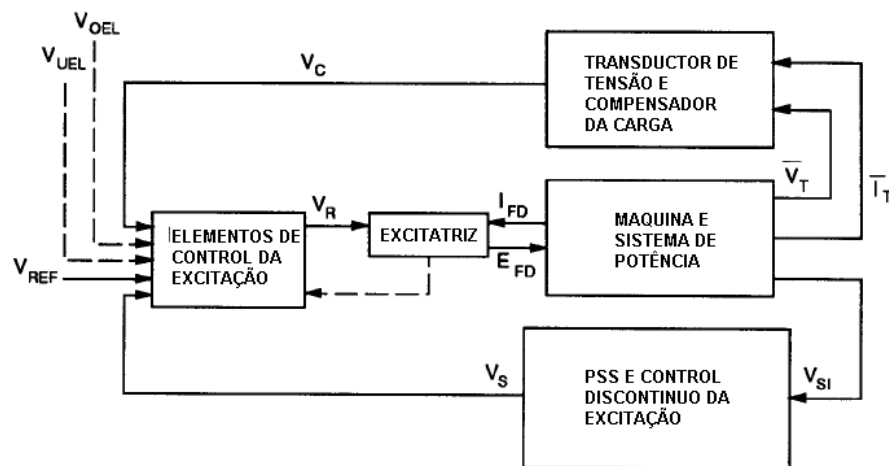


Figura 4.1: Diagrama de blocos do modelo geral



Na figura 4.1 mostra-se um diagrama de blocos esquemático do modelo e seus diferentes componentes. Ao regulador e os elementos de control da excitação chegam a tensão de referência  $V_{REF}$ , a tensão que vem do limite de baixa excitação  $V_{UEL}$ , a tensão que vem do limite de sobre-excitação  $V_{OEL}$ , a que vem da amostragem de tensão e a compensação de carga  $V_C$  e a procedente do Estabilizador do Sistema de Potencia PSS e um possível control descontínuo da excitação  $V_S$ , no estado estável e de operação em condições normais sómente aparecem a tensão de referência e a realimentação negativa da amostragem de tensão com a compensação de carga.

## 4.2 Modelo Matemático De Pequeno Sinal

Ao analisar à estabilidade de pequeno sinal o modelo utilizado é o que considera linear o sistema e que pretenda determinar as variações das variáveis ao redor de um ponto, é de particular interesse então contar com um modelo matemático que tenha como entrada a variação da tensão aplicada na excitatriz  $\Delta E_{fd}$  e como saída a variação do ângulo do rotor  $\Delta \delta$ , para analisar a estabilidade do ângulo do rotor, utiliza-se as deducções e o método que aparecem contidos no livro de Kundur [ 4 ] .

O par electromagnético tem variações devidas a variação do fluxo de excitação  $\Delta \psi_{fd}$  já que, ao maior fluxo, corresponde maior par e a variação do ângulo de potencia  $\delta$  implica a causa de que, com maior ângulo de potência tem-se mais par sincronizante, então, linearizando pode-se escrever:-

$$\Delta T_e = K_1 \cdot \Delta \delta + K_2 \cdot \Delta \psi_{fd} \quad (4.1)$$

Por outro lado, as concatenações do fluxo da excitação variam dependendo da variação da tensão aplicada a excitatriz mas também dependendo da posição em que se encontre o rotor, ou seja, do ângulo de potência, há que considerar que estas variações passam pela dinâmica do enrolamento de excitação da constante de tempo  $T_3$  e ganho  $K_3$ . Então pode-se escrever que:-

$$\Delta \psi_{fd} = \left[ \Delta E_{fd} - K_4 \cdot \Delta \delta \right] \frac{1}{1 + s \cdot T_3} \quad (4.2)$$

O sinal negativo da variação do ângulo de potência é devido ao facto de que, o maior acoplamento possível entre o fluxo giratório do entreferro do gerador e a excitação, ocorre para um ângulo de potência igual a zero e diminui a medida que vai aumentando o ângulo.

A equação mecânica do rotor expressa que a variação do par mecânico produzido pela turbina é igual a soma da variação do par electromagnético produzido, da variação do par amortecedor e da variação do par dinâmico proporcional a inércia, ou seja, :-

$$\Delta T_m = \Delta T_e + K_D \cdot \Delta \omega_r + 2 \cdot H \cdot s \cdot \Delta \omega_r \quad (4.3)$$

Donde  $K_D$  é a constante de amortecimento,  $\Delta \omega_r$  é a variação relativa da velocidade do rotor e H é a constante de tempo de Inércia dada por:

$$H = \frac{\text{Energía cinética armazenada no rotor}}{\text{Potencia aparente do gerador}} = \frac{\frac{1}{2} \cdot J \cdot \omega_s^2}{S_n} \quad (4.4)$$

$$\Delta \omega_r = \frac{\omega_r - \omega_o}{\omega_o} \quad (4.5)$$

$$\omega_o = 2 \cdot \pi \cdot f_n$$

Donde  $f_n$  é a frequência nominal 50 ou 60 Hz.

A variável complexa  $s$  é equivalente a derivada em relação ao tempo. A variação do ângulo do rotor é a integral da variação da velocidade, tendo em conta que a integral em notação complexa é igual à  $1/s$ , pode-se considerar então que :

$$\Delta \delta = \frac{1}{s} \cdot \Delta \omega_r \cdot \phi_o \quad (4.6)$$

Combinando estas equações e levando-as ao diagrama de blocos da figura 4.2 que constitui o modelo matemático de pequeno sinal elementar do Gerador e seu Motor Primário;

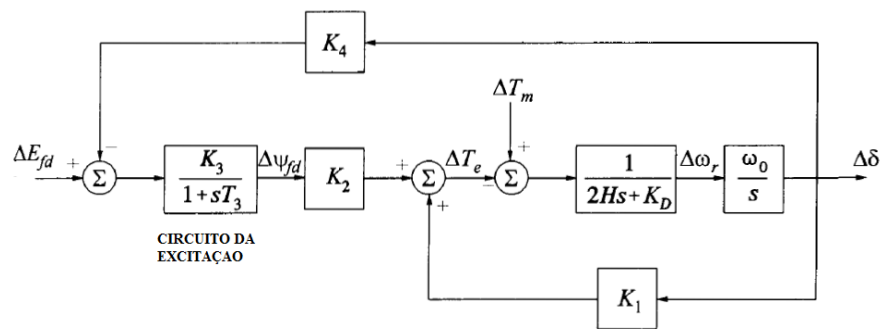


Figura 4.2: Modelo matemático de pequeno sinal do gerador e seu motor primário

Os cálculos dos valores típicos das constantes deste modelo é desnecessário desenvolvê-las, aqui uma vez que vêm descritas no livro de P. Kundur;[4] (secções 3.9 e 12.3).

### 4.3 Modelo Do Estabilizador Do Sistema De Potência PSS

A função principal do PSS é aumentar ou acrescentar amortecimento as oscilações do rotor controlando a excitação mediante a utilização de sinais estabilizadores adicionais.

Para poder amortecer estas oscilações, o estabilizador deve produzir uma componente de par, em fase com as oscilações do rotor.

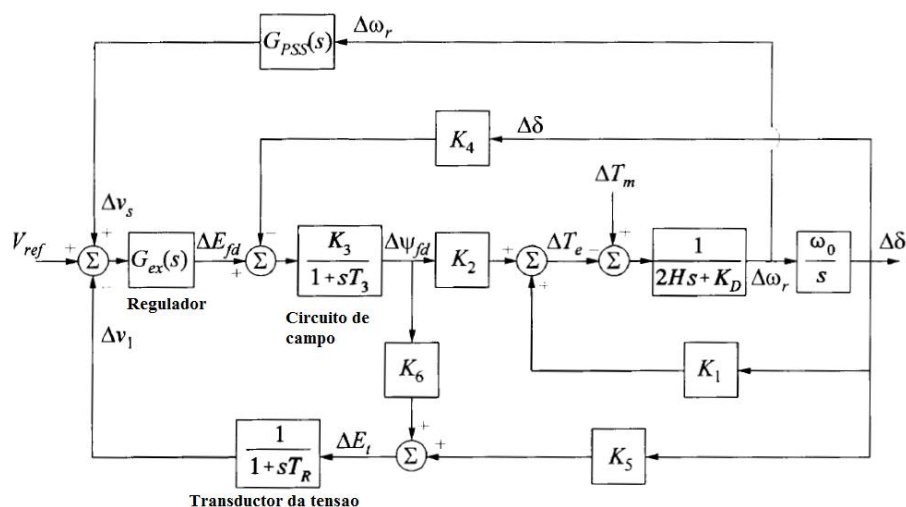


Figura 4.3: Extensão do diagrama de blocos com a inclusão do PSS

A teoria básica do PSS pode ilustrar-se com a ajuda do diagrama de blocos apresentado na figura 4.3 que é uma extensão ao modelo da figura 4.2.

Se a função de transferência  $G_{ex}(s)$  e, também a função de transferência entre  $\Delta E_{fd}(s)$  e  $\Delta T_e(s)$  forem ganhos puros, então a realimentação directa da variação de velocidade  $\Delta\omega_r(s)$  daria como resultado o par de amortecimento pretendido.

Contudo, tanto à excitatriz como o gerador possuem atrasos de tempo que atrasam o sinal estabilizador, bem como também se os mesmos, tiverem ganhos e ângulos de fase que dependam da frequência. Por conseguinte, a função transferencial do PSS ou seja  $G_{PSS}(s)$  deve possuir elementos compensadores de fase para eliminar este efeito.

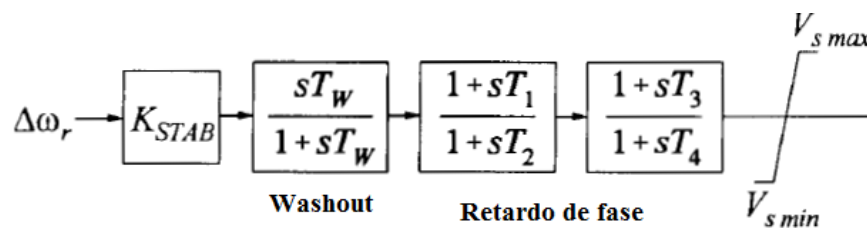


Figura 4.4: Esquema em bloco típico do PSS

Na figura 4.4 apresenta-se um diagrama de blocos típico de PSS com seus principais componentes, o ganho de estabilizador  $K_{stab}$  permite seleccionar o nível adequado da compensação, o componente denominado *Washout* vem a ser um filtro passa alto para impedir que o estabilizador actue em estado estável, o elemento a seguir e de atraso de fase ou *phase lag* [33] (pag.516,cap.9), introduz as compensações de fase necessárias; apresenta-se também os limites máximo e mínimo do sinal de saída do PSS.

O PSS que se descreve neste capítulo é relativamente simples e pretende-se somente mostrar seu esquema principal, o elemento de atraso de fase pode conter muitos mais elementos e o dispositivo pode responder, além das variações de velocidade, as variações de frequência e as variações de potência activa.

## 4.4 Modelo Do Transdutor De Tensão E Compensador De Carga

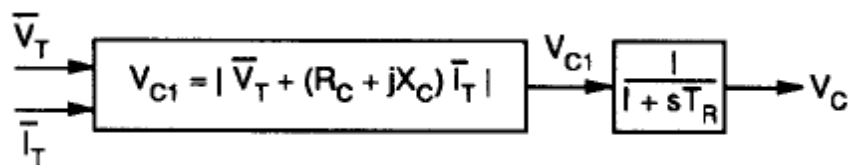


Figura 4.5: Modelo de transdutor de tensão e compensador de carga

Na figura 4.5 apresenta-se o modelo utilizado para o transdutor de tensão e a compensação de carga que já foram esclarecidos no capítulo anterior, quando não se emprega compensação de carga, ( $R_C=X_C=0$ ) o diagrama de bloco acaba por se reduzir a um simples sensor, a tensão é captada e convertida num sinal de corrente contínua, o filtro associado com este transdutor de tensão pode ser mais complexo mas reduz-se, ao analisar o comportamento transitório do gerador como um sistema de primeira ordem com constante de tempo  $T_R$ . e de tal forma que inclusivamente em alguns casos é tão pequena que pode fazer-se igual a zero.

A saída do transdutor de tensão  $V_C$  é comparada com uma referência ou comando  $V_{REF}$  que representa tensão terminal desejada, o erro resultante é amplificado para dar a tensão de excitação necessária. Sem compensação de carga, o sistema de excitação, dentro de suas características de regulação, tentará manter a tensão terminal num valor dado pela tensão de referência.

Quando se deseja fazer compensação entra-se com os valores de  $R_C$  e  $X_C$ , em muitos casos o valor de  $R_C$  é desprezível, as variáveis de entrada de tensão e de corrente devem aparecer em forma fasorial para poderem ser processadas pelo compensador, deve-se consequentemente ter cuidado em utilizar o sistema em, por unidade (p.u.) entre os parâmetros do compensador e os parâmetros da máquina síncrona.

## 4.5 Modelo Da Excitatriz Considerando A Saturação E O Efeito Da Carga

As excitatrizes, sejam de corrente contínua ou de corrente alternada com rectificador, podem considerar-se sistemas de primeira ordem que possuem uma só

constante de tempo, ora bem, na realidade são sistemas não lineares devido a que a saturação do circuito magnético da máquina e a diminuição de tensão devida as quedas internas faz com que, o ganho deste modelo de primeira ordem seja em função do nível da corrente de campo da excitatriz e da carga que , neste caso, é a corrente de excitação principal do gerador, estes efeitos devem ser convenientemente considerados.

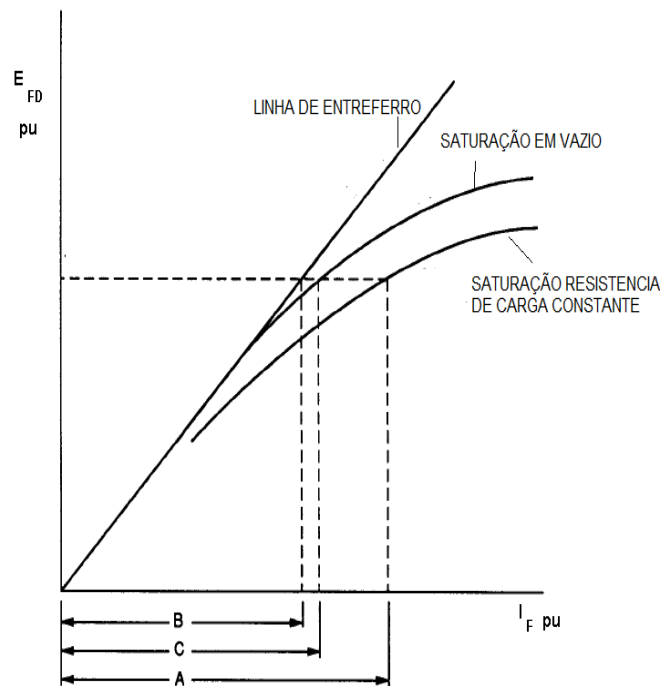


Figura 4.6: Características de saturação da excitatriz

Na figura 4.6 mostra-se três tipos de características de vazio das excitatrizes, se não se considerar a saturação nem o efeito da carga, obtem-se uma linha recta denominada Linha de Entreferro nesta característica, a corrente de excitação que corresponde a determinada tensão é  $I_{exc} = B$ .

Se for considerada a saturação mas não o efeito da carga a excitação necessária é  $I_{exc} = C$  e se , para além da saturação, for considera também o efeito da carga, então para esta tensão dada, a excitação é  $I_{exc} = A$ .

Excitatriz Rotatória sem Rectificador (C.C.):

Primeiro que tudo analisa-se o modelo matemático da excitatriz considerando que não existe saturação nem resistência de carga, a tensão aplicada ao campo é igual à:-

$$V_R = R_E \cdot I_F + L_E \cdot \frac{dI_F}{dt} \quad (4.7)$$

Donde  $L_E$  é a indutância de campo e  $R_E$  sua resistência. Conhece-se como Constante de Tempo da Excitatriz a relação entre estes dois parâmetros:  $T_E = L_E/R_E$  e, é medida em segundos.

Introduzindo esta constante e aplicando á Transformada de Laplace obtem-se:

$$V_R(s) = R_E \cdot I_F(s) \cdot [1 + sT_E] \quad (4.8)$$

Como não existe saturação nem carga, a corrente de excitação é directamente proporcional a tensão de saída:  $I_F = k_1 \cdot E_{FD}$  e, portanto:

$$V_R(s) = R_E \cdot k_1 \cdot E_{FD}(s) \cdot [1 + sT_E]$$

Fazendo  $K_E = R_E \cdot k_1$  obtem-se:-

$$V_R(s) = K_E \cdot E_{FD}(s) + s \cdot T_E \cdot K_E \cdot E_{FD}(s)$$

E isolando a tensão de saída:

$$E_{FD}(s) = \frac{1}{K_E \cdot s \cdot T_E} [V_R(s) - K_E \cdot E_{FD}(s)] \quad (4.9)$$

A esta equação corresponde o diagrama de bloco da figura 4.7

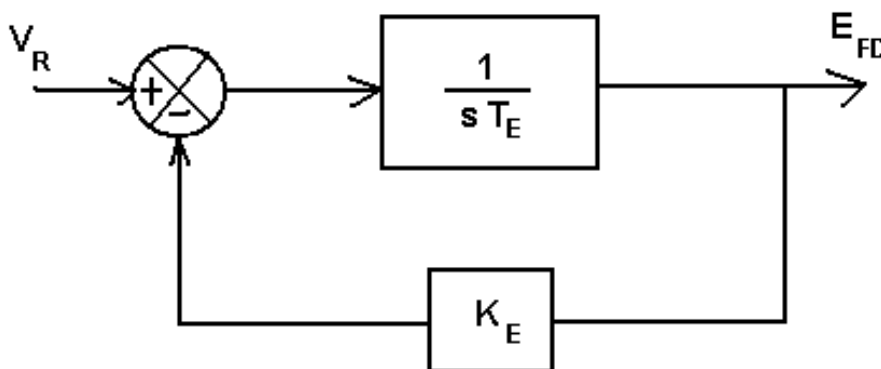


Figura 4.7: Diagrama de blocos da excitatriz sem considerar a saturação nem a resistência de carga.

Se agora considerar-se a saturação e a resistência de carga, para uma mesma excitação à tensão de saída será mais baixa, portanto, na equação 4.9 há que entrar em linha de conta repondo e diminuindo a mesma de um termo adicional convertendo-se na expressão abaixo:-

$$E_{FD}(s) = \frac{1}{s.T_E} \cdot [V_R(s) - K_E \cdot E_{FD}(s) - V_X] \quad (4.10)$$

Analisando as curvas da figura 4.6 verifica-se que esse termo  $V_X$  depende de  $E_{FD}$  e aumenta de tal modo que, ao proceder-se esse aumento o mesmo não o faz de forma linear, senão multiplicado por uma constante que depende também de  $E_{FD}$ . Então pode-se escrever que:

$$V_X = S_E(E_{FD}) \cdot E_{FD} \quad (4.11)$$

Donde;

$$S_E(E_{FD}) = \frac{A-B}{B} \quad (4.12)$$

Substituindo 4.11 em 4.10 obtém-se que:

$$E_{FD}(s) = \frac{1}{s.T_E} \cdot [V_R(s) - K_E \cdot E_{FD}(s) - S_E(E_{FD}) \cdot E_{FD}] \quad (4.13)$$

Esta expressão finalmente corresponde ao diagrama de blocos da figura 4.8

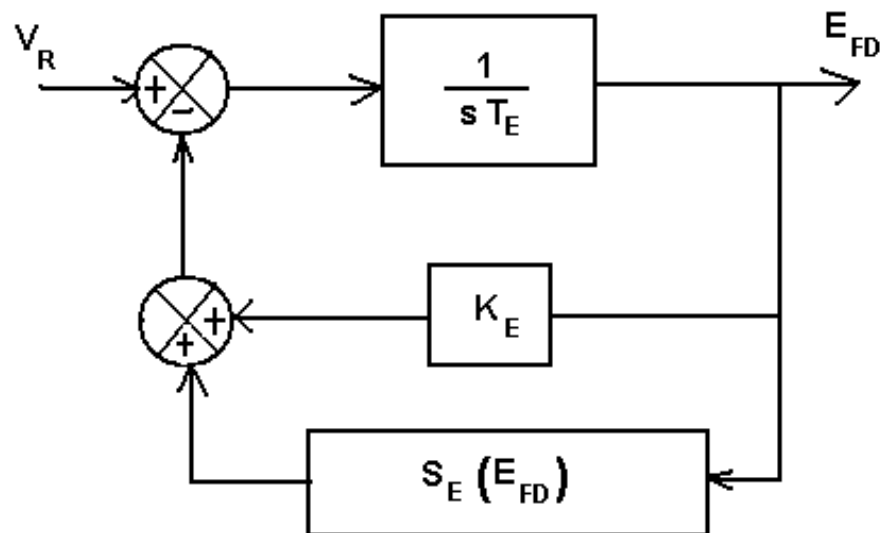


Figura 4.8: Diagrama de blocos da excitatriz considerando a saturação e a resistência de carga.

Segundo a norma IEEE 421.5 são considerados dois valores de  $S_E$  para dois valores diferentes de  $E_{FD}$ :



$$S_E(2,3) = 0,1$$

$$S_E(3,1) = 0,33$$

Os valores seleccionados dependem do tipo de análises que se está realizando, se , são almejados valores de excitação normais selecciona-se o primeiro, quando se prevê forçamento da excitação pode-se trabalhar com o segundo.

#### Excitatriz Rotatória com Rectificador (C.A.):

Na figura 4.9 verifica-se um rectificador trifásico a díodos de onda completa, do tipo utilizado nas excitatrizes de CA. Neste rectificador produzem-se quedas de tensão internas que fazem com que ao aumentar a corrente de excitação do gerador, sua tensão de saída diminua.

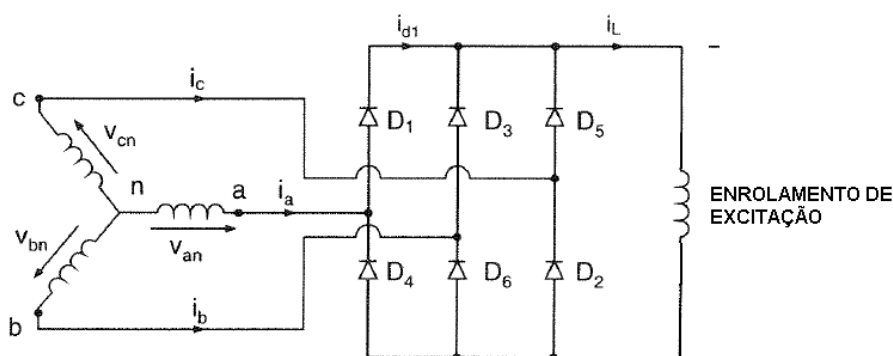


Figura 4.9: Excitatriz com rectificador a díodos

Mas, esta relação não é linear devido a que no comportamento do rectificador com carga influenciam complicados fenómenos que se passa a explicar.

Nestas condições normais e ideais de operação do rectificador conduzem três díodos, e sempre um da parte positiva da ponte e dois da negativa ou ao contrário, á sequência de díodos conduzindo de acordo à numeração da figura 4.9 é 1-2-3, 2-3-4, 3-4-5, 4-5-6, 5-6-1, 6-1-2 e volta a iniciar-se a sequência.

Como se pode apreciar, ao mudar de um estado de condução ao outro há um díodo que sai e um que entra, por exemplo, do primeiro estado ao segundo sai o 1 e entra o 4, do segundo ao terceiro saí o 2 e entra o 5 e assim sucessivamente, senão acontece que, devido a que no circuito de alimentação existem inductâncias a corrente não pode mudar instantâneamente de um díodo ao outro, o que quer dizer que vai existir um período de tempo no qual a corrente que flue pelo díodo que sai

todavia não é zero e a corrente que flue pelo diodo que entra não tenha alcançado o seu valor estável.

Este fenómeno é conhecido com o nome de solapamento ou sobreposição e faz com que em condições normais e mais frequentes de operação do rectificador, haja períodos de tempo com 3 diodos conduzindo e períodos de tempo com 4 diodos conduzindo.

Este período de tempo com 4 diodos conduzindo é directamente proporcional a corrente de carga e a indutância total do circuito de alimentação da ponte e inversamente proporcional à tensão de entrada.

Também ocorre que durante o solapamento ou sobreposição a tensão média rectificadora cai, ou seja, que este efeito ou facto, é também uma das causas da diminuição da tensão em função da carga, mas, pode acontecer que, devido a alta indutância da excitatriz, com grandes correntes e ou tensões de saída baixas, o solapamento ou sobreposição, de um estado de condução à outro não tenha terminado quando começa o solapamento ou à sobreposição do seguinte e é possível outra forma de condução durante a qual há períodos de tempo com 4 diodos conduzindo e períodos de tempo com 5 diodos conduzindo criando um novo modo de condução que se denomina Modo 2, denominando como Modo 1 ao anterior que tenha ocorrido em operação normal do rectificador.

Se a corrente continua crescendo e a tensão baixando pode dar-se a circunstância de ter os 5 ou os 6 diodos conduzindo o qual se designará como modo 3, estes dois últimos modos podem estar presentes no caso de fenómenos transitórios severos como podem ser curtos-circuitos ou de um colapso da tensão, daí que se torna necessário considera-los e entrar em linha de conta nos modelos empregues nesta dissertação.

Cada um destes modos tem uma característica tensão corrente diferente tal como se apresenta na figura 4.10 donde pode ver-se a característica normalizada de tensão em função do factor  $I_N = K_C \cdot I_{FD} / V_E$  donde  $I_{FD}$  é a corrente de excitação,  $V_E$  à tensão de saída e  $K_C$  um factor de proporcionalidade.

O modelo de rectificador proposto pelo IEEE na sua norma 421.5 e utilizado nesta dissertação, apresenta-se na figura 4.11.

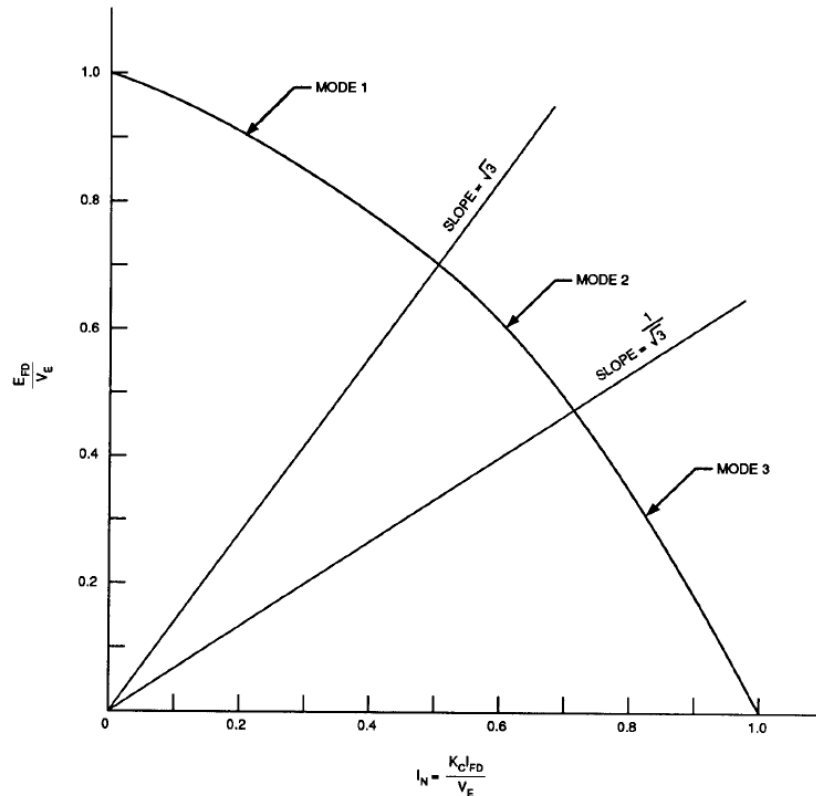


Figura 4.10: Característica de regulação do rectificador a díodos

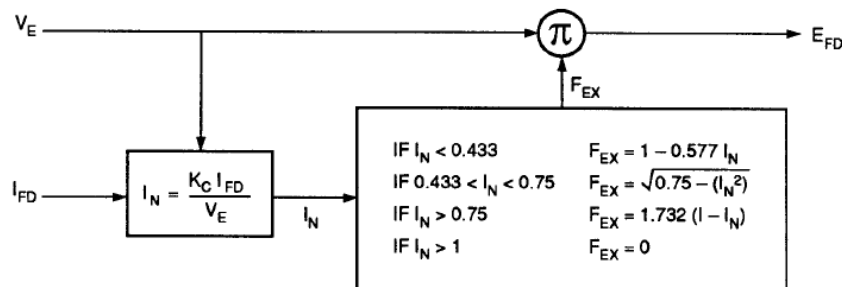


Figura 4.11: Modelo do rectificador segundo o IEEE 421.5

### Limitadores:

Para que as diferentes variáveis de operação do sistema de excitação e sua regulação de tensão não se afastem de seus valores permitidos é preciso, como se verificou no capítulo anterior limita-las, estas limitações têm que aparecer no modelo e podem dividir-se em dois tipos: limitações de saídas de processos dinâmicos e limitações mediante comportas ou gates de selecção:

#### **Limitações de saída de processos dinâmicos;**

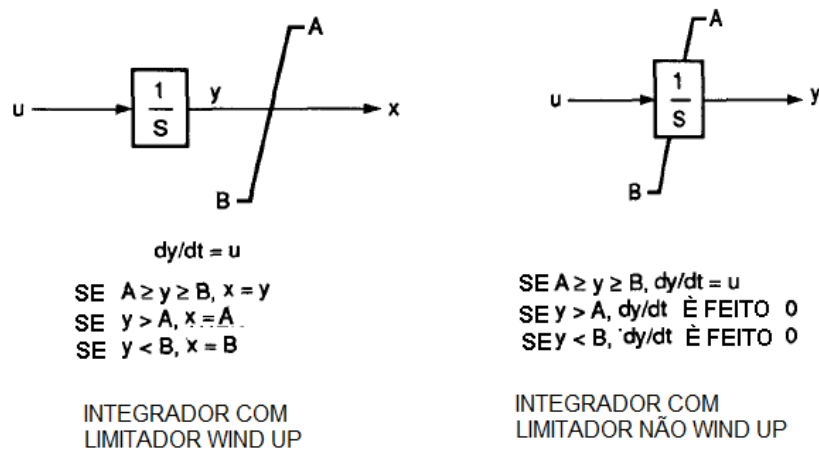


Figura 4.12: Limitadores de saída de processos dinâmicos

Os processos dinâmicos representáveis mediante funções transferênciais precisam ser limitados em sua saída forçando-as a alcançar valores de saturação. Este processo, pode fazer-se de duas maneiras as quais se explicam na figura 4.12 para um simples integrador, pode ocorrer que se deseje simplesmente encurtar a saída do processo entre dois valores A e B de maneira que quando trata de superar o valor máximo A é obrigado a voltar ao valor igual ao que tinha, quando se trata de ser inferior ao valor mínimo aí B é obrigado a assumir este valor.

Este tipo de limitador é denominado como *Wind Up*. No limitador sem *Wind Up* os valores limites indicam a categoria ou faixa de valores entre os quais se realiza o processo dinâmico em questão, por exemplo, na figura 4.12, no caso do *wind up*, sem a saída mantém-se entre A e B a integração é levada a cabo, sem ter de sair desses valores a saída não varia mais e então o proceso dinâmico não se realiza, no caso com *wind up* o processo dinâmico realiza-se sempre.

**Limitações mediante comportas de selecção;**

Este tipo de limitador se ilustra na figura 4.13. Existe a comporta ou gate de baixo valor LV e a de alto valor HV. A comporta tem duas entradas: a variável que se limita *u* e o valor limitado *v*.

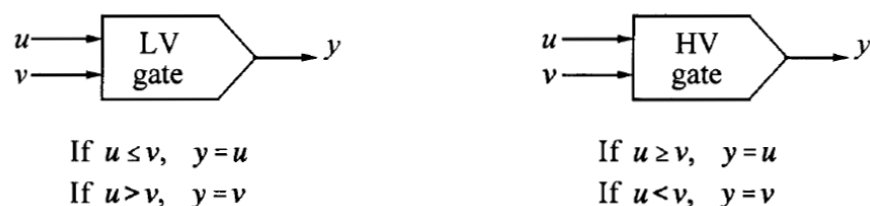


Figura 4.13: Limitadores mediante comportas ou gates de selecção

Na comporta de baixo valor (LV), se a entrada é menor que o limite, a entrada passa automaticamente a saída. Se, por outro lado, a entrada é maior que o limite, a saída mantém-se fixa no valor limite.

Na comporta de alto valor (HV), se a entrada é maior que o limite, a entrada passa automaticamente a saída. Se, pelo contrario, a entrada é menor que o limite, a saída permanece fixa no valor limite.

## 4.6 Modelos De Sistema De Excitação Com Excitatriz Rotatória De Corrente Contínua

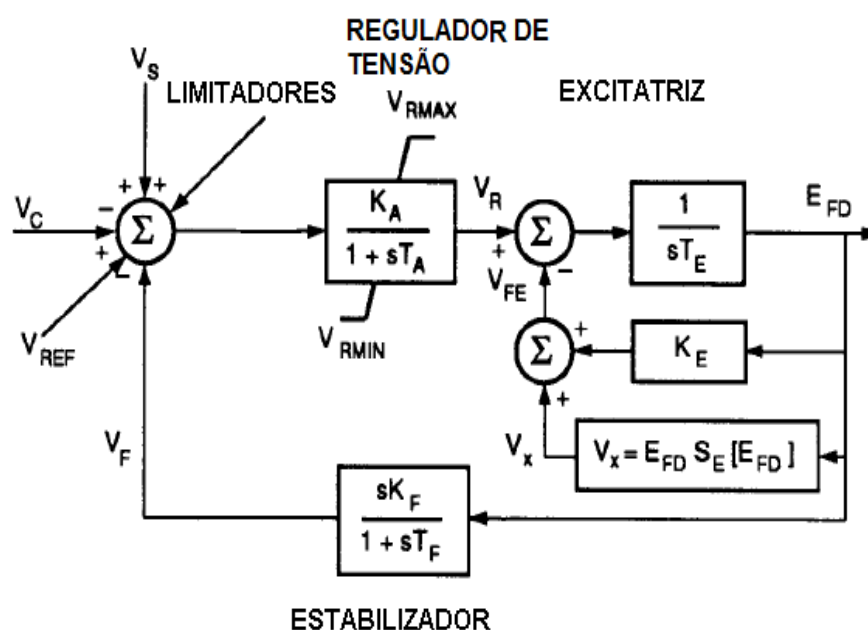


Figura 4.14: Modelo do sistema de excitação com excitatriz de c.c.

Na figura 4.14 apresenta-se o modelo deste tipo de sistema de excitação, em que excitatriz é modelada de forma similar a apresentada na figura 4.7, o regulador, que quase sempre é um amplificador rotatório pode simular-se como um sistema de primeira ordem com seus limites máximo e mínimo, as entradas que se processam no somador são:-

- $V_{REF}$ ; que é o sinal de referência de tensão que indica tensão desejada;
- $V_C$ ; é o valor da tensão em por unidade depois de passar pelo compensador de carga caso exista. Esta realimentação é negativa;
- $V_S$ ; é a saída do *PSS* caso exista;

- $V_F$ ; que é a saída do circuito que estabiliza a excitação e a acção dos LIMITADORES;

### 4.7 Modelo De Sistema De Excitação Com Excitatriz De C.A. E Rectificador

Na figura 4.15 mostra-se este modelo donde se acresce o efeito do rectificador já explicado anteriormente, dos limitadores de sobre e sub ou baixa excitação bem como uma consideração do efeito desmagnetizante sobre o alternador que constitui a excitatriz ou devido á ela, e da corrente de saída mediante a realimentação da corrente de excitação e sua multiplicação pela constante  $K_D$ .

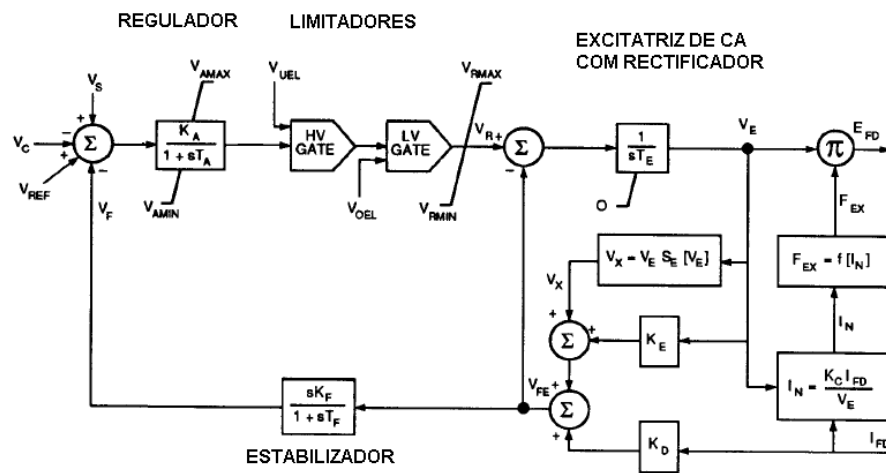


Figura 4.15: Modelo do sistema de excitação com excitatriz de c.a. e rectificador

### 4.8 Modelo De Sistema De Excitação Com Excitatriz Estática

O modelo de um sistema de excitação com excitatriz estática verifica-se na figura 4.16 e pretende-se representar os sistemas dos quais a excitação se processa através de um transformador que é alimentado pela saída do gerador ou pela rede eléctrica na qual está ligado o gerador e que à sua regulação se efectua com um conversor controlado, então a máxima tensão disponível está directamente relacionada com a tensão terminal do gerador.

Neste tipo de sistema à constante de tempo da excitatriz é tão pequena que pode ser desprezada e não requerendo ou dispensando o estabilizador. É preciso

ter em conta que, o principal atraso dos sistemas de excitação com máquinas rotatórias se deve à constante de tempo da excitatriz  $T_E$ ; que ao ser reduzida esta mesma constante e de forma considerável o sistema de excitação processa-se muito rápido, e então para evitar isso é preciso diminuir o seu ganho transitório. Isto consegue-se com a rede e constantes de tempo  $T_C$  e  $T_B$  ou com o estabilizador que se apresenta na figura a seguir.

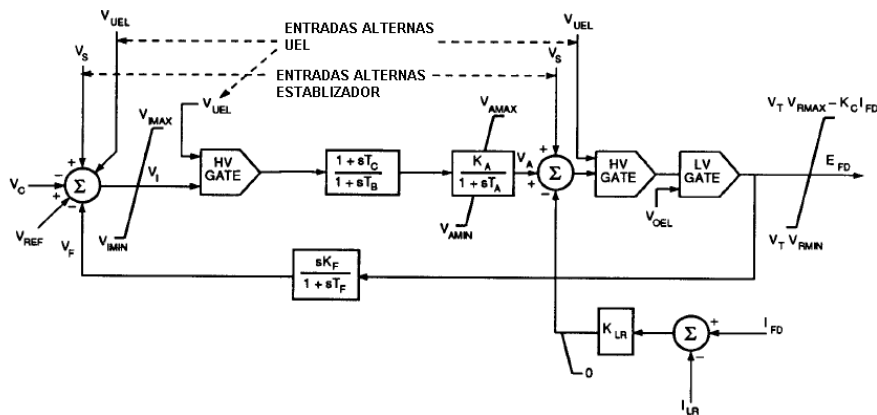


Figura 4.16: Modelo do sistema de excitação com excitatriz estática

De acordo com a forma como se consegue fixar o ângulo de disparo dos tiristores é que o ganho do conversor pode ser considerado linear ou não linear. Em todo o caso, é sempre possível linearizar ao redor de um ponto e considerar o ganho  $K$  constante.

Em muitos casos os limites internos podem ser desprezados, devendo ser modelado os limites da tensão aplicada à excitatriz que são função da tensão terminal e da corrente de excitação do gerador principal, o limite positivo da tensão da excitatriz pressupõe-se ser uma função linear da corrente de excitação do gerador principal devido ao fato de que o retificador opera sempre no modo 1 descrito anteriormente, o limite negativo tem um comportamento similar em relação à corrente, mas seu sinal pode ser positivo ou negativo dependendo se esta à trabalhar com o ângulo de disparo constante ou com o ângulo de extinção constante.

Como consequência da alta capacidade de forçamento ou da resposta instantânea incrementando a excitação destes sistemas, há ocasiões em que se emprega um limitador da corrente de excitação para proteger o rotor do gerador e a

excitatriz, assim o ajuste inicial do limite denomina-se  $I_{LR}$  e seu ganho representa-se por  $K_{LR}$ , se ignorar-se este limite, então faz-se  $K_{LR} = 0$ .

### 4.9 Modelo De Sistema De Excitação Com Laços De Controle E Tecnologia Digital

Os sistemas de excitação que são oferecidos pelos fabricantes mais prestigiados nos últimos anos utilizam a tecnologia digital e graças a eles, realizam sistemas de control com dois laços e reguladores *Proporcional Integral PI*. O laço interno regula à excitação e o laço externo a tensão de saída do gerador.

O modelo destes sistemas é apresentado na figura 4.17. por vezes são utilizados também reguladores *Proporcional Integral Derivativo PID* como o que se verifica na figura 4.18.

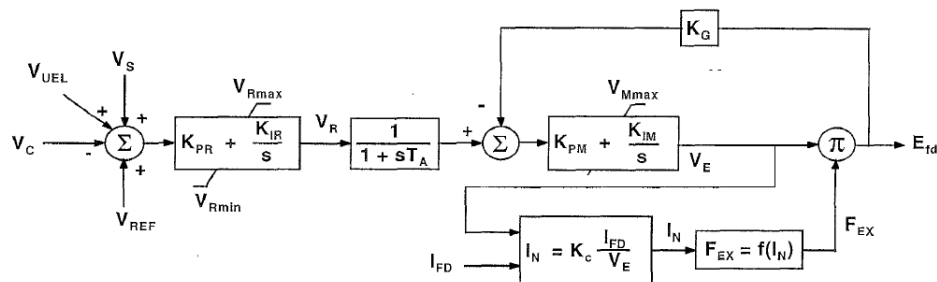


Figura 4.17: Modelo de sistema de excitação com dois laços de control

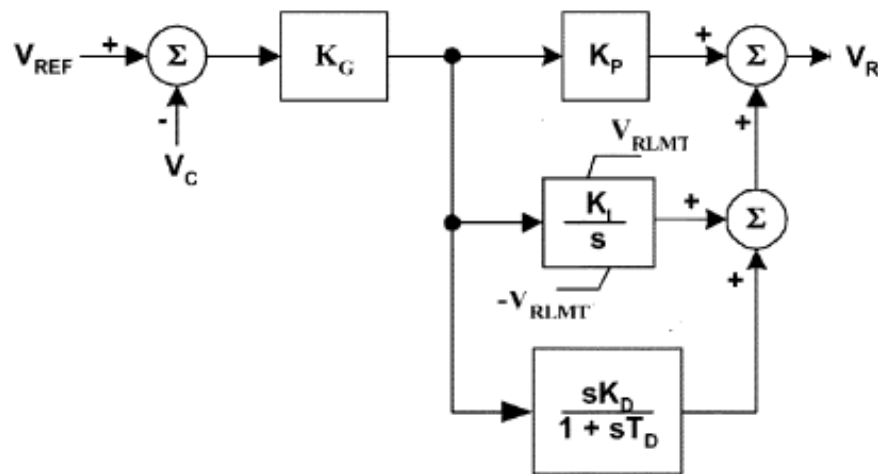


Figura 4.18: Regulador de tensão PID





## **5 Análise Comparativa Do Comportamento Do Gerador Com Diferentes Tipos De Sistemas De Excitação E Reguladores De Tensão**

### **5.1 Introdução**

No capítulo anterior descreveu-se os modelos dos diferentes tipos de sistemas de excitação com seus reguladores respectivos. Esses modelos servem para realizar a análise comparativa do comportamento do gerador com os diferentes tipos de sistemas de excitação. Embora exista um grande número de sistemas de excitação, somente se considera para análise quatro modelos típicos das diferentes tecnologias utilizadas. Estes modelos são:

- Sistema de excitação com Excitatriz Rotatória de C.C;
- Sistema de excitação com Excitatriz Rotatória de C.A;
- Sistema de excitação com Excitatriz Estática;
- Sistema de Excitação com Excitatriz Rotatória de C.A. e dois Laços de Control;

Os fenómenos transitórios analisados que servirão como base da comparação são os seguintes:-

- Aumento súbito de carga;
- Deslastre completo de carga;
- Curto-circuito súbito seguido de sua limpeza ou desaparecimento em 150 milisegundos;

Para esta análise serviremos de um gerador de 50,7 MVA, 50 Hz e 11,5 kV que alimenta uma carga através de um transformador elevador de 54 MVA , 11,5/60 kV, pressupõe-se o gerador isolado da rede já que é a situação mais crítica baseado no ponto de vista de que o regulador é obrigado a manter por si só a tensão na carga.

O software utilizado foi o conhecido SimPowerSystems do SIMULINK na qual se desenvolveram os modelos dos diferentes componentes dos sistemas de excitação que se descrevem a seguir.

## 5.2 Modelo Em SIMULINK Do Gerador Síncrono

Na figura 5.1 apresenta-se o modelo em SIMULINK utilizado para o gerador, em que se empregou o modelo de máquina síncrona com os parâmetros standard em pu do SimPowerSystems que usa o modelo padronizado IEEE 2.2 e disponível em [11-consulta], agregou-se-lhe um bloco que simula o comportamento de uma turbina de gás em Modo Isócrono.

Assim se procedeu, com o objectivo de manter a frequência constante no seu valor nominal que é a condição de operação de um gerador isolado da rede. O bloco SADGEN é o Sistema de Aquisição de dados do gerador donde se adquire a informação da variação no tempo da tensão terminal, da corrente do estator, da corrente de excitação, da potência activa, da potência reactiva e da velocidade do gerador, externamente é obtido também o ângulo de potência e a tensão na carga importada do bloco de carga que se mostrará mais adiante.

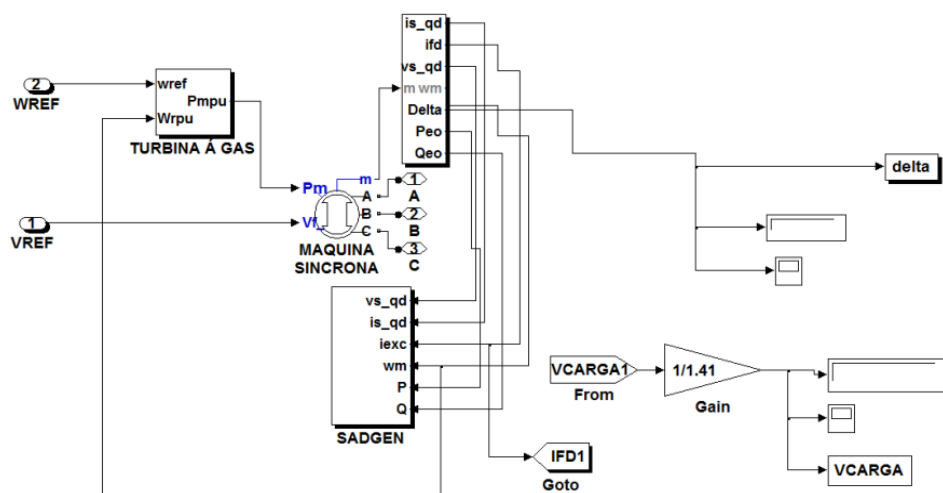


Figura 5.1: Modelo em simulink do gerador

## 5.3 Modelo Em Simulink Das Componentes Do Sistema De Excitação

Modelo em *simulink* do Transductor de Tensão e Compensador de Carga, que do modelo apresentado na figura 4.5 do capítulo 4 simulou-se empregando os recursos do *simulink* tal como aparece na figura 5.2.

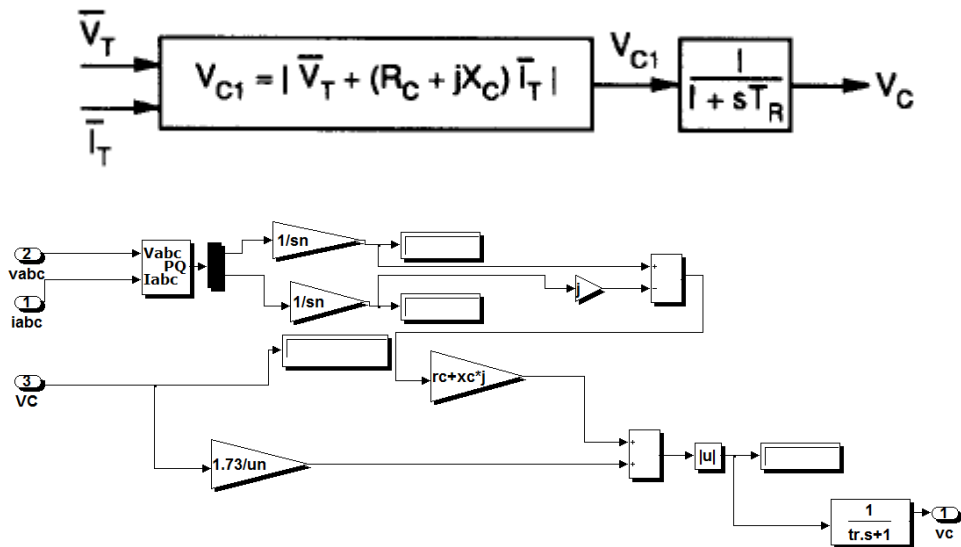


Figura 5.2: Modelo em simulink do transductor de tensão e compensador de carga

Na parte superior desta figura aparecem as equações do modelo já anteriormente descritas no capítulo 4, como se verifica, é necessário realizar uma soma fasorial da tensão e da componente de compensação que necessita do valor complexo da corrente.

Para isto supõe-se a tensão em referência e lê-se através de VC; o valor complexo da corrente obtêm-se considerando de que, em por unidade, a componente activa da corrente é igual a da potência activa P e a componente reactiva é igual a da potência reactiva Q., utiliza-se então um bloco do *simpowersystems* que com os valores complexos das três tensões “Vabc” e as três correntes “Iabc” obtêm a potência activa P e a potência reactiva Q em por unidade, por fim agrega-se-lhe o bloco de filtro com constante de tempo  $T_R$ .

#### Modelo da Excitatriz Rotatória de C.C;

Este modelo foi descrito no capítulo 4 e aparece na figura 4.8; sua representação em *simulink* pode ver-se na figura 5.3, os valores da constante de tempo  $T_E$  em segundos e das constantes  $K_E$  e  $S_E$  introduzem-se mediante uma janela que os questiona.

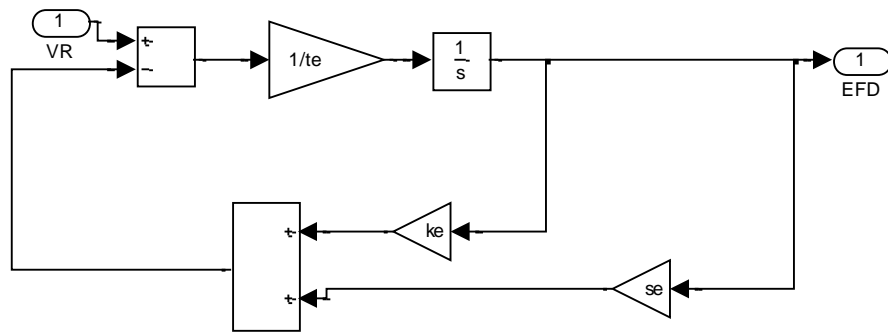


Figura 5.3: Modelo em simulink da excitatriz rotatória de c.c.

## 5.4 Modelo Da Excitatriz Rotatória De C.A.

Como já foi esclarecido, a presença de um rectificador para fornecer corrente contínua a partir de uma excitatriz de C.A. complica o modelo pois que o rectificador tem três modos de operação que é preciso simular, a denominada função FEX simula-se de acordo com as equações do modelo da figura 4.10 e sua representação em *simulink* é apresentada na figura 5.4., a saída deste bloco corresponde;

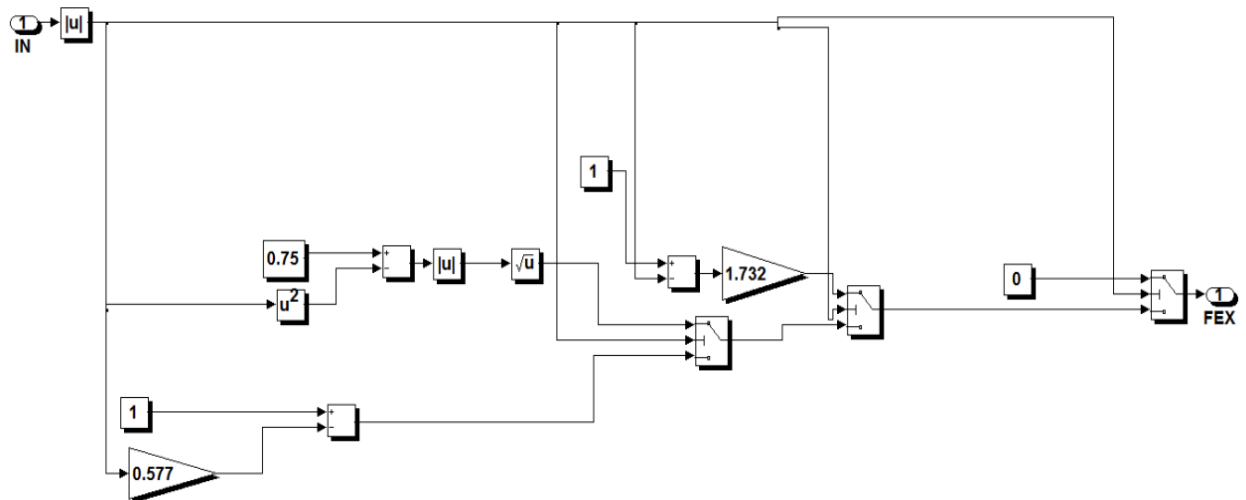


Figura 5.4: Modelo em simulink da função FEX

A função FEX que forma parte do rectificador em seu conjunto cujo modelo em *simulink* mostra-se na figura 5.5 e por sua vez o rectificador forma parte do modelo da excitatriz de C.A. que é apresentada na figura 5.6.

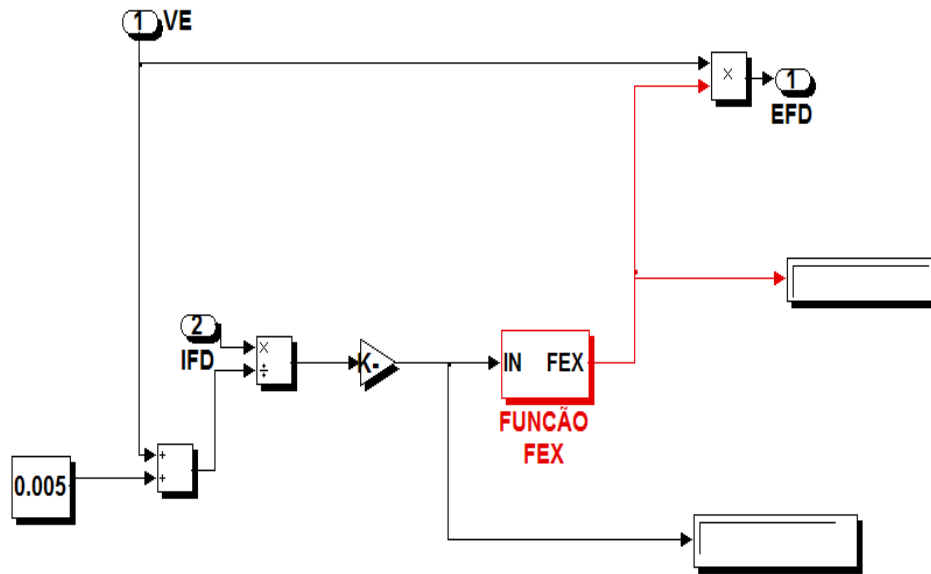


Figura 5.5: Modelo em simulink do rectificador

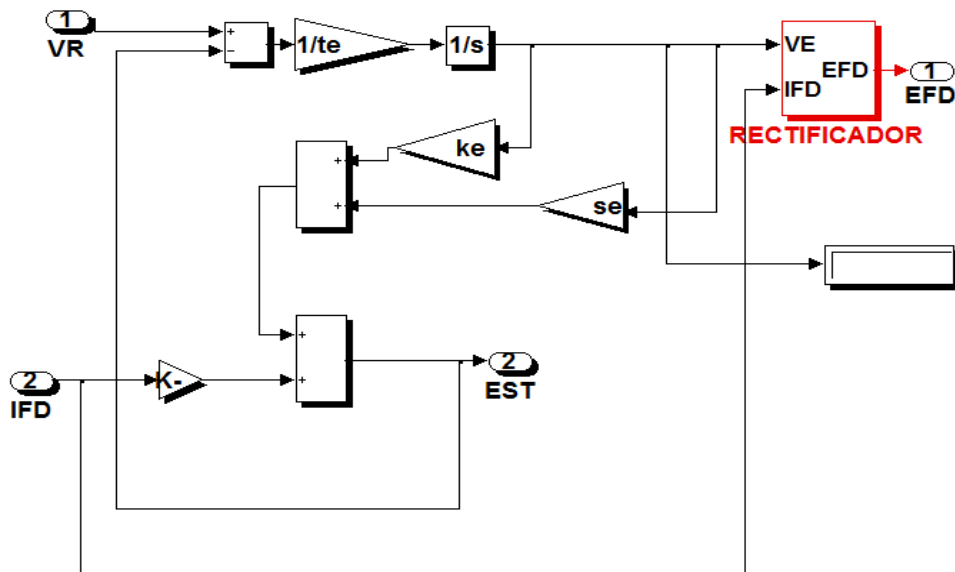


Figura 5.6: Modelo em simulink da excitatriz rotatória de c.a.

## 5.5 Modelo Da Excitatriz Estática

Como já se explicou em capítulos anteriores, a excitatriz estática introduz uma componente de grande rapidez de resposta devido a que sua constante de tempo é tão pequena que pode considerar-se desprezível, só se consideram no modelo os limites impostos a tensão de saída e o de sobrecarga. Isto mostra-se na figura 5.7;

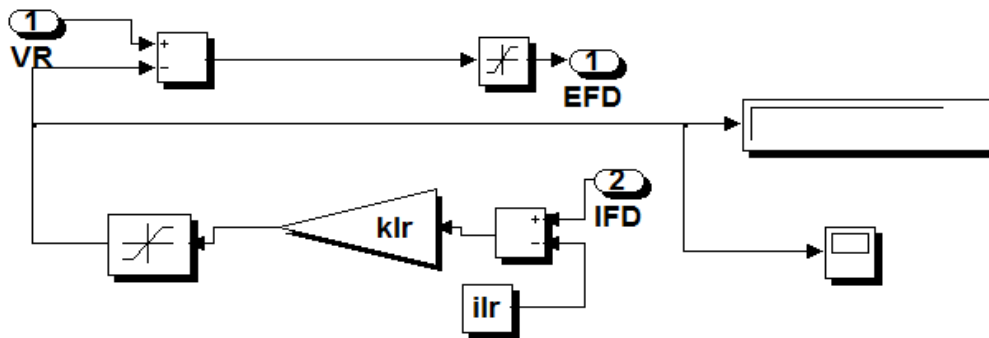


Figura 5.7 Modelo da excitatriz estática

## 5.6 Modelos De Reguladores E Estabilizadores

De acordo ao esclarecido no capítulo anterior, os reguladores utilizados nas excitatrizes rotatóricas já à alguns anos e com características também utilizadas nas excitatrizes estáticas e outras e os que se utilizam nas excitatrizes rotatóricas mais modernas, e também em outras são baseadas na utilização de reguladores PI ou PID e, que a existência de dois laços de control, torna tudo muito facilitado pela moderna tecnologia digital.

A simulação destes três tipos de reguladores mostram-se nas figuras 5.8, 5.9 e 5.10. em que o estabilizador deve sempre ser considerado como um sistema simples de primeira ordem.

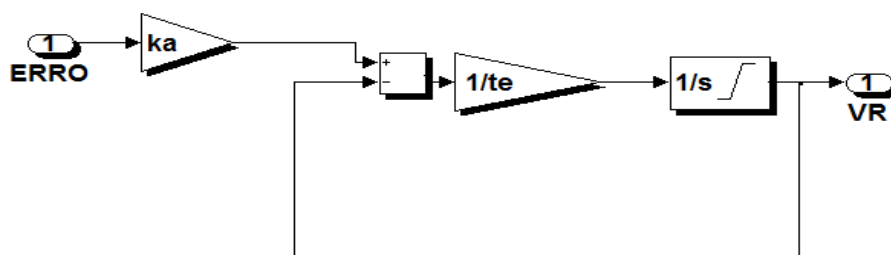


Figura 5.8: Modelo do regulador para a excitatriz rotatórica clássica

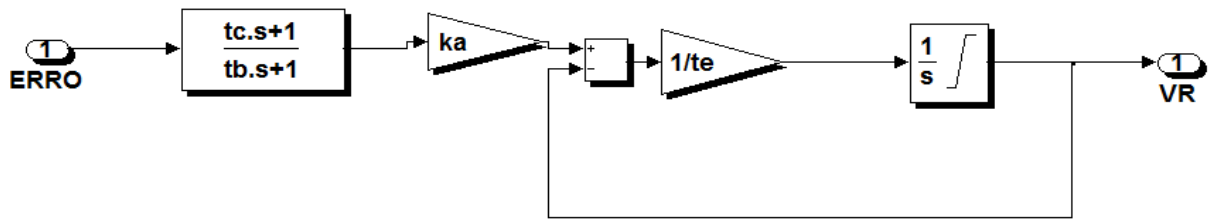


Figura 5.9: Modelo de regulador para a excitatriz estática

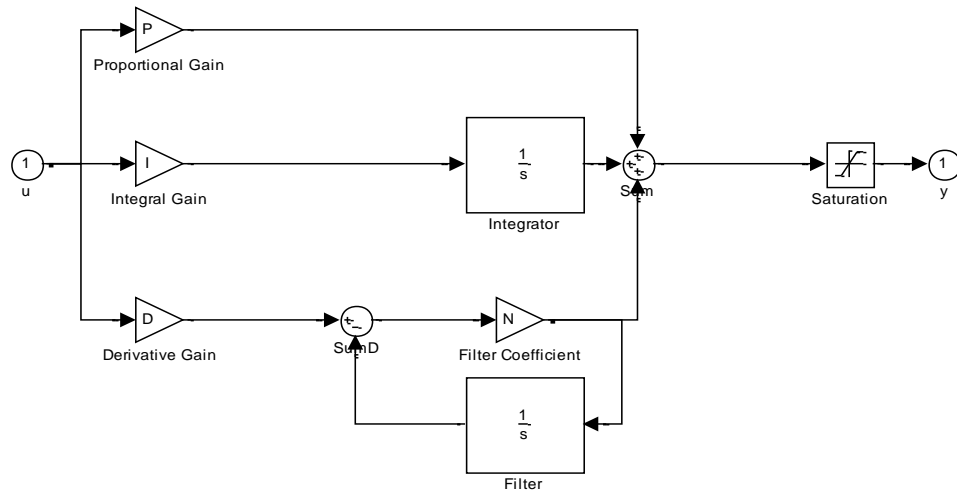
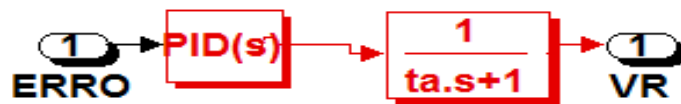


Figura 5.10: Modelo do regulador PID para excitatriz rotatória

## 5.7 Modelos Em SimPowerSystems Utilizados Para Comparar A Operação Dos Reguladores

As figuras 5.11, 5.12, 5.13 e 5.14 representam os quatro modelos utilizados para à análise comparativa dos quatro tipos de sistemas de excitação com seus respectivos reguladores mencionados anteriormente.



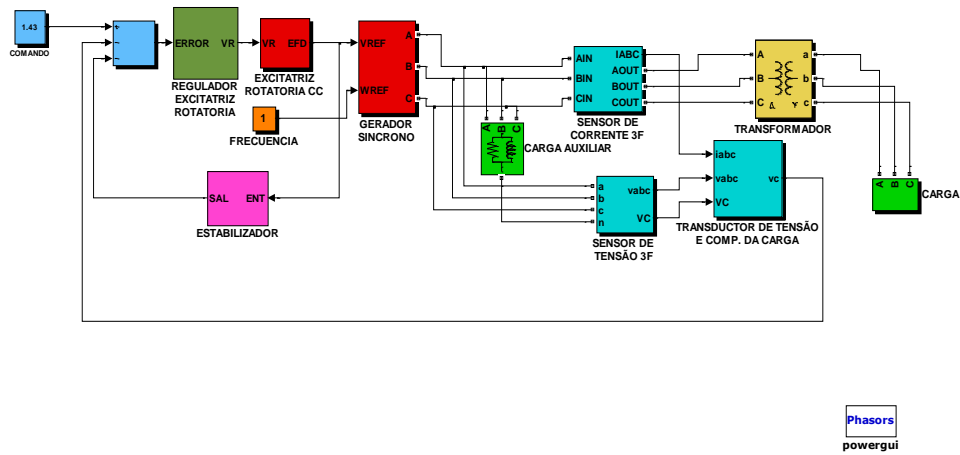


Figura 5.11: Modelo do sistema com excitatriz rotatória de c.c.

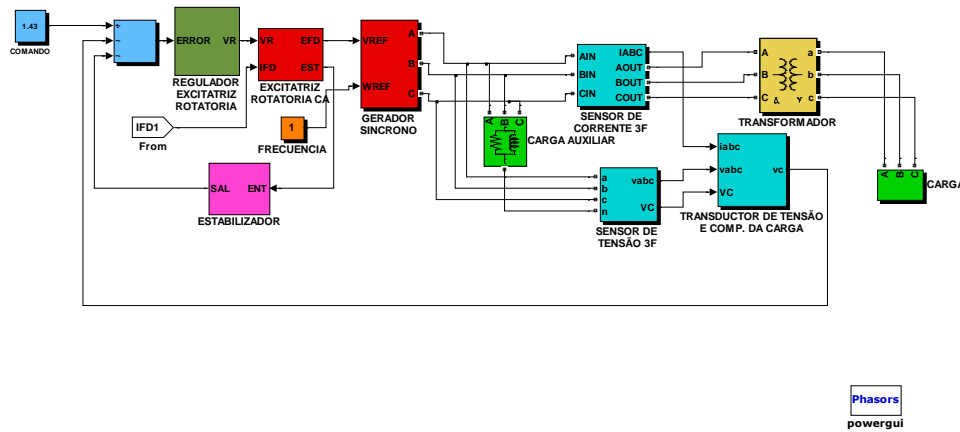


Figura 5.12: Modelo do sistema com excitatriz rotatória de c.a.

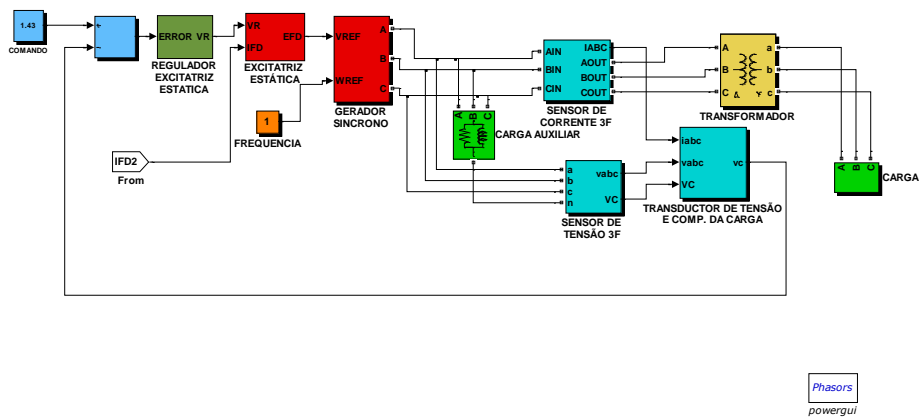


Figura 5.13: Modelo do sistema com excitatriz estática

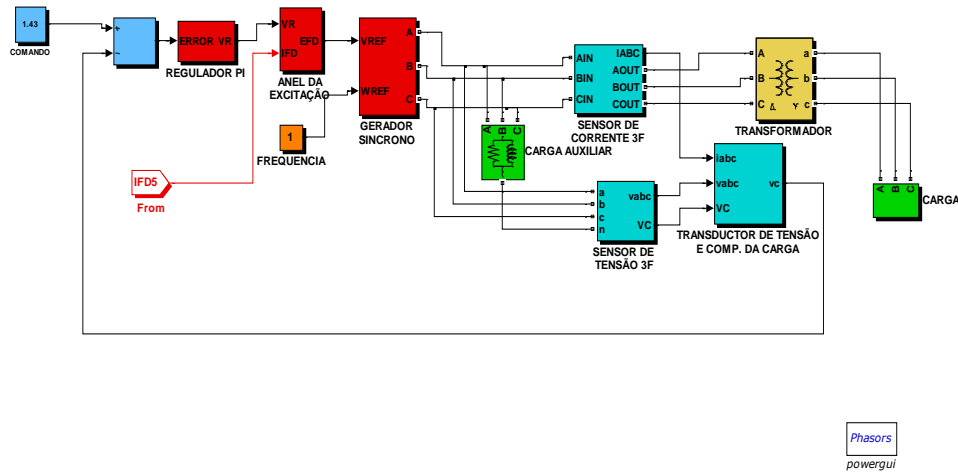


Figura 5.14: Modelo do sistema com excitatriz rotatória de c.a. e dois laços de control

## 5.8 Comparação Do Comportamento Transitório Dos Quatro Sistemas

Como descrito anteriormente, analisaram-se três casos : uma perda de carga, um deslastre completo de carga e um curto-circuito trifásico instantâneo, os reguladores foram ajustados independentemente e em cada caso a partir dos valores recomendados pelo IEEE , alterando-se alguns deles para obter a melhor resposta.

Analisar-se-á , a comparação da tensão na carga, da corrente de excitação do gerador e da entrega de potência activa e reactiva, com os diversos sistemas de excitação e os seus reguladores tensão.

Comportamento perante uma variação de carga:

Decidiu-se um aumento de carga de 20 MW e 12 Mvar até 35 MW e 22 Mvar

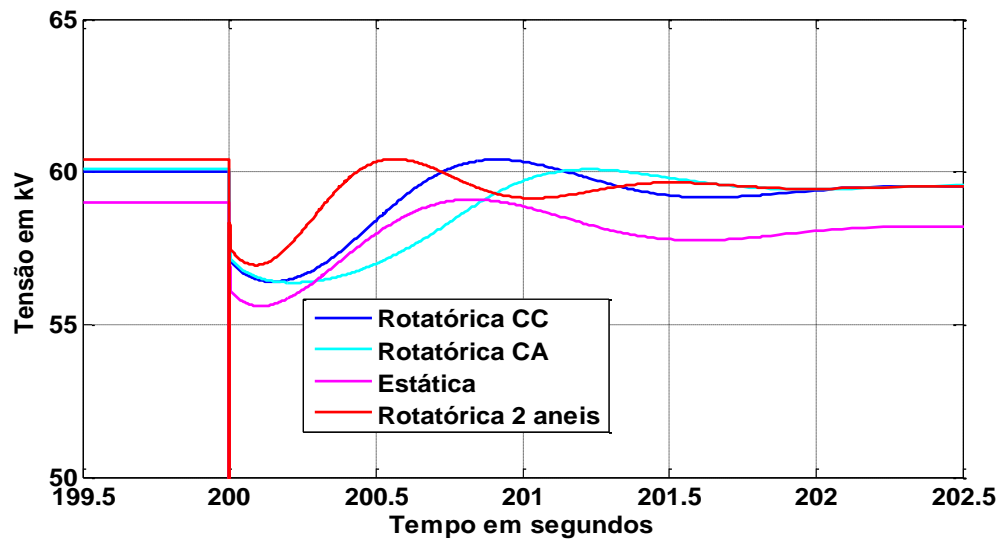


Figura 5.15: Comparação comportamento transitório da tensão na carga diante um aumento de carga activa e reactiva

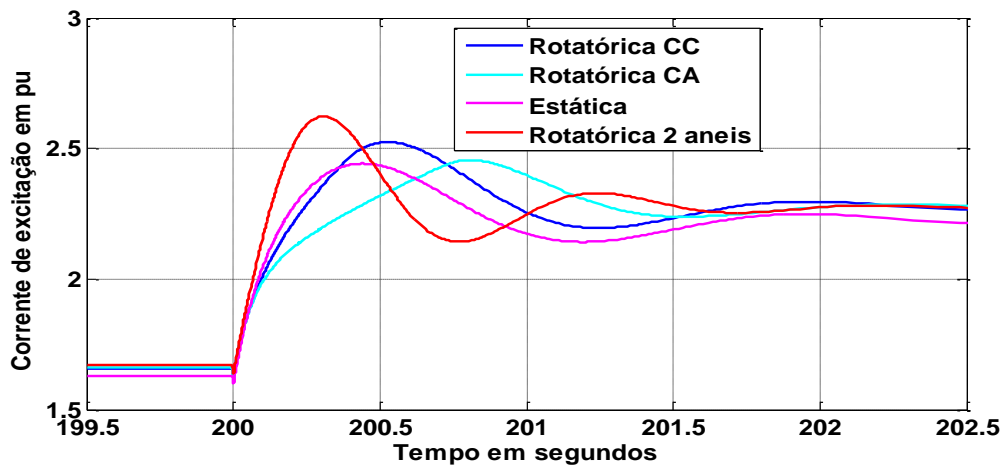


Figura 5.16: Comparação comportamento transitório da corrente de excitação diante um aumento de carga activa e reactiva

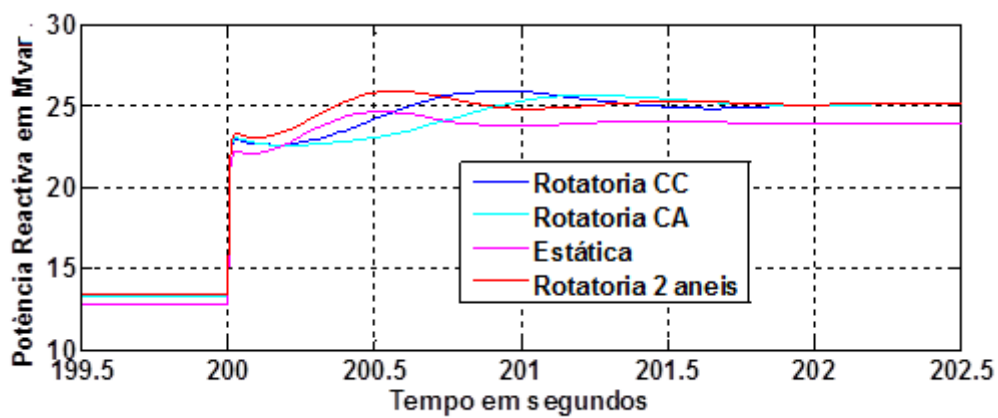


Figura 5.17: Comparação comportamento transitório da potência reactiva diante um aumento de carga activa e reactiva

## 5.9 Comportamento Perante Um Deslastre De Carga

Supõe-se a máquina trabalhando com 35 MW e 22 Mvar e, de imediato, lhe é cortada toda a carga.

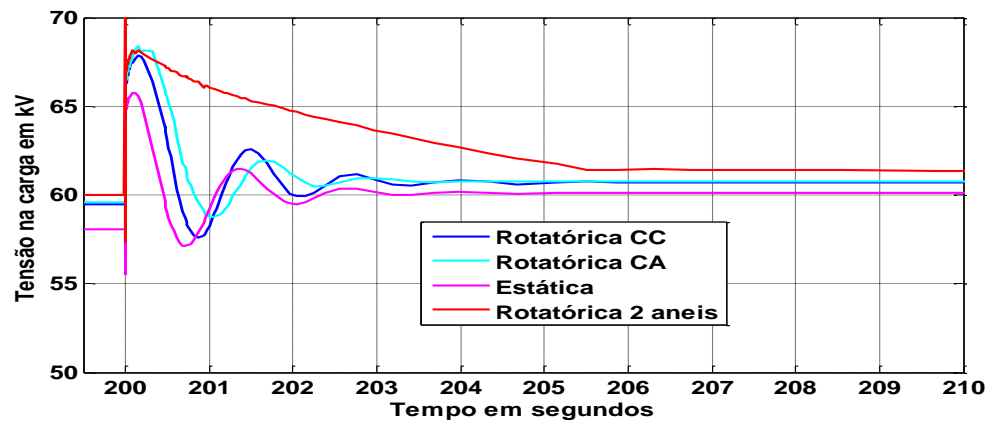


Figura 5.18: Comparação comportamento transitório da tensão na carga diante um deslastre completo de carga activa e reactiva

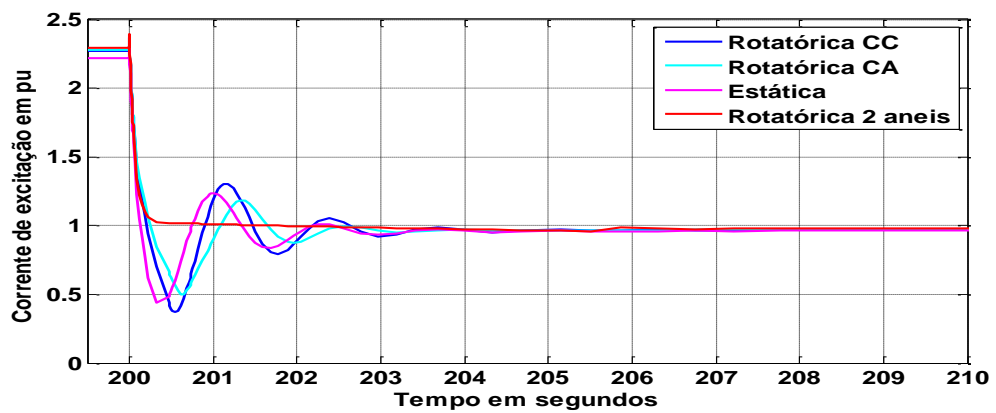


Figura 5.19: Comparação comportamento transitório da corrente de excitação diante um deslastre completo de carga activa e reactiva

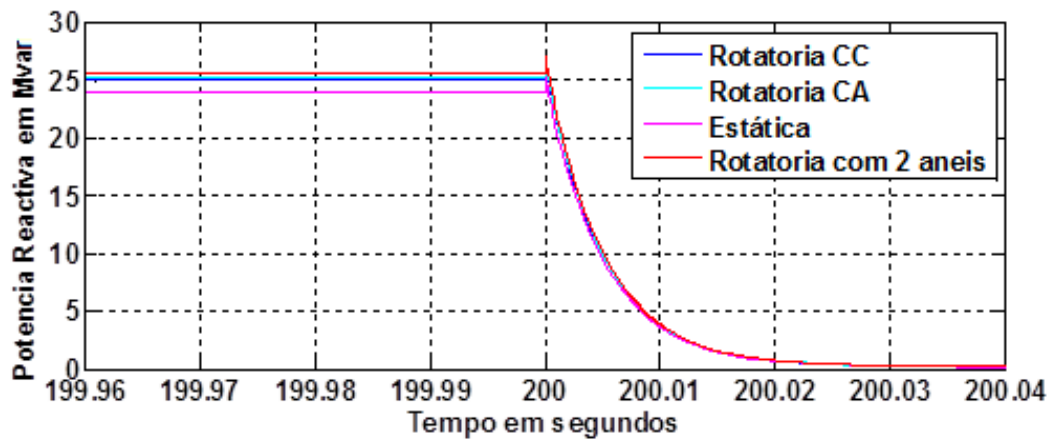


Figura 5.20: Comparação comportamento transitório da potência reactiva diante um deslastre completo de carga activa e reactiva

## 5.10 Comportamento Diante De Um Curto-Circuito Simétrico Trifásico Súbito Que Desaparece Em 150 ms

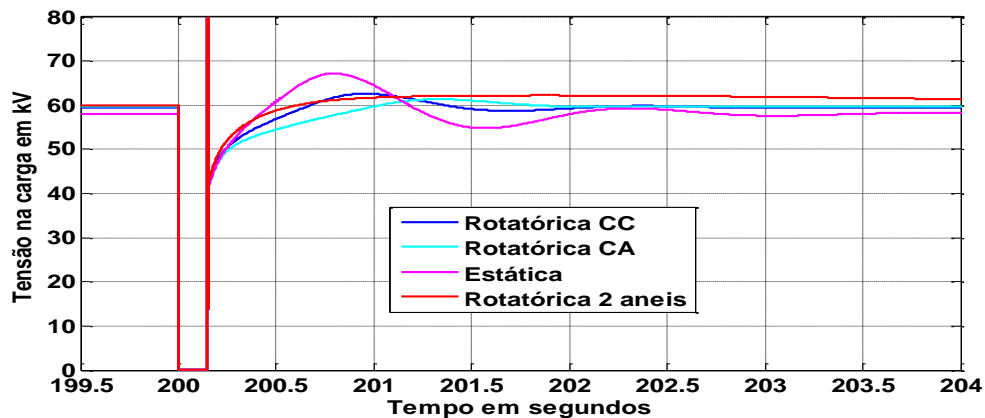


Figura 5.21: Comparação comportamento transitório da tensão na carga diante um curto-circuito simétrico trifásico súbito

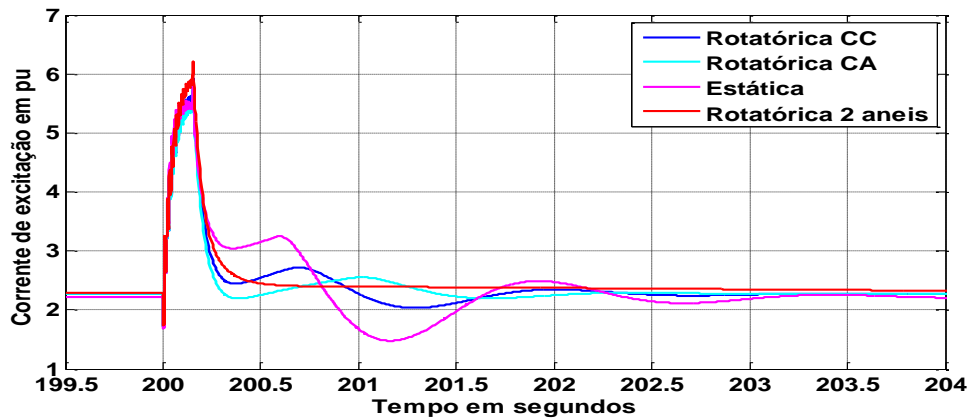


Figura 5.22: Comparação comportamento transitório da corrente de excitação diante um curto-circuito simétrico trifásico súbito

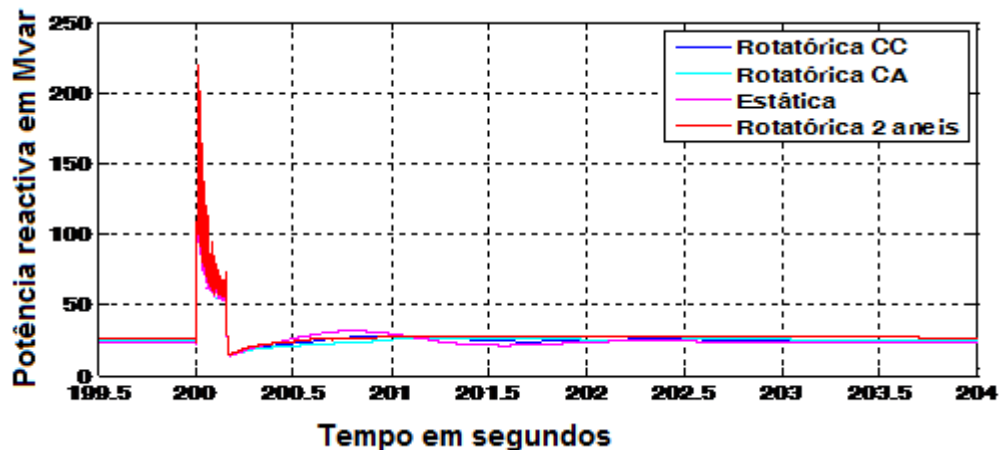


Figura 5.23: Comparação comportamento transitório da potência reactiva diante um curto-circuito simétrico trifásico súbito

Como pode ser verificado o comportamento transitório do gerador com os quatro tipos de sistemas de excitação é aceitável mas observa-se na generalidade, uma maior rapidez de resposta nos casos dos sistemas de excitação, com excitatriz estática e rotatórica, e com regulador de tensão com dois laços de control.

A excitatriz estática exige um conversor com elementos semicondutores de relativa alta potência e a utilização de anéis e escovas no rotor do gerador principal, ao passo que a excitatriz de C.A. utiliza díodos incorporados ao rotor formando o sistema denominado “sem escovas” já descrito anteriormente.

Devido à este facto, recomenda-se este sistema utilizando dois laços de control. É de se assinalar de que se trata do sistema utilizado nas centrais Boavista 1 e Boavista 2 actualmente trabalhando/operando na cidade de Luanda.



## **6 Análises Comparativa Do Comportamento Do Gerador Com Diferentes Tipos De Reguladores De Velocidade**

### **6.1 Introdução**

O objectivo do presente capítulo é estudar o comportamento de um gerador acoplado a uma turbina á gás ou á vapor com diferentes sistemas de control da turbina.

Não se considera nas análises que se seguem , o laço de controlo da temperatura nem outros laços que realizam funções de protecção e controlo por estar fora do alcance dos objetivos do mesmo. Portanto, considera-se que nunca se produzam sobrecargas por excesso de temperatura do motor primário e que todas as perturbações ocorram a partir de um estado estacionário.

Como se sabe, existem diferentes tipos de reguladores de velocidade, mas neste trabalho consideram-se nesta análise três modelos típicos das diferentes tecnologias utilizadas, sendo estas as seguintes:-

- O regulador electro-hidráulico Europa modelo 1100-4G;
- O regulador digital da firma *Woodward* tipo HZM DC 1-04;
- O regulador de velocidade simplificado de uma turbina á gás que não considera o laço de controlo da temperatura dos gases; Esta variante, mais do que um equipamento específico, pretende analisar a simplificação proposta em [28].

Os fenómenos transitórios analisados que servirão como base na comparação são os seguintes:

- Deslastre completo de carga;
- Aumento súbito de carga em passos de 33% da carga nominal de forma escalonada;

Para a carga considera-se a mesma com um factor de potencia de 0,85. O procedimento para a comprovação do comportamento transitório dos sistemas de controlo e velocidade é similar ao proposto pela norma *ISO 8528 de 1993* para unidades do tipo grupos equipados com M.C.I. ou seja motores de combustão interna que como se sabe seu binário não é tão constante quanto as das turbinas á



gas, existe sempre uma ligeira variação provocada pelos quatro tempos que caracterizam os M.C.I..

A seguir descrevem-se os três tipos de reguladores assinalados anteriormente e conjuntamente com seus modelos matemáticos.

## 6.2 Regulador Europa Modelo 1100-4g [29]

A informação técnica apresentada por este fabricante indica que a sua função de transferência tem a seguinte forma:

$$\frac{y}{w_{DD}} = G_D \cdot \frac{1}{d_1 \cdot s^2 + d_2 \cdot s + 1} \cdot \frac{1}{d_3 \cdot s^2 + d_4 \cdot s + 1} \cdot \frac{n_1 \cdot s + 1}{d_7 \cdot s^2 + d_8 \cdot s + 1} \quad (6.1)$$

O fabricante dá-nos os seguintes valores típicos para estes parâmetros:

$$\frac{y}{w_{DD}} = 25 \cdot \frac{1}{\frac{s^2}{25600} + \frac{s}{80} + 1} \cdot \frac{1}{\frac{s^2}{125} + \frac{s}{10,42} + 1} \cdot \frac{0,55 \cdot s + 1}{\frac{s^2}{5,81} + d_8 \cdot \frac{s}{0,7} + 1} \quad (6.2)$$

Na expressão (6.2) começa-se por considerar o droop do regulador 4% pois o ganho é 25 e sabe-se que esta é igual a  $1/R = 1/0.04 = 25$ . Na figura 6.1 mostra-se o esquema e ajustes de um regulador Europa 1100-4G se pretender-se calcular o esquema equivalente a laço aberto do mesmo e desde que se despreze os termos de segundo grau dos denominadores chega-se ao esquema equivalente que se verifica na parte inferior da figura a seguir.

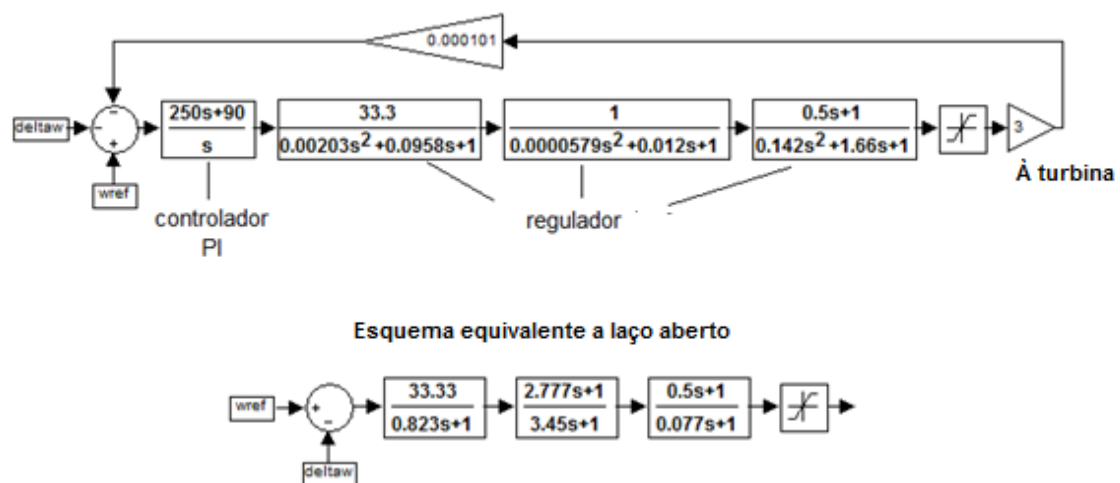


Figura 6.1: Esquema em bloco do regulador Europa modelo 1100-4G

### **6.3 Regulador Adaptativo Da firma Woodward [30]**

O regulador de velocidade digital da firma Woodward é do tipo adaptativo e muito complexo, pelo que se começa explicando algumas partes fundamentais do diagrama de blocos da figura 6.2, este regulador utiliza um controlador do tipo PID, pelo que, e para que o control de velocidade trabalhe com uma característica de regulação (*droop*) , a função erro deve ser adaptada de maneira diferente a dos reguladores do tipo proporcional, e neste caso compara-se à diferença entre a velocidade de referência e a queda de velocidade que indica o controlo, de acordo com a potência que está sendo entregue pela unidade num determinado instante, a primeira diferença faz-se no primeiro somador da figura 6.2 e a segunda no segundo somador, respectivamente da mesma figura e imediatamente a seguir aquela.

Começa-se pela retroalimentação que sai do bloco *transfer function of actuator*, que à saída do multiplicador indicado por 2.778 se coaduna ou se corresponde com o ângulo do regulador de velocidade.

Neste caso pressupõe-se que o regulador tem um ângulo máximo de percurso de 77 graus em máxima potência e começa quando se entrega potência zero em 23 graus, ou seja o percurso entre a potência mínima e máxima é correspondente à 54 graus, sendo esses correspondentes a ângulos de abertura de entrada ou admissão de combustível. Este valor angular é U na expressão que se segue ao bloco multiplicador de valor 2.778 da figura 6.2.

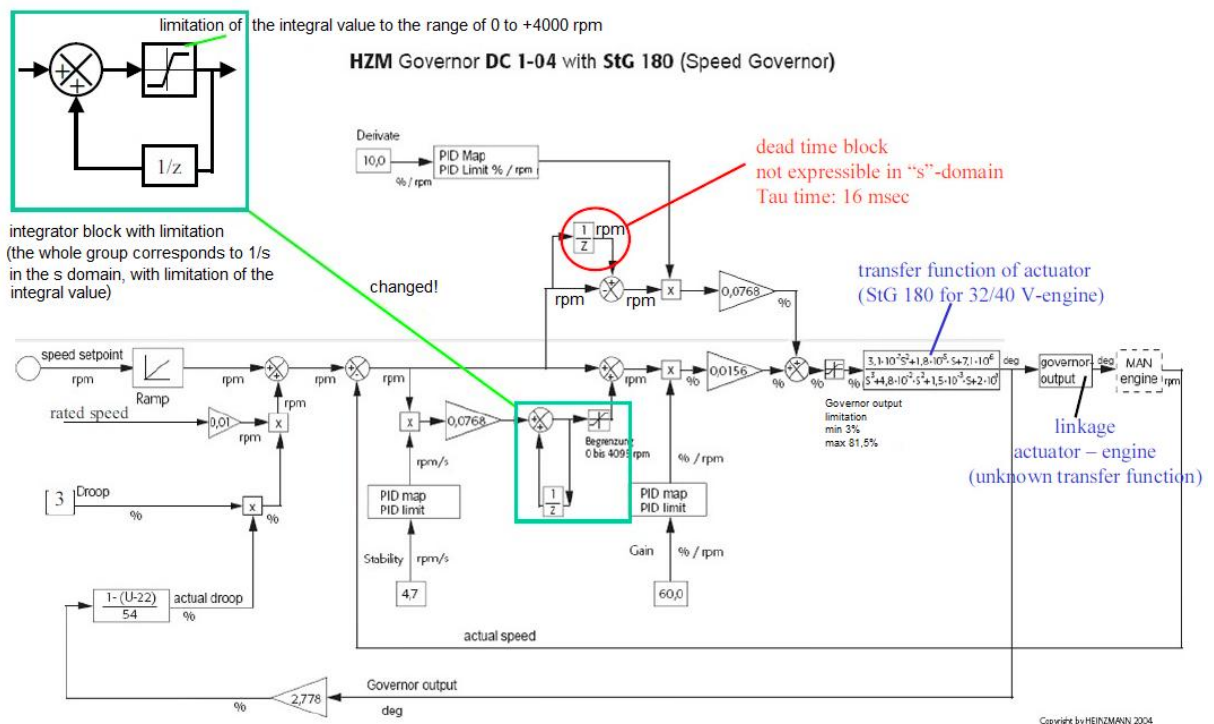


Figura 6.2: Regulador Woodward

Na figura 6.2 do regulador os blocos de valores 60, 4.7 e 10 indicam os ajustes dos ganhos do regulador PID respectivamente, enquanto que *PID limit* e *PID map*, são funções programáveis que permitem no primeiro caso, variar os ajustes do regulador dependendo da grandeza da perturbação a partir da medição do desvio de velocidade e, no segundo caso, a partir do valor da potência inicial do gerador quando se produz a perturbação, ou seja permite programar algoritmos de control adaptativos.

Os restantes blocos do esquema são perfeitamente identificáveis como blocos integrador, diferenciador e proporcional, sendo necessário ter em conta o esclarecimento relativo à que aparece no bloco diferenciador no sentido de que não é possível expressá-lo no domínio complexo "s", devido tratar-se de um controlo discreto com período de amostragem não desprezível, daí que o motivo da transformada "z" no domínio complexo "z" em substituição do domínio complexo "s", pelo que na figura 6.3 mostra-se a forma em que se pode programar este bloco para efectuar a simulação do elemento diferencial.

A entrada do bloco deve ser o sinal de erro do control  $\Delta w$ , que se corresponde com a saída do segundo somador da figura 6.3. O sinal deve digitalizar-se com um "zero ordem hold" de 16 ms, o bloco  $(z-1)/z$  efectua a diferença entre dois

valores ( obtidos pela via sensorial) ou sensoriados e consecutivos e valor esse que se divide entre o tempo de visualização para assim se obter, o efeito do bloco derivativo aquando se multiplique pelo ganho.

No presente trabalho utiliza-se um control PID adaptativo que apenas varia o valor do ganho proporcional [33].

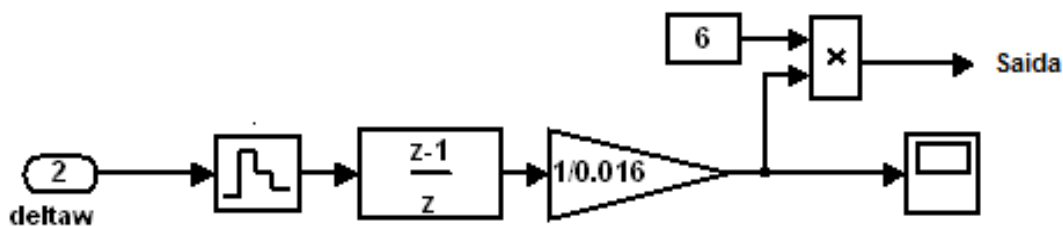


Figura 6.3: Bloco diferenciador

Na figura 6.4 representa-se o esquema em simulink para simular este comportamento adaptativo de acordo com o valor da perturbação representada como erro de velocidade em relação á nominal, sendo assim a entrada do esquema.

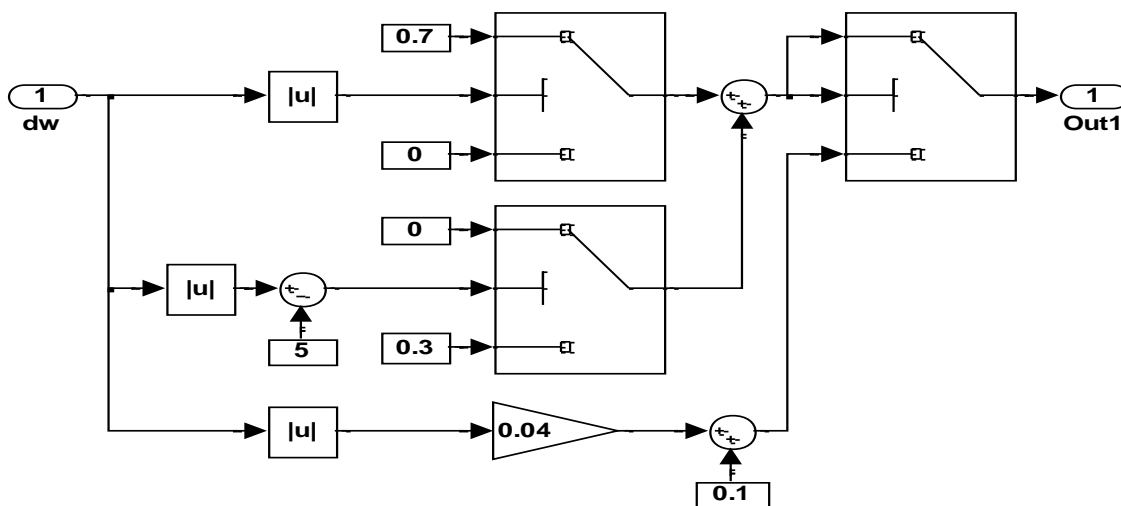


Fig. 6.4: Esquema em simulink para variar o ganho proporcional em dependência da perturbação.

A vantagem fundamental que se obtém com a utilização de um regulador deste tipo se deve a que, para diferentes estados de carga e diferentes grandezas das perturbações, os valores de ajustes que produzem as melhores respostas são

diferentes e com este regulador ao variar-se os ajustes, dependendo de ambos factores, podem-se obter melhores respostas.

No bloco que pode ser programado para variar os parâmetros de ajuste em função da carga representa-se na figura 6.5 por *PID map* e não se utiliza no presente trabalho, na referida figura mostra-se a forma em que se simula o trabalho do controlador PID do regulador de velocidade *Woodward*.

O bloco assinalado por *PID limit* representa o bloco da figura 6.4 que ajusta o ganho proporcional do controlador. Na parte inferior da figura 6.5 mostra-se a simulação da parte diferencial deste controlador já explicado anteriormente e na parte superior mostra-se a parte integral do mesmo controlador, a saída do controlador que se obtém no somador de saída é a entrada da função transferencial do regulador.

Na figura 6.6 o bloco designado como *subsystem* contém o controlador e regulador apresentado na figura 6.5 assim como a forma em que se adaptam os sinais de entrada conforme esclarecido anteriormente, o somador de entrada representa os dois somadores da figura 6.2 donde se adapta o sinal de erro de control, a entrada da referência e a queda (variação, descréscimo) que indica o control em cada instante de tempo.

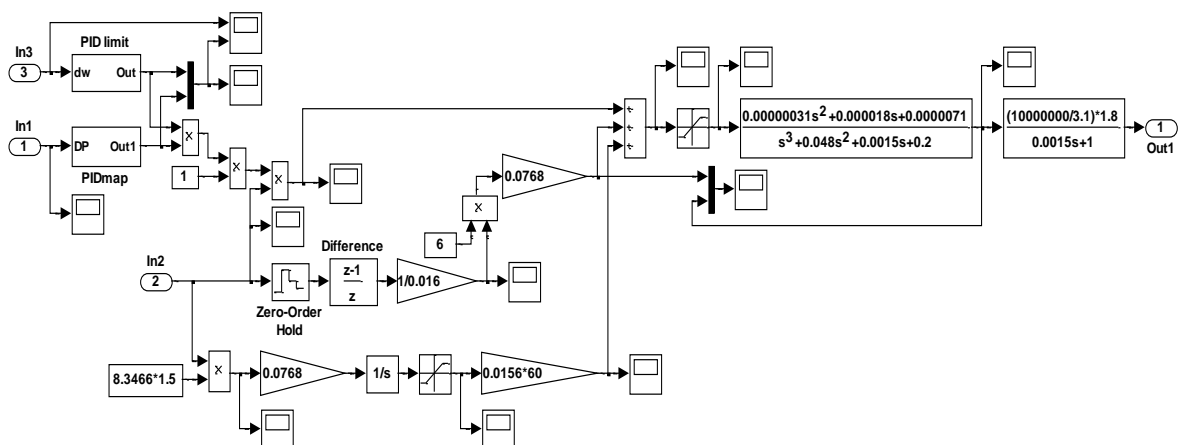


Fig. 6.5: Diagrama de modelação em simulink de controlador do regulador adaptativo

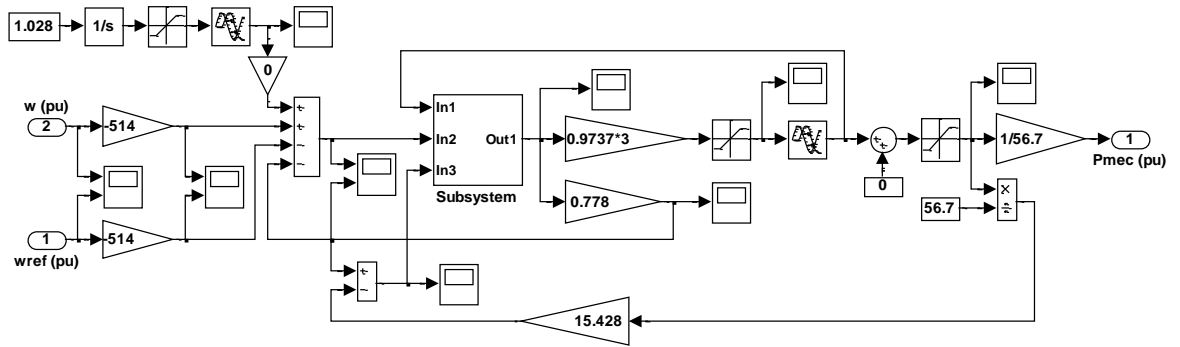


Fig. 6.6: Esquema em Simulink que indica a adaptação dos sinais de entrada ao regulador de velocidade digital da firma Woodward.

### 6.4 Regulador De Velocidade Da turbina Á Gas Com Modelo Simplificado [28]

Para se poder entender o grau de simplificação que se considera no modelo do regulador de velocidade de uma turbina a gás cujo comportamento se descreve no terceiro capítulo é necessário detalhar as características dos reguladores de velocidade e motores primários das unidades á gás e ciclos combinados.

Embora existam vários modelos de turbinas á gás, aqui analisa-se o mais conhecido que é o denominado de (Modelo de *Rowen*) utilizado principalmente em turbinas industriais do tipo *Heavy Duty*, cujo diagrama em blocos mostra-se na figura 6.7.

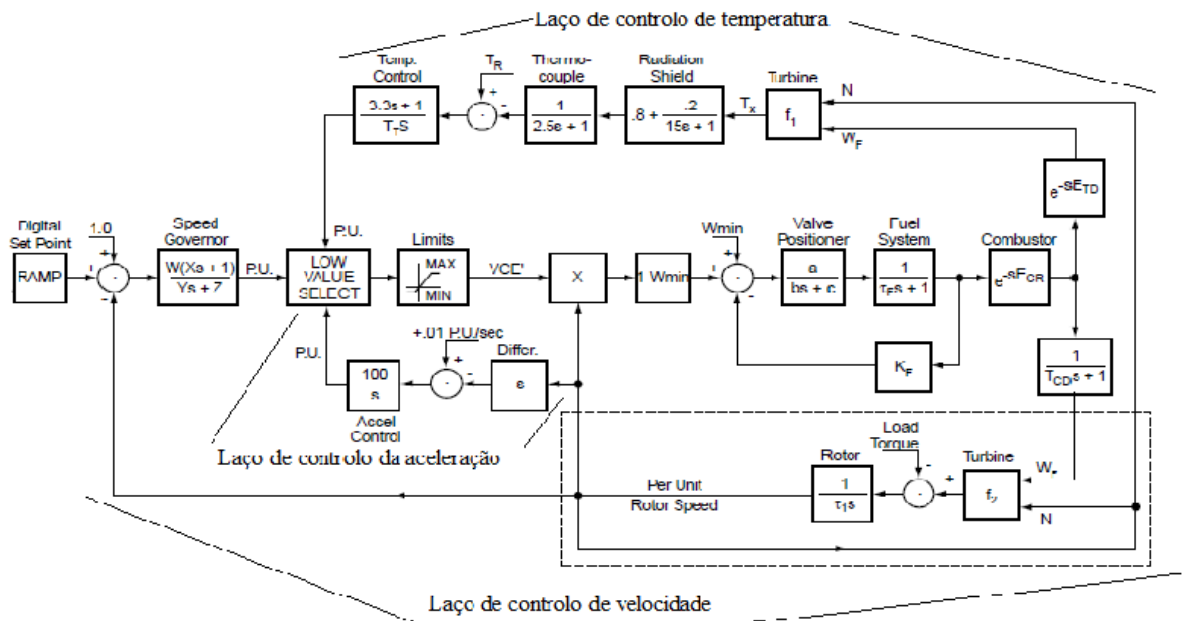


Fig. 6.7: Diagrama em blocos da turbina á gás e seus diferentes laços de control.

---

O esquema corresponde-se com uma turbina de ciclo simples sem recuperação de calor e uma velocidade não muito diferente da nominal. Este modelo tem sido validado e usado várias vezes na prática. Como se pode verificar, a turbina tem três laços de control:

- O laço de control de velocidade que opera normalmente com a turbina em operação, encarregue da regulação da velocidade;
- O laço de control de temperatura que evita um sobreaquecimento na máquina;
- O laço de control da aceleração que controla o processo de arranque da turbina;

O control de temperatura é fundamental os demais laços se subordinam a ele ( laço de temperatura) para evitar um sobreaquecimento dos metais da turbina e consequentemente danos irreversíveis na mesma, estas três funções de control são as entradas de um selector de valor mínimo assinalado no esquema como *low value select*. A menor destas saídas é a que efectua a acção de control.

O laço de velocidade é o que actua directamente com o governador e pode operar em modo *Droop* permitindo uma certa queda ou diminuição de velocidade com a carga ou em modo *Isócrono* mantendo a velocidade constante e independente da carga, o laço de temperatura de saída tem por objectivo principal limitar a temperatura da máquina reduzindo a potência de saída, se está variando e podendo vir à ultrapassar seu valor permitido, esta temperatura de saída mede-se com termopares que incorporam sensores de radiação, o laço de control da aceleração impede a sobre-velocidade da máquina perante mudanças bruscas de carga durante o arranque da unidade. Em operação normal na dinâmica da unidade é determinante os laços de control da temperatura e velocidade.

A dinâmica da turbina no modelo de *Rowen* simula-se principalmente através de duas funções  $f_1$  ;  $f_2$  , os atrasos associados com o transporte dos gases de saída o processo de combustão assim como o bloco de atraso de tempo com constante  $T_{CD}$ , a função  $f_1$  calcula a temperatura de saída da turbina em função do fluxo de combustível e da velocidade do rotor e a função de saída  $f_2$  calcula o par de saída da turbina também como função do fluxo de combustível e da velocidade do rotor. Estas duas funções mostram-se a seguir:

$$\begin{aligned} f_1 &= T_R - a_1 \cdot (1 - W_F) - b_1 \cdot N \\ f_2 &= a_2 + b_2 \cdot W_F - c_2 \cdot N \end{aligned} \quad (6.3)$$

donde  $T_R$  é a temperatura nominal de saída dos gases da turbina,  $W_F$  é o fluxo de combustível em por unidade do valor nominal,  $N$  a velocidade do rotor em por unidade da nominal e  $a_1$ ,  $a_2$ ,  $b_1$ ,  $b_2$  e  $c_2$  são constantes. Valores típicos dos parâmetros do modelo aparecem na tabela 6.1.

Tabela 6.1-Valores típicos das constantes do modelo de Rowen para uma Turbina Heavy Duty de ciclo aberto de 48 [MW]

PARÂMETRO	DESCRIÇÃO	UNIDAD	VALOR
W	Ganho = 1/droop	MWpu/Npu	16,7
X	Cte de tempo de avanço do governor	segs.	0,6
Y	Cte de tempo de atraso do governor	segs.	1,0
Z	Modo do governor	Número de refe-rência	Droop 1 Isocr. 0
MAX	Límite máximo da demanda	pu	1,5
MIN	Límite mínimo da demanda	pu	-0,1
A	Constante de posicionamento da válvula	pu	1
B	Constante de posicionamento da válvula	pu	0,05
C	Constante de posicionamento da válvula	pu	1
$W_{MIN}$	Fluxo mínimo de combustível	pu	0,23
$T_F$	Cte de tempo de control do combustível	segs.	0,4
$K_F$	Realimentação do sistema de combustível	pu	0
$E_{CR}$	Atraso de tempo na combustão	segs	0,01
$E_{TD}$	Atraso de tempo na turbina na saída dos gases.	segs	0,04
$T_{CD}$	Cte de tempo de descarga do compressor	segs	0,2
$T_R$	Temperatura nominal dos gases de saída	°C	510
$T_T$	Cte de integração do controlador de temperatura	°C	232
$T_I$	Inércia = 2.H	segs	15,64



Dado que o objectivo fundamental do presente trabalho é estudar o comportamento de diferentes reguladores de velocidade quando se produzem variações bruscas da carga, pressupor-se-á que os valores de temperatura dos gases de saída da unidade à gás não alcancem em nenhum caso valores superiores aos que suportam os metais da turbina e portanto é possível desprezar o laço de control da temperatura apresentado na parte superior da figura 6.7, da mesma maneira tão pouco se levará em linha de conta o laço de control de aceleração, não sendo por isso considerada.

No caso do laço de control da velocidade que ocupa a posição central do esquema consideram-se as seguintes simplificações:

- No governador de velocidade constará de um controlador proporcional e não se considera rede em avanço /atraso, pelo que os valores de X e Y serão zero. Este bloco ou rede de avanço / atraso tem como função introduzir amortecimento a possíveis oscilações durante o control da velocidade funcionando de forma similar à uma retro-alimentação negativa. considerar-se-á não obstante uma constante de tempo de resposta do governador que é pequena e que não se inclui no esquema da figura 6.7;
- Não será necessário o bloco de selecção de valores mínimos ao considerar-se na modelação um só laço de control, tão pouco se consideram limites de entrada de combustível, considerando-se a saída da turbina limites de potência de saída;
- O somador ao qual por ele se introduz o valor de consumo mínimo de combustível em condições de não ter carga e que se coaduna com o respectivo consumo para manter o compressor acoplado no eixo trabalhando assim como o bloco que o segue que representa o posicionamento da válvula de entrada de combustível tão pouco será considerado no modelo;
- O esquema simplificado então constará do regulador com controlador tipo proporcional e um bloco de atraso para simular a turbina, com limitador de potência a saída, como se pode ver na figura 6.8;

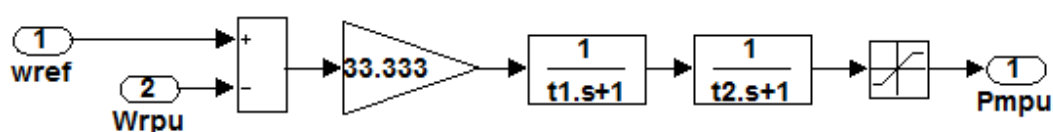


Fig. 6.8: Diagrama em blocos do regulador de velocidade

## 6.5 Modelos Em SimPowerSystems Elaborados Para Comparar A Operação Dos Reguladores

Na figura 6.9 é apresentado o modelo da turbina elaborado para à análise comparativa dos três tipos de reguladores de velocidade. Constituído por três partes: o governador, o sistema de combustão e a própria turbina os diferentes reguladores são integrados no governador a medida que se precisa e um de cada vez. Em todos os casos utilizou-se uma excitatriz estática.

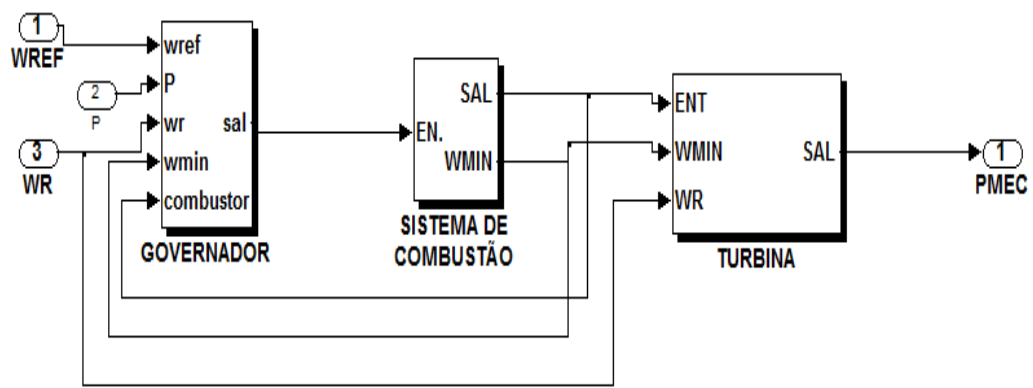


Figura 6.9: Modelo em Simpowersystems para o estudo comparativo dos reguladores de velocidade

## 6.6 Comparação Do Comportamento Transitório Dos Três Sistemas De Control De Velocidade

Como se descreve na introdução deste capítulo, os fenómenos transitórios que se analisam e servem como base da comparação são os seguintes:

- Deslastre completo de carga;
- Aumento súbito de carga em passos de 33% da carga nominal de forma escalonada;

A carga considera-se com um factor de potência de 0,85, inicialmente supõe-se o gerador trabalhando com 100% da carga e no primeiro transitório desliga-se ou corta-se de um só golpe toda carga, depois que se tenha alcançado o estado estável aumenta-se a carga de forma escalonada com escalões de 33% de cada vez até alcançar novamente o estado estável em cada intervalo.

Nas figuras 6.10 e 6.11 apresenta-se o comportamento da velocidade obtido como resultado da simulação, para o caso em que se usa uma excitatriz estática, como se disse anteriormente, e com os três tipos de reguladores de velocidade estudados.

No primeiro gráfico, figura 6.10, apresenta-se o percurso completo, para todo o intervalo de tempo, enquanto que na segunda, figura 6.11, ampliou-se a resposta do sistema para a rejeição dos 100% da carga, correspondente assim a primeira parte da simulação.

Nas figuras 6.12 e 6.13 mostra-se o comportamento da tensão em igualdade de condições.

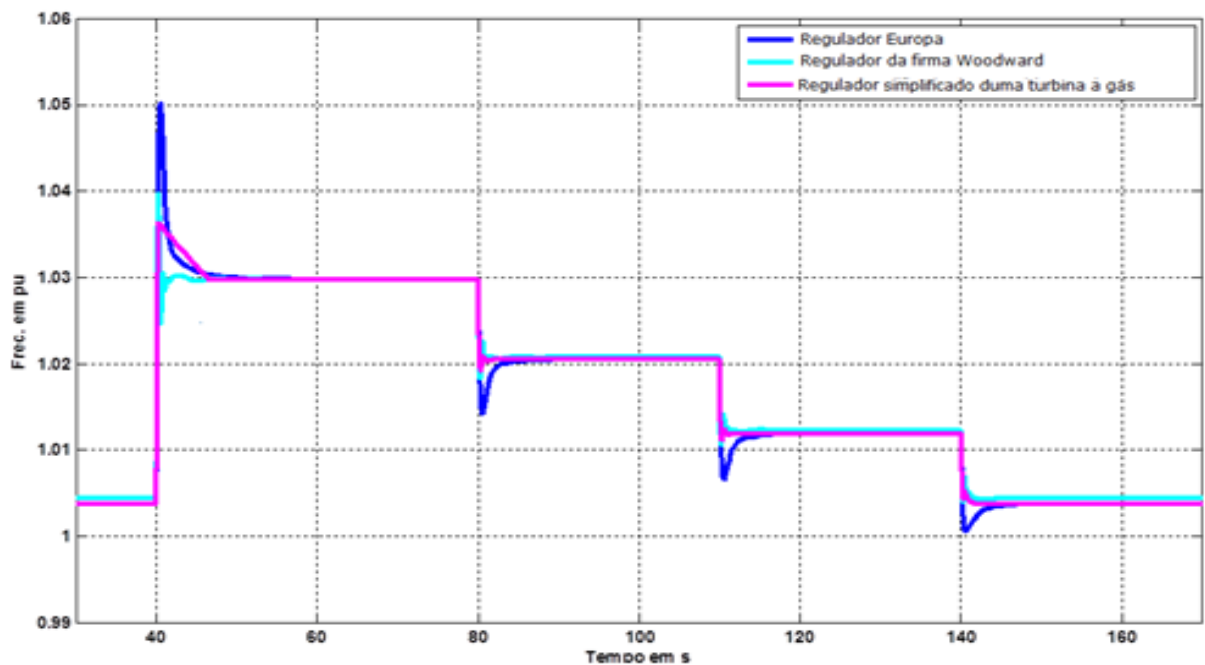


Figura 6.10: Comportamento da velocidade em todo o processo simulado.

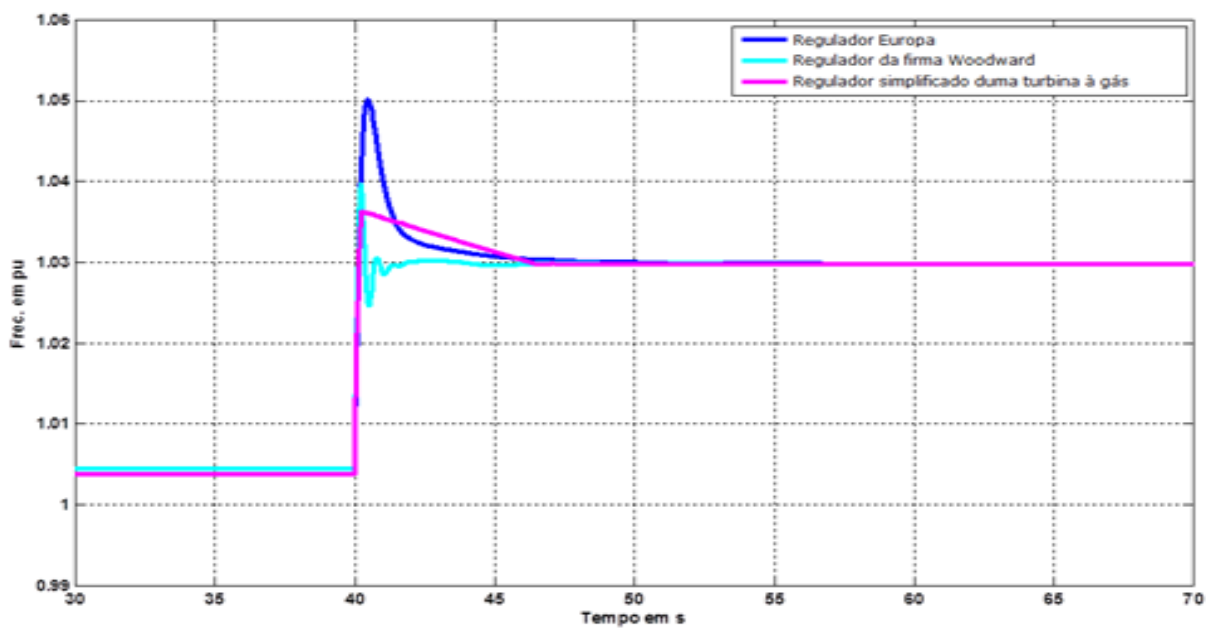


Figura 6.11: Comportamento da velocidade diante de uma rejeição de 100% da carga

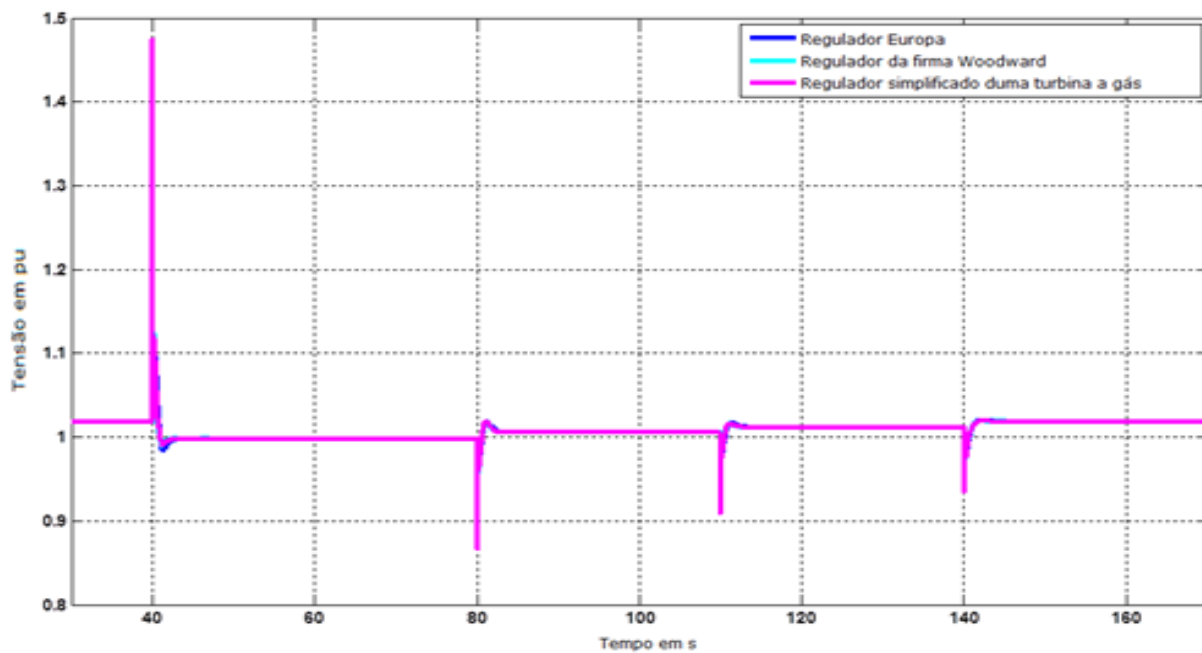


Figura 6.12: Comportamento da tensão em todo o processo simulado.

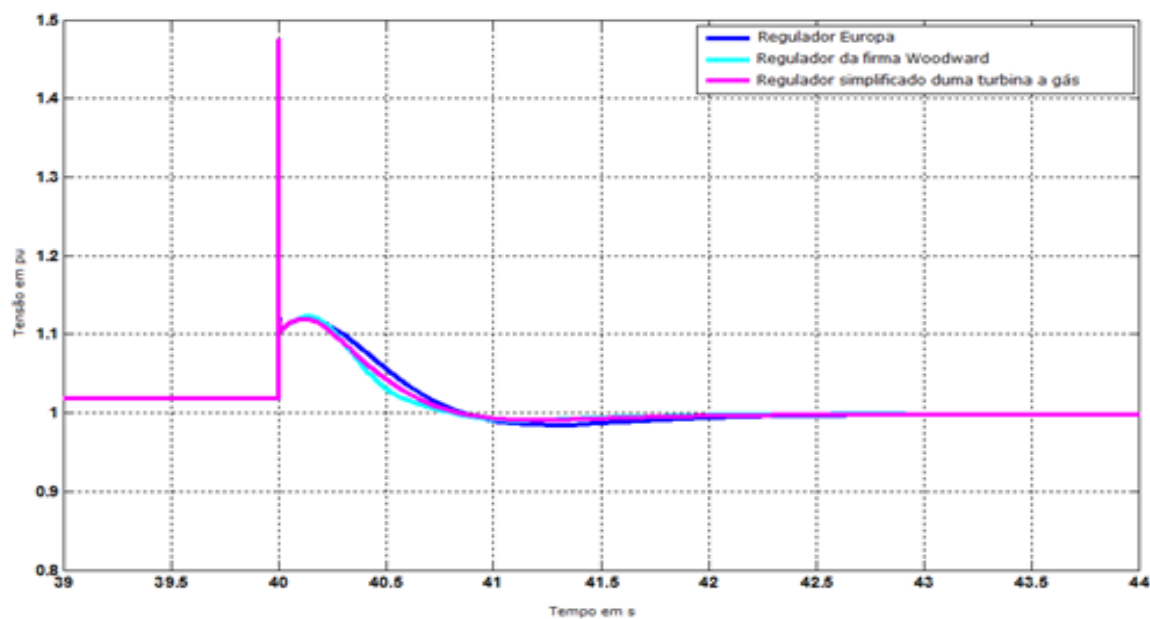


Figura 6.13: Comportamento da tensão diante de uma rejeição de 100% da carga.

Nas figuras anteriores, verifica-se o comportamento do gerador nos três casos, como se observa o comportamento em todos os casos é bom, só quando há uma rejeição de carga de 100% o regulador de velocidade simplificado da Turbina à Gás tem uma sobre regulação acima dos 3%, enquanto que no resto se mantem abaixo daquele valor sendo inclusivamente a volta de 1% de todos os cálculos efectuados resulta evidentemente que o melhor comportamento em geral se obteve com o regulador de velocidade da firma *Woodward* [30] que é um controlador digital adaptativo que dependendo da perturbação varia o valor do ganho proporcional desde 3 até 10, mantendo neste caso os ajustes do termo integral e diferencial constantes, o qual lhe permite obter as melhores respostas em situação de rejeição de 100% da carga.

Na figura 6.14 pode-se ver como varia o ganho proporcional quando se dá a rejeição de 100% da carga, deve-se assinalar que nas restantes perturbações manteve-se sempre no seu valor inicial e igual a 3.

Na figura 6.15 observa-se como o bloco derivativo digitaliza a derivada da variação de velocidade, de um modo geral, pode-se comentar de que os valores de sobre-alcançe são bons em todas as situações analisadas. A diferença é notória apenas nos tempos de restabelecimento.

Não se explorou a possibilidade de que os ganhos integrais e diferenciais pudessem ser também adaptativos no caso do regulador de velocidade da *Woodward* o que poderia melhorar ainda mais o comportamento do control neste caso concreto.

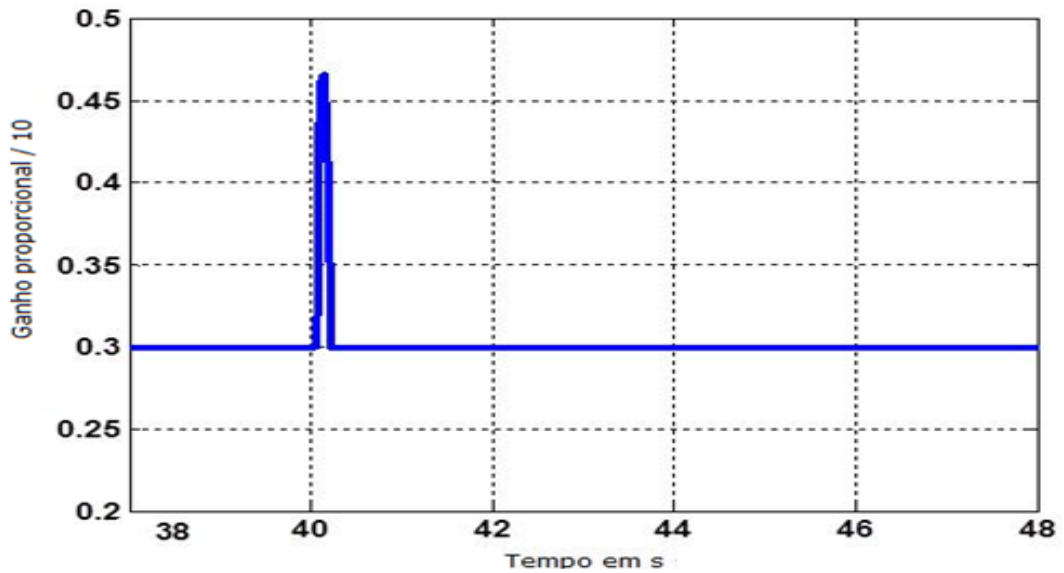


Figura 6.14: Valores do ganho proporcional do controlador adaptativo de velocidade da firma Woodward.

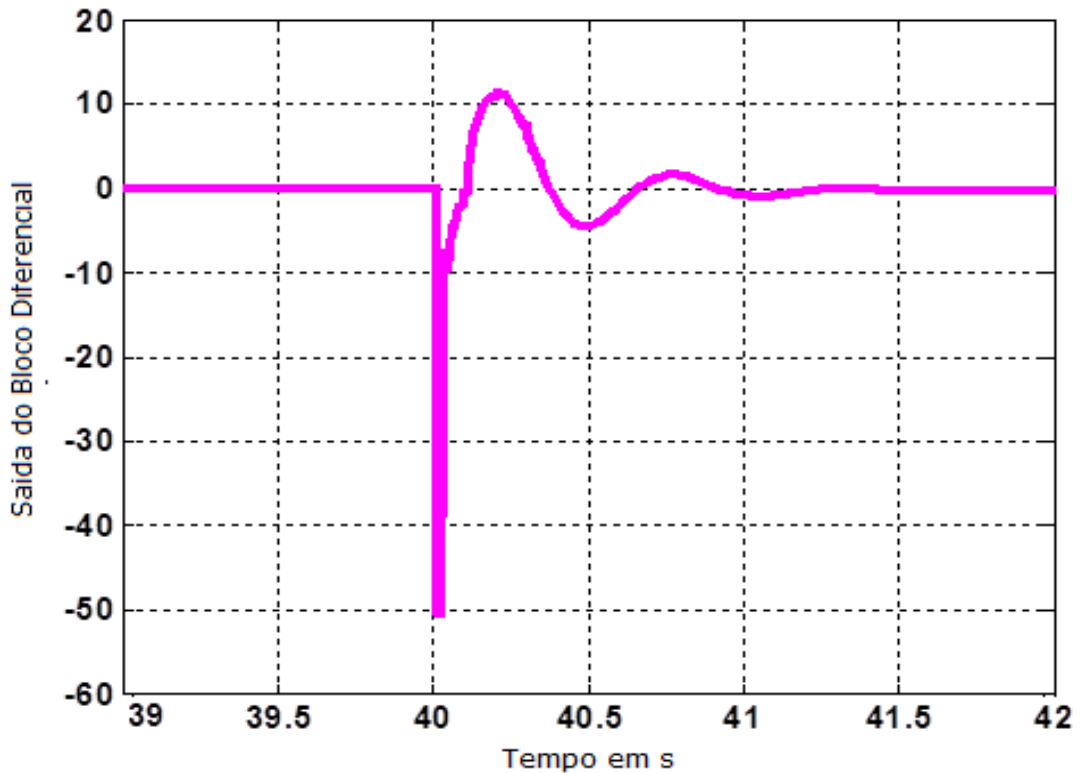


Figura 6.15: Saída do bloco diferencial do regulador da firma Woodward digitalizada com visualização do 1 ciclo.



## 7 Caso De Estudo Análise Do Comportamento Transitório Da Central Boavista II

### 7.1 Introdução

Neste último capítulo, tendo em conta os esclarecimentos e resultados obtidos dos capítulos que o antecedem, analisar-se-á o comportamento transitório da unidade geradora da central Boavista 2 situada no Porto Pesqueiro da Cidade de Luanda e que alimenta, através de um cabo subterrâneo a subestação N'gola Kiluanje a partir da qual se distribui energia eléctrica a algumas indústrias e consumidores residenciais da referida Cidade.

Actualmente a central trabalha em ilha, ou seja, isolada da rede pelo que em primeira análise se considerará esta condição de operação, assim, para se fazer o estudo mais completo, considera-se para esse efeito uma segunda parte consistindo numa eventual ligação a rede da referida central a partir da própria subestação denominada N'gola Kiluanje.

Começa-se então com uma descrição da Central Boavista 2 e do sistema de que a mesma faz parte, esta descrição inclui os dados nominais das componentes do sistema, os procedimentos consistirão em primeiro que tudo, analisar o comportamento do sistema perante as principais perturbações possíveis, ou seja com a máquina operando em ilha e finalmente depois as principais perturbações com a máquina ligada a rede e, através da *SE N'gola Kiluanje*.

### 7.2 Esquema Geral Da Central E Sua Zona De Influência

Na figura 7.1 mostra-se o diagrama unifilar simplificado da central Boavista 2 que permite descrever de um modo geral seus principais componentes e na figura 7.2 o diagrama unifilar da *SE N'gola Kiluanje* com as supostas cargas. Tanto a central como a subestação estão ligados através de um cabo subterrâneo de 5 km, com os parâmetros de 0,06 ohms/km de resistência, e 0,34 H/km de inductância e 0,274  $\mu$ F de capacitância.

---



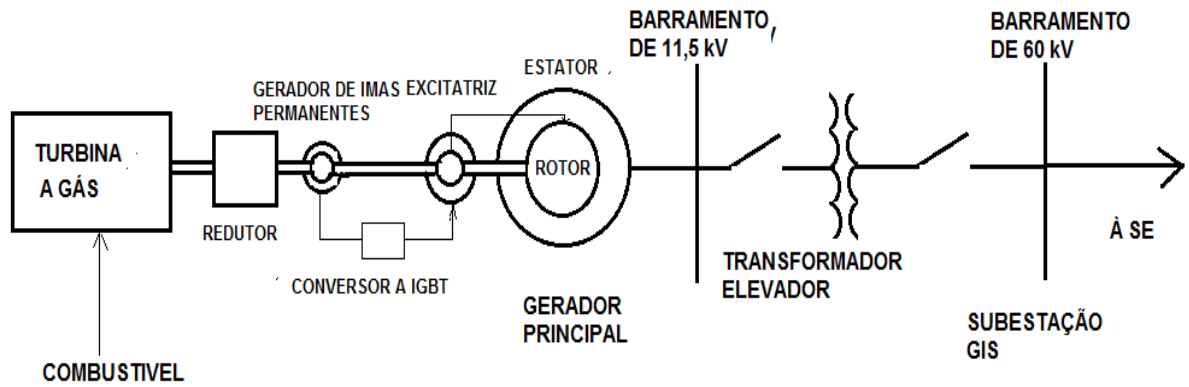


Figura 7.1: Diagrama unifilar simplificado da central

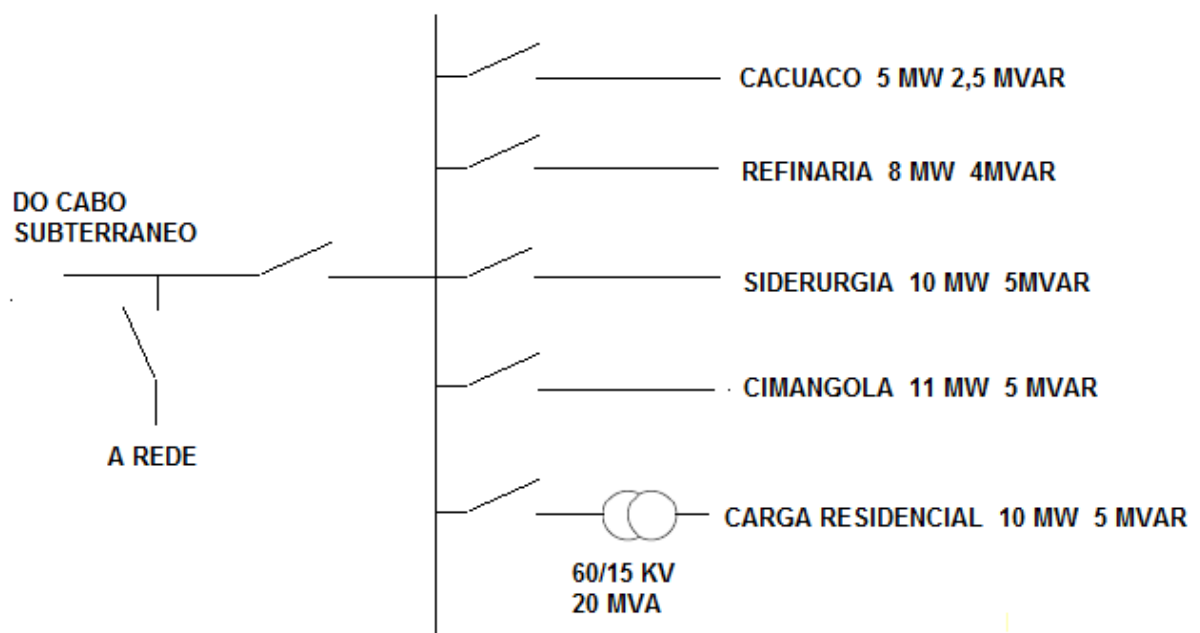


Figura 7.2: Diagrama unifilar da SE N'gola Kiluange

A energia é obtida através do combustível que entra na câmara de combustão da Turbina à Gás Industrial tipo *Heavy Duty* a qual está acoplada directamente a um reductor pelo facto de que a velocidade da turbina é muito superior do que é preciso para a velocidade nominal do gerador para produzir ou gerar a onda à C.A. e à 50 Hz, acoplados ao mesmo eixo do rotor do Gerador Principal encontram-se os seguintes componentes:

- Enrolamento de Excitação do Gerador principal;
- Rectificador á díodos que alimenta o enrolamento de excitação do Gerador principal;

- Enrolamento trifásico da excitatriz principal que alimenta o retificador á díodos;
- Imãs permanentes, da excitatriz piloto;

Entretanto fora da estrutura rotatória e no estator da excitatriz principal está o seu enrolamento de excitação que é alimentado através de um conversor à I.G.B.T situado no estator do gerador piloto de imãs permanentes. que está integrado no regulador de tensão constituindo assim um sistema sem escovas conforme figura 2.9 do capítulo 2.4.2.

A tensão nominal de saída do gerador principal é de 11,5 kV e está ligada através de um disjuntor à um transformador elevador de 11,5/63 kV que por sua vez está ligado a saída de um posto de seccionamiento tipo G/S (Gas Insulated Switchgear) na própria central e que está encarregue de ligar e desligar a saída da central a linha de transporte em cabo subterrâneo com cerca de 5 km de comprimento da referida central a subestação N'gola Kiluange.

Os dados nominais mais importantes das componentes do sistema são apresentados nas tabelas a seguir 7.1,7.2,e 7.3:

Tabela 7.1- Dados da turbina a gás

Fabricante	General Electric
Tipo	Industrial (Heavy Duty)
Modelo	PG6581B
Potência nominal em MW em condições ISO	41,21
Taxa de calor (Heat Rate) em kJ/kWh em condições ISSO	11 230
Temperatura ambiente ISO em ° C	15
Pressão atmosférica ISO em mbar	1013,5
Humidade relativa ISO en %	85
Tipo de combustível	Líquido
Velocidade nominal em RPM	5100

Tabela 7.2- Dados do gerador síncrono

Fabricante	Brush
Tipo	Rotor Cilíndrico 2 polos
Modelo	BDAX 7-290ERHN
Potência aparente nominal de saída em MVA	58,125
Potência nominal em MW	46,5
Tensão nominal em kV	11,5
Velocidade nominal em RPM	3000
Frequência nominal em Hz	50
Sistema de Excitação	Sem escovas, com gerador de imã permanente, alternador e rectificador a díodos
Tipo de arrefecimento	Ar/água
<b>PARÂMETROS DINÂMICOS DO GERADOR</b>	
Parâmetros	Valores
Reactância Síncrona de Eixo Directo em pu $X_d$	2,3
Reactância Síncrona de Eixo Transversal em pu $X_q$	2,11
Reactância Transitória de Eixo Directo em pu $X_d'$	0,2
Reactância Subtransitória de Eixo Directo em pu $X_d''$	0,14
Reactância Transitória de Eixo Transversal em pu $X_q'$	0,24
Reactância Subtransitória de Eixo Transversal em pu $X_q''$	0,17
Reactância de Sequência Negativa em pu $X_2$	0,24
Reactância de Sequência Zero em pu $X_0$	0,17
Resistência do estator por fase em ohms $R_1$	0,0033
Constante de Tempo Transitória em Circuito Aberto em segs. $T_{do}'$	10,6
Constante de Tempo Transitória em Curto Circuito em segs. $T_d'$	0,72
Constante de Tempo Subtransitoria em Circuito Aberto em segs. $T_{do}''$	0,05
Constante de Tempo Subtransitoria em Curto Circuito em segs. $T_d''$	0,04

Momento de Inércia em $\text{kg}\cdot\text{m}^2 \text{WR}^2$	970
Constante de Inércia H em segs.	0,82
Razão de curto circuito RCC	0,48
Corrente de excitação para ter tensão nominal em vazio em A	288
Corrente de excitação com carga nominal e fp nominal em A	880
Regulação de tensão em %	36

Tabela 7.3- Dados do transformador elevador

Fabricante	ABB
Tipo	Trifásico de colunas (Core)
Tipo de arrefecimento	ONAN/ONAF
Potência aparente nominal de saída em MVA	43,2/54
Tensão nominal do primário em kV	11,5
Tensão nominal secundário em kV	63±4 *2,5%
Tensão de curto circuito em %	12
Ligação	Ynd11

## 7.3 Modelo Matemático De Simulação E Ajuste Dos Parâmetros Do Modelo

### 7.3.1 Diagrama De Blocos E Parâmetros Do Regulador De Velocidade Da Turbina A Gás

Na figura 7.3 mostra-se o diagrama de blocos utilizado para representar o regulador de velocidade e a turbina. Este diagrama baseia-se no conhecido modelo de *Rowen* que é uma simplificação do modelo que aparece em [7], capítulo 14, figura 14.20, nesta figura considera-se os três laços de control de velocidade, arranque e temperatura, mais neste caso apenas precisamos o laço de control de velocidade  $W_r$  é a referência de velocidade que, ao operar em ilha deve ser igual à 1 pu com o objectivo de manter a frequência constante e igual à 50 Hz, esta é a denominada operação em (MODO ISÓCRONO).

Ao operar ligado a rede este valor de referência depende da potência entregue a rede já que há que operar no denominado (MODO DROOP ou COM

CARACTERÍSTICA DE REGULAÇÃO);  $w$  é o valor real da velocidade da turbina e do gerador em por unidade.  $P_e$  é a potência eléctrica.  $R$  é o droop ou pendente em por unidade.  $T_{pe}$  é a constante de tempo do modo droop em segundos.  $K_P$  é o ganho proporcional do regulador,  $K_I$  é seu ganho integral.  $a$ ,  $b$  e  $c$  são constantes da válvula de admissão de combustível,  $T_{ff}$  é a constante de tempo que tem em linha de conta a dinâmica do sistema de combustível,  $T_{cd}$  é a constante de tempo que tem em linha de conta a dinâmica de descarga do compressor.  $f_2$  o seu valor é dado pela seguinte expressão :  $f_2 = 1,3.(W_c - 0,23) + 0,5.(1 - W)$  donde  $W_c$  é o fluxo de combustível em que  $W_{cmin}$  da figura corresponde ao seu valor mínimo

Devem ser colocados também os limites de potência de saída da turbina. Na tabela 7.4, dão-se os valores dos parâmetros do diagrama.

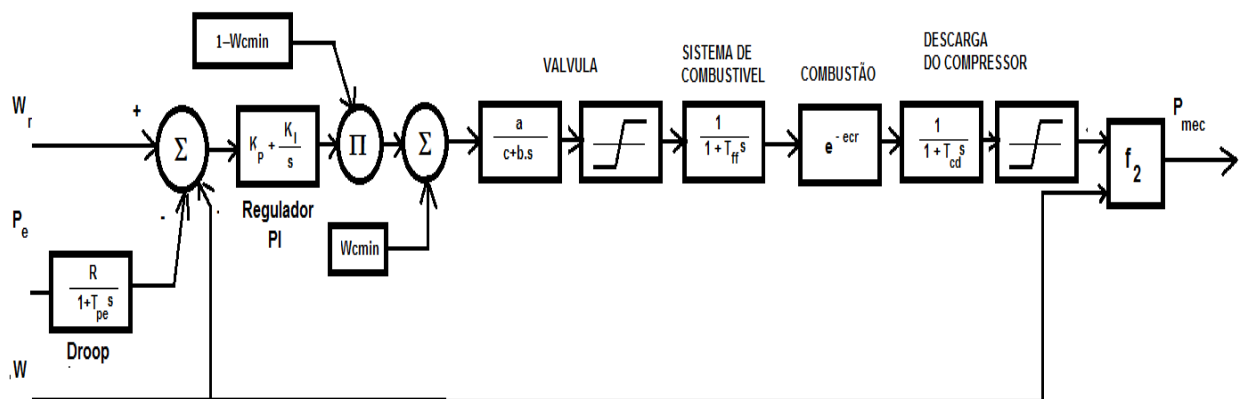


Figura 7.3: Diagrama de blocos do regulador de velocidade e da turbina

Tabela 7.4- Parâmetros do regulador de velocidade e da turbina

Droop R	0 Isócrono 0,04 Droop
Constante de tempo do droop $T_{pe}$ em segundos	0,005
Ganho Proporcional do regulador $K_P$	2
Ganho Integral do regulador $K_I$	10
Limite superior de potencia em por unidade	1
Limite inferior de potencia em por unidade	0
Constantes a, b , c da válvula de entrada de combustível	[1; 0,05 ;1 ]
Limite superior da válvula posicionadora em pu	1
Limite inferior da válvula posicionadora em pu	0,1
Constante de tempo do sistema de combustível $T_{ff}$ em segundos	0,4
Atraso do combustor em segundos ecr em segundos	0,01
Constante de tempo da descarga do compressor $T_{cd}$ em segundos	0,2

### 7.3.2 Diagrama De Blocos E Parâmetros Do Regulador De Tensão E Sistema De Excitação [31,32]

Na figura 7.4 apresenta-se o diagrama de blocos do regulador de tensão e sistema de excitação. Este modelo está relacionado com os das figuras 4.15 do capítulo 4.7 e 4.17 do capítulo 4.9 , excepto em dois aspectos:

Primeiro por se ter pressuposto linear a característica de vazio da excitatriz de C.A., ou seja, não se considerou a saturação, devido a que os resultados experimentais obtidos com a excitatriz do gerador de Boavista 2 dá azo a uma característica praticamente linear.

Segundo à presença de um regulador proporcional, com o que integra este gerador, em vez do proporcional integral que aparece nesta figura. Seu regulador de tensão dispõe também de um estabilizador da corrente de excitação como se apresenta no diagrama. Verifica-se também a realimentação da potência reactiva Q.

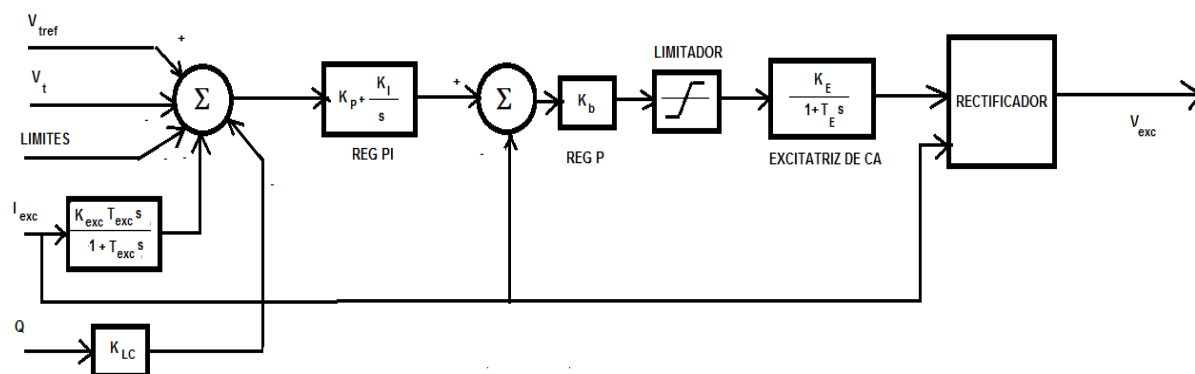


Figura 7.4: Diagrama de blocos do regulador de tensão e o sistema de excitação

Neste diagrama  $V_{tref}$  é a referência ou comando de tensão de saída do gerador,  $V_t$  é seu valor real,  $I_{exc}$  é a corrente de excitação do gerador principal,  $K_{LC}$  é o ganho da realimentação da potência reactiva  $Q$ .  $K_P$  e  $K_I$  são os parâmetros do regulador PI e  $K_b$  o do regulador proporcional.  $K_E$  é o ganho da excitatriz, considerada igual a 1 ao trabalhar em por unidade,  $T_E$  é a constante de tempo da excitatriz de CA e  $K_{exc}$  e  $T_{exc}$  são os parâmetros do estabilizador da corrente de excitação, o bloco denominado RECTIFICADOR contém as equações da figura 4.11 do subcapítulo 4.5 os parâmetros deste regulador apresentam-se na tabela 7.5, a seguir:

Tabela 7.5-Parâmetros do regulador de tensão e sistema de excitação

Ganho proporcional do regulador PI $K_P$	1,22
Ganho integral do regulador PI $K_i$	1,15
Ganho do regulador P $K_b$	2
Limite máximo da saída do regulador de excitação	6
Limite mínimo da saída do regulador de excitação	1
Ganho do estabilizador da corrente de excitação $K_{exc}$	0,03
Constante de tempo do estabilizador da corrente de excitação $T_{exc}$ em segs.	0,02
Ganho da realimentação de potência reactiva $K_{LC}$	0,05
Ganho da excitatriz de CA $K_E$	1
Constante de tempo da excitatriz de CA em segs.	1

Limitadores;

Os limites simulados e seus ajustes são os seguintes:

- Limite V/Hz: Seu objectivo é evitar uma saturação excessiva do transformador elevador provocada por um valor de fluxo muito grande. Tem um primeiro nível de actuação com um atraso, e um segundo nível de actuação sem atraso. O primeiro nível está ajustado a cerca de 110% do valor nominal e o segundo nível a uns 130% do valor nominal. O atraso é de 3 segundos.
- Limite de sobre-excitação: Seu objectivo é proteger o gerador de sobre-aquecimento contendo também dois níveis e um atraso. O primeiro nível é de 4 vezes à corrente de excitação nominal em vazio e o segundo nível é de 6 vezes sendo o atraso de 3 segundos.
- Limite de baixa excitação: Seu objectivo é prever a diminuição da corrente de excitação abaixo de um nível que provoque a perda de estabilidade ou um aquecimento excessivo das cabeças das bobinas dos enrolamentos do estator. Este limite depende de uma combinação da potência activa e reactiva e seguir uma característica como a apresentada na figura 7.5

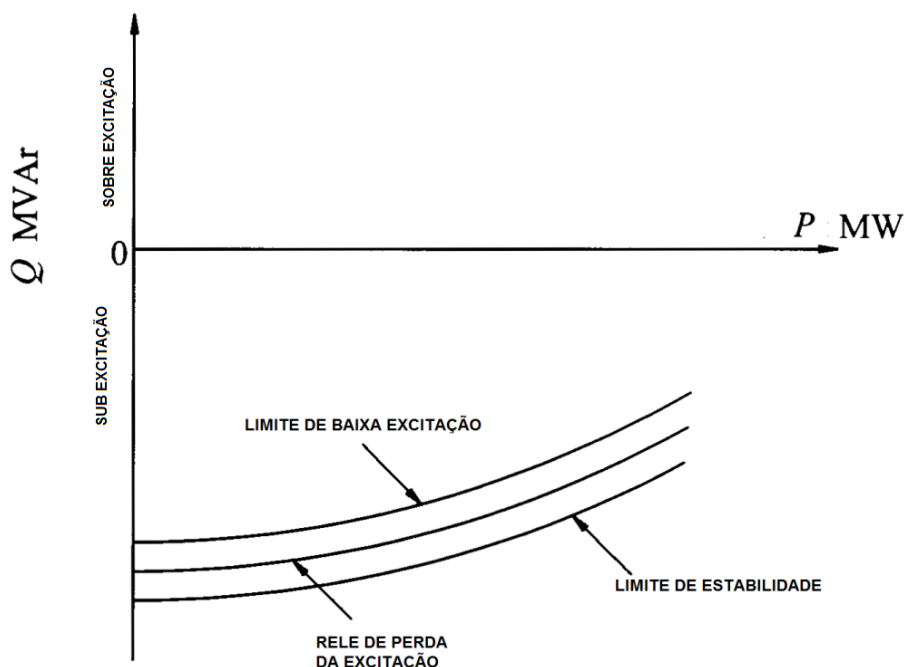


Figura 7.5: Ajuste dos limites de baixa excitação

A protecção deve actuar quando o consumo de potência reactiva for maior que um certo valor a partir do qual se ajustou, sendo por isso igual a



cerca de 30% dos MVA nominais da máquina sempre que a potência activa esteja entre cerca de 20% à 40% da nominal, para aumentar a rapidez da sua actuação far-se-á tendo um regulador PI de ganho proporcional igual a 2 e ganho integral igual a 1. Para evitar sua actuação inadequada em períodos transitórios, esta protecção realiza o denominado *Elemente Wash Out*, que nada mais é que um diferenciador de constante de tempo 10 milisegundos que impede à actuação da protecção nos períodos transitórios.

- Limite de Sobre corrente: Protege contra um sobre-aquecimento do enrolamento do estactor devido a uma corrente excessiva. Tem igualmente dois níveis de actuação, o primeiro com um atraso de 3 segundos ajustou-se para uns 110% da corrente nominal e o segundo instantâneo para uns 130% da corrente nominal.
- Limite de Sobre Tensão: Protege contra uma tensão alta excessiva e actua quando se ultrapassa 115% da tensão nominal sem atraso.

Todos estes limites menos o de baixa excitação actuam como uma realimentação negativa diminuindo a corrente de excitação, não se previu a actuação do estabilizador do sistema de potência (PSS) porém o modelo tem uma entrada prevista para esse fim.

Modelo de Simulação em *sympowersystems* do *simulink*.

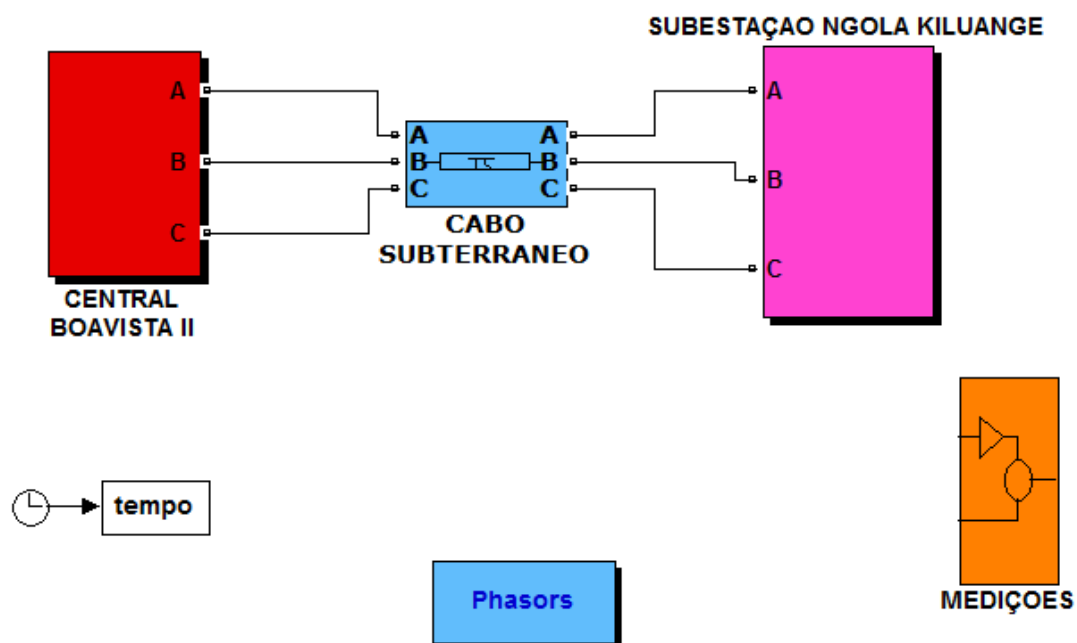


Figura 7.6: Modelo geral em *sympowersystems*

Na figura 7.6 mostra-se o modelo geral em *sympowersystems* elaborado, contendo três blocos principais: o denominado CENTRAL BOAVISTA II, à vermelho, que contém os modelos das componentes da central, o cabo subterrâneo, em azul, que simula o cabo com 5 km que transporta a energia da Central à SUBESTAÇÃO N'GOLA KILUANGE representada à violeta de onde se situam os elementos da subestação. Existem três blocos adicionais: um encarregado de medir o tempo, outro para habilitar a representação fasorial em *sympowersystems* e denominado *Phasors* e um bloco de MEDICÕES de onde se situam os instrumentos de medição de tensão, corrente e potência activa e reactiva da central.

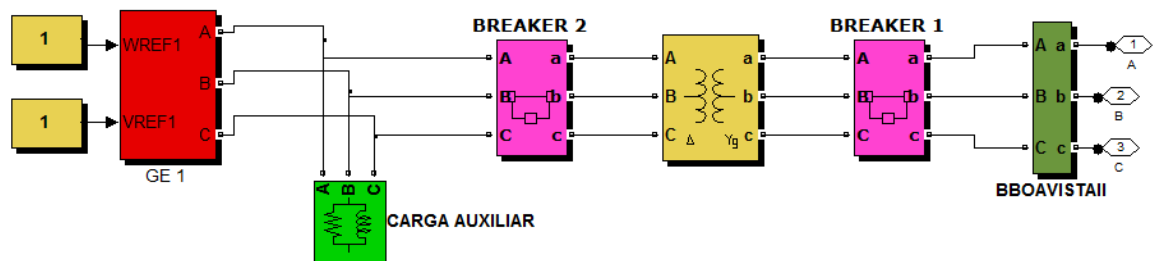


Figura 7.7: Conteúdo do bloco da Central Boavista II

Na figura 7.7 apresenta-se o conteúdo do bloco da Central Boavista II no qual se simulam os componentes da central: o Gerador e a Turbina com seu sistema de excitação GE 1, a CARGA AUXILIAR que simboliza o serviço auxiliar da usina, o disjuntor de saída do gerador BREAKER 2, o Transformador Elevador que aparece em amarelo, o disjuntor de saída colocado na SE de tipo GIS denominado BREAKER 1 e finalmente o bloco à verde escuro BOAVISTA II que é um bloco intrínscico do *simpowersystems* que permite ler, tanto em módulo como em ângulo, as três tensões e as três correntes. A informação deste bloco é enviada ao bloco de medições que aparece na figura 7.6 e permite determinar a tensão, corrente e as potências activa e reactiva de saída do gerador.

As entradas denominadas WREF1 e VREF1 são os sinais de comando de velocidade ou frequência e a tensão tal que, se o sistema está ligado a rede, seriam sinais de potência activa e reactiva entregues.

Na figura aparecem com valores iguais a 1 e em por unidade, ou seja, valores nominais, porque entenda-se nesse caso, à unidade geradora se encontrava trabalhando em ilha e a turbina em modo isócrona.

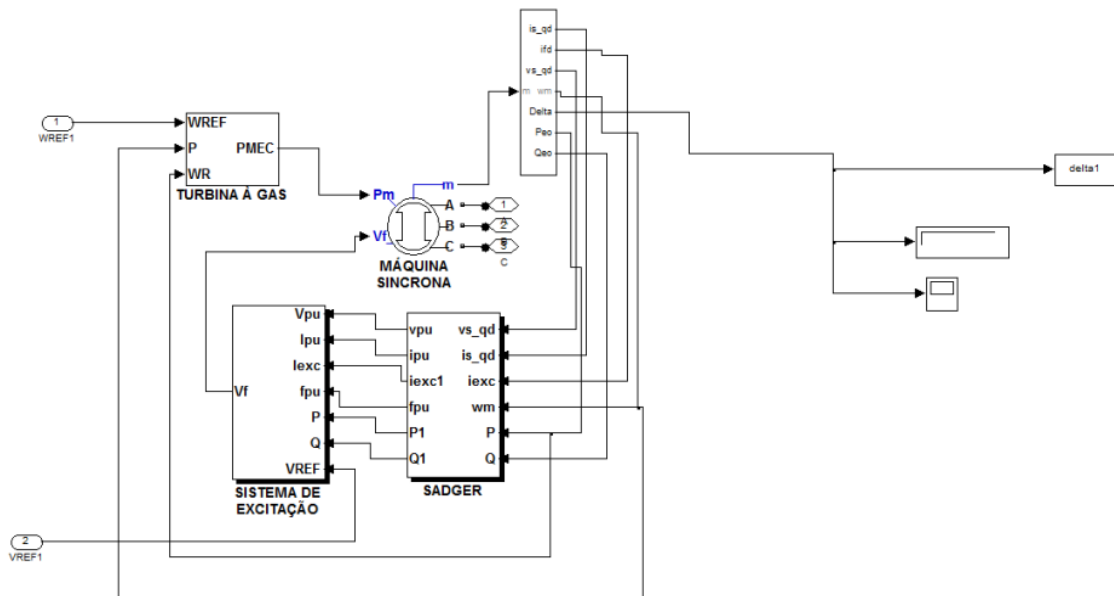


Figura 7.8: Conteúdo do bloco GE 1

Na figura 7.8 apresenta-se o conteúdo do bloco GE 1 que simula a turbina (bloco Turbina a Gás), o gerador (bloco Synchronous Machine pu standard), o sistema de excitação (bloco de mesmo nome) e o bloco SADGEN (Sistema de Aquisição de Dados do Gerador).

O bloco Synchronous Machine pu Standard é um bloco típico do *simulink* que resolve o modelo 2.2 segundo a classificação do IEEE, com um sistema de coordenadas fixas no rotor precisando como informação os dados nominais do gerador, as reactâncias em estado estacionário, transitório e subtransitário, a resistência do estator, à constante de inércia  $H$  e as constantes de tempo em circuito aberto e curto-circuito, os valores das impedâncias são em pu por unidade e os das constantes de tempo e de inércia em segundos.

O bloco SADGEN recolhe a informação das tensões, correntes, potência activa e potência reactiva do gerador e as passa/transmite ao bloco SISTEMAS DE EXCITAÇÃO, este bloco internamente contém para cada uma destas variáveis, um osciloscópio, um instrumento de medição e um bloco To Workspace do *simulink* que permite armazenar os dados dos percursos e depois plotá-los ou imprimi-los para visualização, em função do tempo.

Na figura 7.9 apresenta-se o conteúdo interno deste bloco donde se verifica que se medem em pu por unidade, a tensão e a corrente do estator, a corrente de

excitação, a frequência (através da velocidade), a potência activa e a potência reactiva. Separado deste bloco, mede-se o ângulo de potência do gerador (bloco delta1) cuja variação no tempo serve para comprovar a estabilidade de ângulo do rotor.

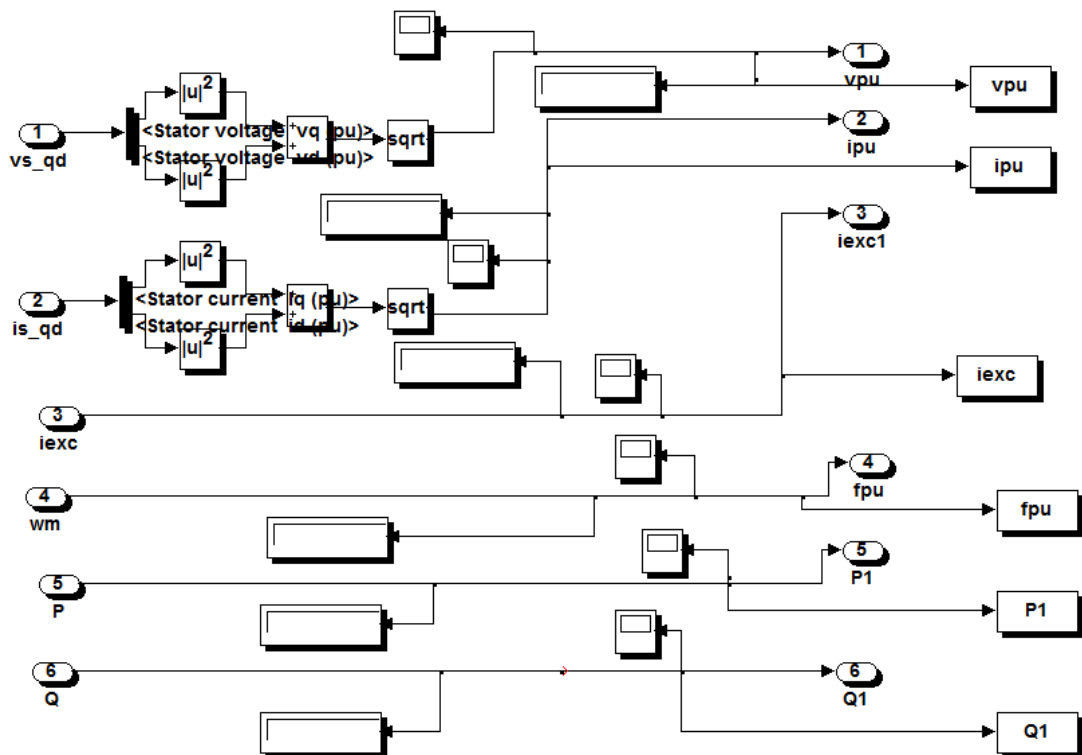


Figura 7.9: Conteúdo interno do bloco SADGEN

Na figura 7.10 mostra-se o conteúdo interno do bloco SISTEMAS DE EXCITAÇÃO que, como se verifica, consta de duas partes: o bloco LIMITADORES e o bloco de regulação de tensão AVR (Automatic Voltage Regulator), no primeiro simulam-se os elementos de protecção já referidos e explicados anteriormente, a saída deste bloco entra no bloco AVR para modificar a corrente de excitação se a protecção do gerador necessitar.

A outra parte, no bloco AVR encontra-se simulado o diagrama de bloco da figura 7.4, ou seja, que inclui também a simulação da excitatriz com o regulador. Todos os parâmetros de ajuste deste bloco podem seleccionar-se mediante a correspondente janela, a saída deste bloco é a tensão aplicada ao enrolamento de excitação do gerador em por unidade  $V_f$ . Existe uma entrada disponível para o

Estabilizador do Sistema de Potência (*Power System Stabilizer*) que, como se pode observar, está em zero pois este gerador não à utiliza.

No bloco Turbina a Gás está simulado o diagrama de blocos da figura 7.3

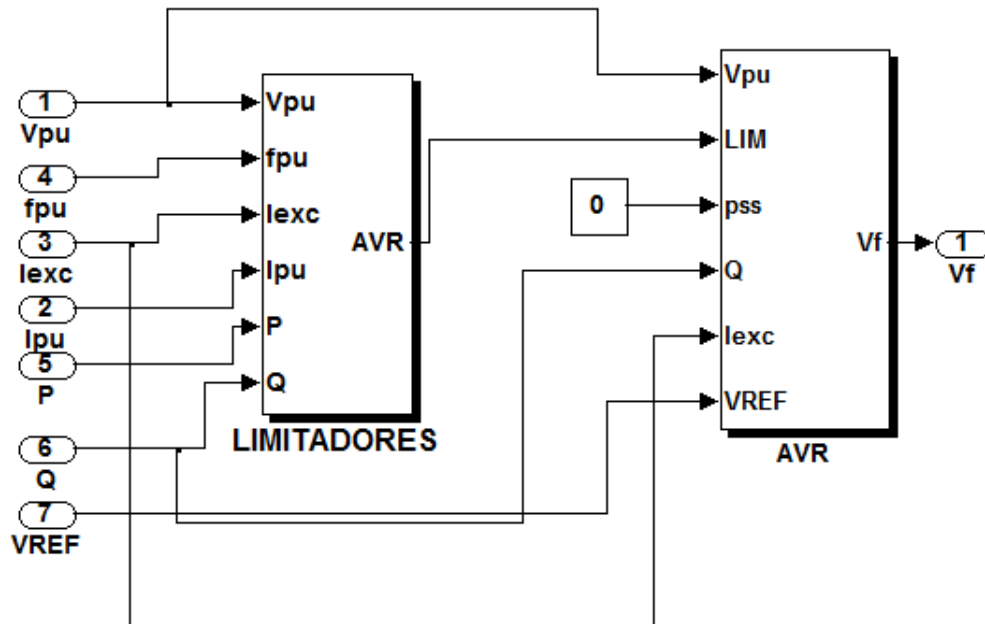


Figura 7.10: Conteúdo interno do bloco SISTEMAS DE EXCITAÇÃO

A simulação da SE *N'gola Kiluange* apresenta-se na figura 7.11 donde se verifica que corresponde ou tem haver com o diagrama unifilar da figura 7.2.

Tanto a entrada da SE como à ligação a rede e dos distintos consumidores têm seus disjuntores próprios que permitem liga-los e desliga-los no instante de tempo desejado.

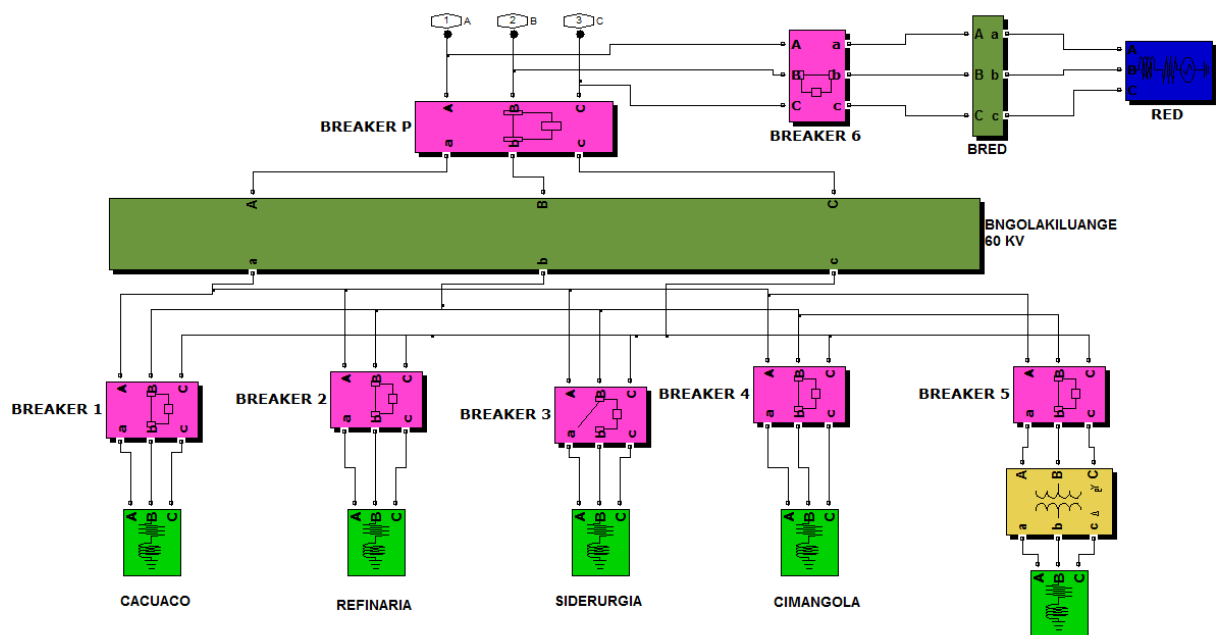


Figura 7.11: Simulação da S.E. N'gola Kiluange

Como complemento ao programa em questão e em *simpowersystems* elaborou-se o sub-programa, mais abaixo e em ambiente MATLAB para o *ploter* ou visualização das características obtidas das informações utilizadas das mesmas armazenadas nos blocos *To Workspace*.

```
%PLOTE CENTRAL BOAVISTAI
sn=58.1;un=11.5;fn=50;
in=sn*1000/(1.73*um);un1=63;un2=15;
figure(1):plot(tempo,fpu*fn,'r');grid
figure(2):plot(tempo,delta1,'r');grid
figure(3):plot(tempo,iexc,'r');grid
figure(4):plot(tempo,vpu*un,'r');grid
figure(5):plot(tempo,ipu,'r');grid
figure(6):plot(tempo,P1*sn,'r');grid
figure(7):plot(tempo,Q1*sn,'r');grid
figure(8):plot(tempo,BNGOLAKILUANGE/1000,'r');grid
figure(9):plot(tempo,PNBNGOLAKILUANGE/1000,'r');grid
figure(10):plot(tempo,QNBNGOLAKILUANGE/1000,'r');grid
```

Este sub-programa permite obter a variação no tempo das principais variáveis de comportamento do sistema analisado diante de qualquer suposta perturbação.

## 7.4- Análises Do Comportamento Transitório Do Sistema Operando Em Ilha Ou Isolado Da Rede

Ao trabalhar isolado da rede, a turbina tem de trabalhar em modo isócrono para manter a frequência constante, isto quer dizer que, no bloco da Turbina à Gás faz-se o *Droop* igual a zero.

Primeiro que tudo deve-se fazer correr o programa sem nenhuma perturbação com o objectivo de alcançar um estado estacionário, a partir do qual ocorrerão os fenómenos transitórios que vão ser analisados. Os resultados obtidos para este estado estacionário apresentam-se na tabela 7.6.

Tabela 7.6 – Valores em estado estacionário para a operação em ilha

Frequência em Hz	50
Ângulo de potência em graus	36,68
Corrente de excitação em pu	2,67
Tensão de saída do gerador em kV	11,76
Corrente do gerador em pu	0,867
Potência entregue pelo gerador em MW	44,26
Potência reactiva entregue pelo gerador em Mvar	26,43
Tensão na SE N'gola Kiluange em kV	60,54
Potência activa entregue a SE em MW	37,93
Potência reactiva entregue a SE em Mvar	19,02

Neste caso os fenómenos transitórios que serão analisados são:-

- Perda súbita de toda a carga industrial que corresponde a 29 MW e 14 Mvar;
- Curto-circuito à entrada da SE e a abertura do disjuntor principal da S.E. aos 50 milisegundos;
- Curto-circuito à saída da central e abertura do disjuntor de saída aos 30 milisegundos e um reengate ou fecho 30 milisegundos depois;

Quanto aos tempos descritos não entram em linha de conta com a extinção do arco que geralmente são entre [ 300 e 600 milisegundos o tempo de disparo e reengate], uma vez que não interferem na análise do comportamento dos

reguladores, entretanto os reles da SE estavam regulados na curva de tempo independente para em situação de Curto-circuito ocorrer o disparo instantâneo.

Perda súbita da carga industrial:

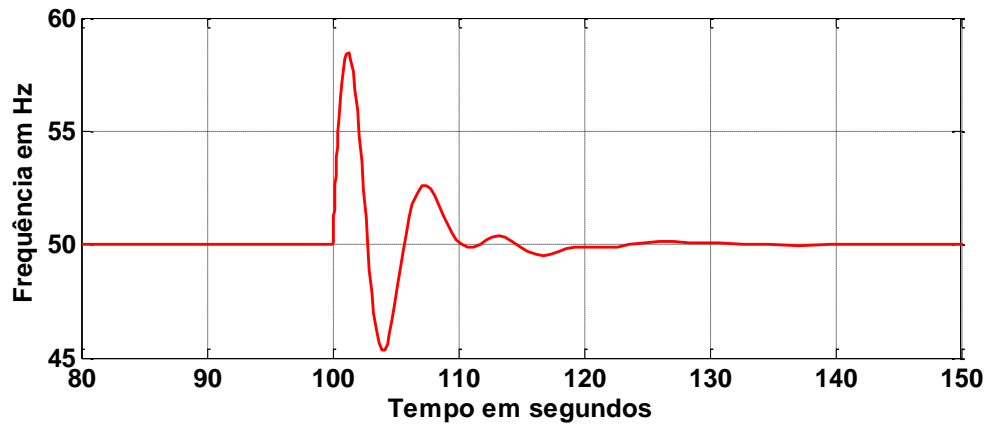


Figura 7.12: Comportamento da frequência diante à perda da carga industrial

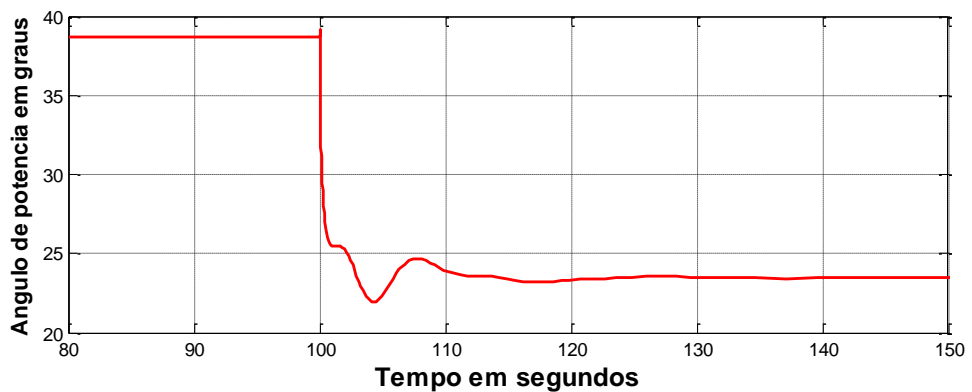


Figura 7.13: Comportamento do ângulo de potência do gerador diante à perda da carga industrial.

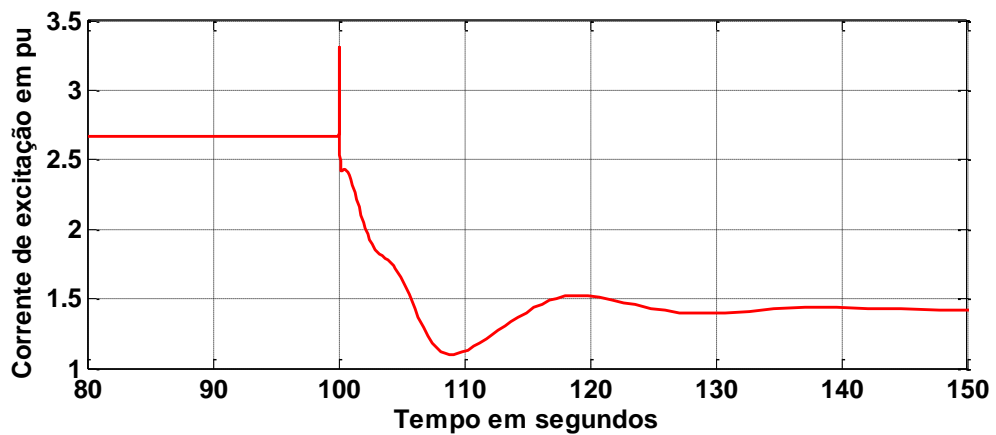


Figura 7.14: Comportamento da corrente de excitação diante à perda da carga industrial.



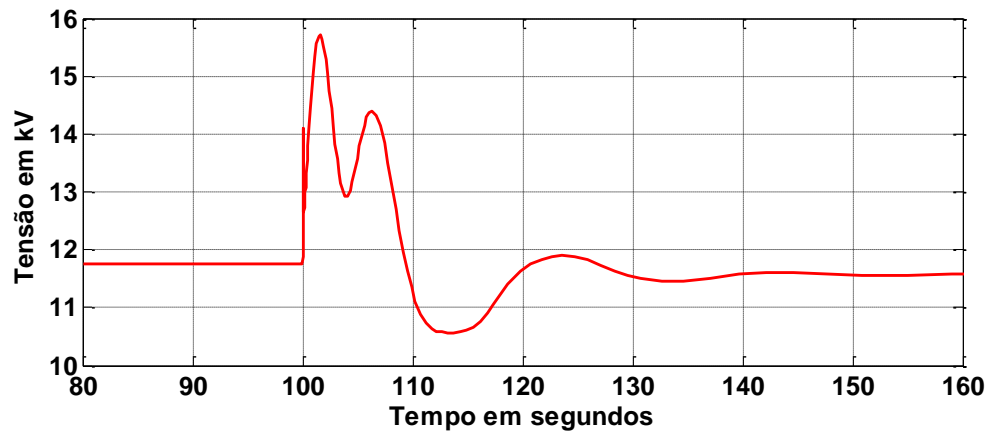


Figura 7.15: Comportamento da tensão de saída do gerador diante à perda da carga industrial.

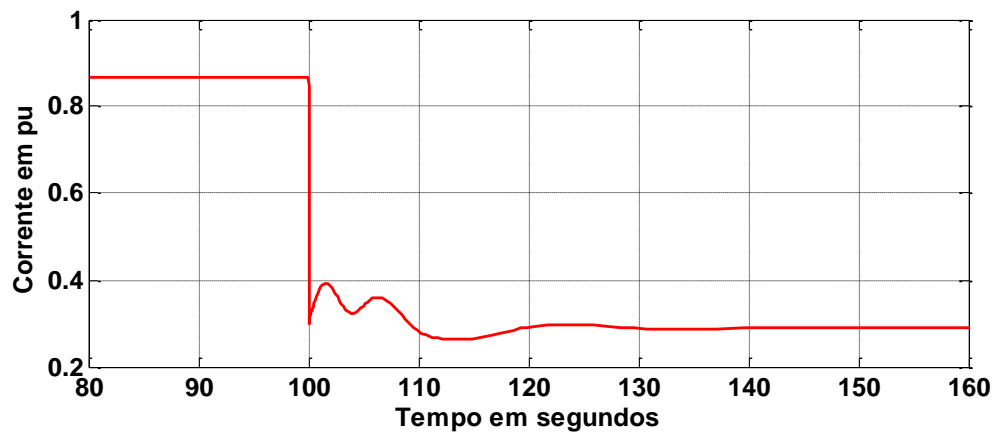


Figura 7.16: Comportamento da corrente do gerador diante à perda da carga industrial.

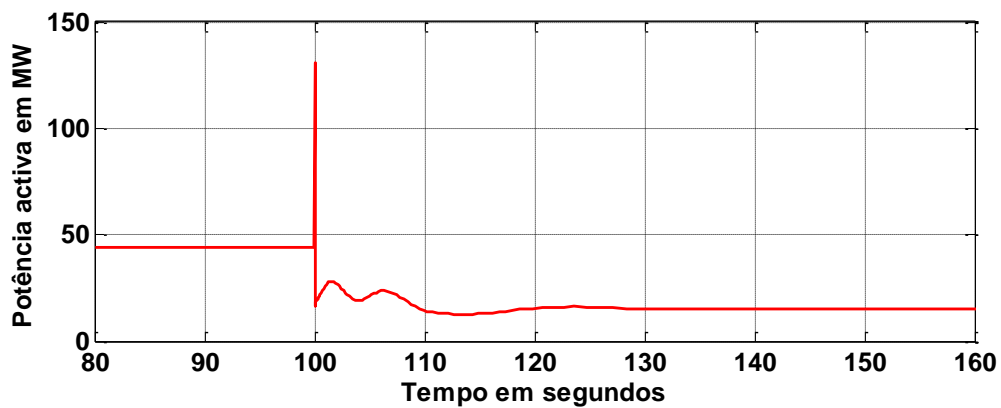


Figura 7.17: Comportamento da potência activa entregue pelo gerador diante à perda da carga industrial.

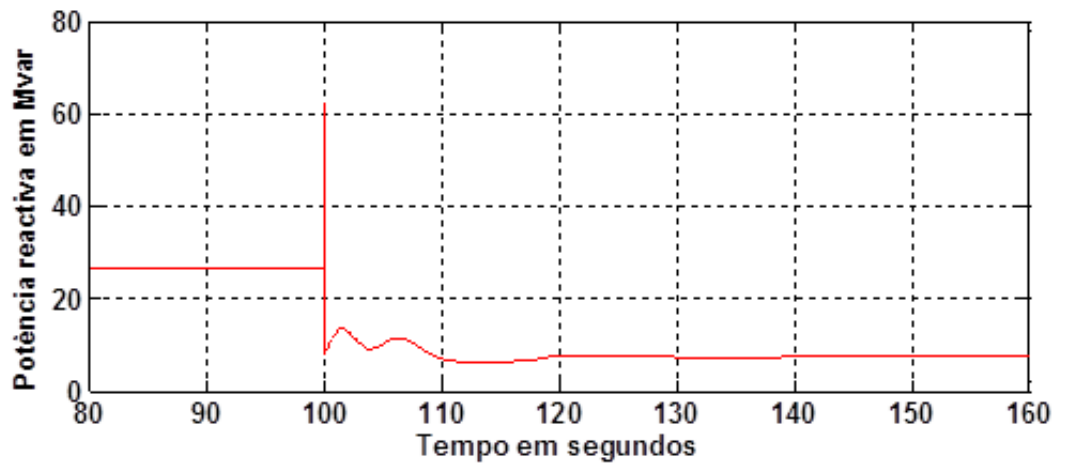


Figura 7.18: Comportamento da potência reactiva entregue pelo gerador diante à perda da carga industrial

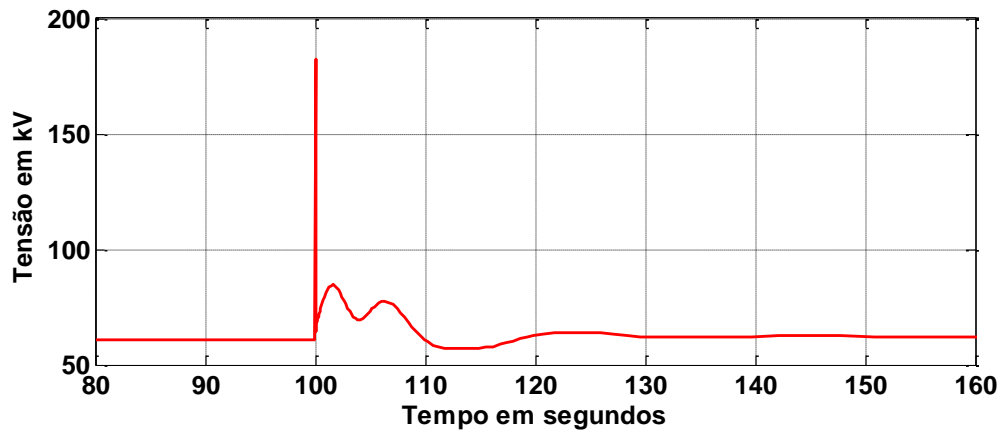


Figura 7.19: Comportamento da tensão na S.E. diante à perda da carga industrial

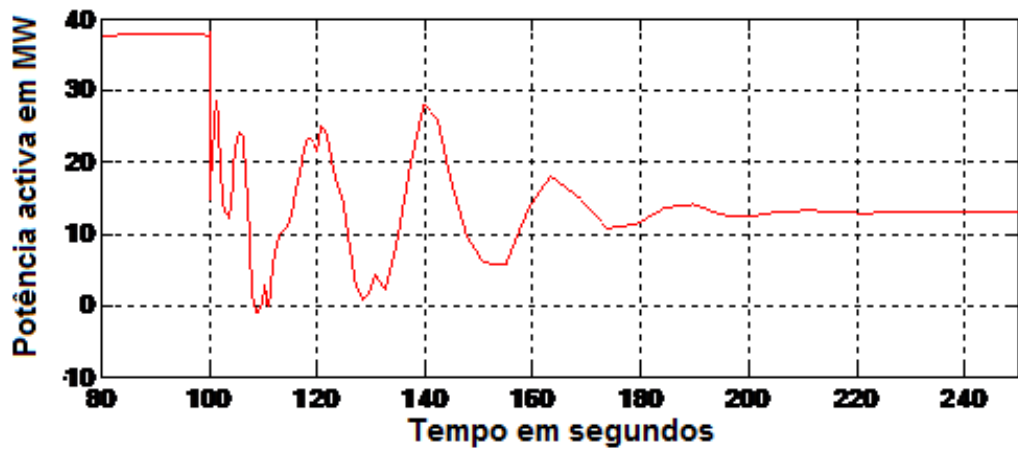


Figura 7.20: Comportamento da potência activa de entrada a S.E. diante à perda da carga industrial

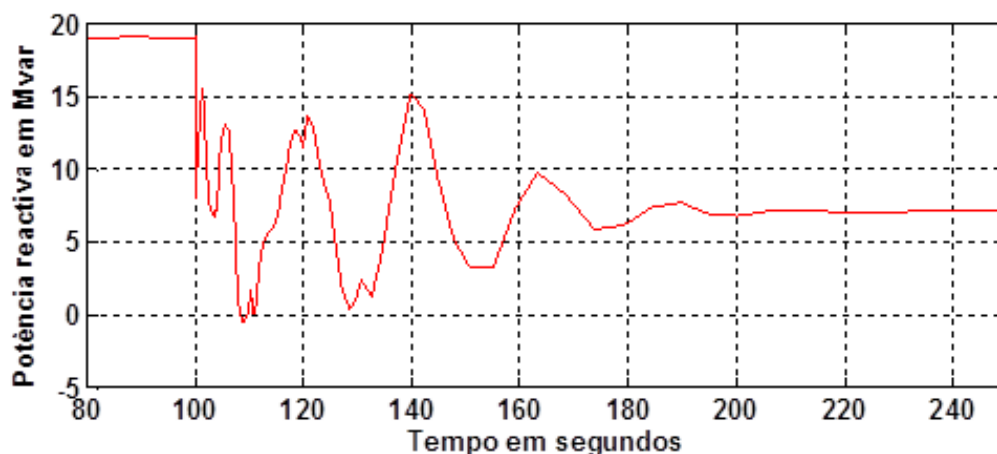


Figura 7.21: Comportamento da potência reactiva de entrada na S.E. diante à perda da carga industrial

Da figura 7.12 à 7.21 observa-se o comportamento das principais variáveis do sistema diante à perturbação analisada. Podem-se fazer as seguintes observações ou deduzirem-se as seguintes conclusões:

- Depois de um período transitório na ordem de meio minuto, a frequência do sistema restabeleceu-se para os 50 Hz apresentando um pico de 58,4Hz que desaparece muito rapidamente. Este comportamento deve-se a que a turbina trabalha em modo isócrono.
- Como era de se esperar, o ângulo de potência diminui e estabiliza muito rapidamente depois de pequenas oscilações. Este comportamento é determinado principalmente pelos ajustes do regulador de velocidade da turbina.
- A corrente de excitação tem um pico inicial que desaparece em milisegundos e depois começa a diminuir acompanhada de pequenas oscilações, estabilizando-se em pouco menos de um minuto. O pico inicial não ultrapassa o valor limite permitido. Todo este comportamento se deve a actuação e ajustes do regulador de tensão.
- A tensão de saída do gerador tem um pico inicial de pouco mais de 15 kV e acaba por estabilizar à um valor de tensão algo menor que o anterior depois de várias oscilações da mesma frequência que as oscilações da corrente de excitação. A diminuição de tensão diante de

uma redução de carga parece uma contradição mas deve-se à actuação da compensação da potência reactiva.

- A potência activa e reactiva entregue pelo gerador diminuem rapidamente depois de algumas oscilações.
- A tensão na subestação tem um pico muito grande que desaparece muito rapidamente e depois de algumas e poucas oscilações acaba por estabilizar a um valor quase igual ao anterior.
- É de se destacar as oscilações da potência activa e reactiva de entrada na subestação que são de menor frequência que as que ocorrem a saída do gerador e se estabilizam num tempo maior. Isto deve-se a influência da dinâmica do transformador elevador e o cabo subterrâneo.

## 7.5 –Curto-Circuito A Entrada Da SE E Abertura Do Disjuntor Principal Da SE Aos 50 [milisegundos]

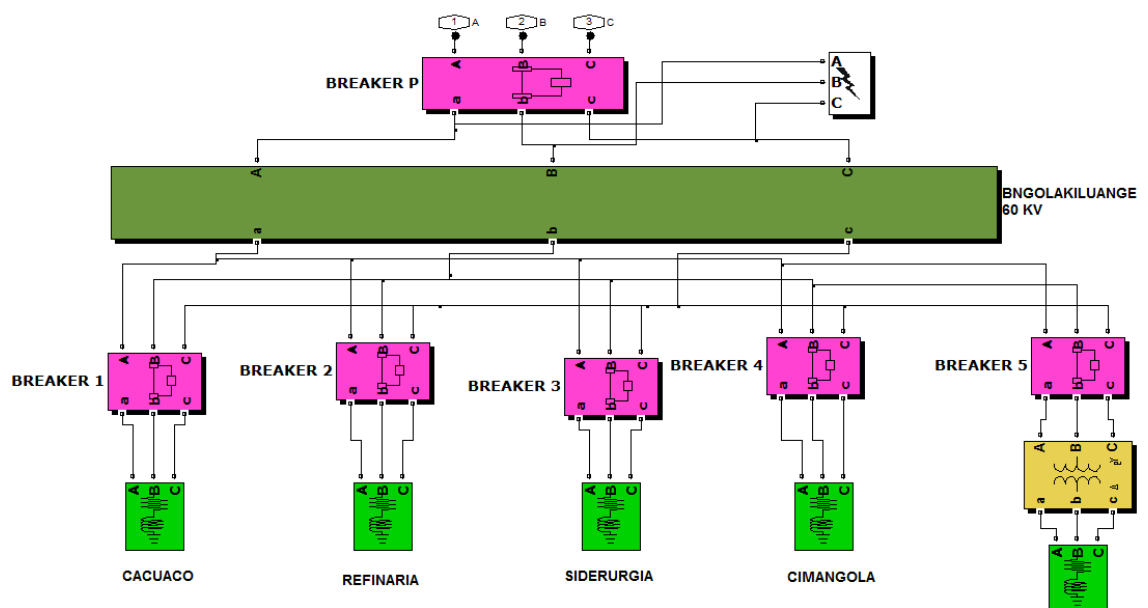


Figura 7.22: SE *N'gola Kiluange* com curto-circuito trifásico simétrico súbito simulado

Na figura 7.22 apresenta-se a inserção do curto-circuito simétrico súbito à entrada da S.E., o que provoca o disparo do disjuntor *BREAKER P* ao cabo de 50 milisegundos.

Neste caso não se analisarão todas as variáveis, somente aquelas mais importantes desde o ponto de vista do curto-circuito e seus efeitos como o que se passa com a frequência, o ângulo de potência, a corrente de excitação, a corrente do gerador e a tensão de saída do gerador.

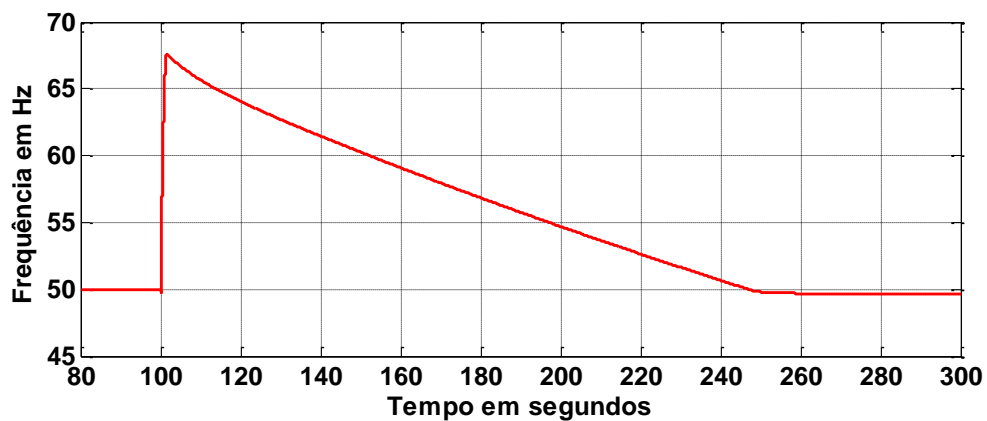


Figura 7.23: Comportamento da frequência diante dum curto-circuito simétrico súbito e a posterior actuação do disjuntor.

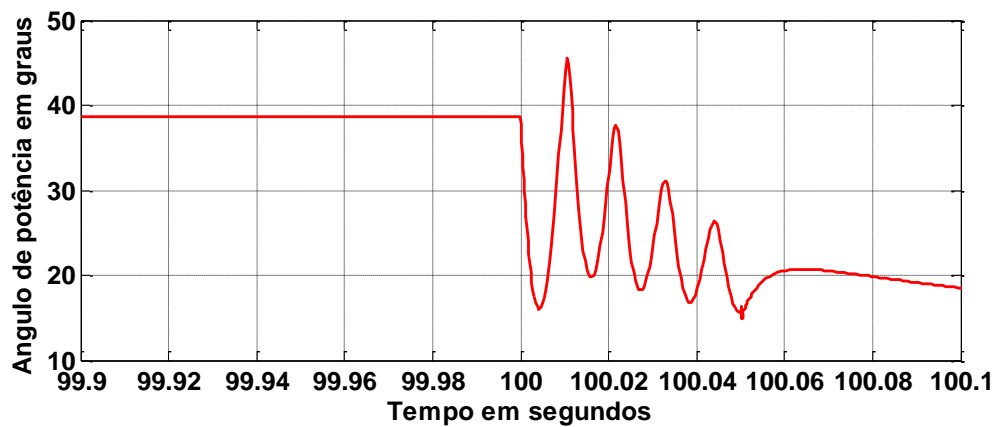


Figura 7.24: Comportamento do ângulo de potência do gerador durante o curto-circuito.

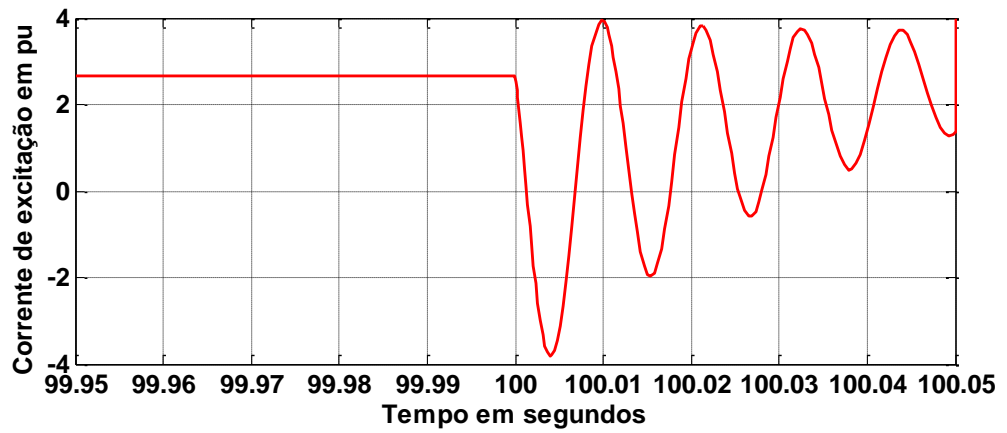


Figura 7.25: Comportamento da corrente de excitação durante o curto-circuito do gerador.

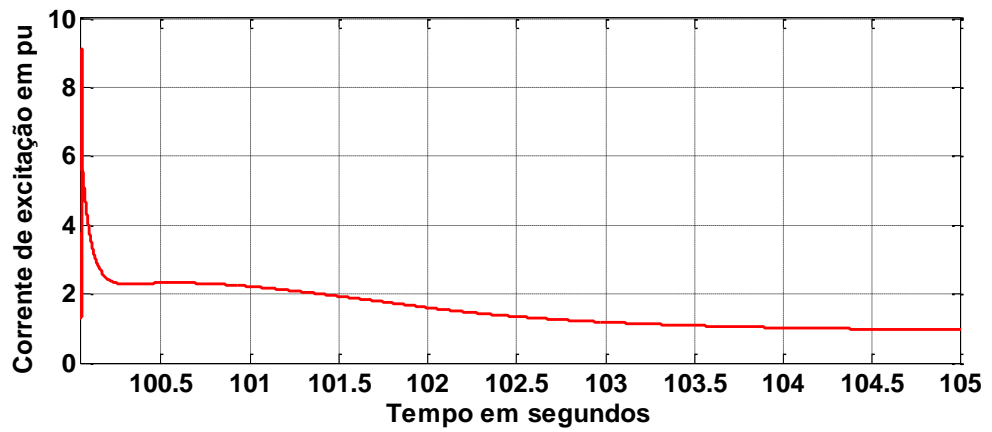


Figura 7.26: Comportamento da corrente de excitação depois de desaparecer o curto-circuito.

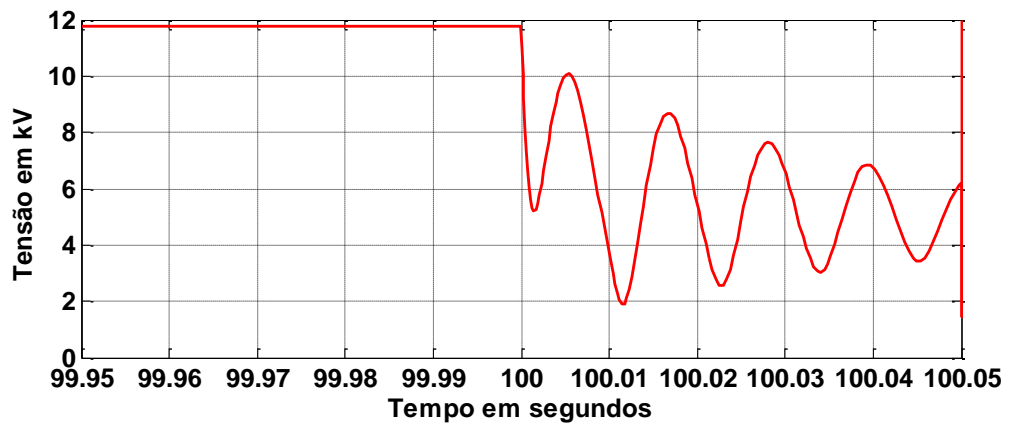


Figura 7.27: Comportamento da tensão do gerador durante o curto-circuito do gerador.

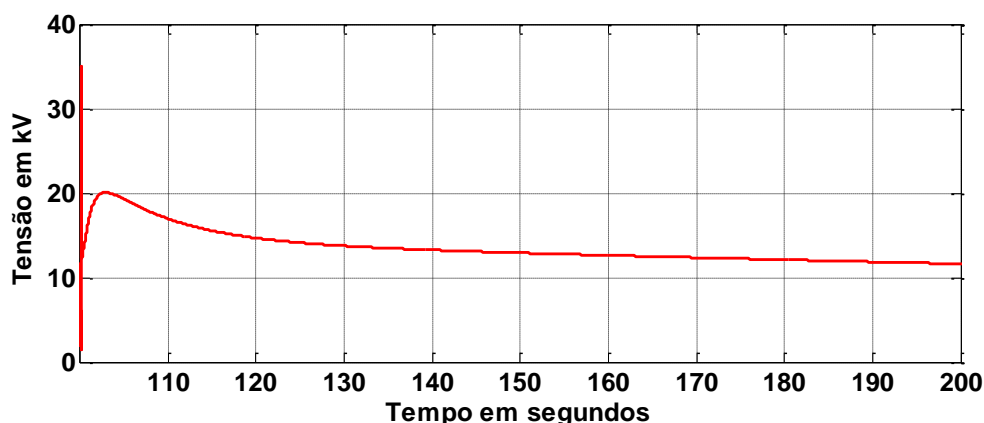


Figura 7.28: Comportamento da tensão do gerador depois de desaparecer o curto-circuito.

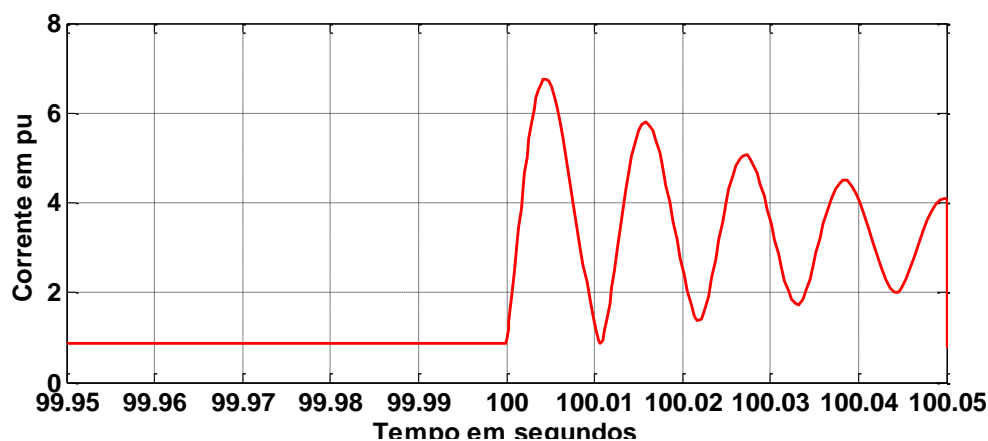


Figura 7.29: Comportamento da corrente do gerador durante o curto-circuito

Analizando estes resultados pode-se chegar as seguintes conclusões:

- Existem dois períodos transitórios claramente identificáveis: ao estar presente o curto-circuito e ao desaparecer, ocorrendo a recuperação do sistema. O primeiro é rápido e muito oscilatório com oscilações amortecidas. O segundo é mais lento e com comportamento do tipo exponencial.
- O comportamento da frequência tem características completamente diferentes devido a que, como se sabe a frequência depende da velocidade do rotor e se vê influenciada pela constante de tempo electromecânica do gerador muito maior que as constantes de tempo eléctricas envolvidas no processo de curto-circuito súbito. Observa-se que tem um pico de 65 Hz que deve provocar o disparo da turbina por sobre-velocidade.

- O comportamento do ângulo de potência durante o curto-circuito é muito oscilatório embora também muito amortecido o que garante que se mantenha a estabilidade do ângulo do rotor.
- O valor de pico da corrente de curto-circuito do gerador é superior a 6 pu e próxima á 7 pu da corrente nominal mas decai rapidamente e ao desaparecer o curto-circuito acaba gradualmente diminuído em 4 vezes a corrente nominal.
- Ao desaparecer o curto-circuito o gerador recupera sua tensão de forma um tanto ou quanto lenta em comparação com o comportamento em curto-circuito.

## 7.6 Curto-Circuito A Saída Da Central E Abertura Do Disjuntor De Saída Aos 30 [milisegundos] Seguido De Um Reengate 30 [milisegundos] Depois

Na figura 7.30 apresenta-se à aplicação do curto-circuito no modelo da Subestação:

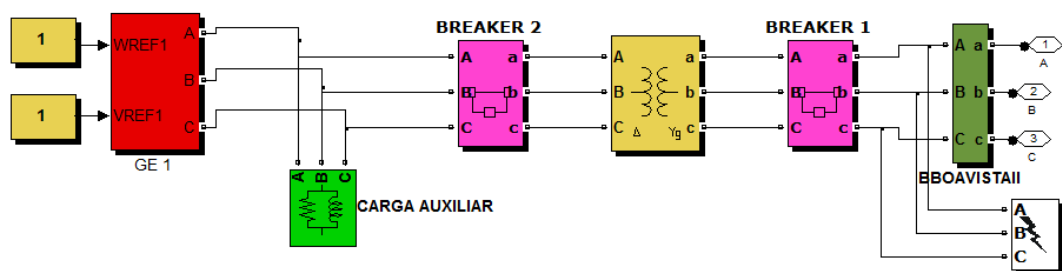


Figura 7.30: Central Boavista II com curto-circuito trifásico simétrico súbito simulado



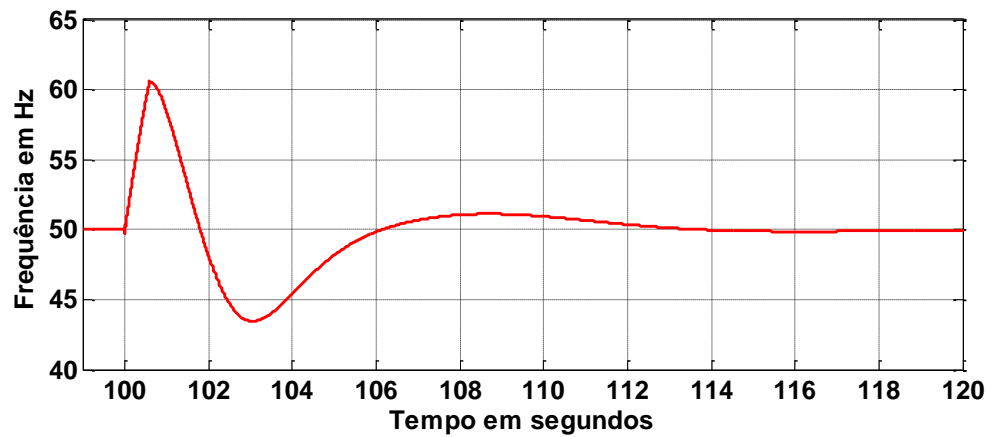


Figura 7.31: Comportamento da frequência diante de um curto-circuito simétrico súbito na central e o posterior reengate

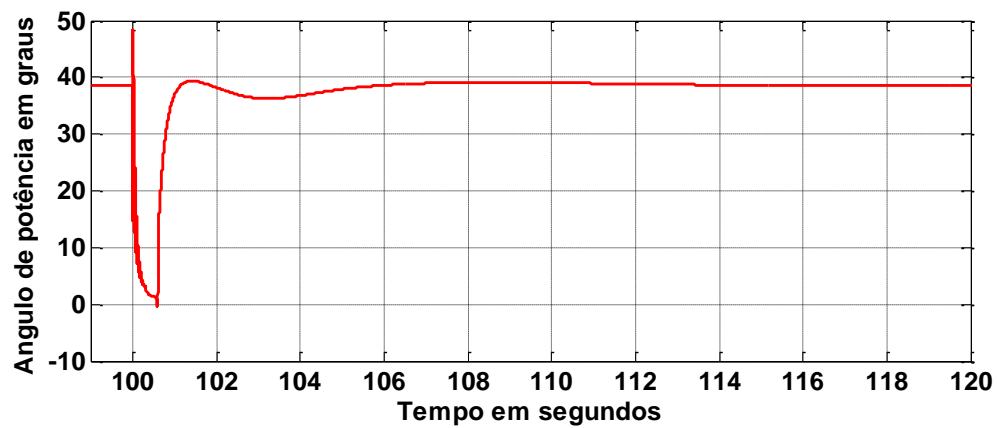


Figura 7.32: Comportamento do ângulo de potência diante de um curto-circuito simétrico súbito na central e o posterior reengate

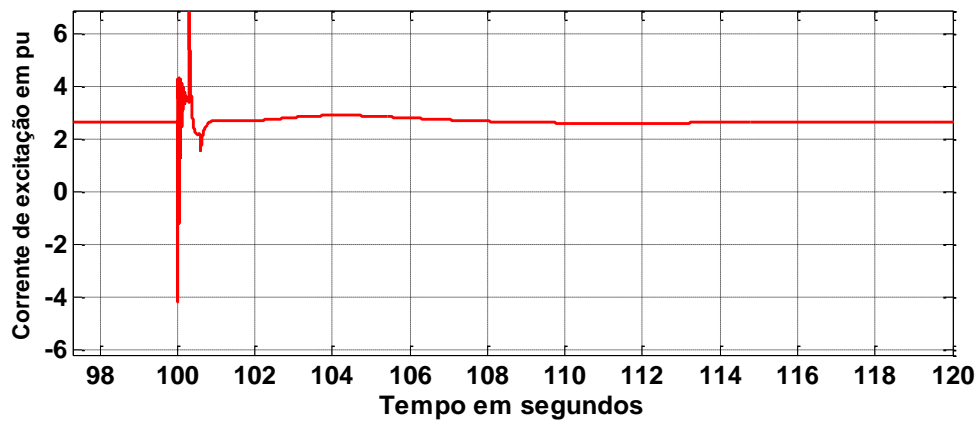


Figura 7.33: Comportamento da corrente de excitação diante de um curto-circuito simétrico súbito na central e o posterior reengate

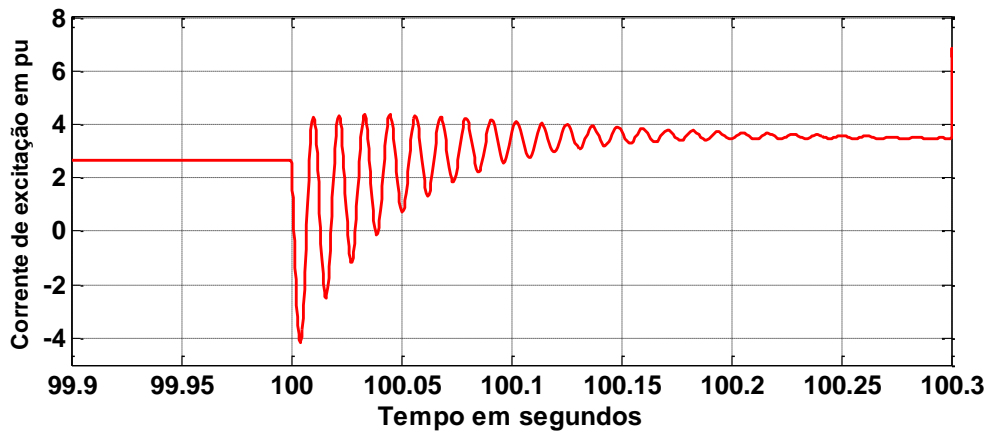


Figura 7.34: Comportamento da corrente de excitação diante de um curto-circuito simétrico súbito na central e o posterior reengate durante o curto-circuito

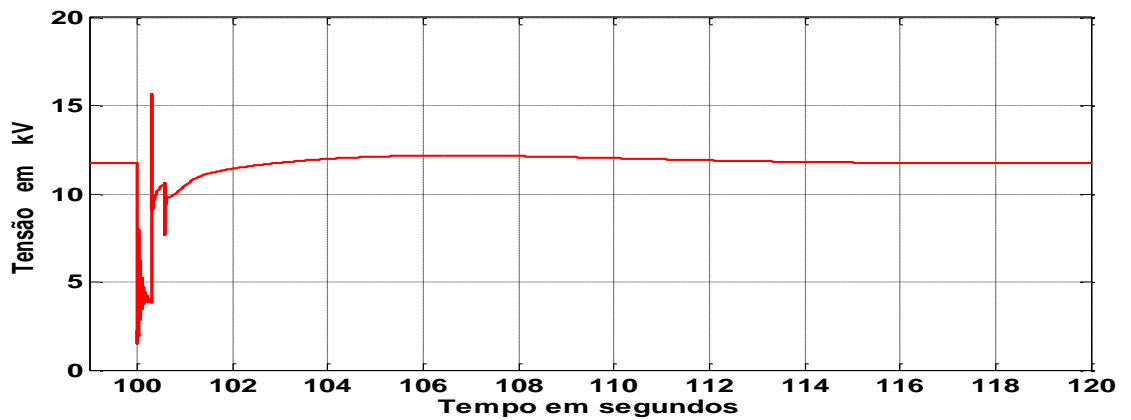


Figura 7.35: Comportamento da tensão do gerador diante de um curto-circuito simétrico súbito na central e o posterior reengate

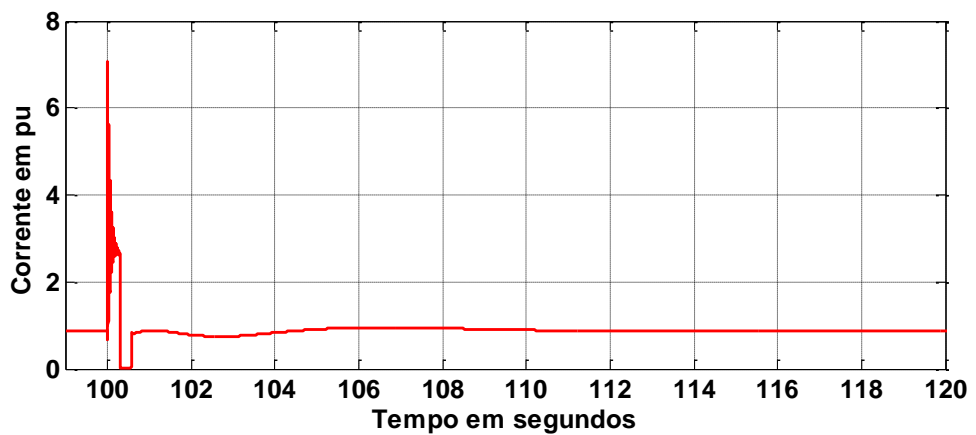


Figura 7.36: Comportamento da corrente do gerador diante de um curto-circuito simétrico súbito na central e posterior reengate

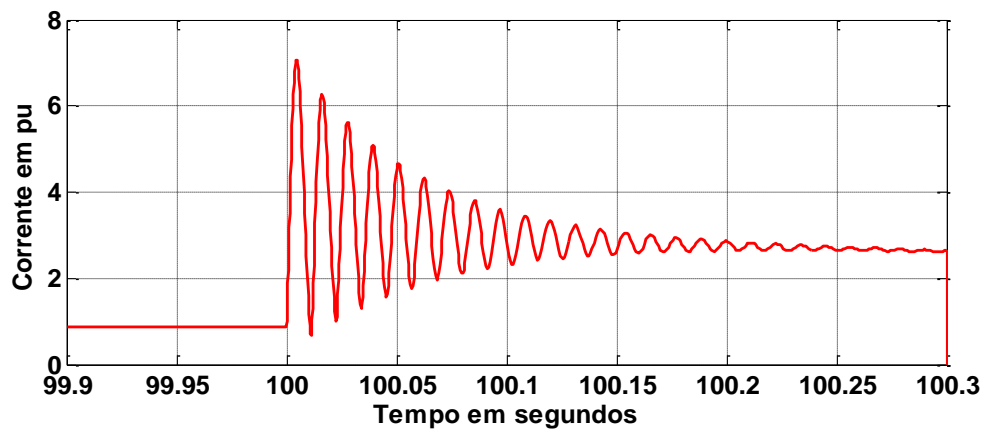


Figura 7.37: Comportamento da corrente diante de um curto-circuito simétrico súbito na central e o posterior reengate durante o curto-circuito

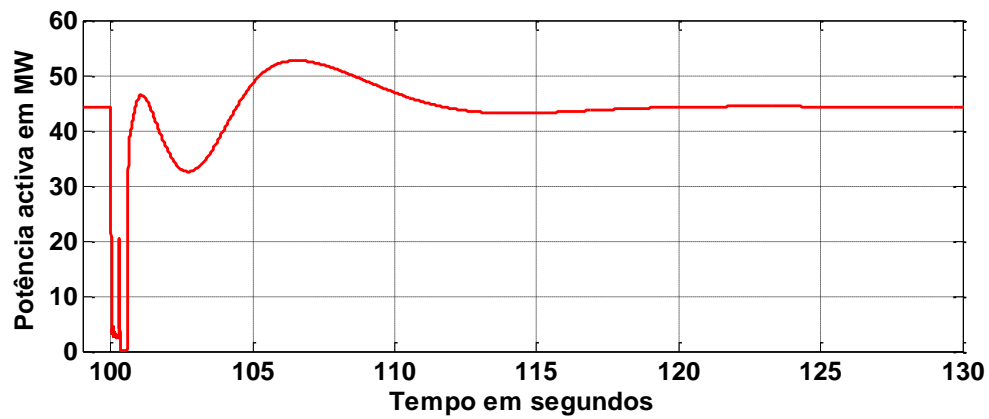


Figura 7.38: Comportamento da potência activa entregue pelo gerador diante de um curto-circuito simétrico súbito na central e o posterior reengate

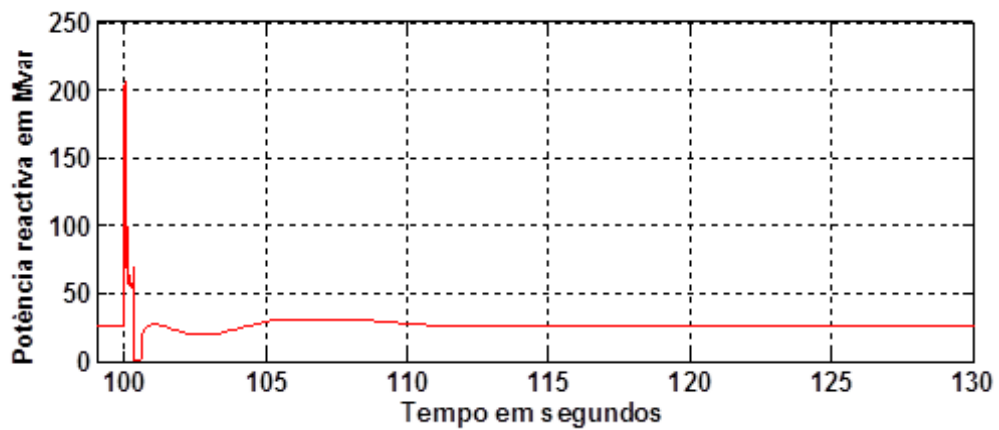


Figura 7.39: Comportamento da potência reactiva entregue pelo gerador diante de um curto-circuito simétrico súbito na central e o posterior reengate

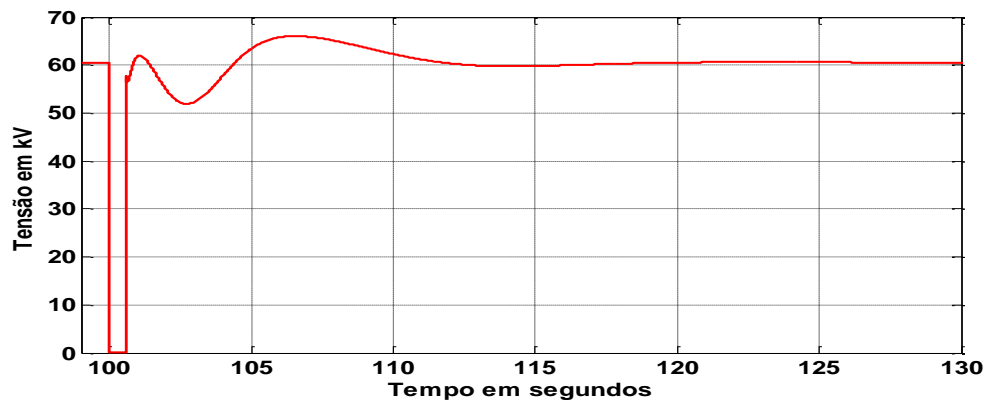


Figura 7.40: Comportamento da tensão na SE diante de um curto-circuito simétrico súbito na central e o posterior reengate

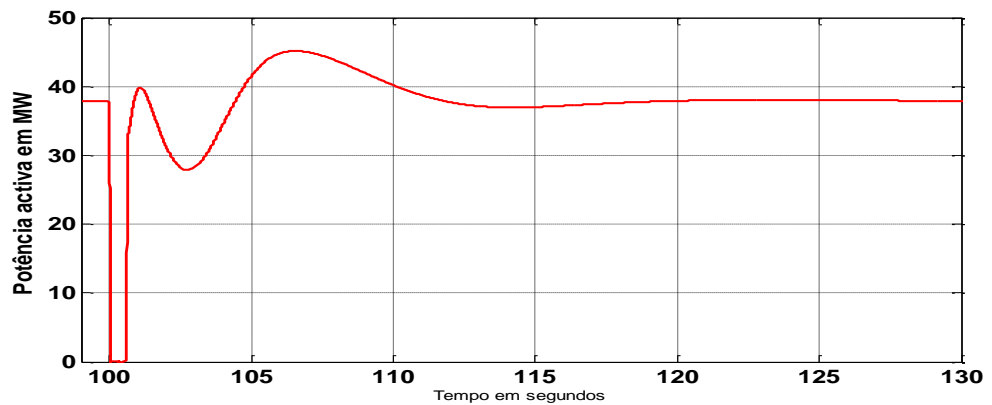


Figura 7.41: Comportamento da potência activa na S.E. diante de um curto-circuito simétrico súbito na central e o posterior reengate

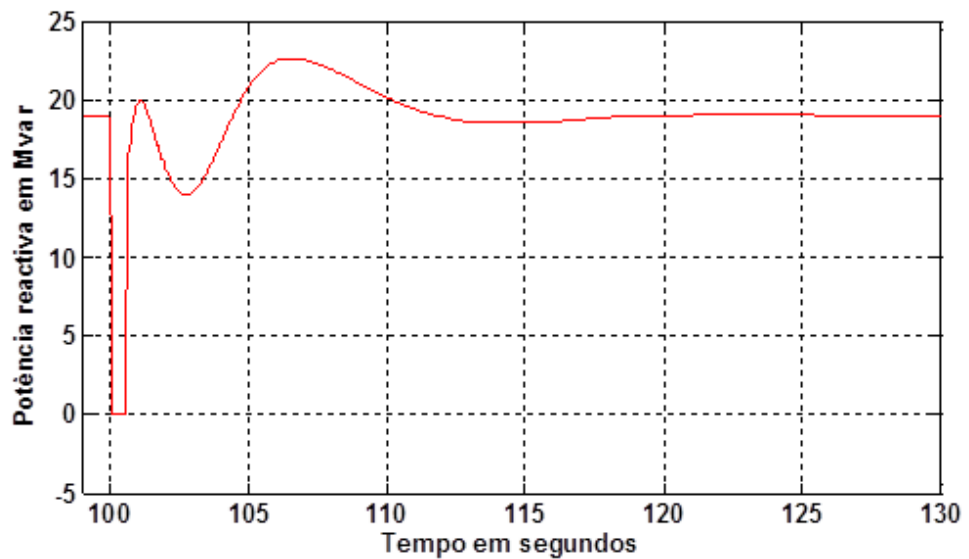


Figura 7.42: Comportamento da potência reactiva na S.E. diante de um curto-circuito simétrico súbito na central e o posterior reengate

Pode-se chegar as seguintes conclusões:

- Os períodos transitórios que ocorrem com o curto-circuito presente e quando o sistema se restabelece daquela situação são completamente diferentes, durante o curto-circuito as variáveis mudam rapidamente e com um comportamento oscilatório amortecido. Durante a recuperação, os fenómenos transitórios são mais lentos e com menos oscilações.
- No instante inicial ocorre um rápido incremento da frequência e , portanto, da velocidade da turbina que pode desalvarar e as protecções dispararem.
- O comportamento do ângulo de potência durante o curto-circuito e no período de recuperação garante à estabilidade do ângulo do rotor.
- Como era esperado, as oscilações da corrente de excitação e do curto-circuito têm a mesma forma e frequência.
- O valor de pico da corrente de curto-circuito do gerador é quase 8 pu da corrente nominal mas decai rapidamente com oscilações amortecidas de frequência da ordem da nominal.
- Ao restabelecer-se, a tensão tanto na central como na S.E. recuperam de forma um tanto ou quanto lenta comparando com o comportamento em curto-circuito.
- Em carga, ou seja, e na SE, as condições de operação recuperam-se relativamente rápido e com poucas oscilações.

## **7.7 Análise Do Comportamento Transitório Do Sistema Trabalhando Ligado A Rede**

Neste caso, o disjuntor *BREAKER6* da figura 7.11 encontra-se fechado, as condições de operação em estado estacionário para este caso apresentam-se na tabela 7.7.

Tabela 7.7- Valores em estado estacionário para a operação ligado a rede

Frequência em Hz	50
Angulo de potência em graus	34,62
Corrente de excitação em por unidade	1,985
Tensão de saída do gerador em kV	11,37
Corrente do gerador em pu	0,576
Potência entregue pelo gerador em MW	29
Potência reactiva entregue pelo gerador em Mvar	15,4
Tensão na SE N'gola Kiluange em kV	59,55
Potência activa consumida pelas cargas na SE em MW	36,7
Potência reactiva consumida pelas cargas na SE em Mvar	18,4
Potência activa entregue pela rede em MW	11,8
Potência reactiva entregue pela rede em Mvar	6,1

Neste caso, os fenómenos transitórios que se analisarão são os seguintes:

- Uma perda súbita da rede;
- Um incremento em escalão do comando em potência activa;
- Um incremento em escalão do comando em potência reactiva;

Perda súbita da rede;

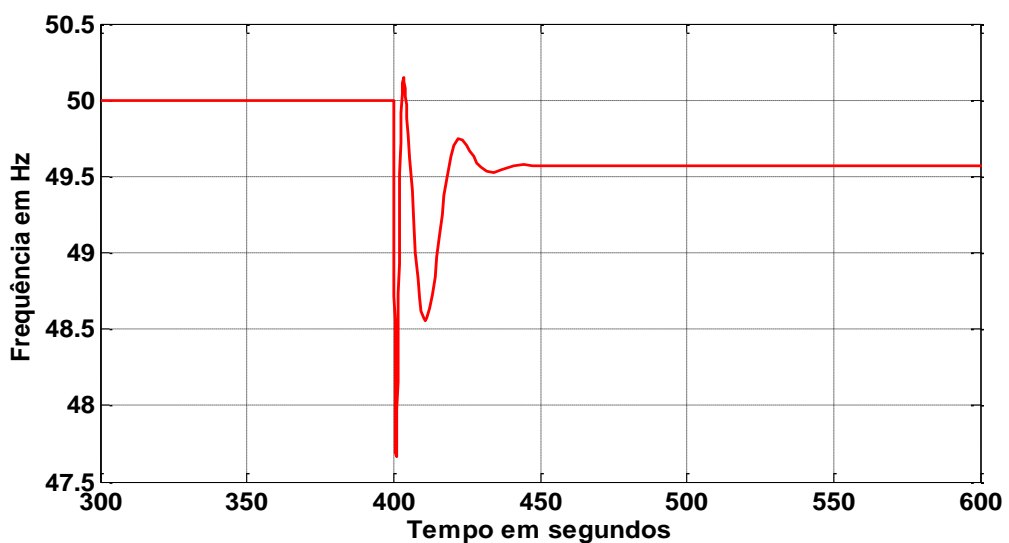


Figura 7.43: Comportamento da frequência diante de perda súbita da rede

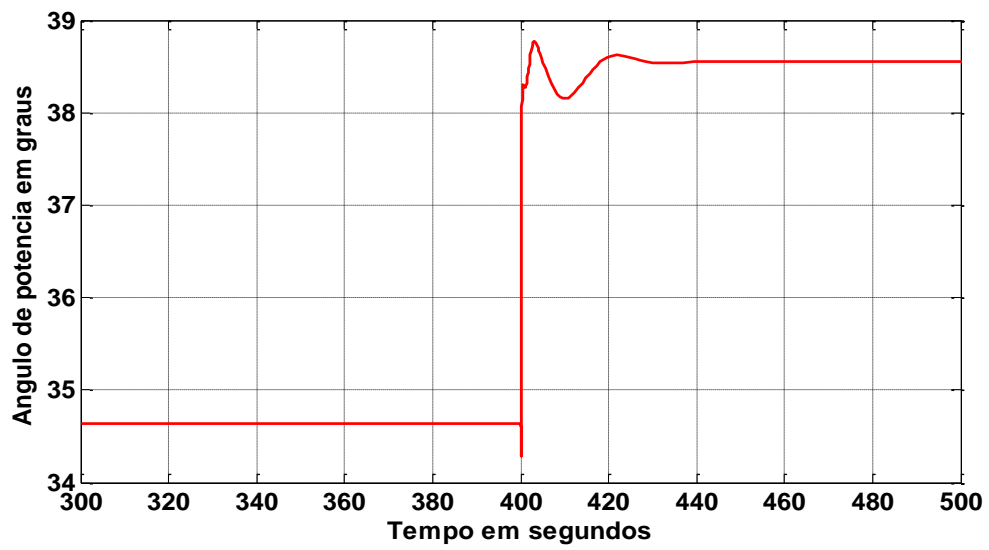


Figura 7.44: Comportamento do ângulo de potência do gerador diante de perda súbita da rede

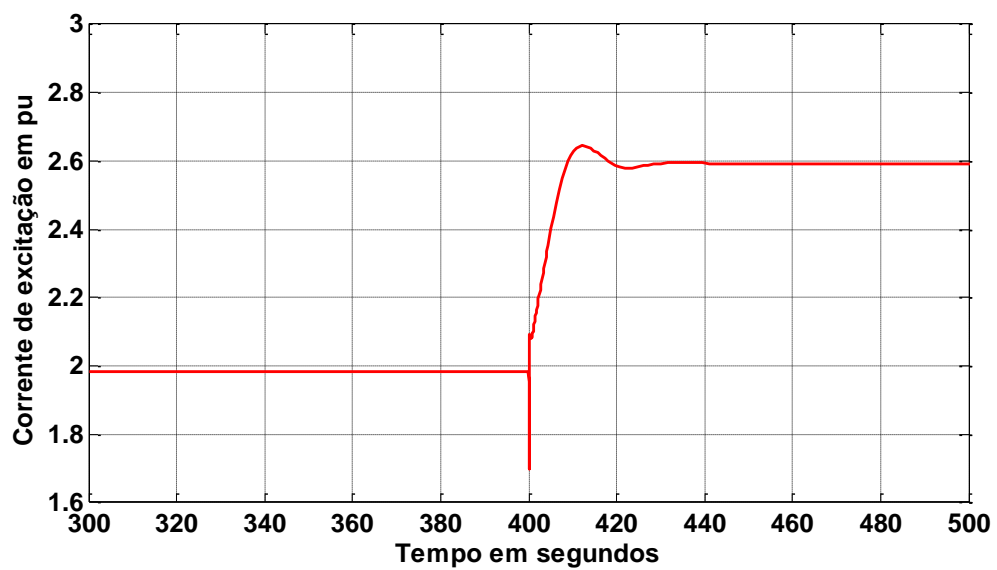


Figura 7.45: Comportamento da corrente de excitação do gerador diante de perda súbita da rede

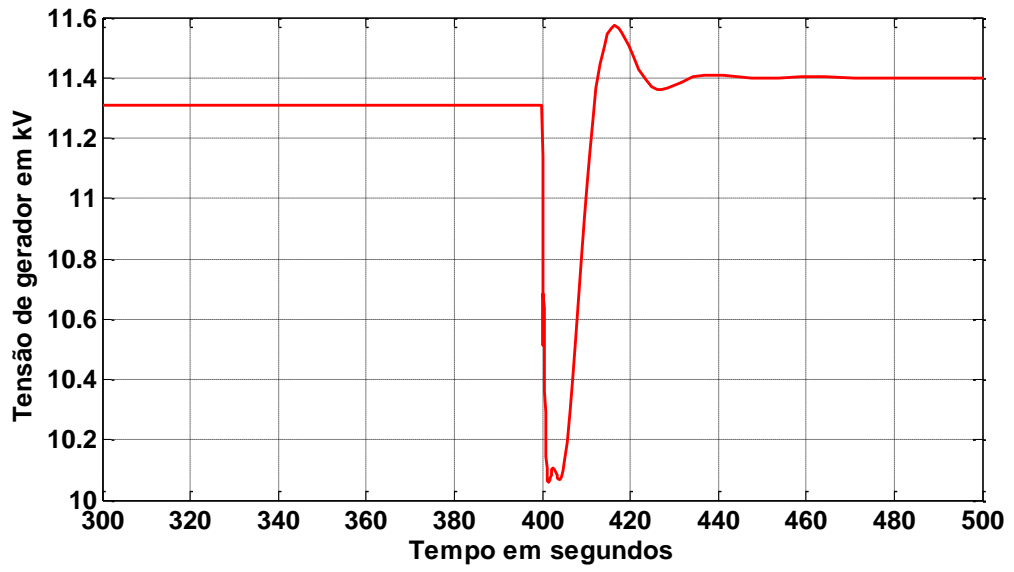


Figura 7.46: Comportamento da tensão do gerador diante de perda súbita da rede

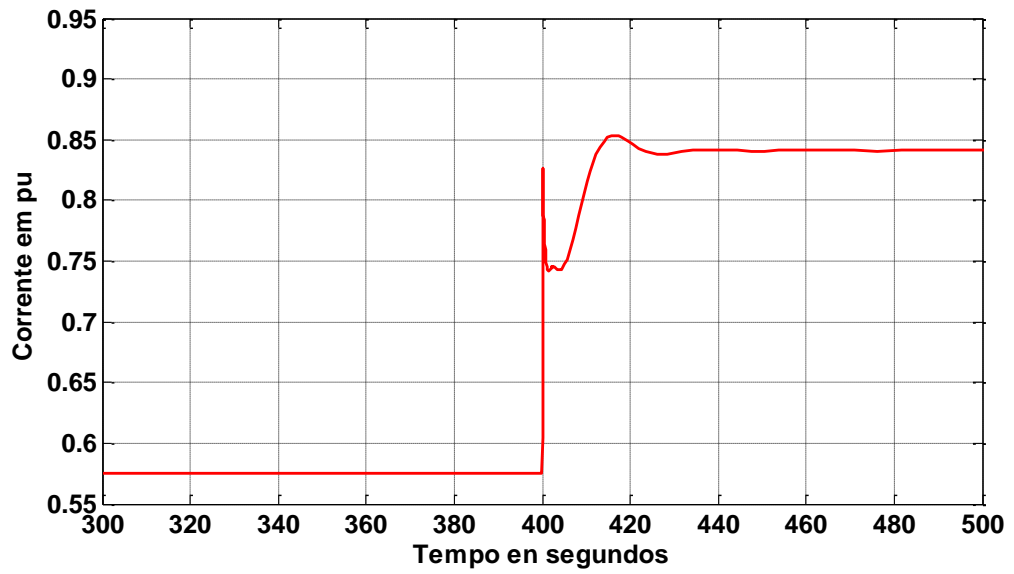


Figura 7.47: Comportamento da corrente do gerador diante de perda súbita da rede



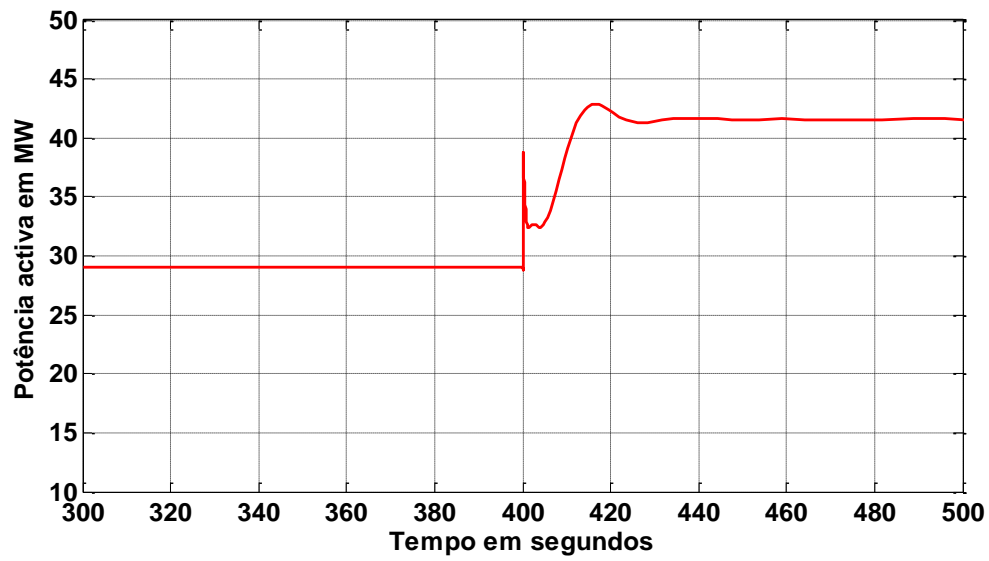


Figura 7.48: Comportamento da potência activa entregue pelo gerador diante de perda súbita da rede.

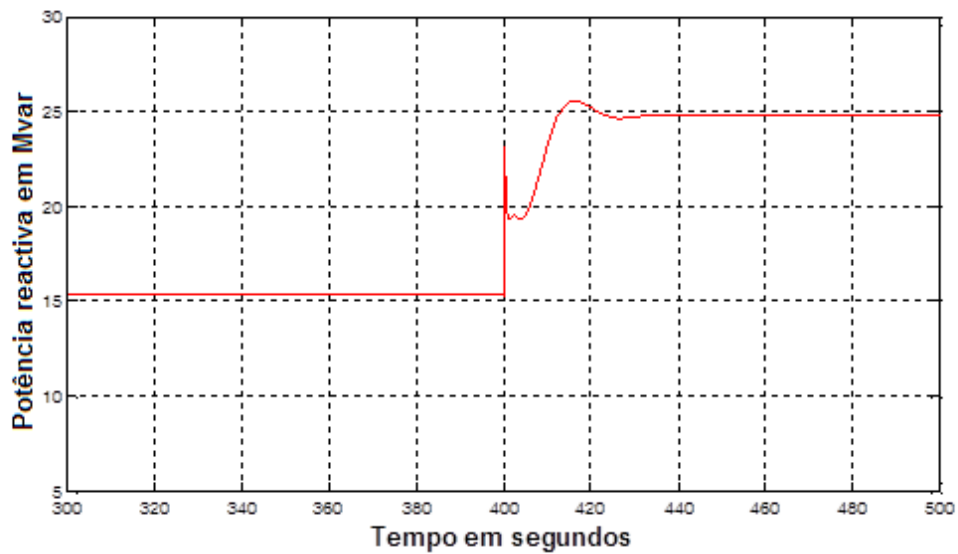


Figura 7.49: Comportamento da potência reactiva entregue pelo gerador diante de perda súbita da rede.

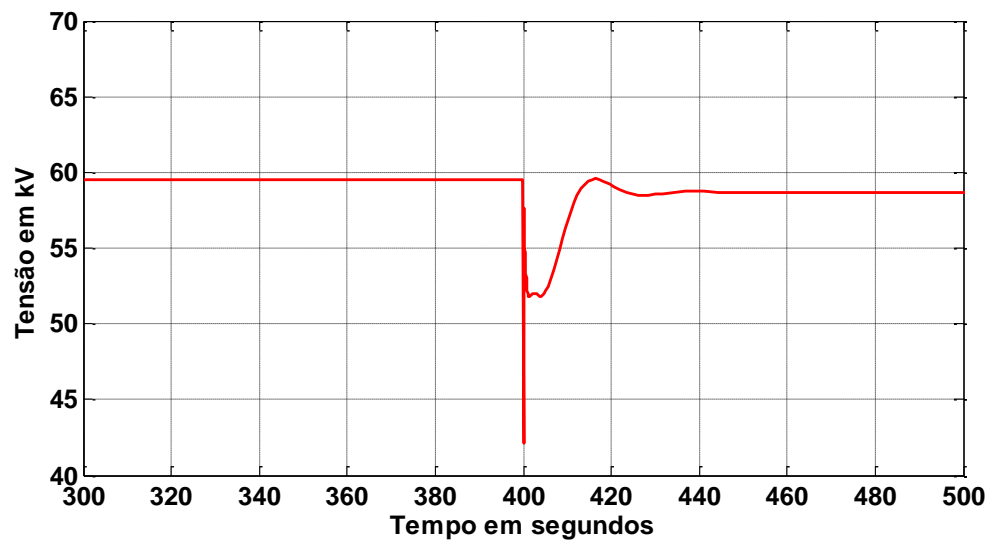


Figura 7.50: Comportamento da tensão na S.E. diante da perda súbita da rede

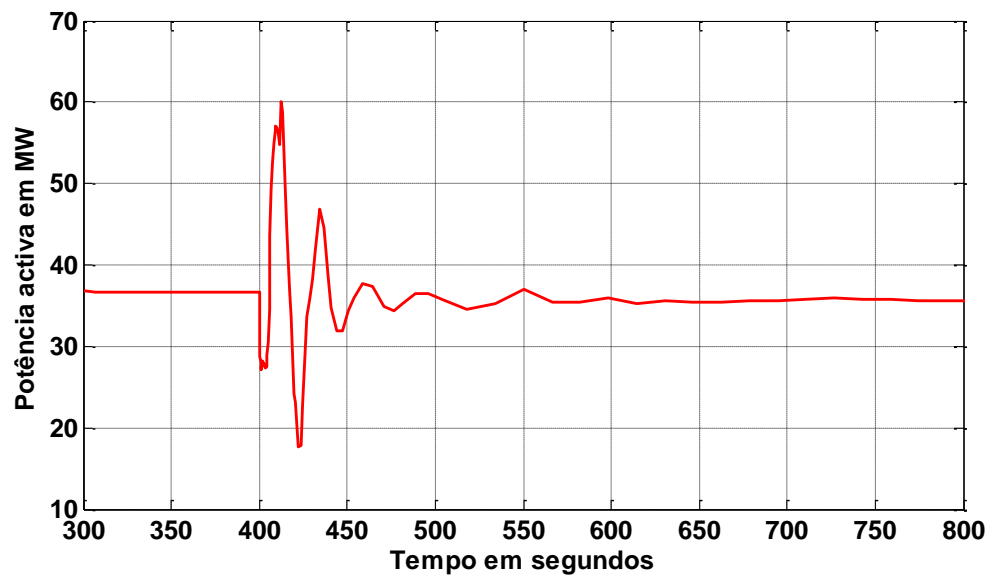


Figura 7.51: Comportamento da potencia activa entregue a carga diante da perda súbita da rede

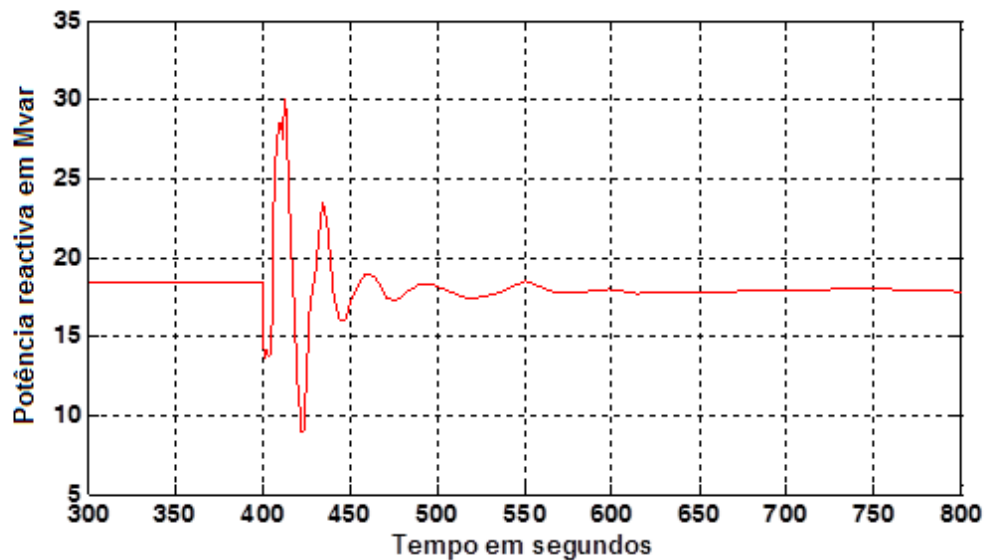


Figura 7.52: Comportamento da potência reactiva entregue a carga diante da perda súbita da rede

Destes resultados pode-se tirar as seguintes conclusões:

- Ao perder-se a ligação da rede, a central assume toda a carga já que tem possibilidades uma vez que estava operando com pouco mais de 50% de sua carga nominal.
- Depois de algumas oscilações rápidas (todo o processo não dura mais de um minuto), a frequência do sistema alcança um valor estacionário de 49,6 Hz dado que a máquina opera agora em modo *Droop*. O pico de máxima é apenas ligeiramente superior aos 50 Hz e o mínimo não chega abaixo dos 47 Hz, pelo que na turbina o seu sistema de protecção não deve disparar nem por sobre-velocidade nem por baixa, ou sub-frequência.
- O processo transitório aquando do incremento de potência activa e reactiva produzida pelo gerador passa-se de forma rápida e com poucas oscilações, contudo, este mesmo processo transitório na S.E. é muito oscilatório e mais lento. Isto deve-se ao efeito do transformador e do cabo subterrâneo.
- O processo de variação das tensões tanto no gerador como na SE é rápido e pouco oscilante.

- As respostas tanto do ângulo de potência como da excitação têm muito boa qualidade tanto no que diz respeito a rapidez de resposta como a da oscilação. Estes processos transitórios completam-se, finalizando em menos de um minuto.
- A corrente do gerador mantém-se sempre abaixo do seu valor nominal e estabiliza-se em menos de um minuto.

Incremento em escalão do comando de potência activa;

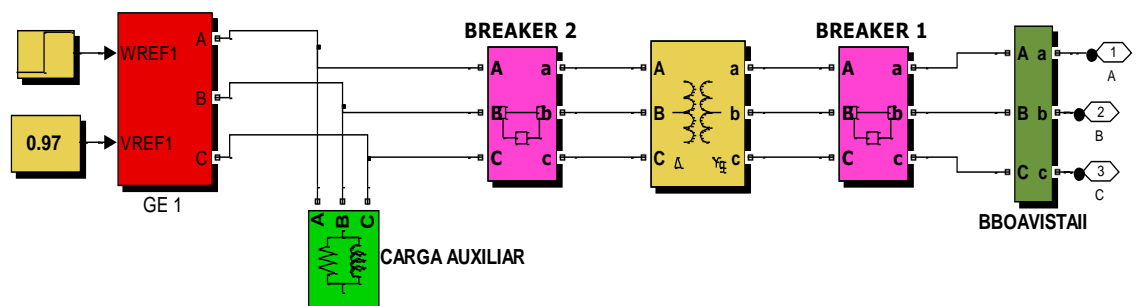


Figura 7.53: Simulação em simpowersystems da Central Boavista II, com incremento de potência activa fornecida ao sistema

Na figura 7.53 mostra-se a simulação em simpowersystems da Central Boavista II para a análise do incremento de potência activa fornecida a rede. Isto consegue-se aumentando em escalão da referência de velocidade de 1,02 pu à 1,03 pu, como a velocidade não pode aumentar porque o gerador está ligado a rede que mantém a frequência em 50 Hz, o que sucede e de acordo com a característica com uma pendente de regulação de 4 %, é que o gerador aumenta a potência entregue pela qual é absorvida pela rede.

A seguir mostram-se os resultados obtidos nos quais não aparece a frequência devido a que se mantém constante imposto pela rede, que se supõe muito mais forte que o gerador (força sincronizante do sistema).

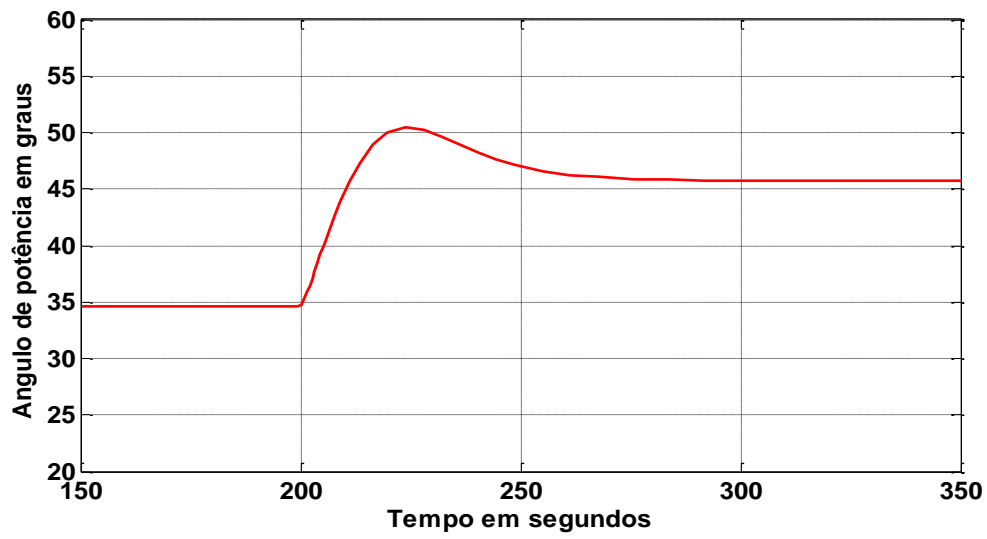


Figura 7.54: Comportamento do ângulo de potência diante um incremento na potência entregue pelo gerador

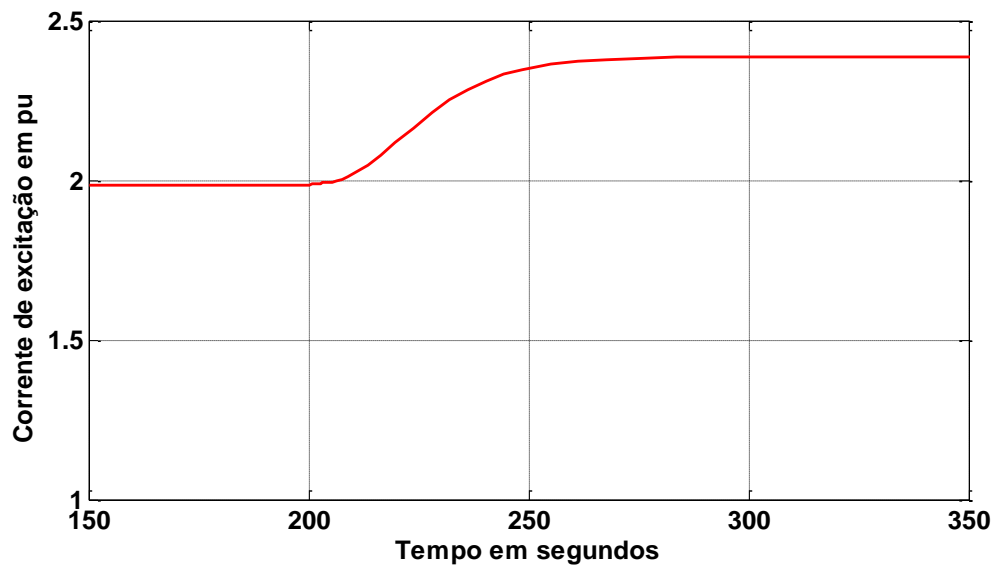


Figura 7.55: Comportamento da corrente de excitação diante um incremento na potência entregue pelo gerador

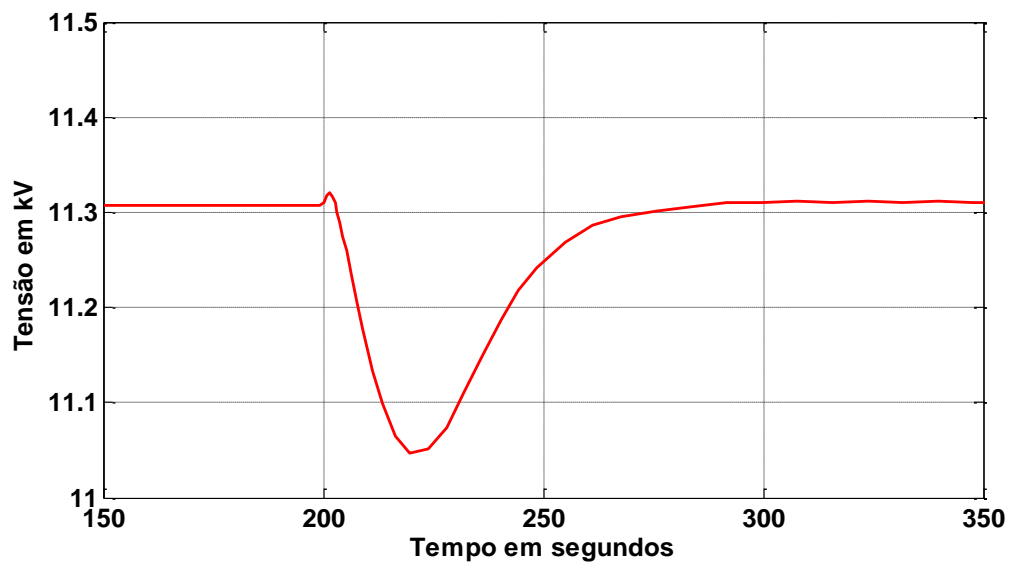


Figura 7.56: Comportamento da tensão do gerador diante um incremento na potência entregue pelo gerador

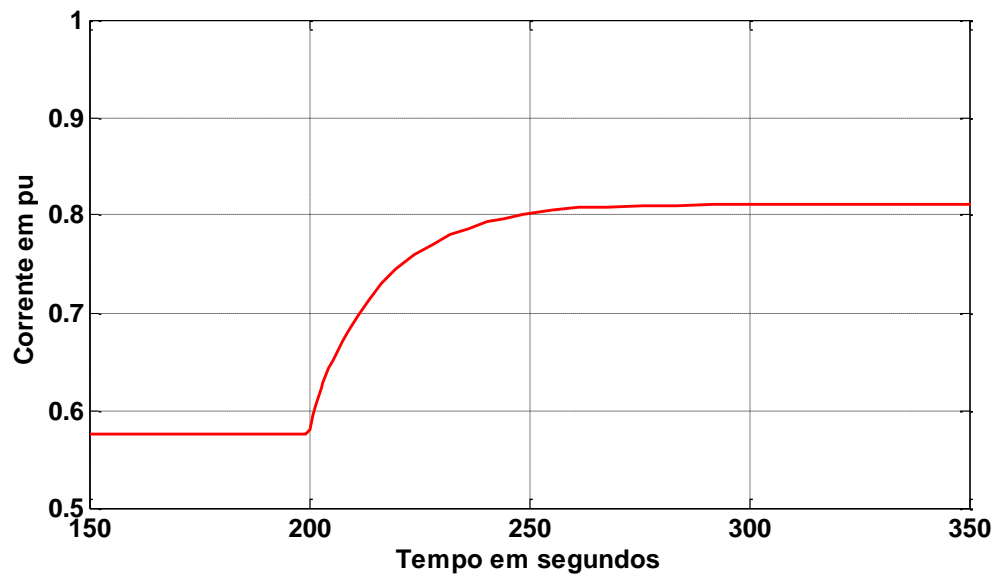


Figura 7.57: Comportamento da corrente do gerador diante um incremento na potência entregue pelo gerador

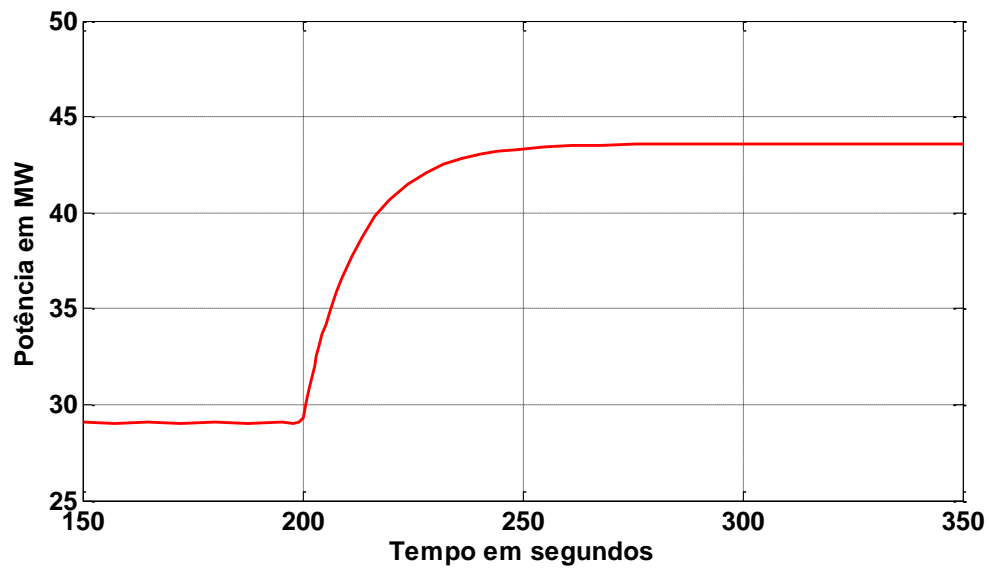


Figura 7.58: Comportamento da potência activa entregue pelo gerador diante um incremento da referência ou comando

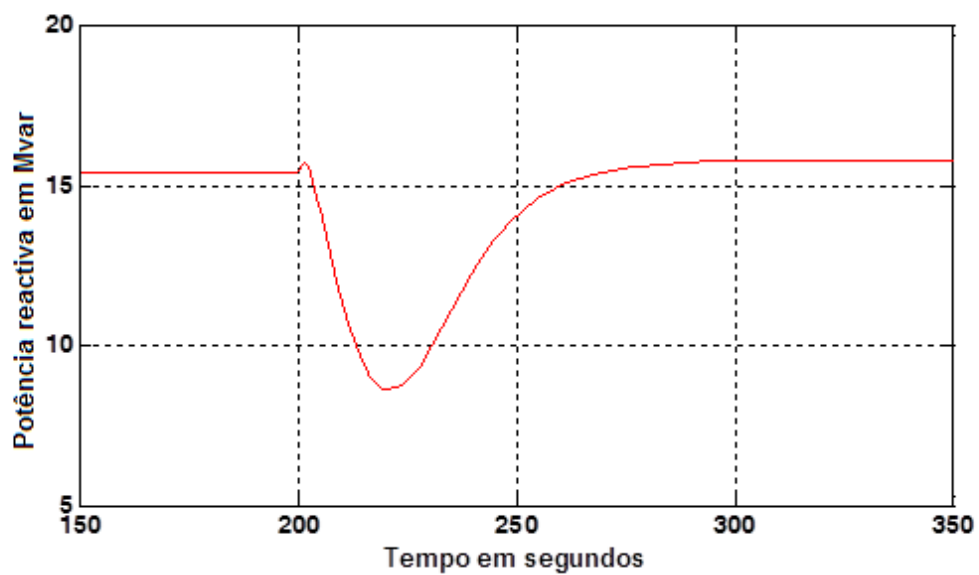


Figura 7.59: Comportamento da potência reactiva entregue pelo gerador diante um incremento na referência ou comando

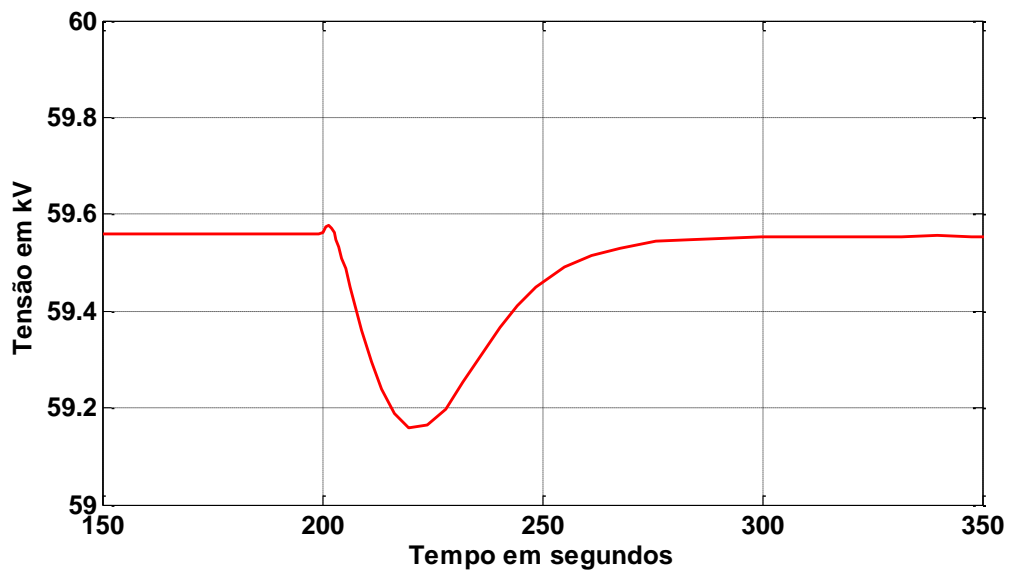


Figura 7.60: Comportamento da tensão na S.E. diante um incremento na potência activa entregue pelo gerador

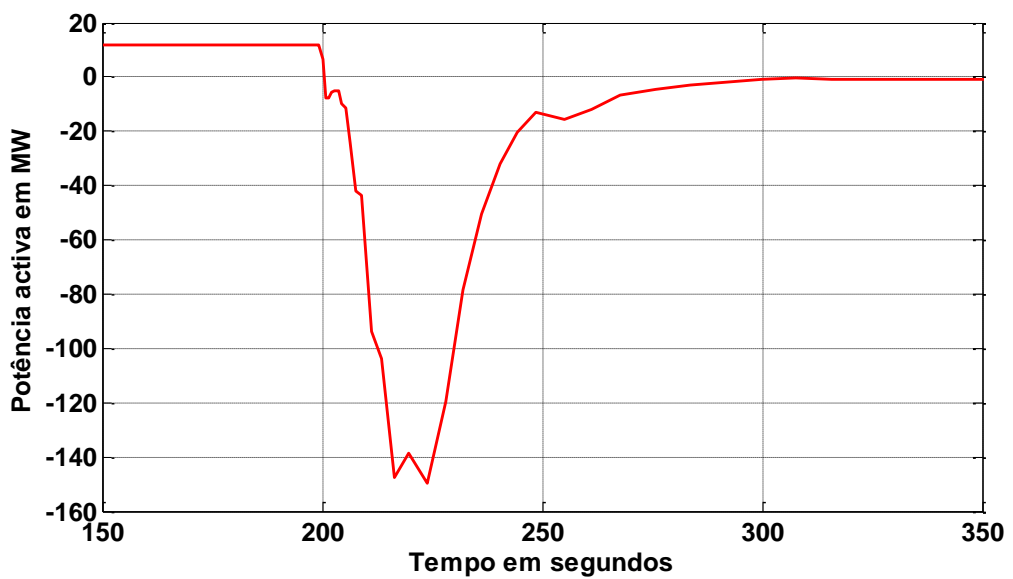


Figura 7.61: Comportamento da potência activa entregue pela rede diante um incremento na potência activa entregue pelo gerador



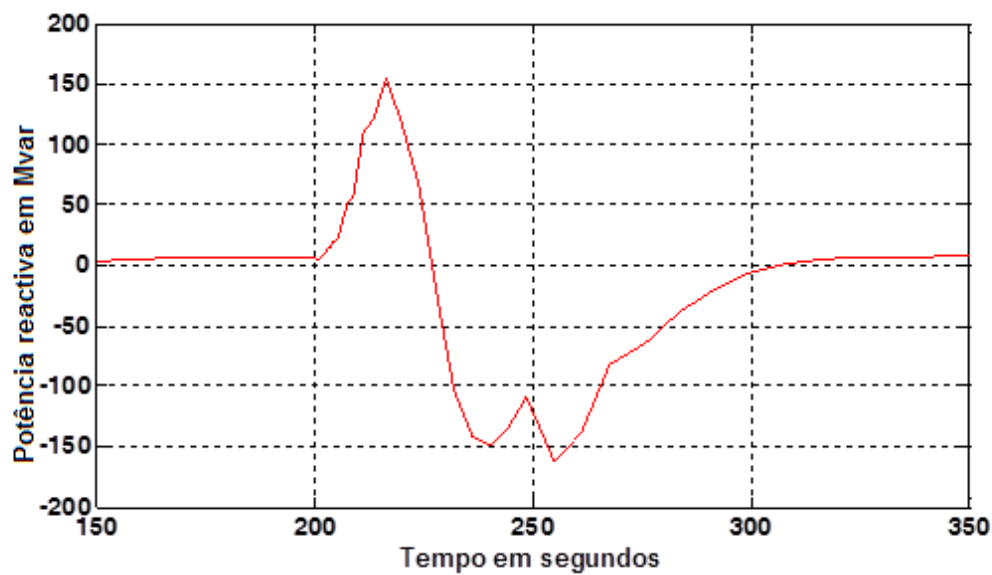


Figura 7.62: Comportamento da potência reactiva entregue pela rede diante um incremento na potência activa entregue pelo gerador

Dos resultados obtidos pode-se tirar as seguintes conclusões:

- O incremento do comando de velocidade produz um incremento da potência entregue pelo gerador em estado estacionário de 29 MW à 43,5 MW.
- Este incremento de potência activa do gerador faz com que, no estado estacionário a rede praticamente deixe de entregar potência activa.
- Embora não se tenha actuado sobre a referência de tensão, a corrente de excitação aumenta devido ao facto de que o incremento de corrente que provoca o aumento da potência, dá lugar à um aumento do consumo interno de potência reactiva do gerador, produzido pelo incremento da excitação.
- Apesar do incremento da excitação, a potência reactiva que entrega o gerador e a potência reactiva fornecida pela rede em estado estacionário praticamente não variam.
- Os períodos transitórios na central e na S.E., têm características diferentes. Na central tem carácter exponencial e dura menos de um minuto. Na S.E. produz grandes oscilações de potência activa e reactiva e cuja duração é pouco mais que um minuto. Esta diferença

deve-se, como já se viu nos casos anteriores, ao transformador e o cabo subterrâneo que provocam uma variação na dinâmica do sistema. Incremento em escalão do comando de potência reactiva;

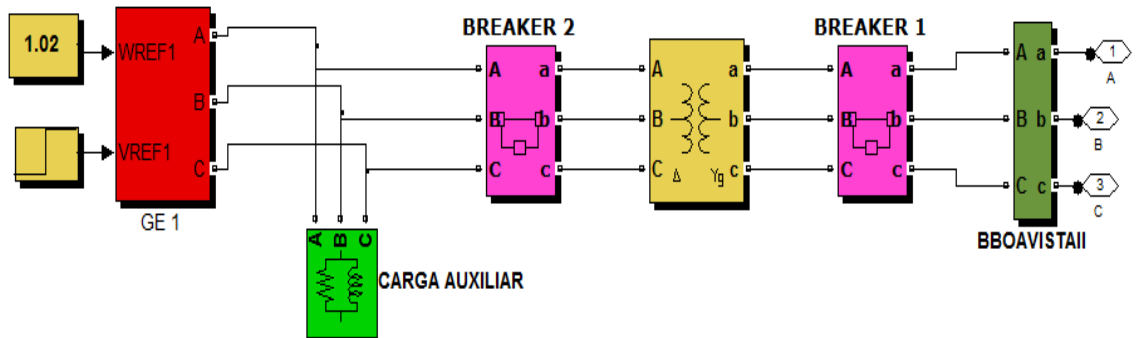


Figura 7.63: Simulação em Simpowersystems da central Boavista II com incremento de potência reactiva entregue.

A figura 7.63 refere-se a simulação em simpowersystems da Central Boavista II para analisar o comportamento transitório do gerador ligado a rede ao ocorrer um incremento da referência do regulador de tensão. Pressupõe-se um incremento de 0,97 pu à 1 pu., como o gerador está ligado à rede, este incremento o que produzirá é um aumento da potência reactiva que fornece o gerador.

A seguir, apresentam-se os resultados obtidos com a respectiva simulação.

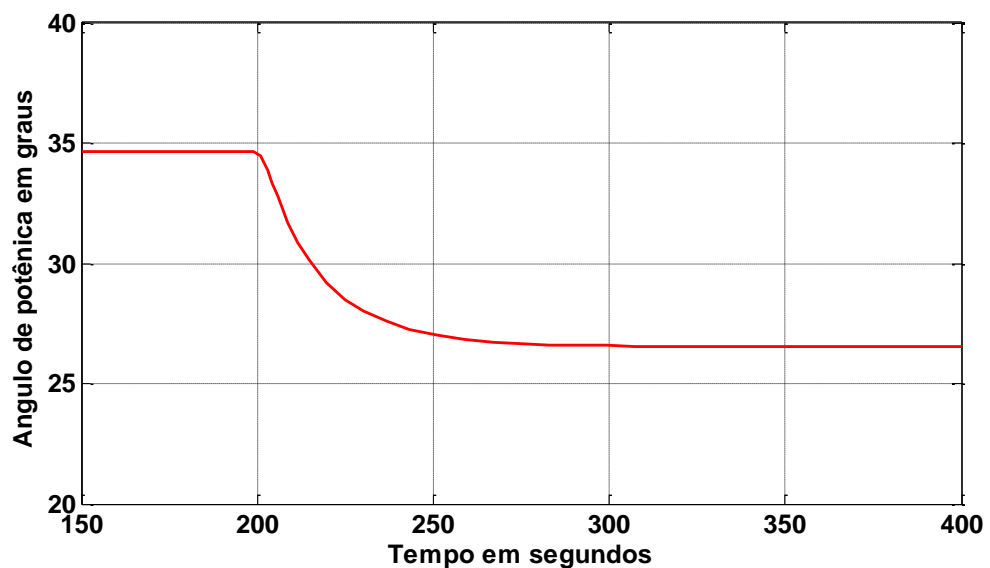


Figura 7.64: Comportamento do ângulo de potência diante um incremento na potência reactiva entregue pelo gerador

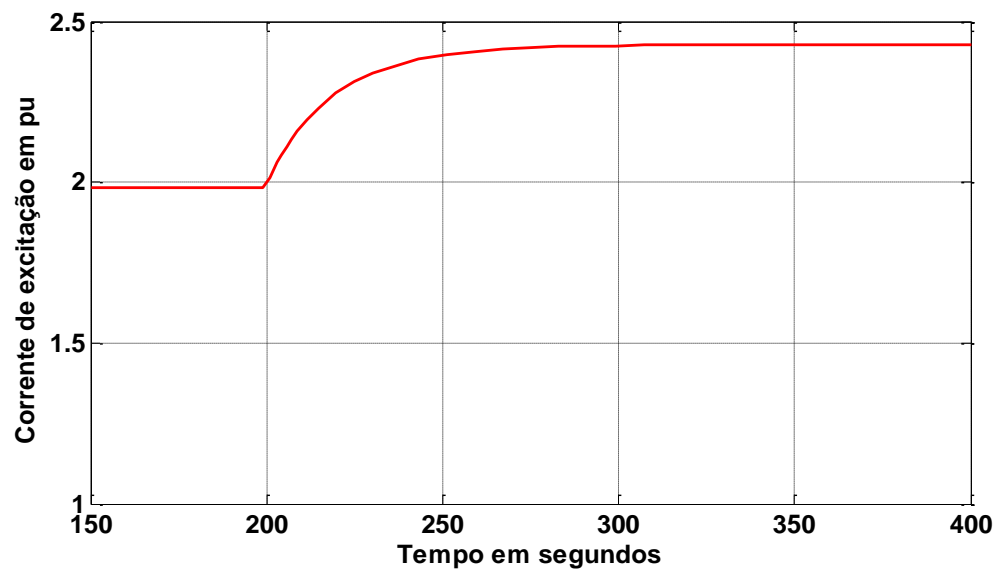


Figura 7.65: Comportamento da corrente de excitação diante um incremento na potência reactiva entregue pelo gerador

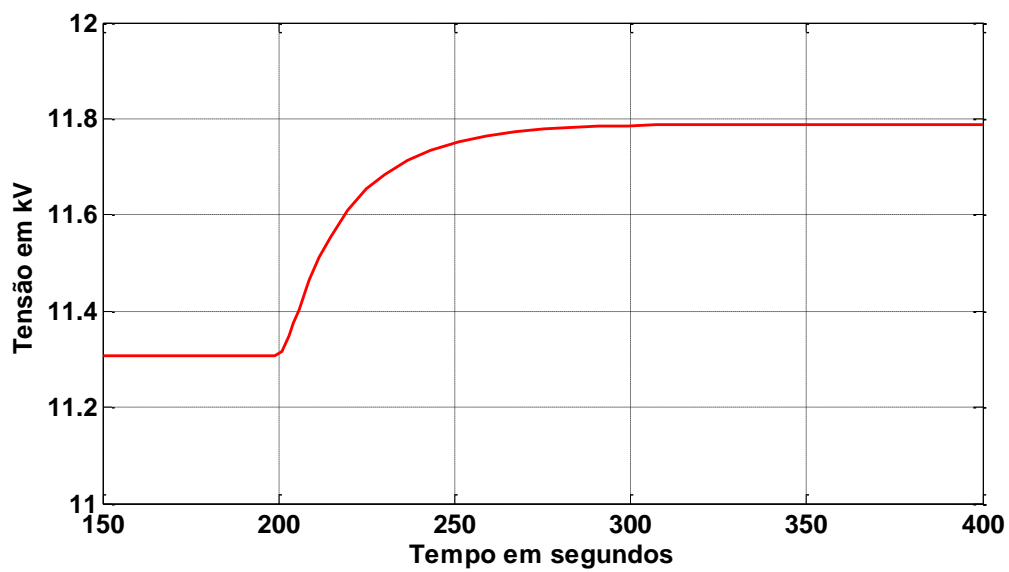


Figura 7.66: Comportamento da tensão do gerador diante um incremento na potência reactiva entregue pelo gerador

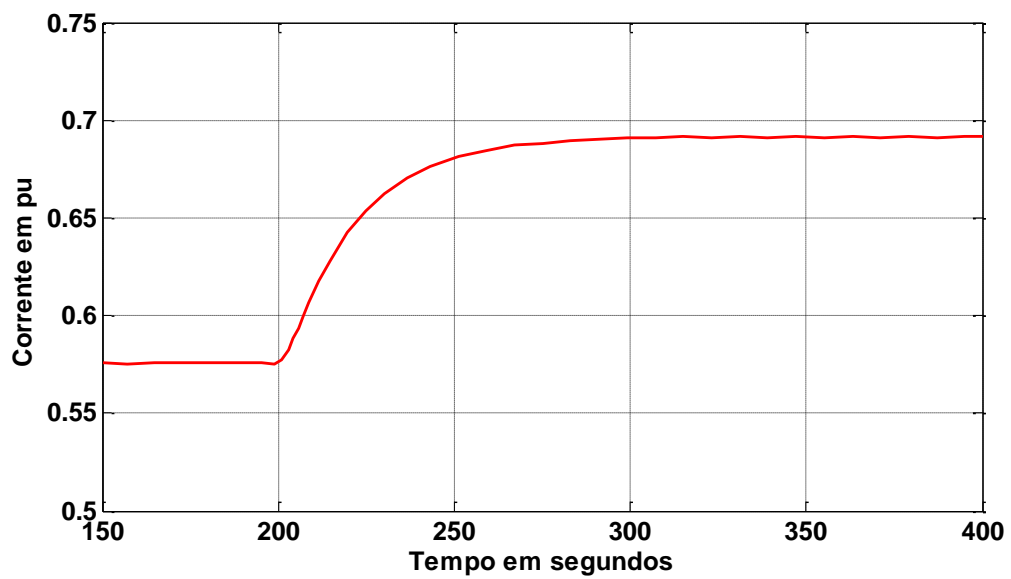


Figura 7.67: Comportamento da corrente do gerador diante um incremento na potência reactiva entregue pelo gerador

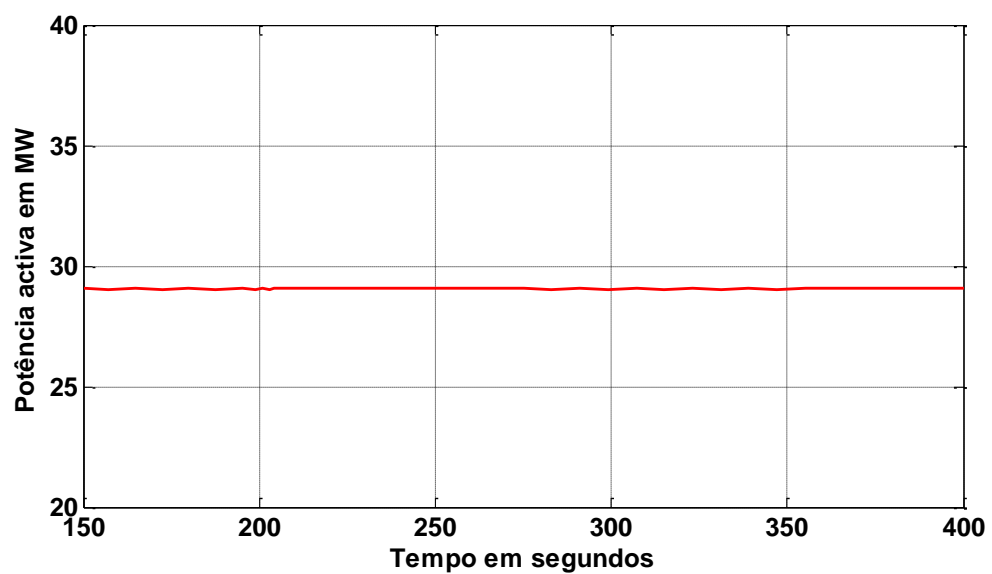


Figura 7.68: Comportamento da potência activa do gerador diante um incremento na referência de tensão.

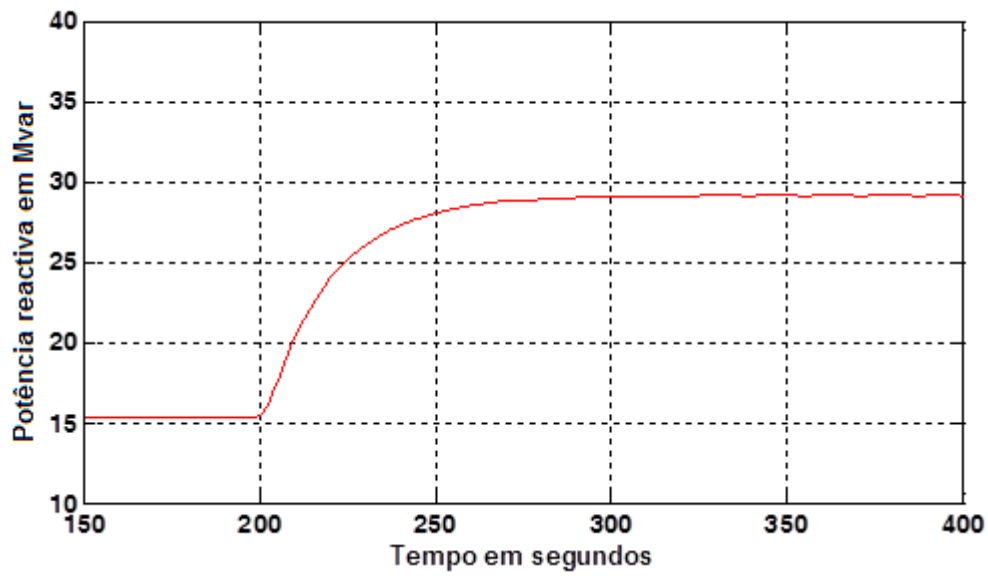


Figura 7.69: Comportamento da potência reactiva do gerador diante um incremento da tensão de referência.

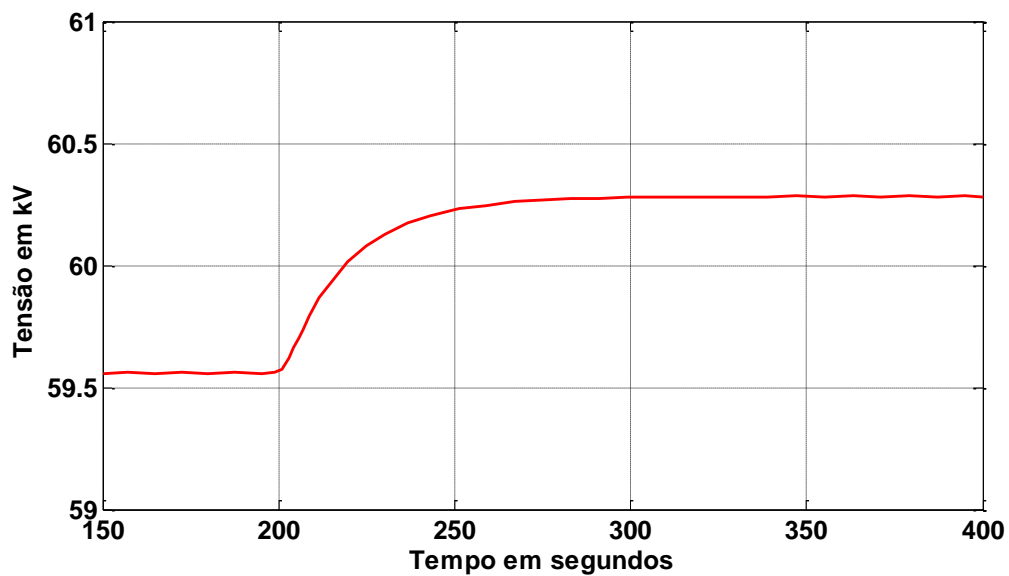


Figura 7.70: Comportamento da tensão na SE diante um incremento na potência reactiva entregue pelo gerador

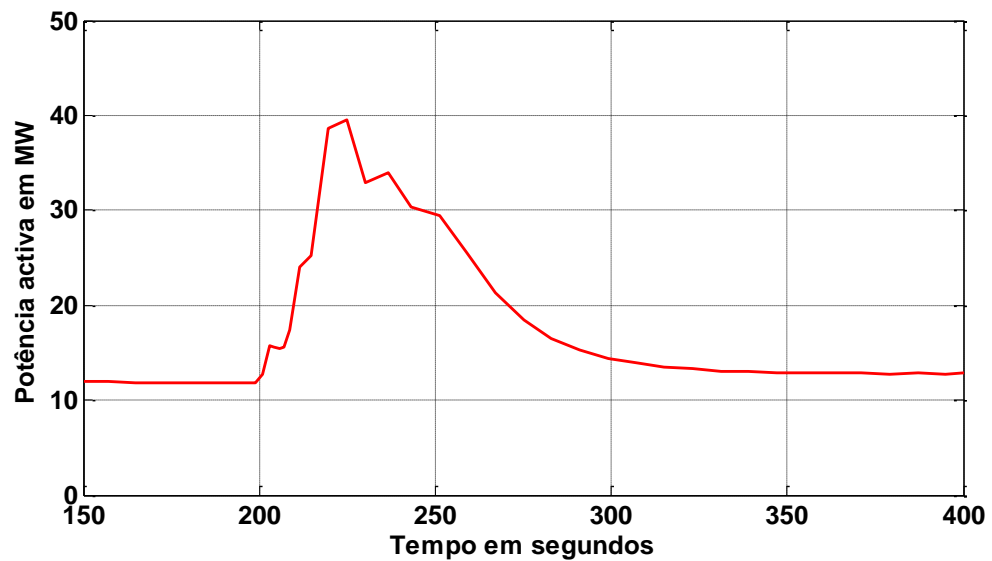


Figura 7.71: Comportamento da potência activa entregue pela rede diante um incremento na potência reactiva entregue pelo gerador

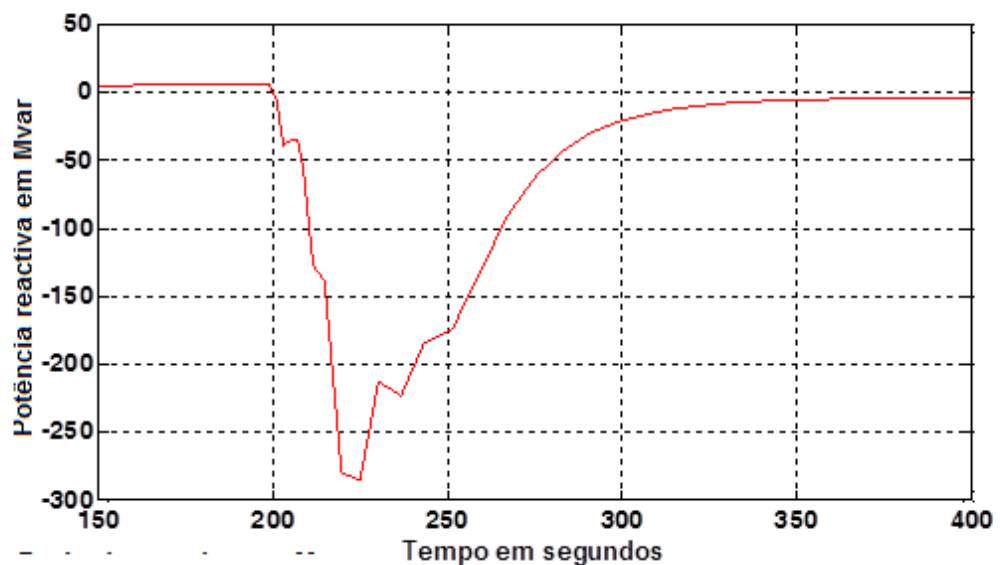


Figura 7.72: Comportamento da potência reactiva entregue pela rede diante um incremento na potência reactiva entregue pelo gerador

As conclusões que se tiram deste caso concreto são as seguintes:

- Como era de esperar, ao aumentar a referência de tensão incrementam-se as tensões tanto à saída do gerador como na subestação. Os processos transitórios são suaves e demoram na ordem de um minuto.

- A corrente de excitação e a potência reactiva que fornece o gerador aumentam de forma suave, com um processo transitório que segue o mesmo comportamento da tensão.
- A rede que entregava 6 Mvar passa á receber 5 Mvar num processo transitório mais violento e longo devido à presença do transformador e do cabo subterrâneo.
- A potência activa entregue pelo gerador mantêm-se perfeitamente constante devido ao facto de não se ter actuado na turbina sem o qual a potência não se pode modificar.
- Embora não varia a potência activa, o ângulo de potência do gerador diminui devido ao facto de que ao incrementar a excitação provoca um aumento da f.e.m em vazio para fornecer a mesma potência , aí o ângulo de potência deve diminuir. Isto torna também maior a força ou potência sincronizante do gerador o que implica uma maior estabilidade.
- A potência entregue pela rede em regime estacionário sobe de 11,8 MW a 12,8 MW. Isto deve-se a que , ao aumentar a corrente, aumentam as perdas no transformador e no cabo subterrâneo e este aumento de perdas tem que ser suportado pela rede , pois que a turbina na Central não variou sua potência. O processo transitório é similar ao da potência reactiva.

## 8-Conclusões E Recomendações

### 8.1 Conclusões

Como resultado das análises realizadas e dos resultados obtidos nas simulações dos diversos casos de estudo esclarecidos nesta dissertação pode-se chegar as seguintes conclusões:

- Para se levar a cabo um estudo de estabilidade dos sistemas eléctricos de potência que tenham em conta à acção conjunta dos reguladores de velocidade das turbinas e de tensão dos geradores, é necessario escolher adequadamente os modelos matemáticos tanto dos reguladores como dos geradores e das turbinas. Porque à sua influência no comportamento transitório e na estabilidade do sistema são decisivos.
  - O sistema de excitação que utiliza uma excitatriz rotatória de C.A. sem escovas e um regulador de tensão com dois laços: sendo um interno de corrente de excitação e outro externo de tensão é de entre outros o de melhores resultados e possibilidades e que se julga recomendado para ser utilizado em Angola.
  - De acordo aos resultados obtidos verifica-se claramente que o regulador *Woodward* adaptativo é o que permite uma resposta melhor e mais estável perante as principais perturbações que possam acontecer.
  - No caso da Central Boavista II, comprovou-se que seu comportamento tanto isolado ou em ilha como ligada a rede é perfeitamente estável utilizando um regulador de tensão com dois laços e um regulador de velocidade simples, o que pode ser um indicador a considerar.
  - Assim e como descrito no ponto anterior não se considera ser necessario a inclusão de um Estabilizador de Sistema de Potência (*PSS*) para amortecer as oscilações mecânicas do sistema.
-



- Quanto ao funcionamento da Central Boavista II ligada a rede e ao seu comportamento, simulou-se mediante uma f.e.m em série com uma impedância como uma primeira aproximação. Ao considerar-se todos os demais geradores, transformadores e linhas na rede, em determinadas condições de operação pode tornar-se necessária à utilização do regulador adaptativo *Woodward* e do *PSS*.

## 8.2 Recomendações

Perante tudo isso, recomenda-se assim que seja continuado um estudo completo sobre a utilização dos reguladores concluídos aqui como os recomendados, nas distintas unidades do Sistema Norte Angolano, e não só , simulando-os e considerando as principais perturbações que possam suceder.

Este facto é pertinente, com a reforma do Sector Electrico Angolano que para fazer face aos desafios que se apresentam para satisfazer o aumento da demanda vertiginosa a um ritmo de 20% ao ano, e associado ao facto dos grandes empreendimentos hídricos levarem anos na sua construção como o caso da Hidrelectrica de Laúca e Caculo Cabaça com uma potência instalada prevista de 4,06 [GW] levará de 4 a 8 anos a sua construção, não há outro meio senão apostar nas termeléctricas como solução de curto prazo, com toda a implicação nas tarifas que venham a ser estudadas e aplicadas.

Porém o desafio com várias vertentes em que os investimentos tidos como inexoráveis, há ainda a própria reforma empresarial em consequência dos mesmos investimentos para poder acompanhar e explorar as novas unidades em serviço e é daí que o surgimento da figura de produtor independente sustentada em investimentos de carácter público-privado vem de certa medida ajudar mas não como uma resposta decisiva neste processo.

Sabe-se que o endividamento de muitos Países hoje em dia deveu-se a estas medidas pouco reflectidas, mas quanto aos projectos estruturantes está já provado que só com capacidade Nacional nos diversos modelos destacando-se o

corporativista, poderão ser conduzidos na perspectiva do desenvolvimento sustentado como modelo, dado o atraso de África.

É por isso que em Angola serão transformadas as empresas actuais e monopolistas como a ENE, EDEL , GAMEK em outras viradas para o Mercado e de ênfases mais específicas e profissionalizantes como Transporte e Comprador Único de energia, Distribuição e Produção, destacando-se já a empresa

LUXERVISA que fará a exploração da Central de Ciclo Combinado de Soyo que entrará em serviço em 2015.

Mediante este ambiente implica com que no Sistema surjam máquinas de diversas marcas com os seus sistemas de excitação e reguladores associados. A necessidade da criação de um modelo de procedimentos de Rede à exemplo do que existe no Brasil impõe que se adopte também em Angola no mais curto espaço de tempo os mesmos mecanismos adaptados a realidade Angolana, não só na área de sistemas e condução dos mesmos como também no planeamento e expansão dos sistemas actuais, sendo por isso de extrema importância a sensibilização dos resultados chegados neste trabalho ao Orgão Reitor de Angola para energia MINEA , e esta Dissertação muito singela servirá e contribuirá querendo, também para isso.



## Referências Bibliográficas

- [1]-Trabalhos da Força Tarefa AG TF 38.02.19: “System Protection Schemes (SPS) in Power Networks” do Comitê de Estudo nº 38 da CIGRÉ.
- [2]-Relatórios da Comissão Mista ELETROBRÁS / CEPEL / ONS / EMPRESAS criada após o blecaute de 11/MAR/1999
- [3]-Procedimentos de Rede do Operador Nacional do Sistema Elétrico – ONS. Módulo 23: Critérios para Estudos
- [4]-P. Kundur, “Power System Stability and Control”, McGraw-Hill, Inc. 1994.
- [5]-P. M. Anderson – “Power System Protection” - IEEE Press / McGraw-Hill.
- [6]-C. W. Taylor, M. V. Venkatasubramanian and Y. Chen – “Wide-Area Stability and Voltage Control” – VII SEPOPE – May 2000.
- [7]-Prof. Pedro Paulo de Carvalho Mendes: apostila Curso Cese-ênfase Transmissão, parte 2 “Estabilidade e Dinâmica de Sistemas Elétricos II “.
- [8]-Paulo Cesar De Almeida , Esquemas De protecção De Sistemas De Energia Eléctrica –Dissertação de Mestrado- Julho de 2002.
- [9]-Marcelo Willian Henriques Szrajbman, Corrente Contínua: Uma Alternativa Para Transmissão De Energia Eléctrica A Longa Distância-Monografia Curso Cese – ênfase Transmissão ,Orientador : Prof. Angelo José Junqueira Rezek.
- [10]-Ministerio Da Energia e Águas da Republica de Angola: Aumento Da Capacidade termica em Luanda – 200 MW- termos de referencia , para Contractação de Serviços de fiscalização- Março de 2009.
- [11]-Fonte :Ministerio Da Energia e Águas da Republica de Angola : relatórios do programa de Investimentos Publicos – 2009, 2010 e versão final II – Alterado 2011- e informações do Gabinete de Intercâmbio Internacional.
- [12]-Cigré Task Force 38.03.12 “Power System Security Assessment: A Position Paper”.
-

[13]-National Electricity Code, National Electricity Code Administrator Limited NECA, Australia, (<http://www.neca.com.au>).

[14]-ANSI/IEEE C37.106-1987, Guide for Abnormal-Frequency Protection for Power Generating Plants.

[15]-T. Van Cutsem, C. Vournas, "Voltage Stability of Electric Powers Systems" Kluwer academic publishers, Norwell, MA, 1998.

[16]-T. Van Cutsem, "Voltage Instability: Phenomena, Countermeasures and Analysis Methods" Transactions of the IEEE, Vol. 88, No 2, FEB/2000, pp. 208-227.

[17]-J. R. P. Barros, A. F. Dias e A. C. G. Melo – "Otimização da Expansão da Transmissão Baseada em Trade-Off "Custo x EENS" e em Indicador de Mérito Econômico – Metodologia e Estudo de Caso CHESF" – XVI SNPTEE – OUT/2001.

[18]-Protection Against Voltage Collapse, CIGRE WG 34.08, August 1997.

[19]-Fitzgerald and Kingsley, "Máquinas Elétricas", Editorial Mc Graw Hill, São Paulo, 2009

[20]-IEEE Standard Definition for Excitation Systems for Synchronous Machines, IEEE Standard 421.1, 1986

[21]-GE TM 2500 Operation and Familiarization Training Generator 4 Series

[22]-IEEE Guide for Identification, Testing, and Evaluation of the Dynamic Performance of Excitation Control Systems IEEE Standard 421.2 1996

[23]-Computer Representation of Excitation Systems IEEE Committee Report, IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems, Vol PAS 8 ,No 6, 1968

[24]-Excitation Systems Models for Power System Stability Studies, Vol PAS 100, No 1, 1981

[25]-Digital Excitation Task Force, Computer Models for Representation of Digital Based Excitation Systems, IEEE Transactions on Energy Conversion, Vol 11, No 3, 1996

[26]-Sucena Paiva, J. “Redes de energia eléctrica. Uma análise sistémica”. Editorial IST, Lisboa, 2007.

[27]-IEEE Recommended Practice for Excitation Systems Models for Power Systems Stability Studies, IEEE Standard 421.5, 1992

[28]-Soon Kiat Yi, Jovica V. Milanovic, F. Michael Hughes, Overview and Comparative Analysis of Gas Turbine Models for System Stability Studies, IEEE Transactions on Power Systems, Vol 23, No 1, February 2008

[29]-Informação Técnica Do Fabricante–Regulador Europa, February 2008

[30]-Informação Técnica Do Fabricante–Regulador Woodward, February 2008

[31]-Informação Técnica Do Fabricante–Regulador A 32, Brush Excitation Controller, February 2008

[32]-Informação Técnica Do Fabricante–Regulador EX 2100 GE Excitation Controller, February 2008

[33]-Katsuhiko Ogata, Engenharia de Controlo Moderno, Mc Graw Hill, 1992

[34]-B.Pal and B. Chaudhuri, Robust Control in Power Systems (Springer Inc. New York, 2005)

[35]-P.M. Anderson, IEEE WG on Special Stability Controls, B.K. Lereverend, Cigré WG05 of Study Committee 39 : Industry Experience With Special Protection Schemes, Electra No. 155, August 1994.



## **Bibliografia De Consulta**

- [1]-CD com Banco de Dados dos Sistemas Especiais de Proteção do ONS – OUT/2000.
- [2]-P. Kundur and G.K. Morison “Techniques for Emergency Control of Power Systems”, IFAC/CIGRÉ Symposium on Control of Power Systems and Power Plants, Beijing, China, August 1997.
- [3]-P. Kundur and W.G.T. Hogg, “Use of Generation Rejection in Ontario Hydro to Increase Power Transfer Capability”, Panel Session on Generator Tripping, IEEE PES Winter Meeting, New York, N.Y., January/February 1982.
- [4]-J.P. Bayne, P. Kundur and W. Watson, “Static Exciter Control to Improve Transient Stability”, IEEE Transactions on Power Systems, Vol. PAS-94, pp. 1141-1146, 1975.
- [5]-D.C. Lee and P. Kundur, “Advanced Excitation Control for Power System Stability”, CIGRÉ Paper 38-010, 1986.
- [6]-R. Azevedo, A. Junqueira, R. Vaisman et al. “Análise das Condições de Segurança Operativa do Sistema Interligado N/NE frente a Contingências Múltiplas” – XVI SNPTEE – OUT/2001.
- [7]-A. Bianco, N. Martins, A. Wey, L.A.S. Pilotto, M.Th. Schilling e P.C. Almeida – “Power System Nodal Risk Assessment: Concepts and Applications” – VII SEPOPE – May 2000.
- [8]-A. L. Farias e R. Jovita – “Esquema de Controle de Emergências na Configuração Final do Sistema de Transmissão de 750 kV” – XVI SNPTEE – OUT/2001.
- [9]-P. Gomes, J.W. Marangon Lima e M.Th. Schilling “Estratégias para o Aumento da Segurança da Malha Elétrica Nacional: Lições Extraídas dos Grandes Blecautes” – XVI SNPTEE – OUT/2001.
- [10]-SimPower System, ajuda do Bloco do Gerador, versão Matlab 2010.
- [11]-Pedro Paulo de Carvalho, Modelo Matemático das Máquinas Síncronas, Apostila, Itajubá, 2010.
-



[12]-Tolmasquim Mauricio Tiomno, Novo Modelo do Sector Elétrico Brasileiro, Synergia Editora, Empresa de pesquisa Energética, Brasília, 2011.

[13]-Marcelo Arias, Antonio Martínez García, Caracterización de la Carga y Dinámica del Control Primario de Frecuencia de Ecuador, Tese de doutoramento em espanhol, Havana, Cuba, 2010.

[14]-A Gómez Expósito, Análisis y Operación de Sistemas de Energía Eléctrica, Ed McGraw Hill, Madrid, España, 2002.

[15]-Fermín Barrero, Sistemas de Energía Eléctrica, Ed. Paraninfo, 2004.