

**UNIVERSIDADE TECNOLÓGICA FEDERAL DO PARANÁ
DEPARTAMENTO ACADÊMICO DE ELETROTÉCNICA
CURSO ENGENHARIA INDUSTRIAL ELÉTRICA/ ELETROTÉCNICA**

EWERLYN ANE PERÚSSOLO GUELBERT
INGRID CELINA EZELIDA SIEBERT
PAULA MARIA VILAS BOAS BELINELLI

**ESTUDO DE ESTABILIDADE DE FREQUÊNCIA EM SISTEMAS
ELÉTRICOS DE POTÊNCIA CONSIDERANDO TURBINAS
HIDRÁULICAS**

CURITIBA

2015

EWERLYN ANE PERÚSSOLO GUELBERT
INGRID CELINA EZELIDA SIEBERT
PAULA MARIA VILAS BOAS BELINELLI

**ESTUDO DE ESTABILIDADE DE FREQUÊNCIA EM SISTEMAS
ELÉTRICOS DE POTÊNCIA CONSIDERANDO TURBINAS
HIDRÁULICAS**

Proposta para Trabalho de Conclusão de Curso do Curso de Engenharia Industrial Elétrica – Ênfase Eletrotécnica do Departamento Acadêmico de Eletrotécnica (DAELT) da Universidade Tecnológica Federal do Paraná (UTFPR), como requisito parcial para obtenção do título de Engenheiro Eletricista.

Orientador: Prof. Dr. Raphael Augusto de Souza Benedito.

CURITIBA

2015

Ewerlyn Ane Perússolo Guelbert
Ingrid Celina Ezéilda Siebert
Paula Maria Vilas Boas Belinelli

Estudo de Estabilidade de Frequência em Sistemas Elétricos de Potência considerando Turbinas Hidráulicas

Este Trabalho de Conclusão de Curso de Graduação foi julgado e aprovado como requisito parcial para a obtenção do Título de Engenheiro Eletricista, do curso de Engenharia Elétrica do Departamento Acadêmico de Eletrotécnica (DAELT) da Universidade Tecnológica Federal do Paraná (UTFPR).

Curitiba, 5 de Fevereiro de 2015.

Prof. Emerson Rigoni, Dr.
Coordenador de Curso
Engenharia Elétrica

Profa. Annemarlen Gehrke Castagna, Mestre
Responsável pelos Trabalhos de Conclusão de Curso
de Engenharia Elétrica do DAELT

ORIENTAÇÃO

Raphael Augusto de Souza Benedito, Dr.
Universidade Tecnológica Federal do Paraná
Orientador

BANCA EXAMINADORA

Andrea Lucia Costa, Dra.
Universidade Tecnológica Federal do Paraná

Rafael Fontes Souto, Me.
Universidade Tecnológica Federal do Paraná

A folha de aprovação assinada encontra-se na Coordenação do Curso de Engenharia Industrial Elétrica – Ênfase Eletrotécnica

AGRADECIMENTOS

Certamente os parágrafos que seguem não atenderão a todas as pessoas que no realizar deste trabalho foram de grande importância para este momento de nossas vidas. Portanto, pedimos de antemão desculpas àquelas que não se fazem presentes pelas palavras, mas com certeza fazem parte de nossos pensamentos e gratidão.

Reverenciamos o Professor Dr. Raphael Augusto de Souza Benedito pela sua dedicação e valiosa orientação, bem como pela oportunidade de nos ajudar a traçar o tema deste trabalho.

Também gostaríamos de agradecer em especial os professores integrantes de nossa Banca Examinadora, Dra. Andrea Lucia Costa e Me. Rafael Fontes Souto, que contribuíram com relevantes observações e informações para a conclusão de nosso estudo. Por meio deles, nos reportamos a toda à comunidade da Universidade Tecnológica Federal do Paraná (UTFPR) pelo apoio na realização deste TCC.

Por fim, mas não menos importante, agradecemos a todos os nossos familiares que nos apoiaram na realização deste trabalho, pois sem a compreensão de todos seria de grande pesar concluir este desafio.

RESUMO

BELINELLI, Paula Maria V. B.; GUELBERT, Ewerlyn ANE P.; SIEBERT, Ingrid Celina E. **Estudo de Estabilidade de Frequência em Sistemas Elétricos de Potência considerando Turbinas Hidráulicas**. 2015. 65 pp. Trabalho de conclusão de Curso (Graduação) – Curso de Engenharia Industrial Elétrica – Eletrotécnica. Universidade Tecnológica Federal do Paraná, Curitiba, 2015.

A energia elétrica mostra-se necessária no dia-a-dia das pessoas. Atualmente, não possuímos outro meio que seja mais conveniente de se sustentar a tecnologia provida por ela. No entanto, a sociedade fica suscetível a determinados problemas que possam ocorrer se no acréscimo ou decréscimo de energia requisitada ao Sistema Interligado Nacional, a frequência não retornar a seu valor nominal (no caso do Brasil, este valor é de 60 Hz). Sendo assim, este Trabalho de Conclusão de Curso aborda principalmente o problema do Controle Carga-Frequência em Sistemas Elétricos de Potência. Para tal estudo, prioriza-se o entendimento do controle da malha de regulação secundária, comumente denominado Controle Automático de Geração (CAG), o qual possui como principal objetivo, o restabelecimento da frequência ao seu valor original. Para o desenvolvimento deste conhecimento fez-se uma revisão de conceitos básicos dos controles responsáveis pela regulação primária e secundária, bem como a apresentação do estudo teórico da modelagem matemática de máquinas e a apresentação dos tipos de turbinas hidráulicas existentes. Por fim, este trabalho finaliza-se com simulações dos blocos de controle, utilizando ambiente Simulink do MATLAB, com o intuito de analisar respostas no tempo quando aplicado um sinal degrau unitário (situação mais agravante do Sistema Elétrico de Potência) considerando o sistema com uma turbina hidráulica genérica.

Palavras-chave: Controle Automático de Geração. Estabilidade de Frequência. Turbinas Hidráulicas.

ABSTRACT

BELINELLI, Paula Maria V. B.; GUELBERT, Ewerlyn ANE P.; SIEBERT, Ingrid Celina E. **Frequency Stability Study on Electric Power Systems considering Hydraulic Turbines**. 2015. 65 pp. Final dissertation (Bachelor Degree) – Industrial Electrical Engineering - Electrotechnical. Federal Technological University of Paraná, Curitiba, 2015.

Electric energy shows itself necessary day by day of people. Currently we don't have another way that is more convenient of holding up the technology provided by it. However the society stays vulnerable to certain problems that can occur if in the increase or decrease of energy requested to the Interconnected Brazilian System, the frequency doesn't return to its nominal value (for Brazil the value is 60 Hz). Thus, this monograph approaches mainly the problem of Load-Frequency Control in electric power systems. For this study, it emphasizes the understanding the control of the mesh of secondary regulation, commonly called Automatic Generation Control (AGC), which has the main objective, the restoration of frequency to its original value. For the development of this knowledge a review was made of basic concepts of responsible controls for primary and secondary regulation, as well as the presentation of the theoretical study of mathematical modeling of machines and the presentation of the kinds of existing hydraulic turbines. At last this work ends with simulations of control blocks, using Simulink of MATLAB, in order to analyze responses time when applying an unit step signal (more critical situation of Electric Power System) according the system with a generic hydraulic turbine.

Keywords: Automatic Generation Control. Frequency stability. Hydraulic Turbines.

LISTA DE FIGURAS

Figura 1 - Comportamento da curva de carga durante o jogo da Copa do Mundo Brasil x Turquia.	18
Figura 2 - Comportamento da frequência durante o jogo da Copa do Mundo Brasil x Turquia.	19
Figura 3 - Evolução do Número de Perturbações e do Impacto sobre o Atendimento às Cargas do SIN.	24
Figura 4 - Sistema Interligado Nacional - Horizonte 2015.	25
Figura 5 - Principais malhas de controle associadas a um gerador síncrono.	28
Figura 6 - Esquema de funcionamento de uma turbina Francis de eixo vertical.	31
Figura 7 - Esquema de funcionamento de uma turbina Kaplan de eixo vertical.	32
Figura 8 - Turbina do tipo Bulbo.	33
Figura 9 - Esquema de funcionamento de uma turbina Pelton.	34
Figura 10 - Representação de uma unidade hidráulica.	35
Figura 11 - Função de Transferência para turbinas hidráulicas.	36
Figura 12 – Resposta obtida para uma entrada do tipo degrau unitário.	37
Figura 13 - Máquina Síncrona.	37
Figura 14 - Diagrama de blocos da equação de Swing.	40
Figura 15 - Diagrama de blocos da equação de Swing com desvio de potência.	42
Figura 16 - Diagrama de blocos de um regulador de velocidade isócrono.	43
Figura 17 - Diagrama de blocos de um regulador de velocidade com queda de velocidade.	43
Figura 18 - Diagrama de blocos de um regulador de velocidade com compensação de queda transitória.	45
Figura 19 - Diagrama de blocos de um regulador de velocidade com compensação de queda transitória.	45
Figura 20 – Representação por diagrama de blocos do erro de regime da malha primária.	46
Figura 21 - Malha de Controle Secundário.	48
Figura 22 - Característica $f \times P$, em regime permanente, com Regulação Secundária.	48
Figura 23 - Diagrama de blocos de um sistema com regulação primária e secundária.	49
Figura 24 – Mapa da Organização Atual dos Centros de Operação do Sistema.	50
Figura 25 – Diagrama de blocos de um sistema de potência com controle secundário para turbinas hidráulicas.	51
Figura 26 – Diagrama de blocos de um sistema de potência sem controle.	53
Figura 27 – Curva de desvio da frequência x tempo em um sistema sem controle.	54
Figura 28 - Diagrama de blocos de um sistema de potência com controle primário.	55
Figura 29 - Curva de desvio da frequência x tempo em um sistema com controle primário.	55
Figura 30 - Curva de desvio da frequência x tempo em um sistema com controle primário.	56
Figura 31 - Diagrama de blocos de um sistema de potência com controle primário e secundário.	57
Figura 32 - Curva de desvio da frequência x tempo em um sistema com controle secundário.	58

Figura 33 - Curva de desvio da frequência x tempo em um sistema com controle secundário.....	59
Figura 34 - Curva de desvio da frequência x tempo para $K = 2$ e $K = 4$ respectivamente.	60
Figura 35 - Curva de desvio da frequência x tempo para $R = 0,1$ e $R = 0,2$ respectivamente.	61

LISTA DE SIGLAS

ANEEL	Agência Nacional de Energia Elétrica
ABRADEE	Associação Brasileira de Distribuidores de Energia Elétrica
CAG	Controle Automático de Geração
CPSA	Contrato de Prestação de Serviços Ancilares
COS	Centro de Operações do Sistema
ECA	Erro de Controle de Área
ONS	Operador Nacional do Sistema Elétrico
RAT	Regulador Automático de Tensão
SIN	Sistema Interligado Nacional
SEP	Sistema Elétrico de Potência
TCC	Trabalho de Conclusão de Curso

LISTA DE SÍMBOLOS

P	Potência ativa;
g	Aceleração da gravidade;
ρ	Peso específico da água;
Q	Vazão turbinada da máquina;
h	Altura da queda líquida (sem perdas);
η	Rendimento total da turbina;
U	Velocidade da água;
k	Constante de proporcionalidade;
G	Posição de abertura da válvula;
H_w	Altura da queda da água;
T_ω	Tempo de partida da água;
L	Comprimento do conduto forçado;
P_m	Potência mecânica;
R	Estatismo;
r	Estatismo transitório;
T_r	Constante de tempo associada com estatismo transitório;
T_G	Constante de tempo do regulador de velocidade;
ΔF	Varição da frequência em p.u.;
ΔA	Varição da abertura da admissão;
K	Ganho;
B	Fator que converte um desvio de frequência em unidade de potência e é denominado Bias [MWHZ];
ΔT	Representa a variação do intercâmbio [MW];
H	Constante de inercia;
ω_s	Velocidade síncrona do rotor;
ω_m	Velocidade angular do rotor em radianos mecânicos, [rad /s];
T_a	Torque acelerante, [N.m];
t	tempo, [s];
ω_{om}	Velocidade angular nominal do rotor em radianos mecânicos, [rad/s];
SN	Potência aparente nominal da máquina, [VA];
ω_0	Velocidade angular do rotor em radianos elétricos, [rad/s];

ω_r	Velocidade angular do rotor, [pu];
n_p	Número de par de polos;
T_m	Torque mecânico [N.m];
T_e	Torque elétrico [N.m];
\bar{T}_m	Torque mecânico [pu];
\bar{T}_e	Torque elétrico [pu];
J	Momento de inercia combinado [kg.m ²];
T	Torque;
T_N	Torque nominal da máquina [N.m];
D	Varição da carga sensível à frequência;
δ	Posição angular rotor em radianos elétricos;

SUMÁRIO

1.	INTRODUÇÃO	15
1.1.	TEMA	15
1.1.1.	Delimitação do Tema.....	16
1.2.	PROBLEMAS E PREMISSAS.....	17
1.3.	OBJETIVOS.....	20
1.3.1.	Objetivo Geral.....	20
1.3.2.	Objetivos Específicos	20
1.4.	JUSTIFICATIVA.....	20
1.5.	PROCEDIMENTOS METODOLÓGICOS	22
1.6.	ESTRUTURA DO TRABALHO.....	22
2.	PROBLEMA DE ESTABILIDADE DE FREQUÊNCIA E CONTROLE AUTOMÁTICO DE GERAÇÃO	24
2.1.	ESTABILIDADE DE FREQUÊNCIA.....	26
2.2.	CONTROLE AUTOMÁTICO DE GERAÇÃO	27
3.	CONTROLE DE FREQUÊNCIA CONSIDERANDO TURBINAS HIDRÁULICAS	30
3.1.	TURBINAS HIDRÁULICAS	30
3.1.1.	Turbina Francis.....	30
3.1.2.	Turbina Kaplan	32
3.1.3.	Turbina Bulbo	32
3.1.4.	Turbina Pelton	33
3.2.	MODELAGEM MATEMÁTICA SIMPLIFICADA DA TURBINA HIDRÁULICA.....	34
3.3.	MODELAGEM DA MÁQUINA ELÉTRICA.....	37
3.4.	MODELAGEM DE REGULADORES DE VELOCIDADE	42
3.4.1.	Regulação Primária	43
3.4.2.	Regulação Secundária	46
3.5.	CONTROLE AUTOMÁTICO DE GERAÇÃO PARA TURBINAS HIDRÁULICAS	50
4.	SIMULAÇÕES E ANÁLISE DOS RESULTADOS.....	52
5.	CONSIDERAÇÕES FINAIS	62
	REFERÊNCIAS.....	65

1. INTRODUÇÃO

1.1. TEMA

Os sistemas elétricos de potência podem ser definidos como o conjunto de instalações para geração, transmissão e distribuição da energia elétrica (ONS, 2013).

Segundo Almeida (2004) a função principal de um Sistema Elétrico de Potência (SEP) é converter fontes de energia em forma de eletricidade, transportando-as aos centros consumidores e atendendo com eficiência aos seguintes requisitos básicos:

- Capacidade de suprir as constantes mudanças na carga;
- Capacidade de manter a demanda de energia considerando o menor custo e o menor impacto ecológico admissível;
- Capacidade de suprir energia segundo restrições operativas e padrões pré-estabelecidos de continuidade e qualidade no fornecimento de energia, ou seja, atender sempre a demanda das cargas com variações mínimas de frequência e valor eficaz da tensão elétrica.

Para Simões-Costa e Silva (2000) um sistema de potência permanece em seu estado nominal de operação se as seguintes condições forem cumpridas:

- A demanda de todas as cargas alimentadas pelo SIN (Sistema Interligado Nacional) é satisfeita;
- A frequência é mantida constante em seu valor nominal (60 Hz).

Manter os requisitos citados acima satisfeitos são importantes devido a uma série de motivos.

Por exemplo, o desempenho da maioria dos motores de corrente alternada industriais é função da frequência; frequência nominal também é exigida por cargas nobres, como computadores; em certos países, o uso de relógios elétricos, cujo desempenho está obviamente ligado à frequência, etc. Mas o motivo mais importante para manter a frequência igual ao seu valor nominal é o fato de que ela é um indicador de que o balanço de potência ativa está sendo adequadamente cumprido. Isto é, a potência ativa fornecida pelos geradores do sistema é igual à potência ativa solicitada pelas cargas. (SIMÕES-COSTA e SILVA, 2000).

Tais motivos mostram como a sociedade está ligada ao uso constante de equipamentos eletrônicos e, esses por sua vez, da utilização de energia elétrica. Por isso, verifica-se a importância do estudo da estabilidade de frequência para contribuir na qualidade do fornecimento de energia, a qual está diretamente relacionada com a melhoria de vida da sociedade.

A estabilidade de frequência é entendida como a recuperação da frequência, estabelecida pelo Operador do Sistema, após desequilíbrios de potência ativa entre a geração e a demanda.

Esses desequilíbrios, ocasionados pela variação das cargas ligadas ao sistema, fazem com que o balanço carga/geração provoque as oscilações na frequência, que podem acontecer devido a vários fatores, tais como: faltas nas linhas de transmissão, saída e/ou entrada de cargas no sistema ou também saída de uma grande fonte de geração. Quando essas variações ultrapassam os limites adequados de operação é necessário reestabelecer o nível de frequência o mais breve possível ao seu valor nominal (KUNDUR, 1994).

Sendo assim, para que a estabilidade da frequência do sistema seja mantida, no caso do Brasil 60 Hz, utiliza-se de controles de geração e frequência, também conhecido como CAG (Controle Automático de Geração). Sobre este tema, Vieira Filho (1984) define que o objetivo de controle de carga-frequência de um sistema elétrico de potência é manter a frequência constante a maior parte do tempo que for possível.

O controle de frequência, citado no último parágrafo, será o foco deste trabalho. Ele pode ser utilizado nos vários modelos de turbinas existentes no mercado, porém como nossa matriz energética é predominantemente hidrelétrica, será priorizada a turbina hidráulica, ao invés de turbinas térmicas. Existem vários modelos específicos de turbinas hidráulicas, no entanto, neste trabalho o modelo não será relevante para as discussões, visto que será utilizado um modelo simplificado de turbina hidráulica com regulador de velocidade.

1.1.1. Delimitação do Tema

Esta proposta tem como foco o estudo da estabilidade de frequência em sistemas elétricos de potência com turbinas hidráulicas. Para isto, será necessário

adquirir conhecimento sobre Controle Carga-Frequência destinado a manter a estabilidade de frequência do sistema, o chamado Controle Automático de Geração (CAG).

Como ferramenta de auxílio para este estudo, será utilizado o *software* MATLAB para simular, através dos diagramas de blocos, o comportamento do controle de carga-frequência após a aplicação de uma carga tipo degrau no sistema. Estes diagramas, os quais representam a modelagem dinâmica no domínio da frequência, serão coletados das fontes bibliográficas e utilizados para analisar de que forma é feita a regulação da variação da frequência com sistema secundário de controle, ou CAG.

1.2. PROBLEMAS E PREMISSAS

Segundo Albuquerque e Farias (2006), diariamente o órgão responsável por sincronizar toda a energia elétrica gerada no Brasil, o ONS - Operador Nacional do Sistema Elétrico, elabora um plano de execução para operar o SIN - Sistema Interligado Nacional. Para isto, utiliza-se de uma previsão de consumo de carga demandada em um intervalo de trinta minutos. Esta previsão tem o intuito de representar todos os setores econômicos, sejam eles residenciais, comerciais, industriais, entre outros, no período de um dia.

Além do comportamento de carga desses setores, outras questões são pertinentes, como: entrada e saída da iluminação pública e mudanças de hábitos das pessoas devido às estações do ano; ou então, o último capítulo de uma novela de grande audiência e jogos de futebol da seleção interferem no comportamento de uma curva de carga.

A Figura 1 mostra o comportamento da carga do Brasil durante o jogo da Copa do Mundo de 2002 entre Brasil e Turquia realizado na cidade de Saitama no Japão.

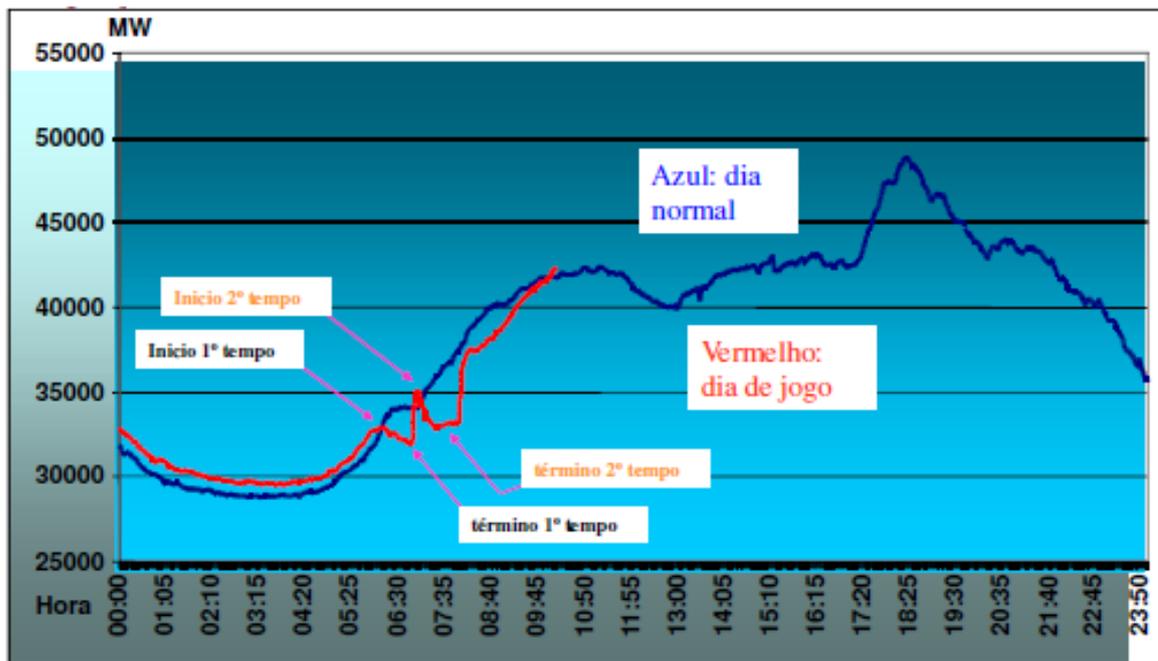


Figura 1 - Comportamento da curva de carga durante o jogo da Copa do Mundo Brasil x Turquia.

Fonte: Benedito (2013).

A linha vermelha na Figura 1 demonstra o acréscimo e decréscimo de carga ao longo do jogo: no início do primeiro e do segundo tempo, há um aumento de carga demandada. Já no intervalo ou final do jogo há uma redução desta carga. Isto representa uma brusca variação se comparado com um dia normal como representado pela linha azul.

A Figura 2 representa o comportamento da frequência de acordo com a variação da carga mostrada na Figura 1.

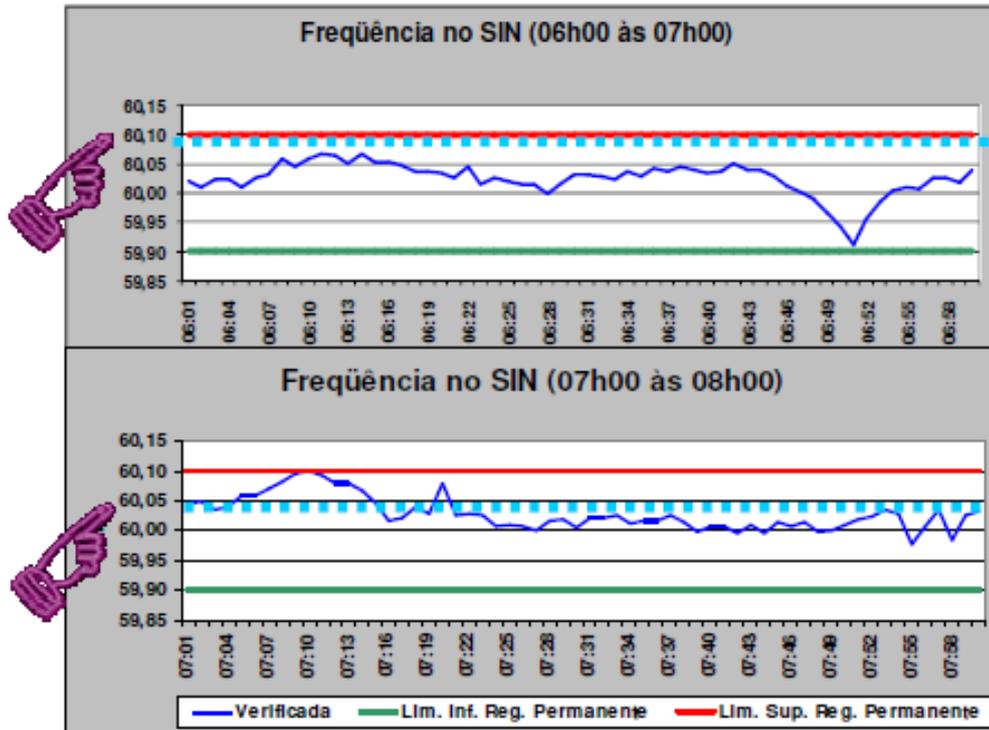


Figura 2 - Comportamento da frequência durante o jogo da Copa do Mundo Brasil x Turquia.
Fonte: Benedito (2013).

Dessa forma, manter constante a frequência quando ocorrem mudanças de carga demandada, sejam elas corriqueiras ou por situações de perturbações mais significativas, garante a qualidade do fornecimento de energia elétrica e consequentemente a qualidade de vida das pessoas.

Sendo assim, esta proposta tem como foco o estudo necessário para compreender os mecanismos de reestabelecimento da frequência quando a mesma sofrer oscilação devido à perturbações na carga instalada.

Para concretização deste conhecimento, aprofundar-se-á o estudo sobre a interação do conjunto do regulador-turbina, a qual sempre é executada segundo um atraso (*delay*) quando ocorrem situações de acréscimo ou decréscimo de cargas no sistema.

1.3. OBJETIVOS

1.3.1. Objetivo Geral

Realizar um estudo teórico e simulações via *software* MATLAB, sobre estabilidade de frequência em sistemas de potência, considerando turbinas hidráulicas.

1.3.2. Objetivos Específicos

- Estudar o controle de Carga-Frequência em Sistemas Elétricos de Potência;
- Levantar as consequências que a variação da frequência causa às cargas ligadas ao SIN;
- Analisar parâmetros do sistema elétrico de potência, que interfiram para as oscilações na frequência do sistema;
- Identificar e formular a função de transferência da turbina hidráulica, para posterior análise;
- Simular, através da ferramenta Simulink do MATLAB, os diagramas de blocos que descrevem o modelo matemático de uma turbina hidráulica e seu regulador;
- Analisar e interpretar os resultados da simulação, buscando parâmetros que minimizem os desvios sofridos pela frequência e reduzam o tempo de seu reestabelecimento ao valor nominal.

1.4. JUSTIFICATIVA

Problemas na corrente, tensão ou variação de frequência podem resultar em falhas que afetam a qualidade de energia, que “está relacionada a um conjunto de alterações que podem ocorrer no sistema elétrico” (FRANCO, 2005).

Segundo Kundur (1994) “a qualidade do fornecimento de energia deve atender a certos requisitos mínimos no que diz respeito aos seguintes fatores: frequência constante, tensão constante e nível de confiabilidade”.

Os problemas na qualidade vêm acontecendo principalmente porque há uma crescente quantidade de cargas comandadas eletronicamente nas instalações, ou seja, cargas não lineares, as quais necessitam, em determinados instantes, de picos de energia. Além disso, os equipamentos estão cada vez mais sensíveis aos distúrbios da rede.

Realizar o controle de sistemas de potência é garantir o fornecimento de energia continuamente a todos os consumidores ao mesmo tempo em que se respeita os padrões de qualidade. Focando em um dos requisitos de qualidade exigido que é o controle da variação da frequência, este trabalho propõe o estudo do Controle de Carga-Frequência, também conhecido como Controle Automático de Geração, que visa manter os valores da frequência em níveis adequados de operação.

Para manter a frequência no valor nominal é necessário que “a potência ativa fornecida pelos geradores do sistema seja igual à potência ativa solicitada pelas cargas” (SIMÕES – COSTA e SILVA, 2000).

Além disso:

Quando a potência da geração é menor que a solicitada, a frequência do sistema tende a diminuir ou se a potência da geração é maior que a solicitada a frequência do sistema tende a aumentar. A frequência dos sistemas elétricos é controlada através da geração, pois a carga pode aumentar ou diminuir aleatoriamente (ARRUDA, 2003).

Isso faz com que o equilíbrio carga/geração sempre esteja sofrendo alterações, o que causa variações na velocidade angular dos geradores síncronos e conseqüentemente na frequência da tensão elétrica do sistema.

O controle da variação da frequência é muito importante, pois no caso de subfrequência, por exemplo, pode aumentar o desgaste dos geradores, diminuindo a vida útil dos mesmos. Além disso, a variação de frequência de uma forma geral pode afetar equipamentos como: computadores, com tolerâncias de $\pm 0,5$ Hz; equipamentos de radar de aeroportos que permitem desvios de $\pm 1,5$ Hz; estações de TV a cores com fontes de no mínimo 59,94 Hz; além de estações de rádio; motores industriais de corrente alternada, etc.(SIMÕES – COSTA e SILVA, 2000).

Os aspectos apresentados justificam a importância do estudo e análise a respeito do controle de Carga-Frequência, a fim de garantir a qualidade de energia.

1.5. PROCEDIMENTOS METODOLÓGICOS

Inicialmente será realizada uma pesquisa bibliográfica sobre controle de carga-frequência em sistemas de potência.

Após a etapa de estudo sobre o problema e levantamento de suas consequências para o sistema de potência, serão apresentadas as modelagens dinâmicas apropriadas através de diagramas de blocos em ambiente Simulink no MATLAB (*software* disponível no laboratório D-106), dos vários sistemas que agem no controle carga-frequência. Esses sistemas são: gerador elétrico (Sistema Elétrico de Potência), turbina hidráulica, regulador de velocidade e dos controles primários e secundários. Esses controles são definidos como:

- Controle Primário de Frequência: controle feito por reguladores automáticos de velocidade das unidades geradoras, com o objetivo de limitar a variação da frequência quando ocorre desequilíbrio entre geração e carga;

- Controle Secundário de Frequência: controle exercido pelas unidades geradoras participantes do Controle Automático de Geração - CAG, com o objetivo de restabelecer o valor da frequência do sistema ao seu valor de referência e manter e/ou restabelecer os intercâmbios de potência ativa aos valores programados (ANEEL, 2013).

Será explanado o problema e atuação dos controladores na regulação da frequência após aplicação de variações de carga tipo degrau, que afetam o comportamento dinâmico das unidades geradoras. O tema será abordado considerando um conjunto regulador-turbina, simplificado ou geral, tendo em vista um modelo genérico para turbinas hidráulicas.

Para finalizar, será apresentada uma discussão sobre os dados obtidos pelos resultados das simulações.

1.6. ESTRUTURA DO TRABALHO

A estrutura deste trabalho é descrita a seguir:

Capítulo 2: Problema de Estabilidade de Frequência e Controle Automático de Geração. Neste capítulo será apresentado com maior detalhes a definição de

estabilidade de frequência e CAG além de uma pequena introdução do que é o SIN e sua importância

Capítulo 3: Controle de Frequência considerando Turbinas Hidráulicas. Contém as modelagens necessárias para o estudo, desde a máquina síncrona, o modelo da turbina hidráulica bem como a modelagem dos reguladores. Um breve parecer dos modelos de turbinas hidráulicas.

Capítulo 4: Simulações e Análise dos resultados. Neste capítulo serão apresentadas as simulações do controle automático de geração para turbinas hidráulicas utilizando o ambiente MATLAB, verificando o comportamento e atuação dos controladores na regulação da frequência devido às variações de carga tipo degrau.

Capítulo 5: Considerações finais. Apresentação dos resultados obtidos na simulação para uma variação de carga tipo degrau, em um sistema simples de carga-gerador.

2. PROBLEMA DE ESTABILIDADE DE FREQUÊNCIA E CONTROLE AUTOMÁTICO DE GERAÇÃO

Os sistemas elétricos estão sujeitos, constantemente, a falhas provocadas por diversas causas. Os distúrbios nesses sistemas podem ter origem em ações da natureza (descargas atmosféricas, queimadas, vendavais, chuvas, geadas, etc.) ou em ações humanas (vandalismo, erros de projeto, erros de operação, falhas de comunicação) e falhas intrínsecas aos próprios equipamentos que os compõem. A Figura 3 mostra o que esses impactos ocasionam no SIN.

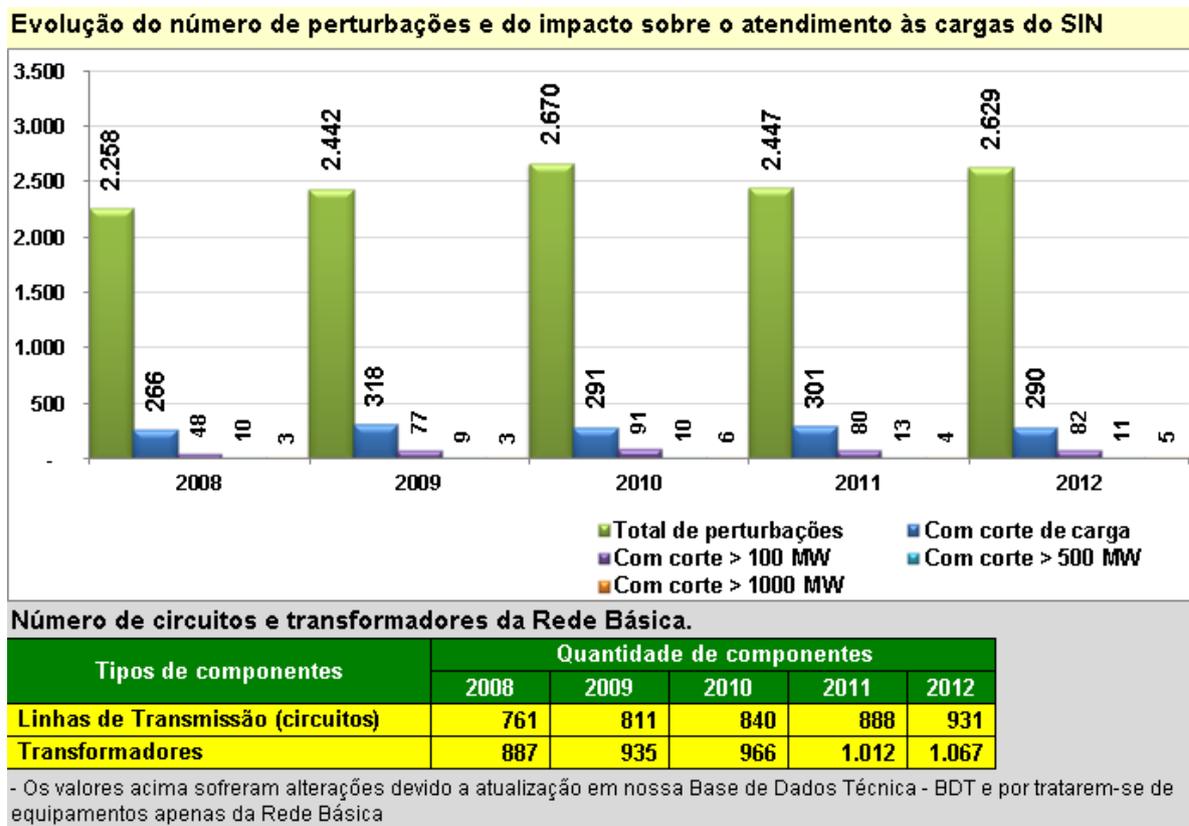


Figura 3 - Evolução do Número de Perturbações e do Impacto sobre o Atendimento às Cargas do SIN.

Fonte: ONS (2014).

Considerado único em âmbito mundial, devido ao seu tamanho e características, o SIN é um sistema hidrotérmico, com predominância de usinas hidrelétricas (ONS, 2014). É formado por empresas espalhadas por várias regiões do país, seu sistema como o próprio nome diz é todo conectado através de linhas de

transmissão, as quais ligam grandes geradores aos centros consumidores, conforme Figura 4.



Figura 4 - Sistema Interligado Nacional - Horizonte 2015.
Fonte: ONS (2014).

Quanto ao tipo de distúrbio, podem acontecer contingências simples ou múltiplas. Os sistemas são planejados pelo critério de confiabilidade n-1, ou seja, devem ser capazes de suportar qualquer contingência simples sem interromper o fornecimento (ONS, 2014). Além disso, os sistemas devem suportar adequadamente as variações corriqueiras de carga, bem como entradas ou saídas abruptas de

geração. Tais distúrbios ou fatores podem ocasionar instabilidade da frequência, que será definida a seguir.

2.1. ESTABILIDADE DE FREQUÊNCIA

Machowski, Bialek e Bumby (2008) definem como estabilidade de um sistema de potência a “capacidade para recuperar um estado de equilíbrio, após ter sido submetido a uma perturbação física”.

A definição acima deve ser entendida como geral, uma vez que os sistemas elétricos podem se submeter a diferentes mecanismos de instabilidade, dependendo da rede onde estão inseridos, tipo de perturbações a que estão sujeitos e das condições em que operam.

Considerando os conceitos apresentados, um sistema elétrico de potência estará estável se os “n” geradores conectados ao sistema permanecerem em sincronismo, mantendo os valores de ângulo de carga (ângulo entre a tensão gerada e a tensão eficaz), frequência e tensão dentro dos limites operacionais do sistema após algum distúrbio (MACHOWSKI; BIALEK; BUMBY, 2008).

A partir destas grandezas, é possível classificar o estudo da estabilidade em:

- Estabilidade angular: associada à capacidade do gerador síncrono permanecer em sincronismo após a perturbação.
- Estabilidade de tensão: está ligada à capacidade do sistema em permanecer com os valores das tensões de todos os barramentos, dentro dos limites operacionais depois da ocorrência da perturbação.
- Estabilidade de frequência: associada à capacidade do sistema em manter a frequência próxima do valor nominal, após um distúrbio da rede, resultado de um desequilíbrio entre a carga e a geração (BARBOSA, 2013).

Esta é a classificação de acordo com as variáveis de análise que podem sofrer instabilidade. O estudo de estabilidade também classifica o tempo de perturbação e o tipo de perturbação que ocasiona a ocorrência.

Como o foco deste trabalho é o estudo da estabilidade de frequência em sistemas elétricos de potência, o estudo de estabilidade de tensão e estabilidade

angular não será comentado com ênfase. Portanto, sugere-se como leitura complementar Kundur (1994) e Machowski (2008).

Segundo Kundur (1994) “a estabilidade é uma condição de equilíbrio entre forças opostas”. Quando há desequilíbrios momentâneos entre a geração e a demanda, o sistema tentará retornar às condições iniciais para manter em sincronismo as máquinas interligadas com as cargas. Estes desequilíbrios estão diretamente relacionados às variações de velocidade das turbinas e dos rotores dos geradores, acarretando oscilações na frequência elétrica. Por isso, os desvios na frequência são utilizados para indicar erro de geração, verificando se a potência gerada atende ou não a carga a cada instante (DECKMANN; POMILIO, 2010).

A diminuição da frequência em relação ao seu valor nominal indica que a geração não está sendo suficiente para atender a demanda solicitada naquele instante. No caso contrário, o aumento da frequência evidencia que há geração em excesso (DECKMANN; POMILIO, 2010).

Dessa forma, o controle da frequência é feito controlando-se a potência ativa que, por sua vez, depende do torque mecânico entregue pelas máquinas primárias aos geradores elétricos (SIMÕES – COSTA e SILVA, 2000).

De acordo com a perturbação, a estabilidade pode ser dividida em estabilidade com pequenas variações de frequência e estabilidade com grandes variações de frequência (SIMÕES – COSTA e SILVA, 2003).

Grandes variações de frequência são provocadas por curto circuito ou quando há aumento ou redução de grandes blocos de carga bruscamente (BARBOSA, 2013).

2.2. CONTROLE AUTOMÁTICO DE GERAÇÃO

Segundo a ANEEL na resolução nº 265 de junho de 2003, o controle de frequência elétrica do Sistema Interligado Nacional se enquadra dentro dos chamados Serviços Ancilares. Tais serviços constituem requisitos técnicos essenciais à operação adequada e eficiente do SIN, em ambiente competitivo.

Entende-se como serviços ancilares, entre outras definições apresentadas pelo artigo 2º da resolução 265:

I - Controle Primário de Frequência: é o controle realizado por meio de reguladores automáticos de velocidade das unidades geradoras, objetivando limitar a variação da frequência quando da ocorrência de desequilíbrio entre a carga e a geração;

II - Controle Secundário de Frequência: é o controle realizado pelas unidades geradoras participantes do Controle Automático de Geração - CAG, destinado a restabelecer a frequência do sistema ao seu valor programado e manter e/ou restabelecer os intercâmbios de potência ativa aos valores programados; (ANEEL, RESOLUÇÃO 265, 2003).

Com o intuito de se obter o resultado do sinal da frequência controlado, visto que somente o controle primário não retorna a frequência a seu valor nominal, o sistema interligado necessita de outras malhas de controles, as quais são apresentadas na Figura 5.

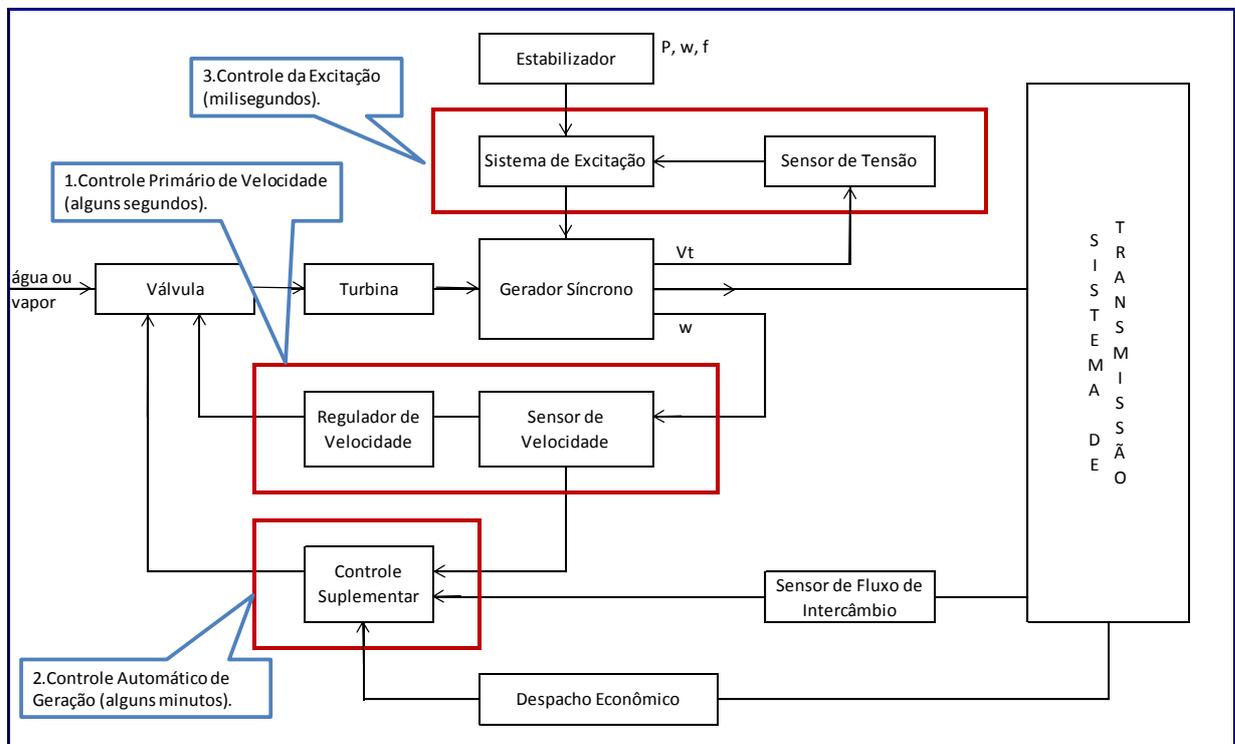


Figura 5 - Principais malhas de controle associadas a um gerador síncrono.
Fonte: Adaptado de Machowski, (2008).

Como pode-se observar, na Figura 5 existem três sistemas de controle principais que atuam sobre o gerador síncrono: o **controle primário de velocidade** (correspondendo ao controle da velocidade do eixo turbina-gerador e do torque mecânico da turbina), faz com que a potência elétrica gerada pela unidade se adapte às variações de carga, na ordem de segundos; o **controle suplementar de carga-frequência, ou Controle Automático de Geração**, reestabelece a frequência

a seu valor nominal, respondendo na ordem de minutos, além de manter o intercâmbio de potência, previamente programados, entre as unidades geradoras e por último tem-se o **controle da Excitação**, na ordem de milissegundos, que consiste da atuação do regulador automático de tensão (RAT) com o objetivo de manter a tensão terminal do gerador segundo valores especificados.

De modo geral, esses três controles têm o objetivo de manter a tensão do terminal do gerador segundo valores especificados, regular o fluxo de reativo entre as máquinas, amortecer oscilações do rotor quando ocorrem perturbações no sistema, visto que a tensão de campo do gerador afeta significativamente o torque elétrico da máquina.

Desta forma, observa-se a importância do estudo dos diversos tipos de controladores e para este trabalho o foco será o controle primário de velocidade e o controle suplementar, isto é, o CAG.

3. CONTROLE DE FREQUÊNCIA CONSIDERANDO TURBINAS HIDRÁULICAS

Neste capítulo serão apresentados os tipos de turbinas hidráulicas mais utilizadas e a modelagem matemática que representa estas turbinas. Na sequência será apresentada a modelagem da equação de Swing que representa a equação do movimento da máquina síncrona. Para finalizar o capítulo, apresenta-se a modelagem completa do Controle Automático de Geração considerando turbinas hidráulicas.

3.1. TURBINAS HIDRÁULICAS

As turbinas hidráulicas são máquinas que tem como objetivo transformar a energia provida das águas em energia mecânica, fazendo com que a energia cinética de rotação de seu rotor seja transferida através de um eixo para movimentar o gerador ao qual está conectado.

A queda líquida e a vazão de projeto são os parâmetros utilizados para a escolha preliminar do tipo de turbina, já a velocidade de rotação irá depender da potência nominal, da altura de queda e do tipo de gerador.

As turbinas hidráulicas são projetadas para trabalhar com rendimento máximo para determinada vazão, altura de queda e velocidade de rotação.

Normalmente, as turbinas atuais possuem entre 85% e 99% de rendimento, que pode variar de acordo com a vazão d'água e a potência gerada.

As turbinas hidráulicas podem ser classificadas em turbinas de reação e turbinas de ação. As turbinas de reação, como por exemplo, as Francis e Kaplan, utilizam a pressão e a velocidade da água para acionamento do eixo. Já as turbinas de ação como, por exemplo, a Pelton, obtém energia mecânica apenas da energia cinética da água em escoamento através do rotor (SIMÕES – COSTA e SILVA, 2000).

3.1.1. Turbina Francis

Este tipo de turbina é utilizada para operar com quedas entre 40 e 400 metros.

A água que vem pelo conduto forçado, vai para a caixa espiral que é uma tubulação de forma toroidal que envolve a região do rotor. A parte interna da caixa espiral é composta pelo pré-distribuidor e pelo distribuidor. No pré-distribuidor ficam as pás fixas que tem como função direcionar a água para a entrada do distribuidor. No distribuidor ficam as palhetas diretrizes responsáveis pela variação da vazão e, conseqüentemente, da potência fornecida pela turbina. Este controle é feito abrindo ou fechando as palhetas diretrizes, movimento controlado por servomotores.

Quanto ao desempenho, as turbinas mais modernas chegam a ultrapassar 92% de rendimento.

A turbina Francis pode ser instalada tanto no eixo horizontal quanto no vertical, dependendo do projeto. A Figura 6 mostra um desenho de uma turbina Francis de eixo vertical.

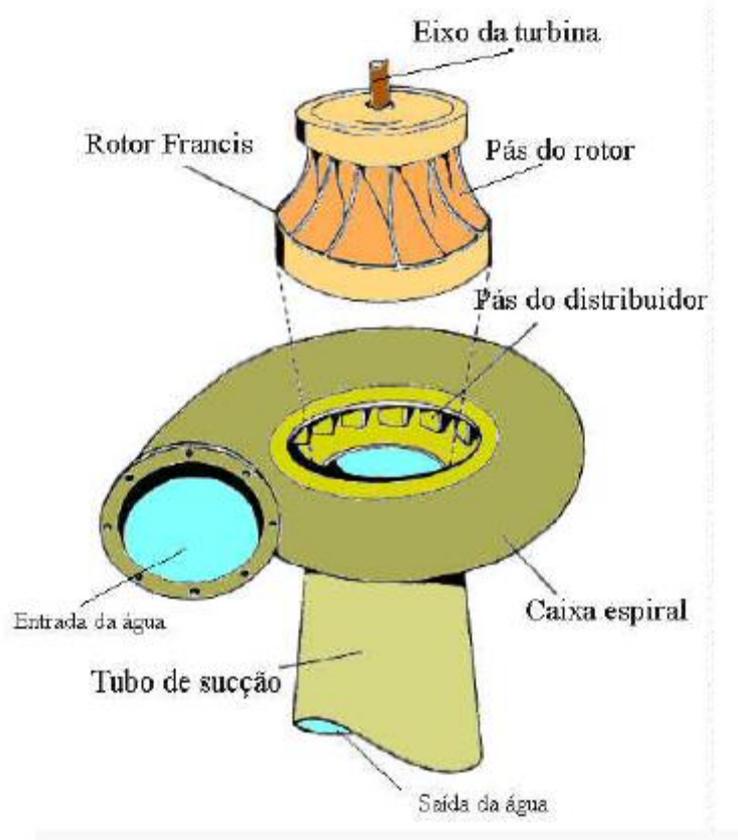


Figura 6 - Esquema de funcionamento de uma turbina Francis de eixo vertical.

Fonte: Benedito (2014).

3.1.2. Turbina Kaplan

As turbinas Kaplan foram concebidas pelo engenheiro austríaco Victor Kaplan em 1919 e são usadas em instalações com alturas de queda de 15 a 60 m. O rotor é semelhante a uma hélice, com duas a seis pás móveis.

Dentro do cubo do eixo há um sistema de êmbolo e manivelas que é responsável pela variação do ângulo de inclinação das pás. Portanto, uma determinada abertura do distribuidor corresponde a um determinado valor de inclinação das pás do rotor, devido ao acoplamento das palhetas diretrizes do distribuidor as pás do rotor.

Nestas turbinas, a velocidade da água é maior que na turbina Francis.

A turbina Kaplan possui melhores rendimentos para diversos valores de potências e quedas, em relação à turbina Francis, porém seu custo é mais elevado. A Figura 7 mostra uma turbina Kaplan de eixo vertical em corte.

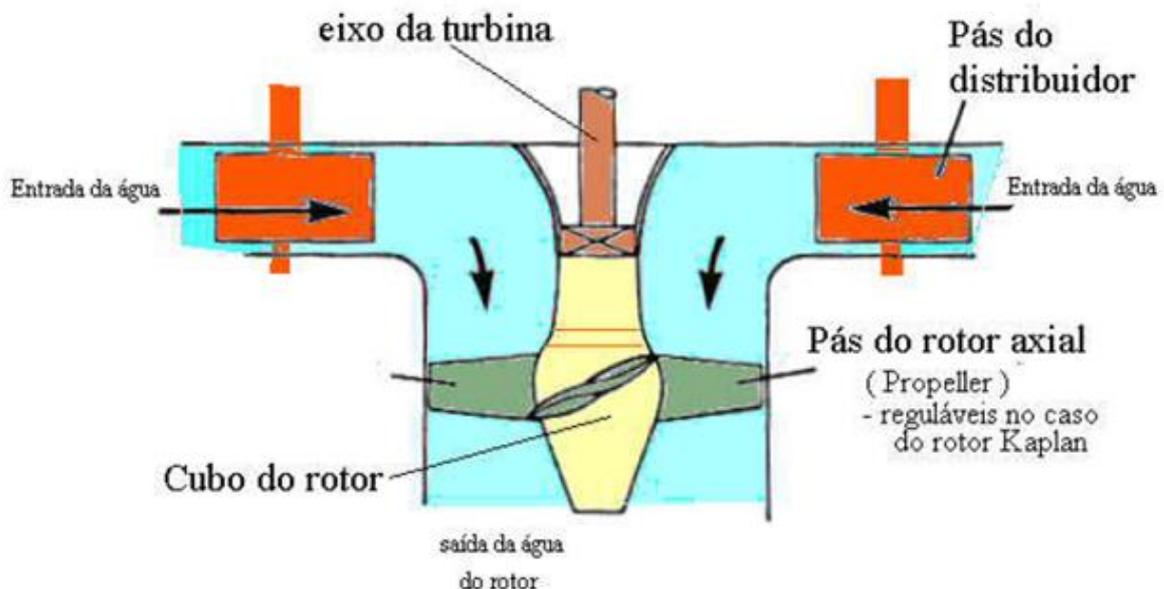


Figura 7 - Esquema de funcionamento de uma turbina Kaplan de eixo vertical.
Fonte: Benedito (2014).

3.1.3. Turbina Bulbo

A turbina bulbo é uma variação da turbina Kaplan em que o gerador é montado na mesma linha da turbina, e é envolto por uma cápsula que fica imersa no

fluxo d'água. É utilizada para atender a quedas entre 4 e 12 m, onde possam ocorrer grandes variações de vazão.

Este tipo de turbina dispensa a formação de grandes reservatórios. A Figura 8 ilustra um sistema com gerador, eixo e turbina Bulbo.

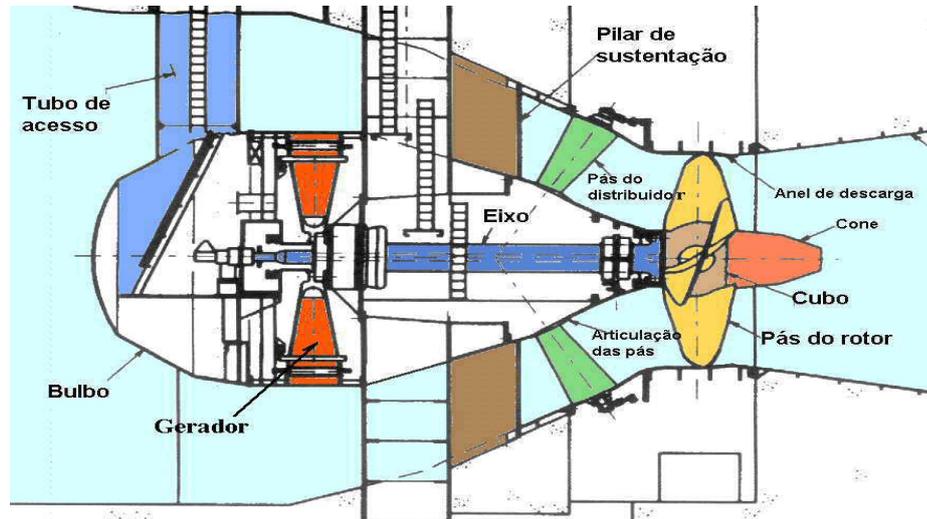


Figura 8 - Turbina do tipo Bulbo.
Fonte: Usingtidal (2012).

3.1.4. Turbina Pelton

A turbina Pelton é classificada como turbina de ação, indicada para ser utilizada em quedas maiores de 300 m. O torque do rotor é obtido pela ação de um jato de água que é aplicado pelos bicos injetores diretamente nas conchas montadas no rotor. A Figura 9 mostra como funciona uma turbina Pelton.

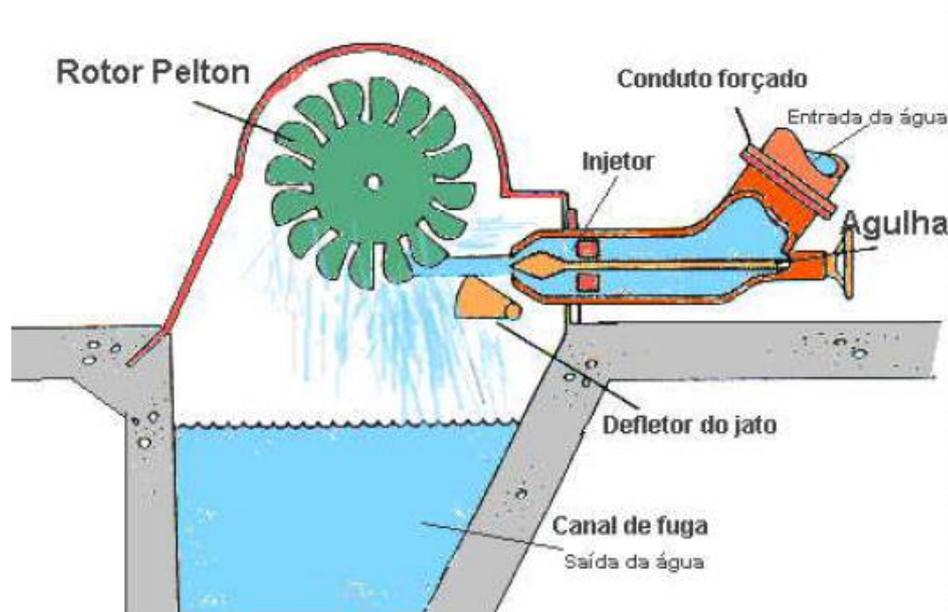


Figura 9 - Esquema de funcionamento de uma turbina Pelton.
Fonte: Benedito (2014).

Este modelo de turbina opera com velocidades de rotação maiores que as Francis e Kaplan e o controle da vazão (e conseqüentemente da potência) é feito ajustando o fluxo de água nos bicos injetores através de agulhas móveis que podem ser deslocadas longitudinalmente a fim de variar a abertura do injetor.

3.2. MODELAGEM MATEMÁTICA SIMPLIFICADA DA TURBINA HIDRÁULICA

Para fins de estudos de operação, planejamento e estabilidade, é necessária a dedução do modelo matemático simplificado da turbina hidráulica.

Para isso, segundo Kundur (1994), faz-se necessário considerar as premissas a seguir:

- A tubulação do conduto forçado é inelástica e a água é incompressível;
- As perdas de pressão no conduto forçado são desprezíveis.
- A potência da turbina é proporcional ao produto entre a aceleração da gravidade, o peso específico da água, o rendimento da turbina, a altura da água e a vazão;

$$P = g \cdot \rho \cdot Q \cdot h \cdot \eta \cdot 10^{-6} \quad (1)$$

Em que:

- P é a potência ativa gerada na máquina (em MW);
 - g é a aceleração da gravidade (em m/s²);
 - ρ é o peso específico da água (em kg/m³);
 - Q é a vazão turbinada da máquina (em m³/s);
 - h é a altura da queda líquida (em m);
 - η é o rendimento total da turbina (SALMAZO, 1997).
- A velocidade da água é diretamente proporcional à abertura do distribuidor (G) e a raiz quadrada da altura da queda (H_w);

$$U = k \cdot G \cdot \sqrt{H_w}, \quad (2)$$

sendo k a constante de proporcionalidade.

Estas variáveis podem ser representadas esquematicamente na Figura 10. A altura de água do reservatório em relação ao nível da turbina é representada por H_w, a velocidade da água no conduto forçado é dada por U e L é o comprimento do conduto forçado (ALMEIDA, 2004).

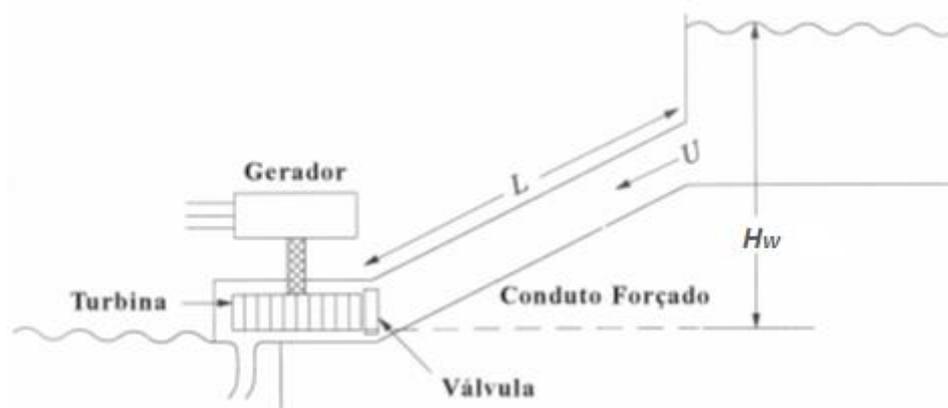


Figura 10 - Representação de uma unidade hidráulica.
Fonte: Adaptado de Kundur, (1994).

A partir da Equação (2), conforme mostrado em Kundur (1994), é possível determinar a equação do tempo de partida da água (T_ω), que corresponde ao tempo necessário para uma queda d'água H_w , acelerar a uma velocidade U no conduto.

$$T_\omega = \frac{L \cdot U}{g \cdot H_w} \quad (3)$$

A função que relaciona algebricamente a transformada de Laplace da saída de um sistema à transformada de Laplace da sua entrada é chamada de função de transferência. A função de transferência que representa uma turbina hidráulica ideal é também denominada como Função de Transferência Clássica para Turbinas Hidráulicas (sem perdas), e relaciona a potência mecânica P_m como resposta a posição A do distribuidor. Essa relação depende de T_ω , que é uma característica importante do sistema hidráulico.

$$\frac{\Delta P_m(S)}{\Delta A(S)} = \frac{1 - sT_\omega}{1 + s\frac{T_\omega}{2}} \quad (4)$$

O diagrama de bloco desta função de transferência é mostrado na Figura 11.

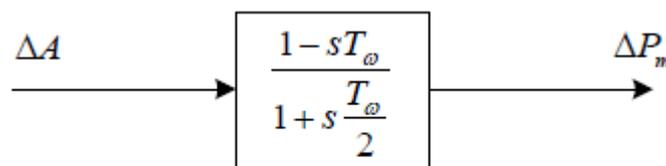


Figura 11 - Função de Transferência para turbinas hidráulicas.
Fonte: Almeida (2004).

Um sistema que possui esta função de transferência, quando submetido a uma entrada tipo degrau unitário, apresenta como resposta no domínio do tempo a curva mostrada na Figura 12.

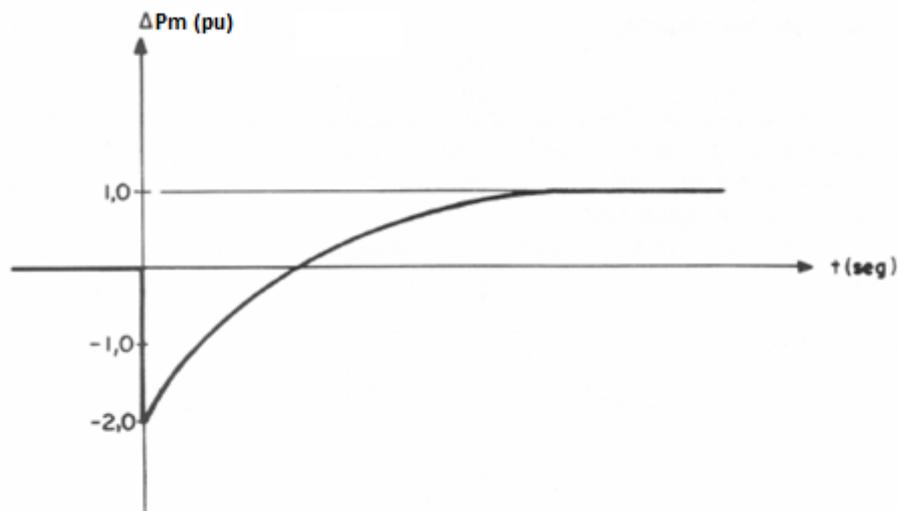


Figura 12 – Resposta obtida para uma entrada do tipo degrau unitário.
Fonte: Almeida (2004).

3.3. MODELAGEM DA MÁQUINA ELÉTRICA

Para o estudo de estabilidade em sistemas elétricos de potência, faz-se necessário a modelagem matemática dos vários sistemas que o compõe. Como os controladores estudados neste trabalho atuam diretamente em uma máquina síncrona ilustrada na Figura 13, é importante descrever sua representação em diagramas de blocos.

Através da segunda Lei de Newton em sua forma rotacional, pode-se descrever a equação diferencial da máquina síncrona da seguinte maneira:

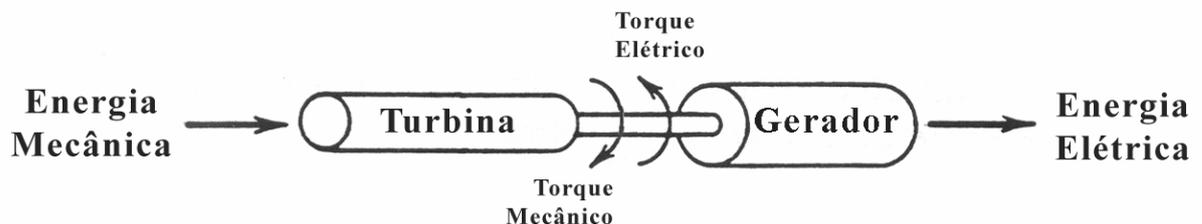


Figura 13 - Máquina Síncrona
Fonte: Almeida (2004).

$$J \frac{d\omega_m}{dt} = T_a \quad (5)$$

Em que:

J = momento de inércia combinado (gerador-turbina), [kg.m²];

ω_m = velocidade angular do rotor em radianos mecânicos, [rad /s];

T_a = torque acelerante, [N.m];

t = tempo, [s].

O torque acelerante é a diferença entre o torque mecânico (T_m) e o elétrico (T_e).

$$T_a = T_m - T_e \quad (6)$$

Esta diferença é nula quando o sistema encontra-se em regime permanente, e diferente de zero quando ocorrem perturbações.

A constante de inércia H é definida assim:

$$H = \frac{1}{2} \frac{J \omega_{0m}^2}{S_N} \quad (8)$$

em que

ω_{0m} = velocidade angular nominal do rotor em radianos mecânicos, [rad/s];

S_N = potência aparente nominal da máquina, [VA].

Isolando o momento de inércia J , tem-se:

$$J = \frac{2H}{\omega_{0m}^2} S_N \quad (9)$$

Substituindo as Equações (6) e (9) na Equação (5) e manipulando algebricamente a equação resultante tem-se:

$$2H \frac{d}{dt} \left(\frac{\omega_m}{\omega_{0m}} \right) = \frac{T_m - T_e}{\omega_{0m}} \quad (11)$$

Observando-se que:

$$T_N = \frac{S_N}{\omega_{0m}}, \text{ torque nominal da maquina (N.m)} \quad (12)$$

$$\frac{\omega_m}{\omega_{0m}} = \frac{\frac{\omega_r}{np}}{\frac{\omega_0}{np}} = \frac{\omega_r}{\omega_0} = \bar{\omega}_r \quad (13)$$

Em que:

ω_r = velocidade angular do rotor em radianos elétricos, [rad/s];

ω_0 = velocidade angular nominal do rotor em radianos elétricos, [rad/s];

$\bar{\omega}_r$ = velocidade angular do rotor, [pu];

np = número de par de polos.

Substituindo as equações (12) e (13) na equação (11) tem-se:

$$2H \frac{d\bar{\omega}_r}{dt} = \bar{T}_m - \bar{T}_e \quad (14)$$

A barra significa que os valores estão em pu:

\bar{T}_m = Torque mecânico (pu).

\bar{T}_e = Torque elétrico (pu).

Observa-se a conveniência de medir a posição angular em relação a um eixo que gira a velocidade síncrona (ω_s), ao invés de um eixo fixo. Portanto, tendo δ (posição angular do rotor em radianos elétricos) em relação ao eixo de referência que gira à velocidade síncrona e δ_0 , a sua posição em t igual a zero, tem-se:

$$\delta = \omega_r t - (\omega_0 t + \delta_0) \quad (15)$$

Derivando-se a equação (15) em relação ao tempo, duas vezes seguidas, tem-se:

$$\frac{d\delta}{dt} = \omega_r - \omega_s = \Delta \omega_r \quad (16)$$

$$\frac{d^2\delta}{dt^2} = \frac{d\omega_r}{dt} = \frac{d\Delta\omega_r}{dt} \quad (17)$$

$$\frac{d^2\delta}{dt^2} = \omega_0 \frac{d\bar{\omega}_r}{dt} = \omega_0 \frac{d\Delta\bar{\omega}_r}{dt} \quad (18)$$

Na Equação (14) pode-se substituir $\frac{d\bar{\omega}_r}{dt}$ por $\frac{d^2\delta}{\omega_0 dt^2}$, assim:

$$\frac{2H}{\omega_0} \frac{d^2\delta}{dt^2} = \bar{T}_m - \bar{T}_e \quad (19)$$

Aplicando a transformada de Laplace na Equação (19) e supondo condições iniciais nulas, tem-se:

$$\frac{2H}{\omega_0} s^2 \delta(s) = \bar{T}_m(s) - \bar{T}_e(s) \quad (20)$$

$$\frac{\delta(s)}{\bar{T}_m(s) - \bar{T}_e(s)} = \frac{\omega_0}{2Hs^2} = \frac{1}{2Hs} \cdot \frac{\omega_0}{s} \quad (21)$$

A Equação (21) representa a equação de movimento de uma máquina síncrona comumente chamada de **Equação de Swing**.

O diagrama de blocos na Figura 14 representa a Equação (21).

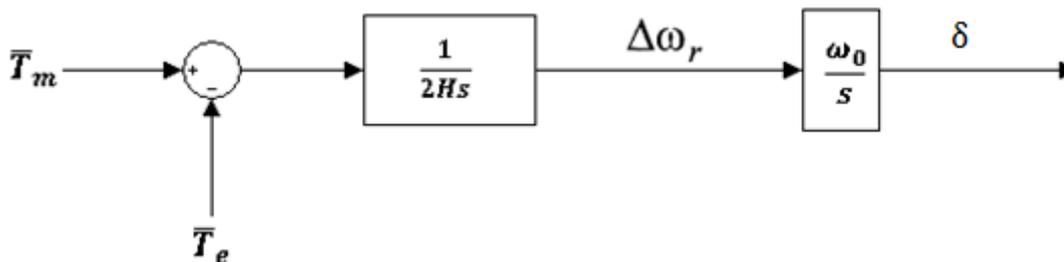


Figura 14 - Diagrama de blocos da equação de Swing
Fonte: Leonardo de Almeida (2004).

Como nesse estudo será analisado grandezas elétricas, é melhor representar a relação acima em termos de potência mecânica e elétrica. A relação entre a potência P e o torque T é dada por:

$$P = \omega_r \cdot T \quad (22)$$

Considerando pequenos desvios em torno do valor nominal, e negligenciando os termos de ordem igual ou maior que 2 tem-se:

$$P = P_0 + \Delta P \quad (23)$$

$$T = T_0 + \Delta T \quad (24)$$

$$\omega_r = \omega_0 + \Delta\omega_r \quad (25)$$

$$P_0 + \Delta P = (\omega_0 + \Delta\omega_r)(T_0 + \Delta T) \quad (26)$$

Como $P_0 = \omega_0 \cdot T_0$ e considerando $\Delta\omega_r \cdot \Delta T \approx 0$, temos que:

$$\Delta P = \omega_0 \cdot \Delta T + T_0 \cdot \Delta\omega_r \quad (27)$$

$$\Delta P_m - \Delta P_e = \omega_0 (\Delta T_m - \Delta T_e) + (T_{m0} - T_{e0}) \Delta\omega_r \quad (28)$$

Como em regime permanente os torques elétricos e mecânicos são iguais ($T_{m0} = T_{e0}$), e com a velocidade expressa em pu, $\omega_0 = 1$, tem-se:

$$\Delta P_m - \Delta P_e = \Delta T_m - \Delta T_e \quad (29)$$

O diagrama de blocos da **equação de Swing** pode então ser reescrito da seguinte forma:

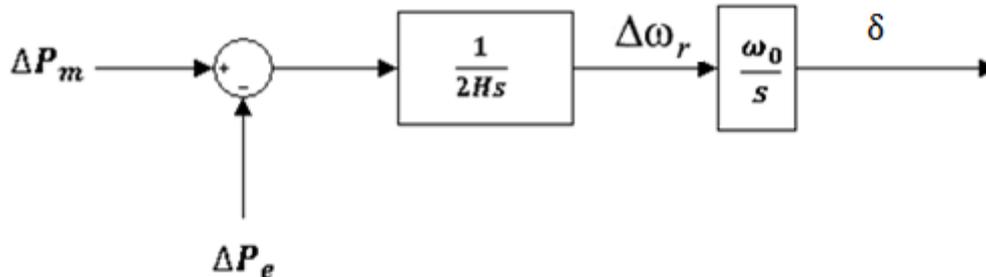


Figura 15 - Diagrama de blocos da equação de Swing com desvio de potência.
Fonte: Almeida (2004).

3.4. MODELAGEM DE REGULADORES DE VELOCIDADE

Segundo Almeida (2004), um Sistema Elétrico de Potência necessita de um sistema de controle que a cada instante de tempo reestabeleça a condição de equilíbrio. Para este tipo de controle, que atua sobre a geração e a frequência, denomina-se Controle Carga-Frequência.

Seguindo esta análise, observa-se que independentemente de o sistema possuir uma regulação própria, capacidade inerente de alcançar um novo estado de equilíbrio carga-geração (Kundur, 1994), o mesmo pode ocasionar variações inaceitáveis de frequência. Por este motivo, faz-se necessário a regulação primária de operação a qual auxilia o sistema a um novo ponto mais favorável de equilíbrio.

Esta regulação primária é entendida como sendo mecanismos de regulação de velocidade automática que atuam aumentando ou diminuindo a potência gerada quando a velocidade ou frequência se afastam do valor de referência (ALMEIDA, 2004).

O desenvolvimento deste trabalho é focado para o entendimento da regulação secundária, no entanto, para facilitar a compreensão do CAG será necessário abordar tópicos relevantes da regulação primária, incluindo o estudo de determinados reguladores de velocidade, apresentados a seguir.

3.4.1. Regulação Primária

Reguladores de Velocidade Isócronos são representados pelo diagrama de blocos da Figura 16, onde ΔF representa a variação de frequência em p.u. e ΔA a variação da abertura da admissão também em p.u.. Estes reguladores podem operar corretamente somente em um único caso, sem prejuízos para a estabilidade do sistema, sendo este caso quando ocorre a operação de uma única máquina suprindo uma única carga (Vieira Filho, 1984).

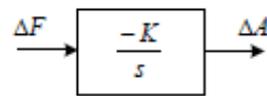


Figura 16 - Diagrama de blocos de um regulador de velocidade isócrono.
Fonte: Almeida (2004).

Este tipo de regulador, considerando mais de uma unidade geradora suprindo várias cargas, é capaz de retornar a frequência ao seu valor original. No entanto, ele apresenta problemas de instabilidade e repartição desuniforme da carga entre as geradoras, uma vez que sua implementação promove uma disputa entre as unidades: cada uma buscará estabelecer ao sistema a frequência definida no seu próprio valor de referência. Como a frequência de 60Hz é única no sistema brasileiro, a aplicação deste regulador faria com que algumas unidades obtivessem despacho máximo, enquanto outras, o mínimo.

O segundo regulador abordado, Regulador de Velocidade com Queda de Velocidade, é realimentado por um parâmetro R , denominado estatismo. Essa realimentação significa que a medida que a máquina assume maiores quantidades de carga o sistema de controle de velocidade permite uma queda de velocidade (ALMEIDA, 2004). A Figura 17 apresenta o diagrama de blocos desse tipo de regulador.

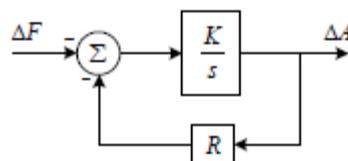


Figura 17 - Diagrama de blocos de um regulador de velocidade com queda de velocidade.
Fonte: Adaptado de Almeida (2004).

A função de transferência, que converterá um ΔF em um ΔA , pode ser descrita por:

$$\frac{\Delta A}{\Delta F} = \frac{-1/R}{1 + s \frac{1}{R.K}} \quad (31)$$

Onde o parâmetro $1/R$ é conhecido como *Energia de Regulação da Máquina*. Sendo T_G (a constante de tempo do regulador de velocidade) = $1/R.K$, tem-se:

$$\frac{\Delta A}{\Delta F} = \frac{-1/R}{1 + sT_G} \quad (32)$$

Segundo Vieira Filho (1984), pode-se relacionar o acréscimo na admissão ΔA com o acréscimo na potência gerada pela máquina ΔP , de tal forma que em pu $\Delta A = \Delta P$, portanto tem-se:

$$\frac{\Delta P}{\Delta F} = \frac{-1/R}{1 + sT_G} \quad (33)$$

A utilização desses reguladores de velocidade com estatismo contorna os inconvenientes de estabilidade e repartição de carga dos reguladores isócronos. Porém, como consequência do estatismo do regulador, a frequência não retorna ao valor nominal mantendo no sistema um erro de frequência o qual é proporcional ao total do desequilíbrio de potência ocorrido (ALMEIDA, 2004).

O terceiro regulador abordado é o Regulador de Velocidade com Compensação de Queda Transitória, o qual é considerado o mais adequado para o controle primário das turbinas hidráulicas, já que possui características especiais sobre queda transitória (MELLO, 1983).

Segundo Vieira (1984), tais características peculiares de resposta das usinas hidrelétricas devem-se a inércia da água que causa uma constante de tempo elevada na resposta ao torque da máquina quando relacionado a posição das comportas.

Portanto, esses reguladores proporcionam rápidos desvios na frequência para que se obtenha um controle de velocidade estável. Esta ação implica em um baixo ganho (alta regulação). Para o inverso, tem-se variações lentas as quais, no estado de equilíbrio, promovem um alto ganho (baixa regulação) (MELLO, 1983).

Para que isto seja obtido, é necessário aplicar uma realimentação transitória a qual tem o intuito de reduzir o ganho quando ocorrem as variações rápidas. Sendo assim, o modelo de regulador de velocidade mais adequado para uma turbina hidráulica está representado na Figura 18:

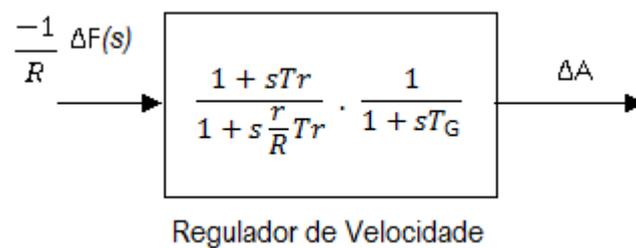


Figura 18 - Diagrama de blocos de um regulador de velocidade com compensação de queda transitória.

Fonte: Vieira Filho (1984).

Sendo:

- r Estatismo transitório;
- T_r Constante de tempo associada com estatismo transitório;
- T_G Constante de tempo do regulador de velocidade.

Com estas análises de diagramas de blocos apresentadas, pode-se representar, portanto, a malha de controle primário, como mostra a Figura 19.

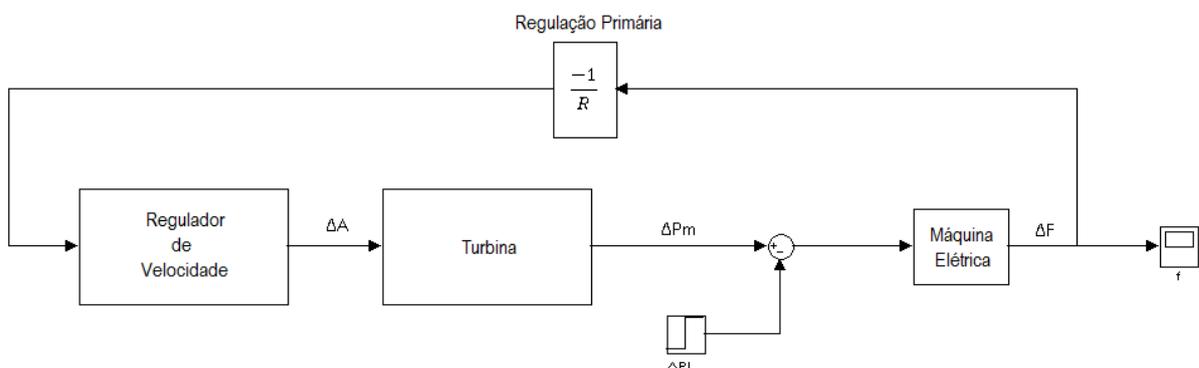


Figura 19 - Diagrama de blocos de um regulador de velocidade com compensação de queda transitória.

Fonte: Adaptado de Vieira Filho (1984).

3.4.2. Regulação Secundária

Conforme a análise das regulações de velocidade apresentadas, apesar de existir o controle primário de geração, quando os geradores operam em regime permanente para atender a demanda, ocorrem desvios na frequência devido as repartições das unidades geradoras do sistema. Por este motivo, inúmeros problemas podem ser relatados devido aos impactos sucessivos de carga no sistema, entre eles citam-se: fadiga e perda útil das unidades geradoras. Ocorre também o aumento da carga reativa do sistema pois, em frequências reduzidas, “os capacitores conectados ao sistema tendem a fornecer menos reativo. A reatância dos reatores se reduz e, portanto a solicitação de corrente reativa aumenta neste tipo de equipamento” (ALMEIDA 2004).

Como a Regulação Primária não abrange essas variações e necessita-se que o sistema mantenha seu equilíbrio com os erros admissíveis de frequência, a Regulação Secundária coexiste no sistema para atuar sobre a frequência, fazendo com que a mesma retorne a seu valor original.

A seguir será demonstrado que a malha primária mantém um erro de regime.

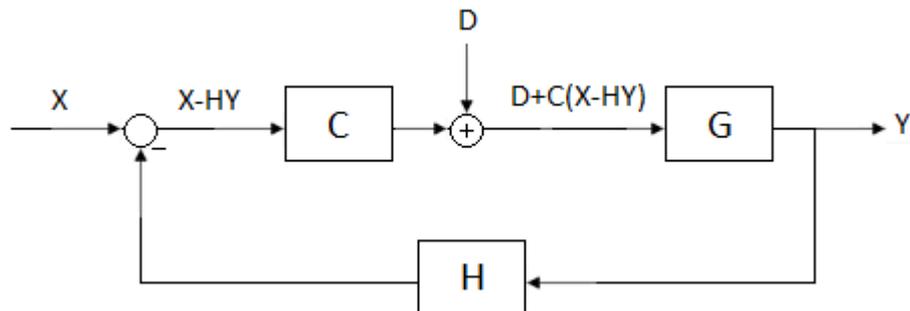


Figura 20 – Representação por diagrama de blocos do erro de regime da malha primária.
Fonte: Autoria própria (2015).

$$Y = G [D + C(X - HY)] = GD + GCX - GCHY \quad (34)$$

$$Y = (1 + GCX) = GD + GCX \quad (35)$$

$$Y = \frac{G}{1 + GCH} \cdot D + \frac{GC}{1 + GCH} \cdot X \quad (36)$$

Como $X = 0$, tem-se:

$$Y(s) = \frac{G(s)}{1 + G(s)C(s)H(s)} \cdot D(s) \quad (37)$$

$$\Delta F(s) = \frac{\frac{1}{2hs}}{1 + \frac{1}{2hs} \cdot \left(\frac{1+sT_r}{1+s\frac{R}{T_r}} \cdot \frac{1}{1+sT_G} \cdot \frac{1-sT_W}{1+s\frac{T_W}{2}} \right) \cdot \frac{1}{R}} (-\Delta P_L(s)) \quad (38)$$

Como $\Delta P_L(s) = \frac{1}{s}$, tem-se:

$$\lim_{t \rightarrow \infty} \Delta F(s) = \lim_{s \rightarrow 0} s \cdot \Delta F'(s) \cdot \frac{(-1)}{s} = \lim_{s \rightarrow 0} -\Delta F'(s) = \frac{(-1)}{\frac{1}{R}} = -R \quad (39)$$

***NOTA:** $\Delta F(s) = \Delta F'(s) \cdot (-\Delta P_L(s))$, na qual $\Delta F'(s)$ é a função transferência.

Segundo Vieira Filho (1984), o controle secundário deve possuir os seguintes requisitos:

- A resultante da malha de controle deverá ser estável;
- O erro de frequência deverá retornar a zero após variações de carga.

Para isto, é necessário uma malha que verifique o erro de frequência do sistema, atuando no regulador de velocidade com o intuito de eliminar esse erro. Na Figura 21 este controle, composto por um integrador associado a um ganho K , é indicado pela área destacada:

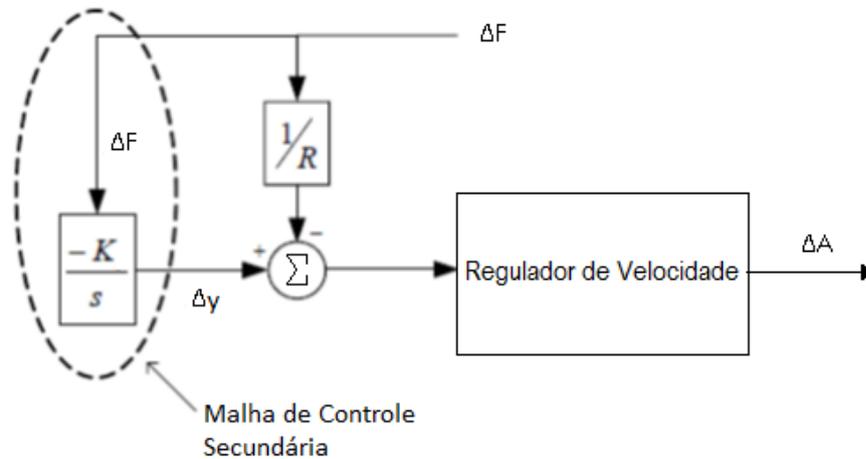


Figura 21 - Malha de Controle Secundário.
Fonte: Almeida (2004).

A Figura 22 representa graficamente o deslocamento vertical da curva $f \times P$ e mostra como a inserção do integrador pode modificar a frequência de referência do regulador.

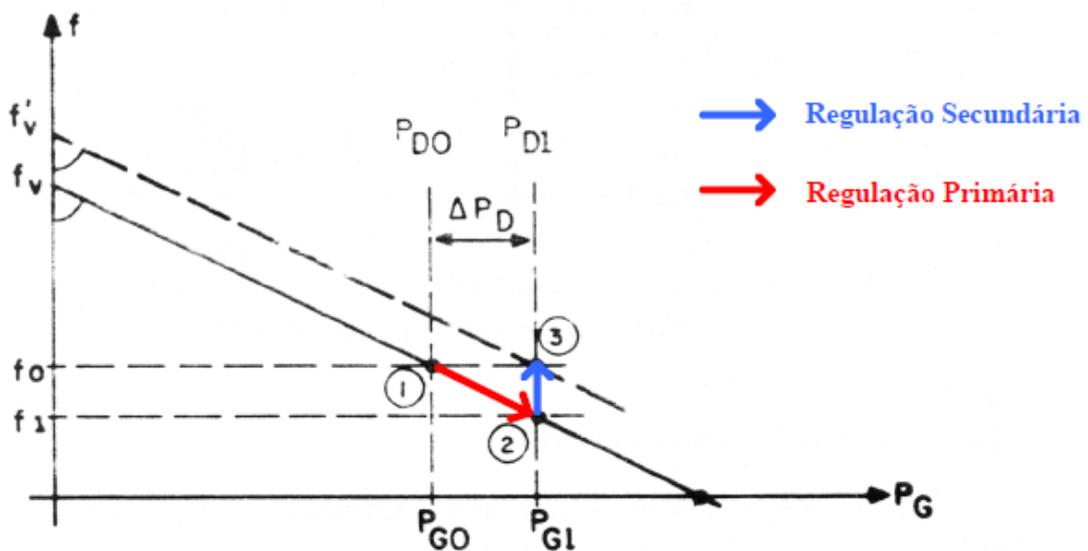


Figura 22 - Característica $f \times P$, em regime permanente, com Regulação Secundária.
Fonte: Almeida (2004).

Inicialmente o sistema opera no ponto 1. Ao ocorrer uma variação de carga (ΔP_D), esta passará de P_{D0} a P_{D1} e a unidade geradora irá fornecer $P_{G1} = P_{D1}$. No entanto, a uma frequência (f_1) mais baixa.

Portanto, após a regulação primária atuar o sistema estará operando no ponto 2. O controle secundário manterá sua ação sobre o sistema, parando apenas

quando a frequência retornar a f_0 (valor original). Sendo assim, observa-se na Figura 22 que, após a atuação do controle secundário, o ponto 3 corresponderá ao novo ponto de operação do sistema.

Para este trabalho concentra-se a análise apresentada a somente uma unidade geradora alimentando apenas uma única carga, no entanto, o mesmo raciocínio pode ser utilizado a um sistema de única *área de controle* com n máquinas. Embora tenha sido apresentada uma unidade geradora, a mesma pode ser vista como uma **unidade equivalente**, conforme apresentado no trabalho de Ned Mohan (2012).

Entende-se *área de controle* a parte do sistema elétrico de potência na qual unidades geradoras divididas por grupos, respondem às variações de cargas desta mesma parte do sistema. Neste caso, a ação do controle secundário deverá ser repartida pelas unidades geradoras que participam do controle e cada uma receberá um fator de participação que define o quanto de acréscimo de demanda cada máquina tomará, após feita a regulação secundária.

O Erro de Controle de Área (ECA) é uma grandeza bastante utilizada para os estudos de controle automático de geração. Esta grandeza corresponde ao sinal de entrada do integrador e, sendo assim, deverá ser corrigida. Em casos de somente uma área de controle, conforme é o foco deste trabalho, esse sinal é equivalente ao desvio de frequência: $ECA = \Delta F$ como mostra a Figura 23.

Também, na Figura 23, observa-se a representação por diagrama de blocos de uma unidade geradora alimentando apenas uma máquina considerando um sistema de regulação primária e secundária.

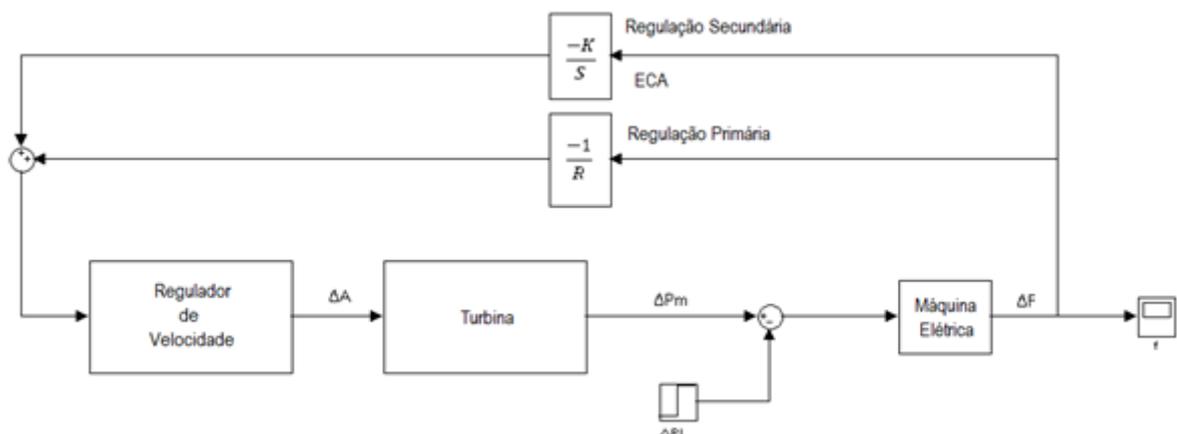


Figura 23 - Diagrama de blocos de um sistema com regulação primária e secundária.
Fonte: Almeida (2004).

A partir deste diagrama de blocos, o estudo deste trabalho volta-se para a análise do controle de turbinas hidráulicas, com o intuito de verificar as respostas no tempo para o modelo de diagrama de blocos para turbinas hidráulicas.

3.5. CONTROLE AUTOMÁTICO DE GERAÇÃO PARA TURBINAS HIDRÁULICAS

A partir do estudo obtido neste trabalho, constatou-se que o CAG é um controle complementar e coexiste com a regulação primária. Este controle secundário é necessário, pois em regime permanente, quando o controlador de velocidade atua para uma variação de carga, a frequência nominal não é alcançada somente com o controle primário e desta forma, faz-se necessária a atuação do CAG. Esta operação do controle secundário é centralizada e individual para cada área de controle, sendo este local denominado de Centro de Operações do Sistema (COS), como observa-se na Figura 24:

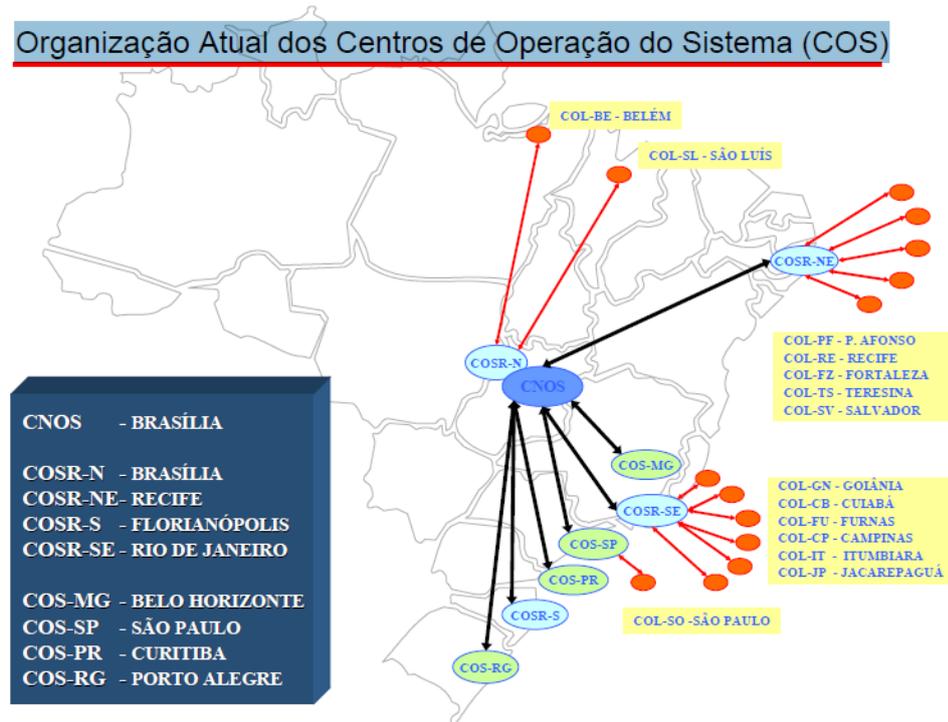


Figura 24 – Mapa da Organização Atual dos Centros de Operação do Sistema.
Fonte: Labspot (2014).

Cada COS, como os apresentados na Figura 25, deverá receber:

- Informações dos intercâmbios de potência ativa que são medidos nas subestações de fronteira;

- Medição de frequência do sistema;
- Potência ativa gerada pelos geradores participantes do CAG da área;
- Frequência e o intercâmbio programados.

Tais informações, quando transmitidas ao COS, possibilitam a formação do ECA. Este Erro de Controle de Área, como já explicado no tópico anterior, é a combinação linear dos desvios de intercâmbios líquido da área e desvio de frequência, o qual é sintetizado no Centro de Operações do Sistema e com base no seu valor e nos fatores de participação obtidos do despacho econômico, são enviados sinais às unidades de geração participantes do CAG. Quando esses sinais chegam aos geradores, eles atuam no deslocamento da referência de seus reguladores de velocidade que participam do Controle Automático de Geração, obtendo, assim, o valor nominal da frequência.

Conforme as informações obtidas no decorrer deste estudo, procurou-se abordar os modelos de controles necessários para elaborar o diagrama de blocos do CAG para turbinas hidráulicas. Sendo assim, o diagrama de blocos apresentado na Figura 25 será o próximo foco de estudo:

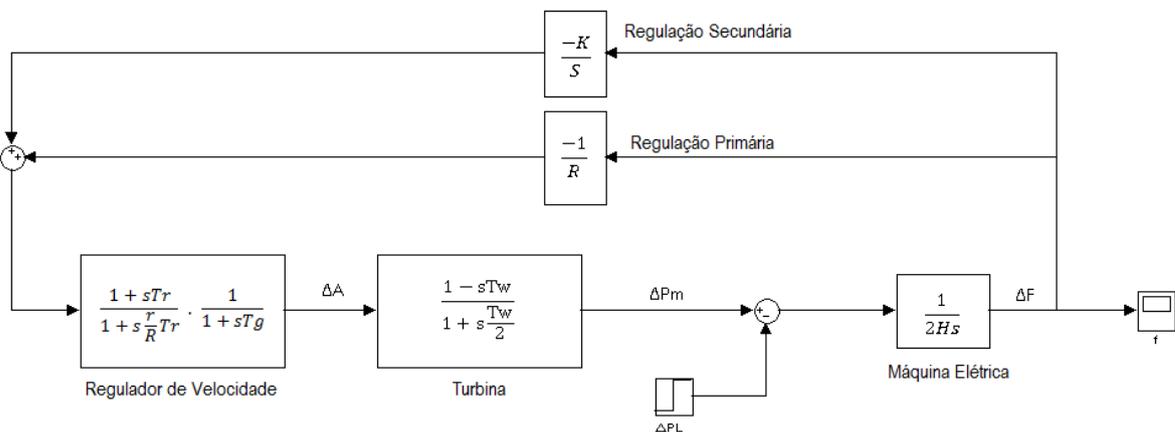


Figura 25 – Diagrama de blocos de um sistema de potência com controle secundário para turbinas hidráulicas.

Fonte: Adaptado de Vieira Filho (1984).

A partir deste diagrama, será possível avaliar a resposta no tempo do controle primário e secundário para o modelo hidráulico segundo simulações pelo *software* MATLAB.

4. SIMULAÇÕES E ANÁLISE DOS RESULTADOS

Com posse do diagrama de blocos apresentado na Figura 25, o qual representa a malha de controle secundário para turbinas hidráulicas, estabeleceu-se para análise das simulações a condição de uma unidade geradora atendendo a uma única carga.

Inicialmente, será apresentada a simulação para um sistema sem a atuação dos controles primário e secundário. E seguida, será feita a simulação incluindo apenas o controle primário e por fim uma simulação com os controles primário e secundário. Ademais, serão apresentadas simulações com variações para o valor do ganho “K” e também do estatismo “R”.

Todos os resultados das simulações foram obtidos por meio do recurso Simulink, do *software* MATLAB e para o desenvolvimento destas, os valores dos parâmetros das funções de transferência, apresentadas no Capítulo 3, foram apropriados do estudo teórico realizado por Kundur (1994), que consta na página 599 de seu livro.

Observação: a frequência base do sistema é 60 Hz.

Tabela 1 - Valores dos parâmetros utilizados nas simulações

Tr (segundos)	R (pu)	r (pu)	Tg (segundos)	Tw (segundos)	K	D*	H (segundos)
5	0,05	0,38	0,2	1	1	0	3

Fonte: Adaptado de KUNDUR (1994).

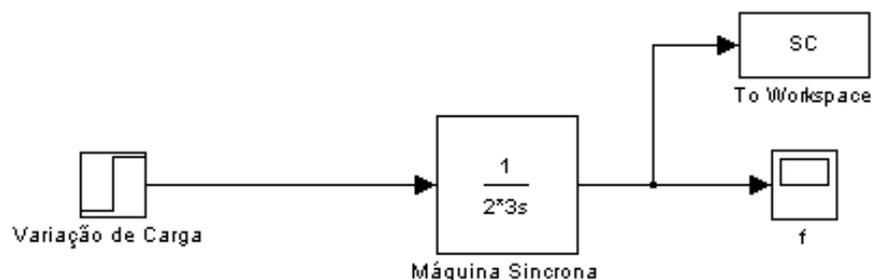
***NOTA:** Para estas simulações o parâmetro D, que representa a dependência da carga do sistema em relação à frequência, será desprezado (ou seja, $D = 0$). Quando este parâmetro é diferente de zero e ocorre um decréscimo na frequência do sistema, então a potência demandada do sistema também diminui, dependendo do valor de “D”. Para cargas industriais considera-se D constante e para cargas resistivas $D=0$.

Para verificar se os valores das simulações estão dentro dos padrões aceitáveis segue abaixo os valores admissíveis de frequência segundo a ANEEL:

- Limite admissível entre 59,9Hz e 60,1Hz;
- Instalações de geração devem garantir em 30s o retorno na faixa de 59,5 a 60,5Hz;
- Em condições extremas (corte de geração ou de carga):
- Não pode exceder 66Hz ou ser inferior a 56,5Hz;
- Pode permanecer acima de 62Hz por 30s e acima de 63,5Hz por 10s;
- Pode permanecer abaixo de 58,5Hz por 10s e abaixo de 57,5Hz por 5s.

4.1. Análise da malha sem Controle

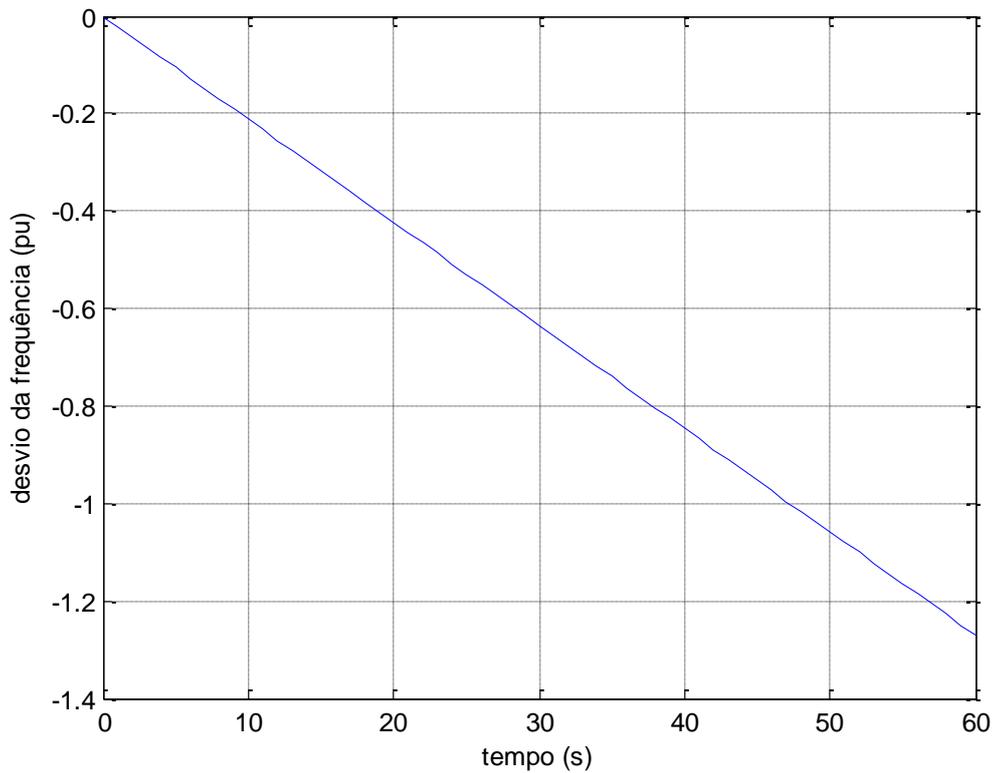
Para esta situação, foi simulado o diagrama de blocos da Figura 26 conforme desenvolvida no Simulink.



**Figura 26 – Diagrama de blocos de um sistema de potência sem controle.
Fonte: Autoria própria.**

Aplicou-se na entrada uma perturbação de carga tipo degrau ($\Delta PL=1$), a qual é considerada como a mais severa perturbação que o sistema pode sofrer.

A curva Frequência x Tempo é mostrada na Figura 27.



**Figura 27 – Curva de desvio da frequência x tempo em um sistema sem controle.
Fonte: Autoria própria.**

Observa-se que, neste caso, ocorre a instabilidade na resposta da frequência a qual justifica a necessidade de se inserir um controle.

4.2. Análise da malha com Controle Primário

Aplicando uma perturbação do tipo degrau, considerando para esta simulação a malha do controle primário, apresentado na Figura 28, verifica-se a resposta no tempo na Figura 29.

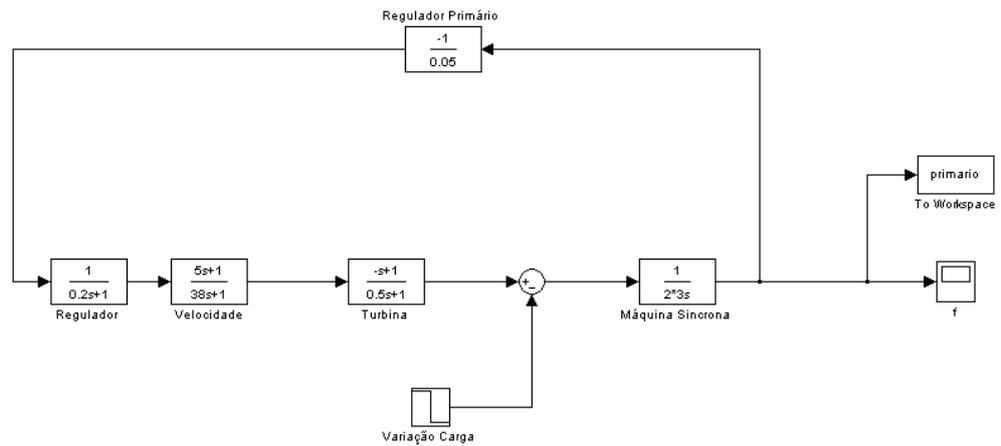


Figura 28 - Diagrama de blocos de um sistema de potência com controle primário.
Fonte: Autoria própria.

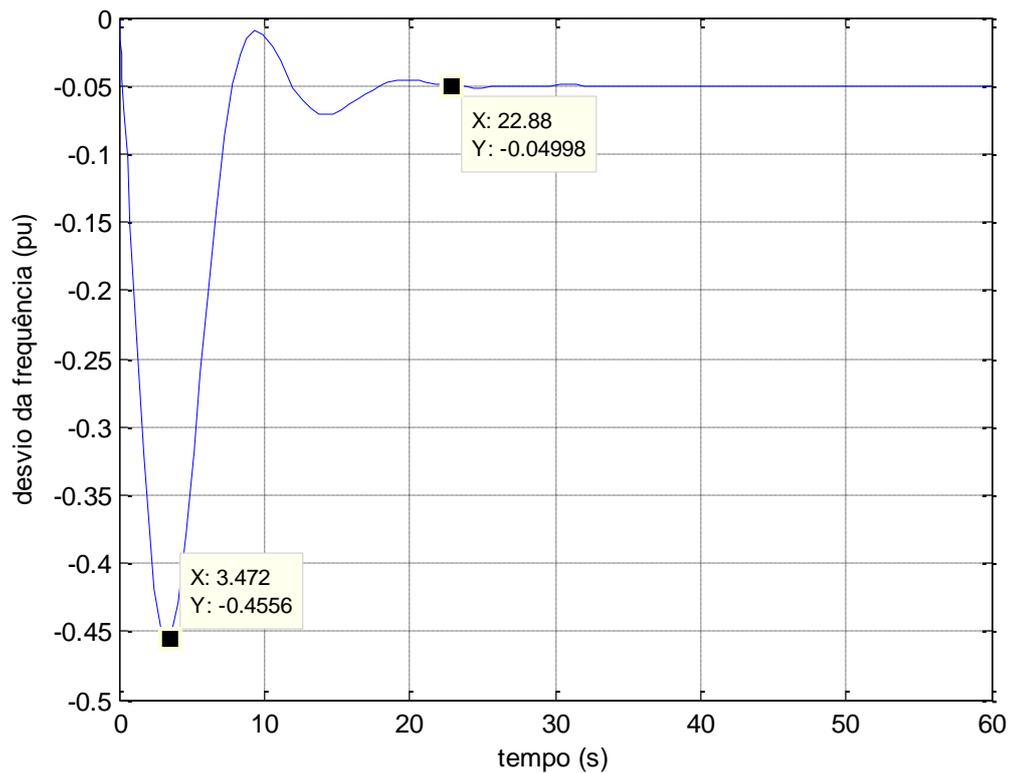


Figura 29 - Curva de desvio da frequência x tempo em um sistema com controle primário.
Fonte: Autoria própria.

Nesta simulação é possível observar que, com o controle primário, a frequência do sistema estabiliza-se em aproximadamente 22,88s, porém não retorna ao seu valor nominal apresentando um desvio de -0,05 pu, o que representa um erro

de regime. Observa-se também que o valor máximo da oscilação da frequência alcança o valor aproximado de -0,4556 pu. Este decréscimo apresentado na Figura 27 caracteriza o tipo de carga aplicado ao sistema, no caso inserção de um $\Delta PL=1$.

No Sistema Elétrico Brasileiro o estatismo é ajustado em 5% em todos reguladores, o que significa uma variação de 3 Hz (5% de 60Hz) na frequência do sistema, provoca uma variação de 100% na potência ativa gerada. Essa característica garante que todas as máquinas respondam a queda de velocidade proporcionalmente a sua potência nominal (COSTA, 2012).

Para efeito de comparação a simulação da Figura 30 apresenta a característica da frequência considerando uma perda de carga, ou seja, um $\Delta PL=-1$.

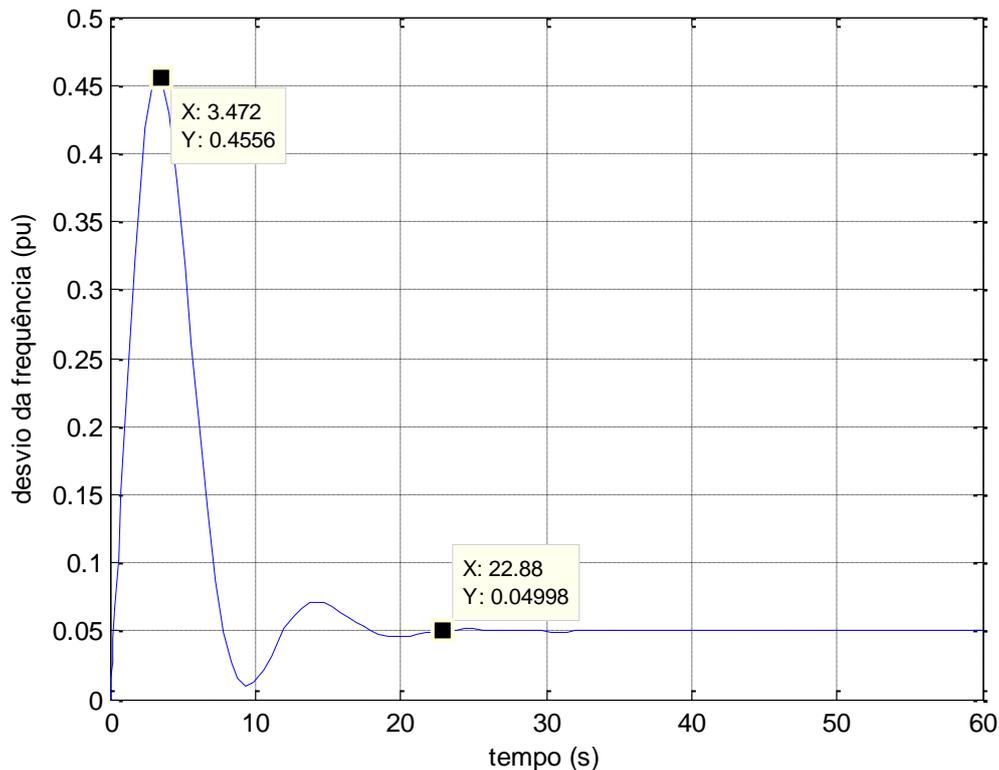


Figura 30 - Curva de desvio da frequência x tempo em um sistema com controle primário.

Fonte: Autoria própria.

Como esperava-se a curva apresentada na Figura 30 é um espelho da simulação para $\Delta PL=1$. Portanto, a variação da frequência torna-se positiva e mantém-se o mesmo tempo de estabilização do sistema para um valor acima da nominal (60Hz).

Se a frequência da máquina estabilizar em um valor menor que 60Hz houve déficit de geração em relação à carga e automaticamente cada unidade terá que gerar uma potência adicional. Se a frequência estabilizar em um valor maior que 60Hz ocorreu um excesso de geração e cada unidade geradora terá que reduzir o valor de sua potência ativa. O valor de 5% para ajuste de regulação de velocidade e estatismo é dado pela ONS para todos os reguladores de velocidade interligados no sistema elétrico nacional.

4.3. Análise da malha com Controle Secundário

Aplicando a mesma perturbação de $\Delta PL=1$ ao sistema representado pelo diagrama de blocos da Figura 31, a qual representa uma malha com controle secundário, obteve-se a curva a mostrada na Figura 32:

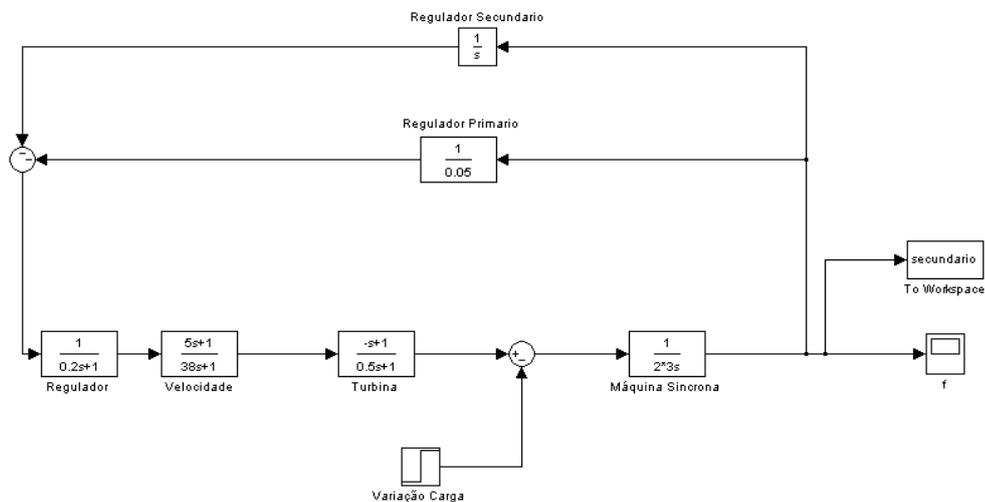


Figura 31 - Diagrama de blocos de um sistema de potência com controle primário e secundário.

Fonte: Autoria própria.

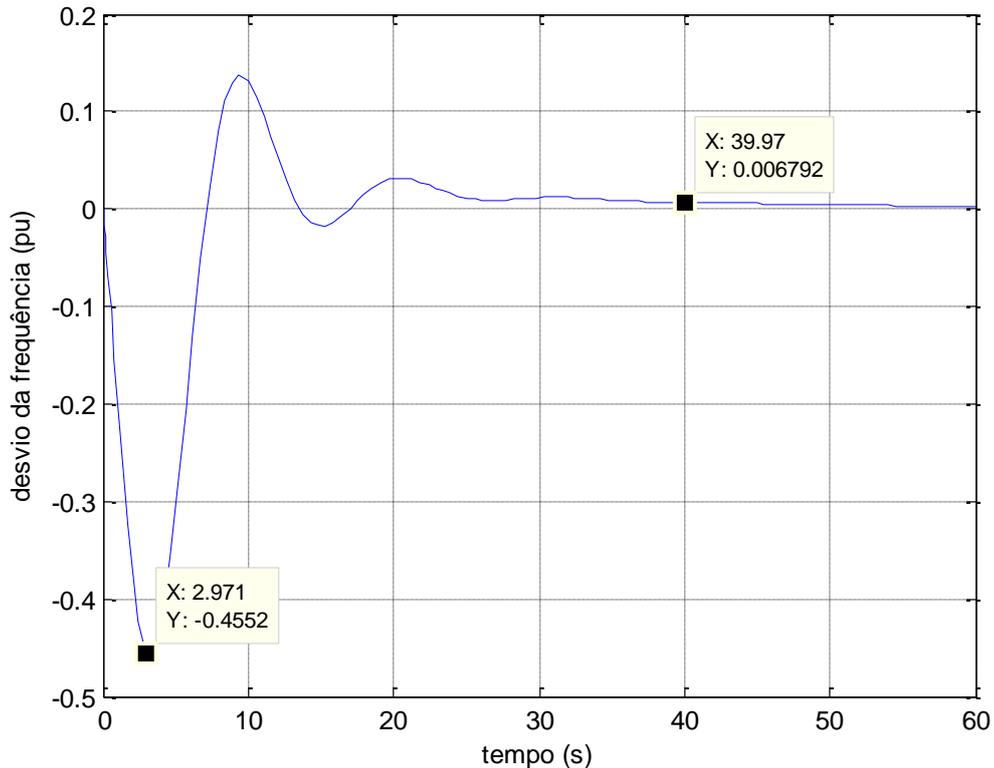


Figura 32 - Curva de desvio da frequência x tempo em um sistema com controle secundário.
Fonte: Autoria própria.

Observa-se nesta simulação que quando o sistema sofre uma variação de carga, ocorre num primeiro estágio, o afastamento da frequência ao seu valor nominal. No entanto, com a atuação do CAG, a frequência retorna ao seu valor inicial, anulando o erro de regime e alcançando o objetivo do controlador.

Nessa simulação o valor máximo obtido para o desvio da frequência foi de -0,4552 Hz. O tempo de estabilização do sistema foi de aproximadamente 39,97s para retornar a frequência ao seu valor nominal.

Quando a variação de carga for negativa, ou seja, $\Delta PL = -1$, o gráfico obtido na Figura 33 é o espelho da condição de $\Delta PL = 1$.

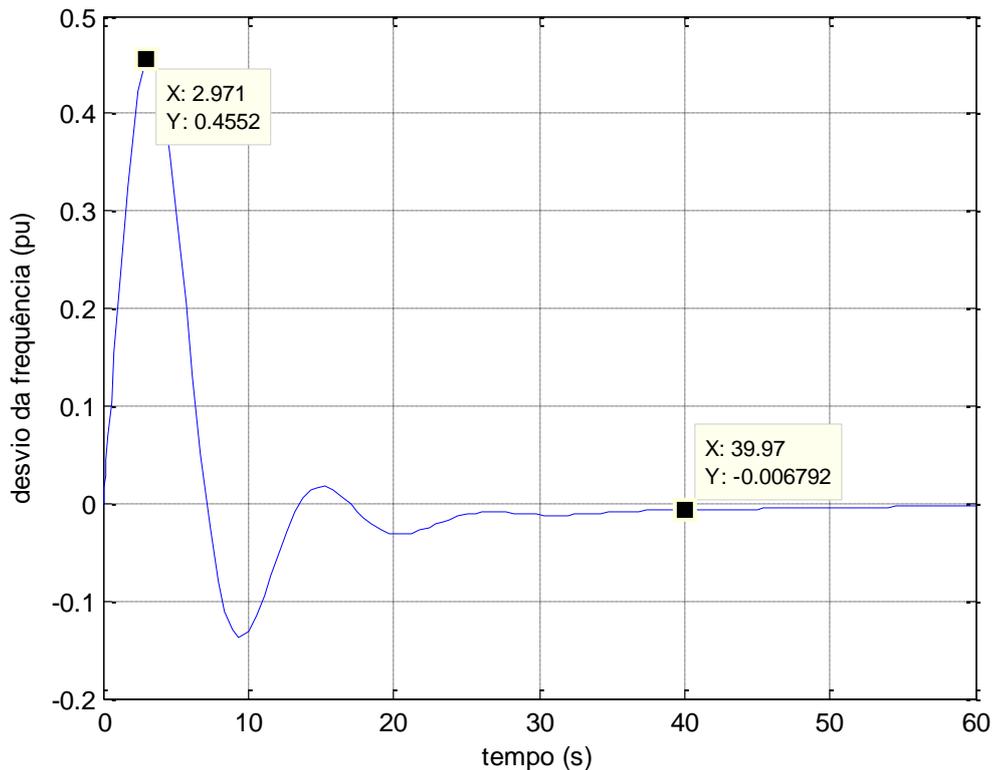


Figura 33 - Curva de desvio da frequência x tempo em um sistema com controle secundário.
Fonte: Aatoria própria.

Observa-se que o desvio da frequência manteve-se o mesmo, obtendo estabilidade também em 39,97s. Esta situação representa uma saída brusca de carga do sistema o qual primeiramente eleva a curva da frequência em 0,4552Hz e posteriormente, com a atuação do CAG, retorna para o seu valor nominal.

4.4. Análise de malha com variação de K

Com o objetivo de recuperar o valor nominal da frequência, o CAG atua fazendo a realimentação da malha com próprio erro acrescido de um ganho (K), conforme já apresentado na seção 3.4.2. deste trabalho. Dessa forma, viu-se a importância de verificar a influência da variação do valor de K no comportamento da estabilidade da frequência. O parâmetro K não é inerente à máquina, portanto pode ser variável na malha de controle.

Admitindo-se os valores de $K=2$ e $K=4$, para efeito de comparação, obteve-se a resposta no tempo mostrada na Figura 31.

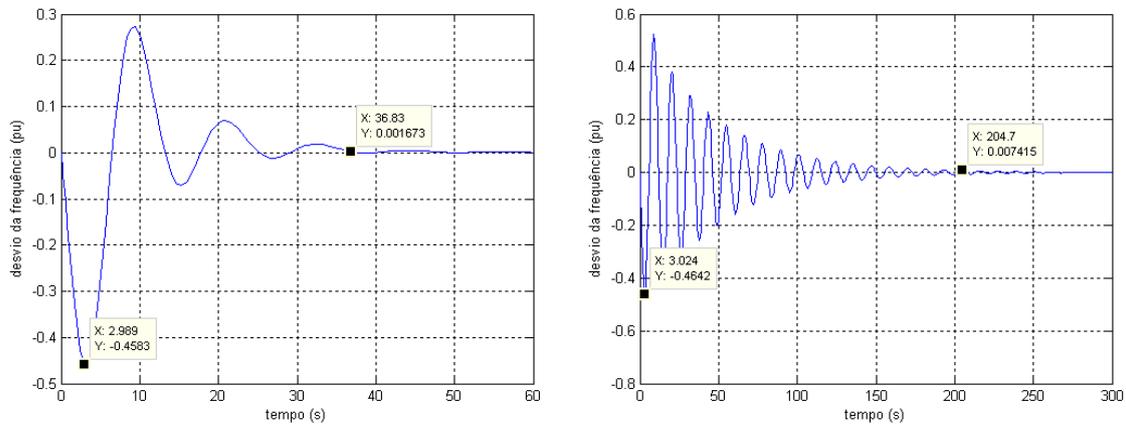


Figura 34 - Curva de desvio da frequência x tempo para $K = 2$ e $K = 4$ respectivamente. Fonte: Autoria própria.

A variação da frequência e do tempo de acomodação de cada curva são observados na tabela 2.

Tabela 2 - Valores dos parâmetros utilizados nas simulações

K	Δf máximo (pu)	Tempo de acomodação (s)
1	0,4552	39,97
2	0,4583	36,83
4	0,4642	204,7

Fonte: Autoria própria.

Observando as curvas conclui-se que para um valor de $K=2$ o tempo de estabilização do sistema diminuiu com aproximadamente o mesmo desvio de frequência para $K=1$. Já para um valor de $K=4$ mesmo que a frequência do sistema estabiliza-se em zero, o sistema oscila muito, o que é indesejável para operação do sistema elétrico.

Segundo o modulo 8 da ANEEL o tempo admissível para reestabelecer a frequência no seu valor nominal é de 30s para uma variação entre 59,5Hz e 60,5Hz, sendo assim, os valores para $K=1$ e $K=2$ apresentados na Tabela 2, estão entre essa faixa de frequência admissível, apesar do tempo ter extrapolado.

4.5. Análise de malha com variação de R

Sendo R o parâmetro de auto regulação da máquina, ou seja, uma constante inerente do gerador estabelecido pelo ONS, viu-se necessário sua variação apenas a título de estudo de simulação, pois possibilita verificar o comportamento dinâmico do sistema.

Para isso, manteve-se o mesmo aumento proporcional do item anterior, utilizando R = 0,1 e R = 0,2 respectivamente, conforme Figura 32.

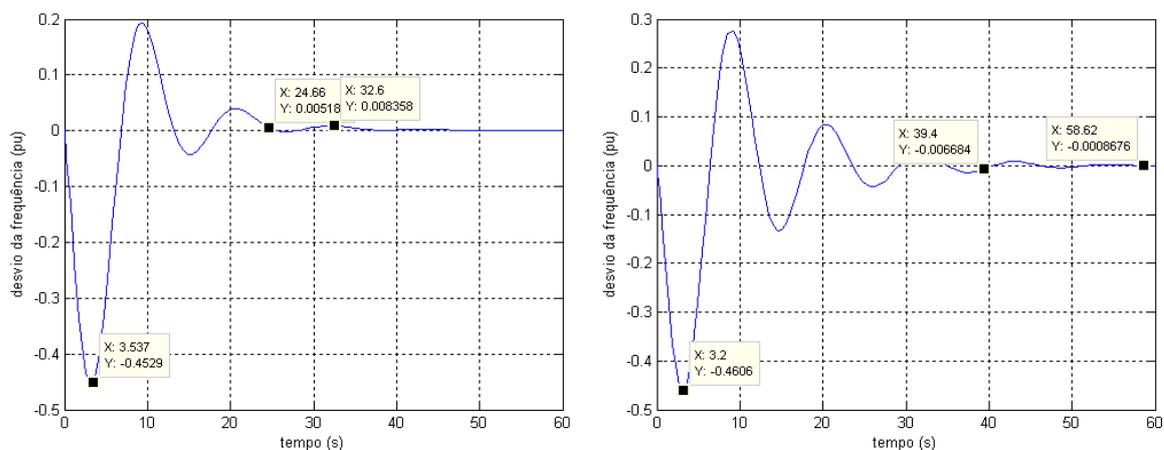


Figura 35 - Curva de desvio da frequência x tempo para R = 0,1 e R = 0,2 respectivamente.

Fonte: Autoria própria.

As variações entre as curvas são apresentadas na Tabela 3.

Tabela 3 - Valores dos parâmetros utilizados nas simulações.

R	Δf máximo (pu)	Tempo de acomodação (s)
0,05	0,4552	39,97
0,1	0,4529	32,60
0,2	0,4606	39,4

Os resultados apresentados mostraram que, no caso de uma turbina hidráulica, o desempenho do regulador de velocidade foi melhor para R = 0,1 pu, pois apresentou uma resposta rápida a uma variação na velocidade causada pela retirada ou entrada de uma grande carga do sistema. Essa resposta rápida da velocidade através do regulador significa uma mínima variação de frequência e uma consequente melhora na estabilidade do sistema. Para R = 0,2 a resposta fica mais oscilatória, que pode ser prejudicial ao sistema elétrico.

5. CONSIDERAÇÕES FINAIS

Neste capítulo, de forma resumida, são levantadas as principais constatações já abordadas no decorrer deste trabalho, bem como, a apresentação de possíveis temas para futuros trabalhos.

5.1. Conclusão

Neste trabalho de conclusão de curso o objeto de estudo foi o Controle Automático de Geração, que tem por objetivo principal manter a estabilidade da frequência em seu valor nominal.

O estudo foi motivado por problemas que possam ocorrer no Sistema Elétrico de Potência, principalmente sobre a análise do desequilíbrio carga e geração em decorrência da inserção ou retirada de carga no sistema.

Como pode-se perceber ao longo do desenvolvimento deste trabalho, situações de queda de energia, os chamados “apagões”, estão ocorrendo com frequência atualmente, apesar de todas as medidas tomadas na tentativa de evitá-los. Muitos destes incidentes ocorreram pelo fato de o sistema não suportar a energia demandada pelos consumidores devido às altas temperaturas obtidas nos verões de 2014 e 2015.

Sendo assim, para melhor compreender o desequilíbrio que, em determinadas situações, acarretam na falta de energia, inicialmente revisou-se conceitos básicos dos controles da regulação primária, os quais possuem uma característica própria de se autorregular para alcançar um novo ponto de equilíbrio carga-geração. No entanto, somente este controle não é suficiente para retornar a frequência a seu valor original, por este motivo faz-se necessária a implementação de um controle que coexista com o primário: o controle secundário, mais comumente conhecido como controle automático de geração.

Como a fonte principal de geração de energia no Brasil é obtida por usinas hidráulicas, concentrou-se o estudo na construção de uma malha de controle com regulação primária e secundária para turbinas hidráulicas.

Sendo assim, fez-se necessário a abordagem dos diferentes tipos de turbinas hidráulicas, com o intuito de evidenciar um modelo genérico de controle da frequência que contemple as turbinas hidráulicas de forma geral. Também, viu-se a necessidade de apresentar a modelagem matemática simplificada de uma turbina hidráulica, bem como, o regulador de velocidade mais adequado às turbinas hidráulicas.

Obteve-se com este estudo, o diagrama de blocos da Figura 25 que foi simulado e analisado conforme considerações apresentadas no Capítulo 4. As simulações obtidas para o controle primário validam-se segundo a utilização dos mesmos parâmetros fornecidos pelo estudo teórico de Kundur (1994). Estes parâmetros também serviram de base para as simulações da malha de controle secundário, as quais foram realizadas considerando uma variação de carga tipo degrau.

Em um sistema simples de carga-gerador percebeu-se que para valores mais altos de K no CAG, o tempo de restabelecimento da frequência diminui, porém, a curva responde com um valor maior para o desvio da frequência, conforme observado na Tabela 2.

Seguindo essa mesma análise, verificou-se que o melhor valor de R seguindo as simulações obtidas foi de 0,1, o qual garante a menor variação de frequência e o menor tempo de atuação, no entanto, este parâmetro é intrínseco à construção do gerador e fica limitado ao tipo de turbina utilizada no sistema, ou seja, não se trata de uma constante modificável, além de ser determinado pelo ONS.

Portanto, na próxima seção são indicados possíveis temas que possam dar continuidade ao desenvolvimento desta pesquisa, considerando a estabilidade de frequência em sistemas elétricos de potência com o enfoque para turbinas hidráulicas.

5.2. Sugestões para trabalhos futuros

Conforme apresentado na seção 5.1, segue uma lista de temas que podem ser abordados para dar continuidade ao trabalho desenvolvido até o momento:

- Prosseguir com o estudo para varias áreas de controle, ou seja, elaborar uma malha de controle secundário que apresente a relação das áreas de intercambio de potencia.
- Desenvolver uma análise que possibilite verificar para cada situação do sistema qual o conjunto de equipamentos que minimizem os efeitos de desequilíbrio carga – frequência.
- Realizar uma análise comparativa de simulações que variem simultaneamente os parâmetros R e K tratados neste trabalho de forma separada.
- Estudos referentes ao melhor valor de estatismo para cada tipo de turbina hidráulica.

REFERÊNCIAS

ABRADEE. **SISTEMA INTERLIGADO.** Disponível em: <<http://www.abradee.com.br/setor-eletrico/sistema-interligado> >. Acesso em 12 abr. 2014.

ALBUQUERQUE, Nelson R.; FARIAS, Douglas A. A. de. **Identificação de curvas de carga diária típicas com uso de Mapa de Kohonem e Fuzzy C-Means.** Laboratório de Inteligência Aplicada – ICA. Rio de Janeiro, jul. 2006. Disponível em: <http://rica.ele.puc-rio.br/media/ICA01_AlbuquerqueeFarias.pdf>. Acesso em: 09 dez. 2013.

ALMEIDA, Leonardo P. de. **Análise de Desempenho do Controle Automático de Geração e do Controle Secundário de Tensão.** 2004. 166 f. Tese (Mestre em Ciências - M.Sc.)–Departamento de Engenharia Elétrica, Universidade Federal do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro, 2004. Disponível em: <http://www.coep.ufrj.br/~tarang/Tese_MSc_Leonardo_Almeida.pdf>. Acesso em 20 out. 2013.

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. **Empreendimentos em operação – BIG - Banco de Informações da Geração.** Disponível em <<http://www.aneel.gov.br/aplicacoes/capacidadebrasil/capacidadebrasil.asp>>. Acesso em: 25 jan. 2015.

_____. **RESOLUÇÃO ANEEL N° 265, DE 10 DE JUNHO DE 2013.** 07 f. Disponível em: <http://www.ons.org.br/download/resolucoes_aneel/bres2003265.pdf>. Acesso em: 20 jan. 2015.

ANTA, Josu. **PRIMEIRA CENTRAL MAREMOTRIZ.** Disponível em: <<http://usingtidal.wordpress.com/2012/02/08/30/>>. Acesso em 13 jul. 2014.

ARRUDA, C. **Estabilidade Transitória.** Notas de Aula. UFG Escola de Engenharia Elétrica. Disponível em: <<http://www.eee.ufg.br/~colemar/Estab.pdf>>. Acesso em: 24 nov. 2013.

BARBOSA, Maciel F. **Estabilidade de Sistemas Elétricos de Energia.** Notas de Aula. Porto, Portugal, 2013.

BENEDITO, R. A. S. **Planejamento de Sistemas Energéticos - Aula 1: Gestão de Energia e Operação de Sistemas Elétricos de Potência**. Notas de Aula. Universidade Tecnológica Federal do Paraná. Departamento Acadêmico de Eletrotécnica. Curitiba, Paraná, 2013.

CERPCH. **Turbinas**. Disponível em: <<http://www.cerpch.unifei.edu.br/turbinas.html>>. Acesso em 09 dez. 2013.

COSTA, Denis C. L. **Sistema de Regulação em Máquinas Primárias**. Notas de Aula. Instituto Federal de Educação Tecnológica do Pará. Pará: Belém, 2012.

DECKMANN, Sigmar M.; POMILIO, José A. **Avaliação da Qualidade da Energia Elétrica**. Notas de Aula. Campinas, São Paulo, 2010.

FRANCO, E. **Qualidade de energia – Causas, Efeitos e Soluções**. Engecomp tecnologia e automação e controle Ltda, 2005. Disponível em: <iecom.dee.ufcg.edu.br/~mylene/potencia/artigo2.doc>. Acesso em: 23 nov. 2013.

KUNDUR, P. **Power system stability and control**. UNITED STATES OF AMERICA: ELECTRIC POWER RESEARCH INSTITUTE, 1994.

LABSPOT. **ORGANIZAÇÃO ATUAL DOS CENTROS DE OPERAÇÃO DO SISTEMA**. Disponível em: <www.labspot.ufsc.br/~simoed/dincont/Apres-CAG.pdf>. Acesso em 02 ago. 2014.

MACHOWSKI, Jan; BIALEK, Janusz W., BUMBY, James R. **Power System Dynamics: Stability and Control**. UNITED KINGDOM: JOHN WILEY & SONS LTD., 2008.

MELLO, F. P. de; **Dinâmica e Controle de Geração**. Tradução: de Almoraci S. Algarve e João M. Soares. 2. ed. Santa Maria: Edições UFSM, 1983.

OPERADOR NACIONAL DO SISTEMA ELÉTRICO. **Procedimentos de Rede do ONS. Submódulo 20.1: Glossário de termos técnicos**. 2009.46 f. Disponível em: <<http://www.ons.org.br/procedimentos/index.aspx>>. Acesso em: 22 nov. 2013.

_____. **O que é o SIN - Sistema Interligado Nacional**. Disponível em: <http://www.ons.org.br/conheca_sistema/o_que_e_sin.aspx>. Acesso em: 16 mai. 2014.

_____. **Relatório Anual 2013 do ONS.** Disponível em: <http://www.ons.org.br/biblioteca_virtual/publicacoes_relatorios_anuais.aspx>. Acesso em: 16 mai. 2014.

SALMAZO, Clóvis T. **Modelo de Otimização Eletro-Energético de Curto Prazo (Pré-Despacho) Aplicado ao Sistema Copel.**1997. Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica) – Universidade Estadual de Campinas, Campinas, 1997.

SIMÕES-COSTA, Antônio J.A.;SILVA, Aguinaldo S. **Controle e Estabilidade de Sistemas Elétricos de Potência.** Notas de Aula. Universidade Federal de Santa Catarina: Florianópolis, 2000.

_____. **Estabilidade Transitória.** Notas de Aula. Universidade Federal de Santa Catarina: Florianópolis, 2003.

UNIVERSIDADE TECNOLÓGICA FEDERAL DO PARANÁ. **Normas para elaboração de trabalhos acadêmicos.** Curitiba: UTFPR, 2008.

VIERA FILHO, X. **Operação de Sistemas de Potência com Controle Automático de Geração.** Editora Campus Ltda - Eletrobrás, Rio de Janeiro, Brasil. 1984.