

UNIVERSIDADE TECNOLÓGICA FEDERAL DO PARANÁ
DEPARTAMENTO ACADÊMICO DE ELÉTRICA
CURSO DE ENGENHARIA ELÉTRICA

MAIARA MENON

**AVALIAÇÃO DE OPERAÇÃO EM SINCRONISMO DE
UMA CENTRAL GERADORA HIDRELÉTRICA E REDE
ELÉTRICA**

TRABALHO DE CONCLUSÃO DE CURSO

PATO BRANCO

2016

MAIARA MENON

AVALIAÇÃO DE OPERAÇÃO EM SINCRONISMO DE UMA CENTRAL GERADORA HIDRELÉTRICA E REDE ELÉTRICA

Trabalho de Conclusão de Curso de graduação, apresentado à disciplina de Trabalho de Conclusão de Curso 2, do Curso de Engenharia Elétrica da Coordenação de Engenharia Elétrica - CO-ELT - da Universidade Tecnológica Federal do Paraná - UTFPR, Câmpus Pato Branco, como requisito parcial para obtenção do título de Engenheiro Eletricista.

Orientador: Prof. Ms. César A. Portolann

PATO BRANCO

2016

TERMO DE APROVAÇÃO

O Trabalho de Conclusão de Curso intitulado **AVALIAÇÃO DE OPERAÇÃO EM SINCRONISMO DE UMA CENTRAL GERADORA HIDRELÉTRICA E REDE ELÉTRICA** do acadêmico **Maiara Menon** foi considerado **APROVADO** de acordo com a ata da banca examinadora N° 123 de 2016.

Fizeram parte da banca examinadora os professores:

Prof. Ms. César A. Portolann

Prof. Dr. Ricardo Vasques de Oliveira

Prof. Ms. Géremi Gilson Dranka

RESUMO

MENON, Maiara. Avaliação de Operação em Sincronismo de uma Central Geradora Hidrelétrica e Rede Elétrica. 2016. XX p. Trabalho de Conclusão de Curso - Curso de Engenharia Elétrica, Universidade Tecnológica Federal do Paraná. Pato Branco, 2016.

Este trabalho apresenta um estudo sobre a estabilidade transitória de uma central geradora hidrelétrica submetida à perturbações no sistema. Desta maneira, será realizado um estudo a respeito da modelagem matemática da máquina síncrona, da rede de transmissão, dos sistemas de excitação, do regulador de velocidade, da turbina e das cargas. Para a realização desta análise, mostrou-se necessário também um estudo dos métodos da estabilidade transitória, abrangendo alguns métodos de integração numérica e o critério das áreas iguais. Demonstra-se uma breve teoria sobre o alívio de carga, que pode ser considerado como uma alternativa durante a ocorrência de algumas perturbações a serem tratadas. Para tal, será realizada simulações no *software* MATLAB, com o uso dos métodos de Euler e Euler modificado, para a demonstração da resposta do sistema após as perturbações.

Palavras-chave: Análise da estabilidade transitória, Sincronismo, Rede elétrica, Sistemas elétricos de potência.

ABSTRACT

MENON, Maiara. Avaliação de Operação em Sincronismo de uma Central Geradora Hidrelétrica e Rede Elétrica. 2016. XX p. Final Course Assignment / Monograph - Electrical Engineering Undergraduate Course, Federal Technological University of Paraná. Pato Branco, 2016.

This work presents a study on the transient stability of a central hydroelectric generating subject to disturbances in the system. In this ways, there will be a study on the mathematical modeling of synchronous machine, transmission network, of excitation systems, speed governor, turbine and load. For conducting this analysis was also required a study of the methods of transiente stability, covering some numerical integration methods and the criterion of equal areas. It shows a brief theory of relieving the load, which can be considered as an alternative for the occurrence of some disorders to be treated. For such, it will be performed simulations in MATLAB software, with the use of Euler methods and Euler modified to demonstrate the system's response after the disturbances.

Keywords: Analysis of transient stability, Synchronism, Electrical Grid, Electric power systems.

LISTA DE FIGURAS

Figura 1:	Consumo de energia elétrica por setores no Brasil em 2014. . .	12
Figura 2:	Esquemático de modelo transiente do gerador síncrono conectado à rede de transmissão.	19
Figura 3:	Modelo de máquina síncrona.	20
Figura 4:	Circuito equivalente da máquina síncrona na referência $0dq$. . .	23
Figura 5:	Sistema de excitação do tipo ST1A.	25
Figura 6:	Diagrama de blocos de um regulador de velocidade.	26
Figura 7:	Diagrama de blocos de uma turbina hidráulica.	26
Figura 8:	Diagrama de blocos do regulador de velocidade e da turbina hidráulica.	27
Figura 9:	Classificação de estabilidade de sistemas de potência.	29
Figura 10:	Fluxograma do algoritmo de simulação.	32
Figura 11:	Resolução gráfica pelo método de integração de euler.	33
Figura 12:	Curva ângulo-potência de um gerador, onde as áreas A1 e A2 são iguais.	36
Figura 13:	Curva ângulo-potência mostrando o ângulo crítico de abertura.	37
Figura 14:	Evolução da quantidade e potência instalada em CGHs.	40
Figura 15:	Exemplo de sistema para sincronismo de geradores.	44
Figura 16:	Aplicação das turbinas hidráulicas.	45
Figura 17:	Exemplo de uma turbina do tipo Francis.	46
Figura 18:	Exemplo de uma turbina do tipo Kaplan.	47
Figura 19:	Exemplo de uma turbina do Pelton.	48
Figura 20:	Gerador, turbina e regulador de velocidade da CGH Urió.	50
Figura 21:	Esquema de conexão da indústria com a CGH e com a concessionária.	50
Figura 22:	Diagrama para o sistema do caso CGH isolada.	52

Figura 23:	Diagrama de ligação dos carregadores de baterias.	52
Figura 24:	Representação da tensão e corrente dos carregadores de baterias.	53
Figura 25:	Curva da potência elétrica para um degrau de carga de 3%. . .	55
Figura 26:	Curva da potência gerada para um degrau de carga de 3%. . .	56
Figura 27:	Curva da variação da velocidade mecânica angular para um degrau de carga de 3%.	56
Figura 28:	Curva da variação da frequência para um degrau de carga de 3%. . .	57
Figura 29:	Curva do controle da potência dos carregadores de baterias para um degrau de carga de 3%.	58
Figura 30:	Curva do desligamento por blocos de cargas para um degrau de carga de 3%.	58
Figura 31:	Curva da potência elétrica para um degrau de carga de 10%. . .	59
Figura 32:	Curva da variação da velocidade mecânica angular para um degrau de carga de 10%.	59
Figura 33:	Curva da variação da frequência para um degrau de carga de 10%.	60
Figura 34:	Curva do controle da potência dos carregadores de baterias para um degrau de carga de 10%.	61
Figura 35:	Curva do desligamento de blocos de cargas para um degrau de carga de 10%.	61
Figura 36:	Curva da potência elétrica para um degrau de carga de 3%. . .	62
Figura 37:	Curva da potência gerada para um degrau de carga de 3%. . .	62
Figura 38:	Curva da variação da velocidade mecânica angular para um degrau de carga de 3%.	63
Figura 39:	Curva da variação da frequência para um degrau de carga de 3%. . .	63
Figura 40:	Curva do controle da potência dos carregadores de baterias para um degrau de carga de 3%.	64
Figura 41:	Curva do desligamento por blocos de cargas para um degrau de carga de 3%.	64
Figura 42:	Curva da potência elétrica para um degrau de carga de 10%. . .	65

Figura 43:	Curva da potência gerada para um degrau de carga de 10%.	66
Figura 44:	Curva da variação da velocidade mecânica angular para um degrau de carga de 10%.	66
Figura 45:	Curva da variação da frequência para um degrau de carga de 10%.	67
Figura 46:	Curva do controle da potência dos carregadores de baterias para um degrau de carga de 10%.	67
Figura 47:	Curva do desligamento por blocos de cargas para um degrau de carga de 10%.	68
Figura 48:	Diagrama para o sistema do caso CGH x Barra infinita.	68
Figura 49:	Curva da variação do ângulo de carga para um curto circuito nos terminais do gerador.	69
Figura 50:	Curva da variação de velocidade mecânica angular para um curto circuito nos terminais do gerador.	70
Figura 51:	Diagrama para o caso CGH conectada à rede elétrica.	71
Figura 52:	Curva da variação do ângulo de carga para dois tempos distintos.	73
Figura 53:	Curva da variação da velocidade mecânica angular para dois tempos distintos.	74
Figura 54:	Diagrama pra o caso CGH conectada a gerador diesel e rede elétrica.	75
Figura 55:	Curvas da variação da velocidade mecânica angular para dois tempos distintos de religamento da concessionária.	76
Figura 56:	Curvas da variação de ângulo de carga para dois tempos distintos de religamento da concessionária.	76
Figura 57:	Curva da variação dos ângulos de carga para perda da rede da concessionária sem religamento.	77
Figura 58:	Curva da variação da velocidade mecânica angular para perda da rede da concessionária sem religamento.	78

LISTA DE TABELAS

1	Consumo de eletricidade do Brasil (GWh)	13
2	Empreendimentos em Operação no Brasil.	39
3	Empreendimentos em Construção no Brasil.	39
4	Empreendimentos com Construção não Iniciada no Brasil.	39
5	Empreendimentos de CGH no Paraná.	40
6	Instalações com turbinas Francis no Brasil.	46
7	Instalações com turbinas Kaplan no Brasil.	47
8	Instalações com turbinas Pelton no Brasil.	48
9	Dados do gerador síncrono	49
10	Dados do sistema CGH-Indústria-Concessionária.	50
11	Tensões nas barras no período pré falta	71
12	Tensões nas barras no período pré falta	75

LISTA DE SÍMBOLOS

y	Vetor de variáveis de estado em equações diferenciais
x	Vetor de variáveis de estado em equações algébricas
f	Função vetorial que define as equações diferenciais
g	Função vetorial que define as equações algébricas
J	Momento de inércia
ω_m	Velocidade mecânica angular do gerador
D	Coefficiente de atrito
τ_a	Torque de aceleração do rotor
τ_m	Torque mecânico
τ_e	Torque elétrico
ω_r	Velocidade mecânica angular
R_{0dq}	Matriz diagonal das resistências equivalentes
v_{0dq}	Tensões nos enrolamentos fictícios 0, d e q
i_{0dq}	Correntes nos enrolamentos fictícios 0, d e q
λ_{0dq}	Fluxos nos enrolamentos fictícios 0, d e q
L_i	Indutância própria do enrolamento i
M_F	Indutância mútua entre os enrolamentos F e d
M_D	Indutância mútua entre os enrolamentos D e d
M_Q	Indutância mútua entre os enrolamentos Q e q
k	Constante igual a $\sqrt{3/2}$
v_i	Tensão do i -ésimo enrolamento
i_i	Corrente do i -ésimo enrolamento
r_i	Resistência do i -ésimo enrolamento
ω	Velocidade angular absoluta do rotor
r_n	Resistência do neutro
L_n	Indutância do neutro
E'_q	Tensão transitória do eixo em quadratura
T'_{do}	Constante transitória de tempo de circuito aberto
E_{fd}	Tensão de saída do sistema de excitação
x_d	Reatância síncrona do eixo direto

x'_d	Reatância transitória do eixo direto
V_d	Componente do eixo direto da tensão terminal
V_q	Componente do eixo em quadratura da tensão terminal
ΔA	Varição do ângulo de abertura das palhetas diretrizes
ΔF	Varição de frequência
R	Regulação de velocidade em regime permanente
r	Regulação de velocidade transitória
T_t	Constante de tempo associada com o estatismo transitório
T_g	Constante de tempo do regulador de velocidade
T_ω	Tempo de partida da água na tubulação
L	Comprimento da tubulação
μ	Velocidade da água
H	Altura
g	Aceleração da gravidade
I	Vetor de correntes injetadas em cada uma das barras
V	Vetor composto pelas tensões nas barras
Y	Matriz admitância de barras do sistema
E	Subconjunto de y que aparece em g
PCB	Potência controlada nas baterias
PCB_o	Potência inicial controlada nas baterias
f_o	Frequência inicial
f_f	Frequência final
V_p	Tensão de pico
V_b	Tensão de alimentação das baterias
α	Ângulo de disparo

SUMÁRIO

1	INTRODUÇÃO	12
1.1	JUSTIFICATIVA	14
1.2	OBJETIVO GERAL	16
1.3	OBJETIVOS ESPECÍFICOS	16
1.4	ESTRUTURA DO TRABALHO	16
2	MODELAGEM MATEMÁTICA	18
2.1	MODELO DO GERADOR SÍNCRONO	19
2.1.1	EQUAÇÕES DIFERENCIAIS ELETROMECAÑICAS DO ROTOR	19
2.1.2	EQUAÇÕES DIFERENCIAIS ELÉTRICAS DO ROTOR	21
2.1.3	EQUAÇÕES ALGÉBRICAS DO ESTATOR	24
2.2	MODELO DO SISTEMA DE EXCITAÇÃO	24
2.3	MODELO DO REGULADOR DE VELOCIDADE E TURBINA	25
2.4	MODELO DA REDE DE TRANSMISSÃO	27
2.5	MODELO DE CARGAS	28
3	ESTABILIDADE TRANSITÓRIA	29
3.1	CONCEITOS E DEFINIÇÕES	29
3.2	MÉTODOS PARA ANÁLISE DA ESTABILIDADE TRANSITÓRIA	30
3.2.1	MÉTODOS DE INTEGRAÇÃO NUMÉRICA	31
3.2.1.1	MÉTODO DE EULER	32
3.2.1.2	MÉTODO DE EULER MODIFICADO	34
3.2.2	CRITÉRIO DAS ÁREAS IGUAIS	35
4	CENTRAIS GERADORAS HIDRELÉTRICAS	39
4.1	REGULAMENTAÇÃO NO BRASIL	41
4.2	ACESSO DE MICRO E MINIGERAÇÃO DISTRIBUÍDA AO SISTEMA ELÉTRICO	41
4.3	SINCRONIZAÇÃO DA CGH	43

4.4	TURBINAS HIDRÁULICAS	45
5	ESTUDO DE CASOS	49
5.1	DADOS INICIAIS	49
5.2	CASO 1: CGH ISOLADA COM REGULADOR DE VELOCIDADE BLOQUE- ADO	51
5.3	CASO 2: CGH ISOLADA	61
5.4	CASO 3: CGH X BARRA INFINITA	68
5.5	CASO 4: CGH CONECTADA À REDE ELÉTRICA	70
5.6	CASO 5: CGH E GERADOR DIESEL CONECTADOS À REDE ELÉTRICA .	74
6	CONCLUSÕES	79
6.1	SUGESTÕES PARA TRABALHOS FUTUROS	80

1 INTRODUÇÃO

O consumo industrial de eletricidade apresentou um recuo de 4,7% em janeiro de 2015, quando comparado com o mesmo mês de 2014, totalizando 13.822 GWh, sendo o menor desde janeiro de 2010 (EPE, 2015, p. 1). Mesmo apontando esse decréscimo no consumo de energia elétrica, de acordo com a projeção da demanda de energia elétrica, realizada pela Empresa de Pesquisa Energética (EPE) em 2015, a classe industrial ainda representa os maiores consumidores no Brasil, em 2014, como mostra a Figura 1.

Consumo de energia elétrica na rede em 2014

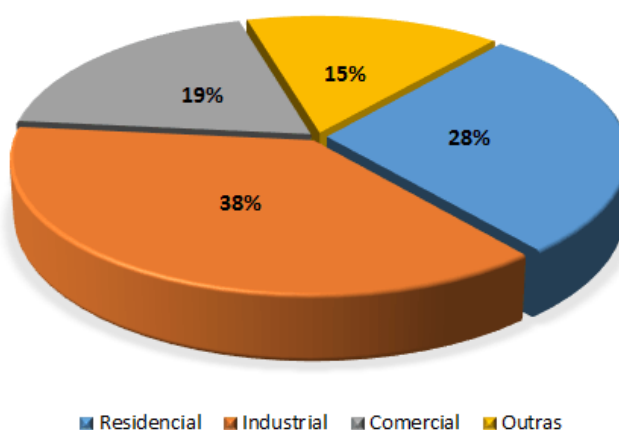


Figura 1: Consumo de energia elétrica por setores no Brasil em 2014.

Fonte: Adaptado de EPE (2015).

Entretanto, de acordo com a projeção da demanda de energia elétrica 2015-2024 feita pela EPE, o setor industrial irá continuar sofrendo um aumento gradativo. A Tabela 1 mostra o consumo de eletricidade na rede elétrica do Sistema Interligado Nacional (SIN), separados por setores.

Essa queda no consumo de energia elétrica pelas indústrias, pode ser explicado, considerando que, muitas indústrias estão aderindo a geração própria de energia elétrica. Essa escolha pode ser dada pelo alto custo no horário de ponta, para os consumidores do subgrupo tarifário "A4", que são atendidos entre 2,3 e 25 kV, e que optaram pela modalidade de tarifa "verde". Muitas cargas também necessitam de fornecimento ininterrupto de energia, como hospitais, sistemas de computadores

Tabela 1: Consumo de eletricidade do Brasil (GWh)

Ano	Residencial	Industrial	Comercial	Outros	Total
2014	132.049	178.055	89.819	73.473	473.395
2015	138.872	176.971	95.302	76.311	487.456
2016	145.089	179.574	100.621	79.084	504.368
2017	151.391	184.370	106.238	82.134	524.134
2018	157.817	193.359	112.184	85.068	548.427
2019	164.487	200.950	117.954	88.137	571.529
2020	171.341	209.463	123.903	91.467	596.173
2021	178.381	216.202	130.022	94.918	619.523
2022	185.611	222.822	136.304	98.493	643.231
2023	193.029	230.409	142.738	102.194	668.370
2024	200.642	237.287	149.452	106.089	693.469

Fonte: Adaptado de EPE (2015).

e armazenamento de dados, equipamentos de emergência, entre outros, portanto, a geração própria de energia garantiria o fornecimento na ocorrência de faltas (SINDEMON, 2016).

Além de a geração própria de energia elétrica se apresentar como uma opção para minimizar os custos, ela também pode se mostrar como uma alternativa de desenvolvimento sustentável. A diversificação da matriz energética, proporciona a capacidade da implantação de pequenas unidades geradoras, podendo assim conter a degradação do meio ambiente mesmo com o desenvolvimento da geração atual (ZAMADEI, 2012). Essa possibilidade vai na contramão das grandes centrais térmicas convencionais, que são extremamente poluidoras. As usinas nucleares são vistas com ressalvas pela sociedade pelo seus riscos de acidentes, as usinas eólicas são implementadas em ritmo lento e as usinas solares ainda não são economicamente atrativas (GUITARRARA, 2012). Dessa forma, as centrais geradoras hidrelétricas se inserem como uma fonte de energia limpa e de baixo impacto ambiental, pois geralmente não há a necessidade alagar grandes áreas (MANCEBO; BRANDÃO, 2013).

Devido, principalmente, à estocasticidade apresentada pelas fontes dessas microgerações e também pela opção de utilizá-las apenas em horários de ponta, algumas indústrias ainda necessitam permanecer conectadas à rede de distribuição da concessionária. Para a unidade geradora operar em paralelo com a rede, ambas precisam estar em sincronismo. Esse processo de conexão entre o gerador e a rede requer que as tensões de ambos estejam sincronizadas, e também devem atender a algumas condições: ambas devem ter a mesma sequência de fases, magnitudes e frequências das tensões do gerador e da rede iguais, e a defasagem entre as tensões deve ser nula (PÁDUA, 2006).

Para que um sistema elétrico industrial opere de maneira adequada, dentro

dos limites estabelecidos pela concessionária, a fim de garantir a continuidade e a qualidade do fornecimento de energia elétrica (SILVA, 2014), é necessário o estudo de estabilidade transitória do sistema, que permite concluir se a geração própria manterá o sincronismo, ou não, com a rede elétrica, frente à perturbações.

Para o entendimento dos estudos que serão realizados, é necessário determinados conceitos, como o de estabilidade transitória de ângulo de rotor. A estabilidade é caracterizada como a capacidade que um sistema tem de permanecer em equilíbrio em regime permanente ou atingir um estado estável após ser submetido aos distúrbios (KUNDUR, *et al.*, 2004).

Pode-se classificar a estabilidade em sistemas de potência de acordo com algumas considerações, como: a natureza física do modo resultante de instabilidade; a intensidade da perturbação; e os dispositivos, processos e a duração de atuação (KUNDUR, *et al.*, 2004). A estabilidade de ângulo do rotor é a capacidade que os rotores dos geradores síncronos possuem de permanecer em sincronismo após a ocorrência de perturbações no sistema (TOSTES, 2008).

Para avaliar a estabilidade transitória, pode-se fazer através de linhas de comando para efetuar as simulações do sistema. A avaliação da estabilidade pode ser efetuada, basicamente, comparando o comportamento do ângulo do rotor. O sistema deve ser submetido a vários casos de perturbações (pequenos, moderados e severos).

Com o intuito de analisar o comportamento de um sistema elétrico, com relação à estabilidade transitória, um dos caminhos é a elaboração de linhas de comando ou programa computacional, que basicamente faz a integração passo a passo das equações diferenciais (equações de estado) e equações algébricas envolvidas. Assim, é necessário a criação de um sistema de equações do gerador, turbina, regulador, cargas e perturbações.

1.1 JUSTIFICATIVA

A microgeração de energia elétrica se mostra importante, tanto para auxiliar o Sistema Interligado Nacional (SIN), pois pode ser implementada próximas as grandes cargas, não deixando o SIN tão dependente das grandes geradoras de energia, e também para a economia dos consumidores, considerando que a microgeração pode ser utilizada como um alívio nos horários de ponta ou também alimentando constantemente as cargas próprias das indústrias que possuem essa geração auxiliar, pois podem diminuir o consumo de energia elétrica da concessionária, ou até mesmo injetar

o excesso de energia elétrica na rede, podendo assim abater o valor gerado em outras propriedades. Este último fato ganhou maior notoriedade após o incentivo do governo, regulamentado pela resolução normativa n° 482 de 17 de abril 2012, que estabelece as condições gerais para o acesso de micro e minigeração distribuída aos sistemas de distribuição e de compensação de energia elétrica, entre outras providências.

Com a intenção de multiplicar a inserção da geração distribuída, a Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) aprovou em 2015 o Edital de Chamada Pública para Incentivo à Geração Própria e seu Anexo, e em 11 de março de 2015, o Ministério de Minas e Energia (MME) publicou a Portaria MME n° 44/2015, estabelecendo as diretrizes para a contratação de geração própria de unidades consumidoras atendidas por concessionária ou permissionária de energia elétrica (ANEEL, 2015)(MME, 2015). Esse incentivo tem como um dos objetivos, fazer com que, consumidores que possuem geração própria, expandam o seu uso para além dos horários de ponta. Assim, se conectados na rede elétrica, quando a energia própria gerada for maior que a energia consumida, o consumidor possuirá créditos, sendo abatidos nos períodos em que a sua geração for inferior ao consumo.

A economia obtida com a geração de energia elétrica utilizando recursos próprios pode ser mostrada em valores a partir dos exemplos mostrados no Jornal O Popular, em fevereiro de 2015 (FREITAS, 2015):

- A usina sucroalcooleira Jalles Machado, no Vale do São Patrício (GO) possui capacidade de cogeração em suas unidades de Jalles Machado e Otávio Lage, de 40 MW e 48 MW, respectivamente, que são capazes de suprir o consumo de energia elétrica da própria usina, sendo que dois terços são comercializados para 23 concessionárias de todo o País. Resultando assim em uma economia de R\$ 15 milhões por ano;
- Utilizando o vapor da água usado no processo produtivo de carbonato de níquel, a Unidade Niquelândia da Votorantim Metais, gera energia elétrica para o consumo próprio, o que representa 40% do total da energia demandada pela empresa;
- O Sicredi, em Goiânia, diferentemente das outras empresas, não possui recurso dentro da própria indústria, sendo assim, eles possuem um sistema solar fotovoltaico com painéis solares sobre o telhado da empresa. Esse sistema é capaz de gerar 3,78 MWh por ano, o que evita a emissão mais de 1 tonelada de dióxido de carbono por ano.

A estabilidade transitória está normalmente relacionada á fenômenos eletromecânicos. A importância da análise da estabilidade angular se dá principalmente pelo fato de que, após a ocorrência de alguma perturbação ocorrerá um desequilíbrio entre a potência elétrica gerada e a potência mecânica de entrada, causando um aumento ou perda de energia nas máquinas, resultando em diferentes acelerações nos rotores das máquinas (BRETAS; ALBERTO, 2000). Esse estudo é necessário, pois se o sistema não encontrar um novo ponto de equilíbrio após a perturbação, a instabilidade pode provocar danos nos rotores das máquinas, fadiga dos eixos dos geradores, levando a perda de sincronismo entre geradores.

1.2 OBJETIVO GERAL

Realizar o estudo e avaliação da estabilidade transitória de uma sistema elétrico industrial, envolvendo uma central geradora hidrelétrica e uma indústria de baterias, quando submetido à perturbações.

1.3 OBJETIVOS ESPECÍFICOS

1. Avaliar a operação isolada de uma CGH com alívio de carga;
2. Analisar a estabilidade transitória de uma CGH conectada à rede elétrica;
3. Avaliar a frequência de uma CGH operando isolada e em paralelo com um grupo gerador diesel.

1.4 ESTRUTURA DO TRABALHO

Este trabalho está organizado de modo a facilitar o entendimento dos assuntos abordados para a compreensão do estudo realizado, e se apresenta da seguinte forma:

- **Capítulo 2:** Apresenta-se a modelagem matemática dos elementos da máquina síncrona para estudos de estabilidade, considerando uma máquina de polos salientes e utilizando o modelo de um eixo, assim como os modelos do regulador de velocidade, do sistema de excitação, da rede elétrica e das cargas;
- **Capítulo 3:** São apresentados conceitos e definições básicas sobre o estudo da estabilidade transitória e alguns tipos de análises;

-
- **Capítulo 4:** É apresentado uma breve teoria sobre as centrais geradoras hidrelétricas, os requisitos necessários para conectar e manter o sincronismo de um gerador à rede elétrica e os tipos de turbinas mais utilizadas;
 - **Capítulo 5:** São apresentados os estudos realizados na central geradora hidrelétrica e resultados obtidos e discussões;
 - **Capítulo 6:** São discutidas as conclusões a respeito dos resultados adquiridos através das simulações

2 MODELAGEM MATEMÁTICA

Para poder avaliar o comportamento dinâmico de um Sistema Elétrico de Potência (SEP), necessita-se do modelo de cada componente do sistema. De uma maneira geral, o modelo que descreve o comportamento dinâmico de um sistema de energia elétrica é constituído de um conjunto de equações diferenciais ordinárias não lineares associadas aos rotores das máquinas e seus controladores, e um conjunto de equações algébricas não lineares, relacionadas à rede de transmissão, estatores dos geradores e as cargas representadas por modelos estáticos.

As equações do modelo completo de um sistema de potência podem ser expressas de um modo genérico através de um conjunto de equações diferenciais de primeira ordem e um conjunto de equações algébricas, expresso em (STOTT, 1979).

$$\frac{dy}{dx} = f(y, x) \quad (1)$$

$$0 = g(y, x) \quad (2)$$

Em que, y representa o vetor de variáveis de estado em equações diferenciais, x é o vetor de variáveis de estado em equações algébricas, f é a função vetorial que define as equações diferenciais e g a função vetorial que define as equações algébricas.

Para definir quais variáveis irão integrar y e x e a explicitar as funções f e g dependeram do nível de detalhamento requerido na modelagem. Sendo as variáveis comuns aos dois sistemas de equações, as variáveis de interface. Para esse estudo, será utilizado um sistema simplificado, constituído de uma única máquina ligada a rede. Um exemplo do esquema deste sistema é mostrado na Figura 2.

Alguns dos conceitos e equações que descrevem o comportamento das máquinas e da rede com cargas serão descritos neste capítulo.

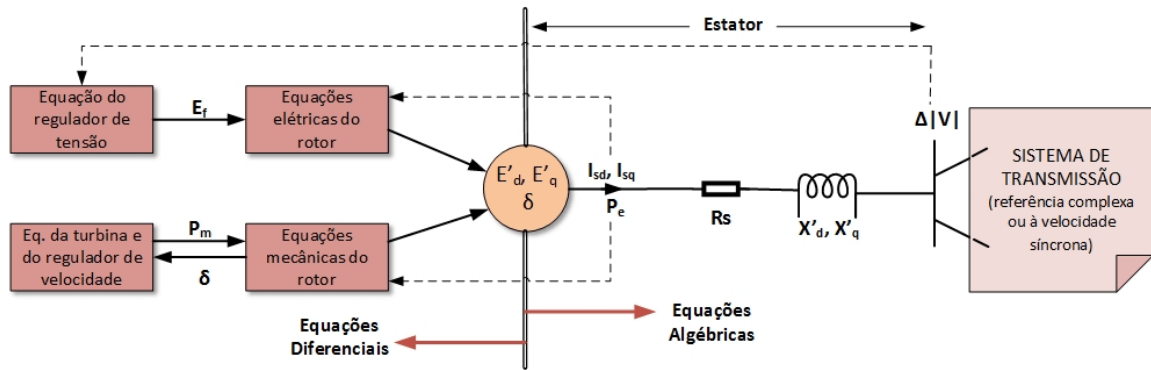


Figura 2: Esquemático de modelo transiente do gerador síncrono conectado à rede de transmissão.

Fonte: Adaptado de Stott (1979).

2.1 MODELO DO GERADOR SÍNCRONO

Os modelos de máquinas utilizadas em estudos de estabilidade transitória normalmente baseiam-se nas Transformações de Park.

A Transformação de Park pode ser considerada como uma mudança de variáveis, ela consiste de uma transformação linear que simplifica as equações das máquinas, introduzindo um conjunto de variáveis hipotéticas. Fisicamente, ela transforma a máquina bifásica com enrolamentos estatóricos fixos e enrolamentos rotóricos girantes, em enrolamentos fixos e rotóricos pseudo-estacionários (BARBI, 1985).

Ao adotar uma referência fixa ao estator de uma máquina para medir as grandezas eletromagnéticas, apresenta-se assim uma variação no tempo devido ao movimento do rotor. Para poder simplificar, adota-se uma referência girante que acompanha o movimento do rotor, criando assim, novas variáveis para o estator, que são independentes do tempo (RAMOS; ALBERTO; BRETAS, 2000).

2.1.1 EQUAÇÕES DIFERENCIAIS ELETROMECAÑICAS DO ROTOR

Sendo a máquina síncrona representada pela Figura 3, as equações do movimento de máquinas rotativas obedecem as leis físicas, obtidas pela segunda lei de Newton.

$$J \frac{d\omega_m}{dt} + D \omega_m = \tau_a \quad (3)$$

Em que, J representa o momento de inércia [kg.m^2], ω_m a velocidade mecânica angular do gerador [rad/s], D o coeficiente de atrito [N.m.s] e τ_a o torque de aceleração do rotor [N.m].

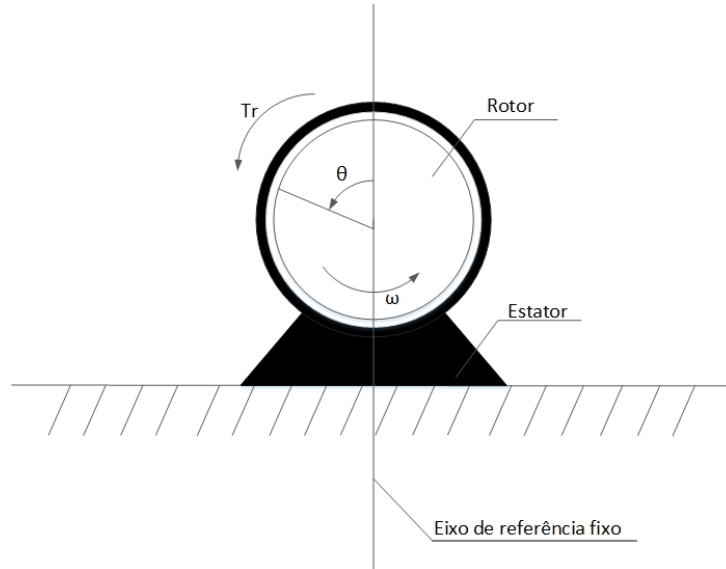


Figura 3: Modelo de máquina síncrona.
Fonte: Adaptado de Bretas e Alberto (2000).

O torque de aceleração do rotor é o resultado entre os torques mecânicos e elétrico no rotor. O torque mecânico é composto pelo torque aplicado pelo agente motor, sendo contrabalanceado pelo torque elétrico, devido à potência elétrica fornecida pelo gerador do sistema (RAMOS; ALBERTO; BRETAS, 2000). Sendo mostrada pela equação (4).

$$\tau_a = \tau_m - \tau_e \quad (4)$$

Sendo τ_m o torque mecânico [N.m] e τ_e o torque elétrico [N.m].

Como não há procedimentos padronizados para determinar um valor apropriado para a constante de amortecimento D , ignora-se a parcela referente a constante (RAMOS; ALBERTO; BRETAS, 2000). Dessa forma, substituindo a equação (4) em (3):

$$J \frac{d\omega_m}{dt} = \tau_m - \tau_e \quad (5)$$

Por se apresentar mais conveniente trabalhar em SEP com potências ao invés de torques, multiplica-se ambos os lados da equação (5) pela velocidade mecânica angular, pode-se reescreve-la em função das potências envolvidas (BRETAS; ALBERTO, 2000).

$$J \omega_r \frac{d\omega_m}{dt} = P_m - P_e \quad (6)$$

Em que ω_r representa a velocidade mecânica angular [rad/s].

Como o momento de inércia é um valor que não é comumente fornecido pelos fabricantes, escolhe-se representar a equação em função da constante de inércia H dado em MW.s/MVA.

$$H = \left(\frac{0,5J\omega_r^2}{S_n} \right) \quad (7)$$

Reescrevendo a equação (6) em função da constante de inércia, tem-se que:

$$\frac{2S_n H \omega_r d\omega_m/dt}{\omega_r^2} = P_m - P_e \quad (8)$$

Dividindo ambos os lados pela potência de base S_n , as potências P_m e P_e passam a ser representadas por valores em p.u. (por unidade). E sabendo-se que, a derivada do ângulo de potência (δ) em relação ao tempo é igual a variação da velocidade do rotor com relação a velocidade síncrona elétrica, tem-se as duas equações diferenciais que modelam as oscilações eletromecânicas de uma máquina, representadas por (9) e (10).

$$\frac{d\omega_m}{dt} = \frac{\omega_r}{2H} (P_m - P_e) \quad (9)$$

$$\frac{d\delta}{dt} = \omega - \omega_r \quad (10)$$

2.1.2 EQUAÇÕES DIFERENCIAIS ELÉTRICAS DO ROTOR

Ao aplicar a transformação de Park na equação que representa o equivalente da máquina síncrona, obtém-se, segundo Anderson & Fouad (2003):

$$\begin{bmatrix} v_{0dq} \\ v_{FDQ} \end{bmatrix} = - \begin{bmatrix} R_{0dq} & 0 \\ 0 & R_{FDQ} \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} i_{0dq} \\ i_{FDQ} \end{bmatrix} - \begin{bmatrix} \dot{\lambda}_{0dq} \\ \dot{\lambda}_{FDQ} \end{bmatrix} - \begin{bmatrix} \dot{P}P_{0dq}^{-1} \\ 0 \end{bmatrix} + \begin{bmatrix} n_{0dq} \\ 0 \end{bmatrix} \quad (11)$$

Sendo que R_{0dq} representa a matriz diagonal com as resistências equivalentes, v_{0dq} as tensões nos enrolamentos fictícios 0, d e q , i_{0dq} as correntes nos enrolamentos fictícios 0, d e q e λ_{0dq} os fluxos nos enrolamentos fictícios 0, d e q .

Após ser aplicada a Transformação de Park, as indutâncias próprias e mútuas

dos enrolamentos fictícios 0 , d e q não irão mais depender do ângulo θ . Podendo reescrever a relação entre os fluxos magnéticos e as correntes nos respectivos circuitos, da forma representada na equação (12) (CARI, 2005).

$$\begin{bmatrix} \lambda_0 \\ \lambda_d \\ \lambda_q \\ \lambda_F \\ \lambda_D \\ \lambda_Q \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} L_0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & L_d & 0 & kM_F & kM_D & 0 \\ 0 & 0 & L_q & 0 & 0 & kM_Q \\ 0 & kM_F & 0 & L_F & M_R & 0 \\ 0 & kM_D & 0 & M_R & L_D & 0 \\ 0 & 0 & kM_Q & 0 & 0 & L_Q \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} i_0 \\ i_d \\ i_q \\ i_F \\ i_D \\ i_Q \end{bmatrix} \quad (12)$$

Em que, L_i representa a indutância própria do enrolamento i , M_F a indutância mútua entre os enrolamentos F e d , M_D a indutância mútua entre os enrolamentos D e d , M_Q a indutância mútua entre os enrolamentos Q e q e k a constante igual a $\sqrt{3/2}$.

Escrevendo os termos da derivada de λ em função das correntes e rearranjando as equações, são obtido dois blocos de equações, um para o eixo direto e outro para o eixo em quadratura, admite-se também que as resistências dos circuitos do estator são iguais (CARI, 2005). Assim obtém-se:

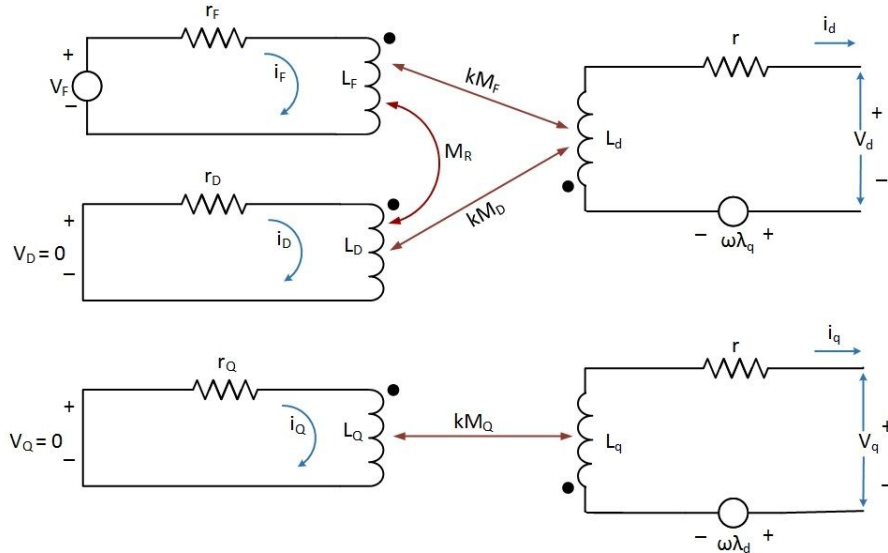
$$\begin{bmatrix} v_0 \\ v_d \\ v_q \\ -v_F \\ v_D = 0 \\ v_q \\ v_Q = 0 \end{bmatrix} = - \begin{bmatrix} r + 3r_n & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & r & 0 & 0 & \omega L_q & \omega kM_q \\ 0 & 0 & r_F & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & r_D & 0 & 0 \\ 0 & -\omega L_D & -\omega kM_F & -\omega kM_D & r & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & r_Q \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} i_0 \\ i_d \\ i_F \\ i_D \\ i_q \\ i_Q \end{bmatrix} \quad (13)$$

$$- \begin{bmatrix} L_0 + 3L_n & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & L_d & kM_F & kM_D & 0 & 0 \\ 0 & kM_F & L_F & M_R & 0 & 0 \\ 0 & kM_D & M_R & L_D & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & L_q & kM_Q \\ 0 & 0 & 0 & 0 & kM_Q & L_Q \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} \dot{i}_0 \\ \dot{i}_d \\ \dot{i}_F \\ \dot{i}_D \\ \dot{i}_q \\ \dot{i}_Q \end{bmatrix}$$

Em que, v_i representa a tensão do i -ésimo enrolamento, i_i a corrente do i -ésimo enrolamento, r_i a resistência do i -ésimo enrolamento, ω a velocidade angular

absoluta do rotor, r_n a resistência do neutro e L_n a indutância do neutro.

A equação (13) pode ser representada pelo circuito equivalente pela Figura 4, onde o novo sistema obtido, possui os circuitos do estator (d e q) desacoplados.



**Figura 4: Circuito equivalente da máquina síncrona na referência Odq .
Fonte: Adaptado de Anderson & Fouad (2003).**

Simplificações nos modelos apresentados são necessários para facilitar a estimativa dos parâmetros da máquina síncrona (CARI, 2005). Como conhecido, o modelo de dois eixos é indicado para máquina de polos lisos, enquanto o modelo de um eixo, para máquina de polos salientes. Neste trabalho, será tratado apenas do modelo de um eixo.

O modelo de um eixo, despreza os fenômenos ocorridos durante o período subtransitório, considerando apenas os efeitos do período transitório. Despreza-se também as tensões transformatórias e considera $\omega_m = 1,0$ p.u. nas equações elétricas do estator, além dos efeitos do enrolamento amortecedor que também são desconsiderados (RAMOS; ALBERTO; BRETAS, 2000).

Em uma máquina de polos salientes, em decorrência das laminações de ferro serem bem menores, é possível desprezar os efeitos das correntes de Foucault. Assim, elimina-se as equações referentes à v_D e v_Q , e tem-se que a tensão E'_d sempre será igual a zero, devido à inexistência do eixo em quadratura no rotor. Desta forma, a equação diferencial elétrica do rotor é representada pela equação (14).

$$\frac{dE'_q}{dt} = \frac{1}{T'_{do}} [E_{fd} - E'_q + (x_d - x'_d)I_d] \quad (14)$$

Em que, E'_q representa a tensão transitória de eixo em quadratura, T'_{do} a

constante transitória de tempo de circuito aberto, E_{fd} a tensão de saída do sistema de excitação, x_d a reatância síncrona de eixo direto e x'_d a reatância transitória de eixo direto.

2.1.3 EQUAÇÕES ALGÉBRICAS DO ESTATOR

Para completar o equacionamento do modelo de um eixo, destinado à máquinas síncronas de polos salientes, as equações algébricas do estator são:

$$V_q = E'_q - rI_q + x'_d I_d \quad (15)$$

$$V_d = -rI_d - x'_q I_q \quad (16)$$

Em que, V_d é a componente de eixo direto da tensão terminal, V_q mostra a componente de eixo em quadratura da tensão terminal.

2.2 MODELO DO SISTEMA DE EXCITAÇÃO

O sistema de excitação possui como função estabelecer a tensão interna do gerador síncrono, e conseqüentemente, o sistema de excitação é responsável não somente pela tensão de saída da máquina, mas também pelo fator de potência e pela magnitude da corrente gerada (COSTA, 2003).

O sistema de excitação é composto basicamente por um regulador, um amplificador e uma excitatriz, em que é medida a tensão atual regulada e determina-se o desvio da tensão, que por sua vez é amplificada e utilizada para mudar a corrente de campo do excitador, onde a sua saída da tensão de campo muda o nível de excitação para o gerador (CARI, 2005).

O modelo mostrado na Figura 5 representa um sistema de excitação do tipo ST1A com regulador automático de tensão.

As equações em relação ao sistema são mostradas a seguir, em que na saída do bloco 1 tem-se que:

$$\frac{r}{V_t} = \frac{1}{1 + sT_r} \quad (17)$$

e na saída do bloco 2:

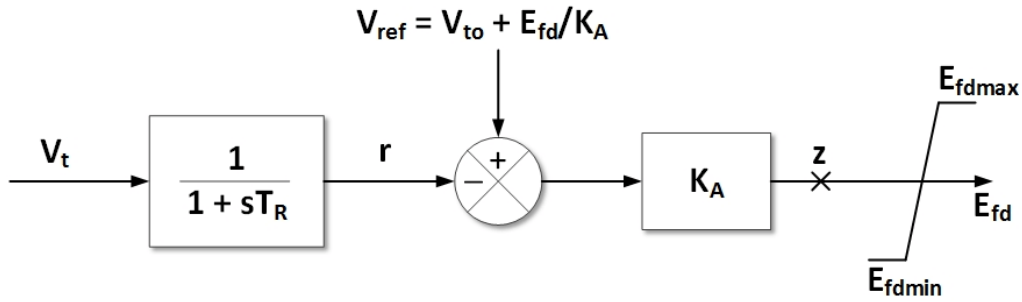


Figura 5: Sistema de excitação do tipo ST1A.
Fonte: Adaptado de Cari (2005).

$$(V_{ref} - r)K_A = E_{fd} \quad (18)$$

Em que isolando os termos e substituindo a equação (18) na equação (17), tem-se que:

$$\frac{dE_{fd}}{dt} = \frac{1}{T_r} (K_A(V_{ref} - V_t) - E_{fd}) \quad (19)$$

2.3 MODELO DO REGULADOR DE VELOCIDADE E TURBINA

A principal função do regulador de velocidade é de manter a rotação da turbina constante para que o gerador forneça energia ao sistema elétrico numa determinada frequência. Este controle é realizado através da abertura ou fechamento do distribuidor da turbina, regulando assim a vazão de água que entra no rotor da turbina de acordo com o ângulo de abertura das palhetas diretrizes, que por sua vez é dependente do perfil hidráulico (FUTIKAMI *et al.*, 2003).

De acordo com Vieira (1984), um regulador com queda de velocidade possui um estado de equilíbrio definido para uma frequência diferente da nominal. Este tipo de regulador atua no conjunto taquímetro-distribuidor-servomotor na variação de velocidade, e também sendo proporcional à abertura na admissão. Convertendo a variação de frequência em uma variação de abertura na admissão, a função pode ser escrita como mostrado na equação (20).

$$FT = \frac{\Delta A}{\Delta F} = \frac{-G_1}{1 + sT_1} \quad (20)$$

Sendo $G_1 = 1/k_3$ ou $1/R$, como é mais comumente utilizado, $T_1 = 1/k_2k_3$, a constante de tempo do regulador, ΔA a variação do ângulo de abertura das palhetas diretrizes e ΔF a variação de frequência.

Para uma unidade hidráulica, o modelo mais adequado de um regulador de velocidade é mostrado na Figura 6 (VIEIRA, 1984).

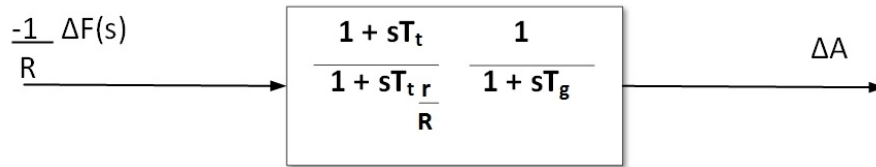


Figura 6: Diagrama de blocos de um regulador de velocidade.
Fonte: Adaptado de Vieira (1984).

Em que, R representa a regulação de velocidade em regime permanente, tendo como valores típicos entre 0,05 a 0,167, r é a regulação de velocidade transitória, sendo seus valores típicos entre 0,3 a 1,2, T_t é a constante de tempo associada com o estatismo transitório, com valores típicos entre 0,5 a 64 segundos e T_g é a constante de tempo do regulador de velocidade com velocidade de aproximadamente 0,60 segundos (VIEIRA, 1984).

Para a turbina hidráulica é verificado que a inércia da água causa uma constante de tempo elevada na resposta do torque da máquina em relação à posição das comportas. O diagrama de blocos que representa a função de transferência deste tipo de turbina é mostrado na Figura 7.

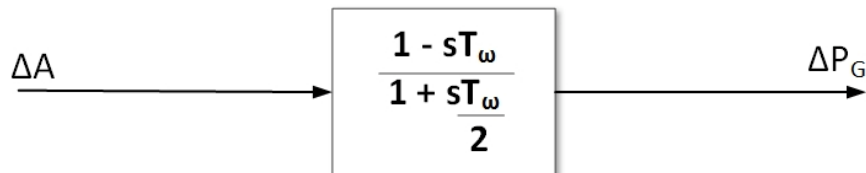


Figura 7: Diagrama de blocos de uma turbina hidráulica.
Fonte: Adaptado de Vieira (1984).

Sendo,

$$T_\omega = \frac{\mu L}{gH} \quad (21)$$

Em que, T_ω é o tempo de partida da água na tubulação [s], L é o comprimento da tubulação [m], μ é a velocidade da água [m/s], H a altura [m] e g é a aceleração da gravidade [m/s²].

Desta forma, a turbina hidráulica e o regulador de velocidade podem ser representados em diagrama de blocos pela Figura 8.

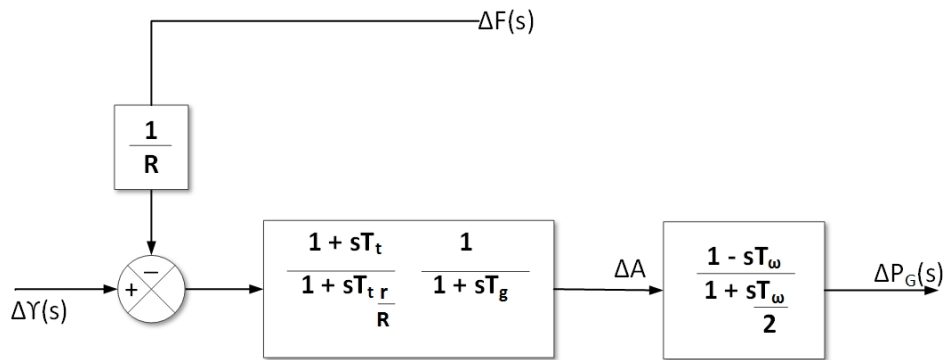


Figura 8: Diagrama de blocos do regulador de velocidade e da turbina hidráulica.

Fonte: Adaptado de Vieira (1984).

2.4 MODELO DA REDE DE TRANSMISSÃO

Para estudar um sistema elétrico industrial, é necessário saber como as variações em grandezas de um gerador do sistema irão influenciar as demais máquinas. Para isso, são utilizadas as equações dos geradores, relacionadas entre si por meio das equações de rede.

Segundo Stott (1979), a rede de transmissão pode ser descrita por uma equação matricial algébrica usando a matriz de admitâncias, a qual é usualmente complexa, simétrica e constante:

$$I(E, V) = Y.V \quad (22)$$

Em que, I é o vetor cujos elementos são as correntes injetadas em cada uma das barras, V é o vetor composto pelas tensões nestas barras, Y é a matriz admitância de barras do sistema e E Subconjunto de y que aparece em g .

A rede de transmissão é descrita em relação à referência da rede ou à referência síncrona. A equação do rotor, mostrada em (14), é descrita em relação aos eixos d e q . Assim, é necessário realizar uma mudança de coordenadas que equivale a um giro de ângulo δ . A relação entre as componentes d , q , R_e e I_m pode dada por:

$$q + jd = e^{-j\delta} (R_e + jI_m) \quad (23)$$

Dessa forma, as equações resultantes para I_d e I_q são dadas por:

$$I_d = \frac{1}{x'_d} [-E'_q + V_r \cos \delta + V_m \sin \delta] \quad (24)$$

$$I_q = \frac{1}{x'_q} [E'_d + V_r \sin \delta - V_m \cos \delta] \quad (25)$$

2.5 MODELO DE CARGAS

A importância de adotar um modelo que represente adequadamente o comportamento dos diversos tipos de cargas se dá pelo fato de que as características das cargas existentes possuem grande influência na estabilidade de um SEP (SILVA, 2014).

Diferentes modelos podem ser utilizados para representar a modelagem das cargas de um sistema. Em todas as representações dos modelos, parte-se de um valor de potência aparente e de um valor de tensão, que em função do modelo empregado, pode ou não sofrer alterações durante o processo de modelagem (DIAS; PILONI, 2010). Os tipos de modelagens são:

- Potência constante (denotada por P);
- Corrente constante (denotada por I);
- Impedância constante (denotada por Z);

Um caso especial formado a partir das três modelagens, sendo o modelo ZIP composto pela impedância constante, a corrente constante e a potência constante. As características de potência ativa e reativa para o modelo ZIP são dadas pelas equações (26) e (27) (NEVES, 2008).

$$P = P_0 \left(a_P + b_P \frac{V}{V_0} + c_P \left(\frac{V}{V_0} \right)^2 \right) \quad (26)$$

$$Q = Q_0 \left(a_Q + b_Q \frac{V}{V_0} + c_Q \left(\frac{V}{V_0} \right)^2 \right) \quad (27)$$

Em que, a_P e a_Q representa as parcelas de carga ativa e reativa modeladas como potência constante respectivamente, b_P são as parcelas da carga ativa e reativa modeladas como corrente constante, c_P e c_Q as parcelas das cargas ativas e reativas modeladas como impedância constante (NEVES, 2008).

3 ESTABILIDADE TRANSITÓRIA

3.1 CONCEITOS E DEFINIÇÕES

A estabilidade é caracterizada como a capacidade que um sistema tem de permanecer em equilíbrio ou atingir um novo ponto de equilíbrio aceitável após ser submetido a distúrbios. A maior preocupação do seu estudo é com relação à resposta dinâmica do sistema frente a alguma perturbação, ou seja, obter o conhecimento do comportamento deste sistema em tais condições é a maior motivação para os estudos de estabilidade (SILVA, 2014).

O estudo da estabilidade de sistemas de potência se divide em três grandes grupos: estabilidade de ângulo de rotor, estabilidade de frequência, e estabilidade de tensão (KUNDUR, *et al.*, 2004). Na Figura 9, é mostrado um quadro onde se verifica a classificação para os tipos de estabilidade.

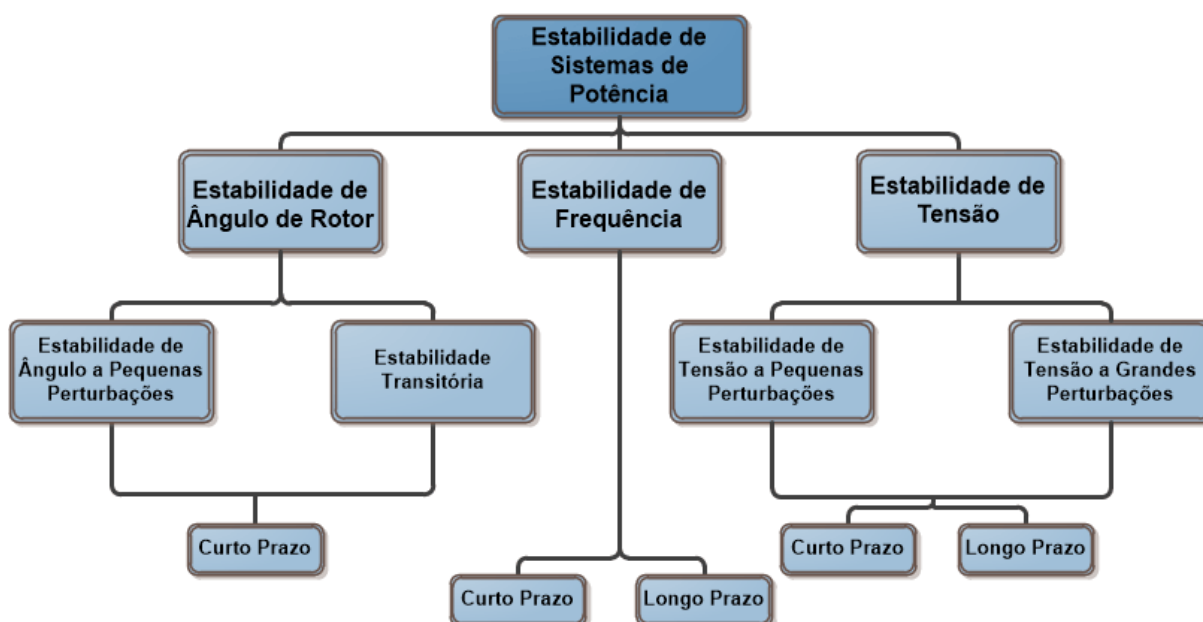


Figura 9: Classificação de estabilidade de sistemas de potência.

Fonte: Adaptado de Kundur, *et al.*, 2004.

Algumas definições básicas à respeito de cada tipo de estudo de estabilidade são mostradas a seguir:

- *Estabilidade de ângulo do rotor*: É a capacidade que os rotores dos geradores síncronos possuem de permanecer em sincronismo após a ocorrência de

perturbações no sistema (TOSTES, 2008). A perda de sincronismo pode ocorrer entre uma máquina e o sistema ou entre grupos de máquinas, que mantêm o sincronismo de forma isolada (SILVA, 2014). A estabilidade de ângulo do rotor irá depender de elementos como o equilíbrio entre o torque magnético e o torque mecânico nos geradores do sistema, os parâmetros do sistema e do ponto de operação.

- *Estabilidade de tensão*: É considerada como a capacidade do sistema de manter as tensões nos barramentos dentro de limites aceitáveis, após a ocorrência de distúrbios (BARBOSA, 2013). A estabilidade de tensão depende do equilíbrio entre a potência reativa gerada e a solicitada pelas cargas e capacidade de transmissão das linhas de transmissão.
- *Estabilidade de frequência*: É a capacidade do sistema de manter a frequência, quando houver incidentes severos, que resultem num desequilíbrio entre a geração e a carga, com o mínimo de desligamento de cargas (BARBOSA, 2013). A estabilidade de frequência dependerá do balanço entre a potência ativa de geração e a potência solicitada pelas cargas.

Em qualquer situação, a estabilidade do sistema dependerá da existência de torques restauradores suficientes após uma perturbação. Se um sistema é considerado dinamicamente estável e houver uma pequena perturbação, ele poderá, por si só, encontrar um novo ponto de operação, restabelecendo o balanço de potência, já quando a perturbação é mais significativa, o sistema pode-se tornar instável. A atuação no sistema para isolar o defeito deve ser realizada rapidamente para garantir a estabilidade. O tempo máximo em que o isolamento desse defeito deve ser feito, é chamado de tempo crítico de abertura, caso a eliminação ocorrer somente após esse tempo, o sistema se tornará instável (MATA, 2005).

3.2 MÉTODOS PARA ANÁLISE DA ESTABILIDADE TRANSITÓRIA

Para verificar a resposta de um sistema elétrico, quando esse é sujeito à perturbações, podem ser realizadas simulações utilizando métodos computacionais, para assim obter conclusões sobre a estabilidade transitória (MATEUS, 2010).

3.2.1 MÉTODOS DE INTEGRAÇÃO NUMÉRICA

O sistema elétrico pode ser descrito pelas equações (1) e (2). A partir desta abordagem, pode-se resolver os sistemas de equações no domínio do tempo. O método de integração numérica pode ser dividido em métodos implícitos, explícitos, de passo único e de passo múltiplo, onde também são classificados caso a solução obtida em um determinado instante de tempo, dependa ou não das grandezas nesse mesmo instante de tempo. Outra classificação realizada, divide os algoritmos em duas classes, alternado e simultâneo (MATEUS, 2010).

Em métodos explícitos, as equações são aplicadas diretamente a cada equação diferencial a ser resolvida. Enquanto que nos métodos implícitos, as equações diferenciais são algebrizadas resultando em equações que podem ser revolvidas simultaneamente (LUZ, 2015). Entre os métodos de integração explícitos mais conhecidos estão os métodos de Euler e Runge-Kutta, e entre os implícitos, métodos de Adams-Bashford e trapezoidal.

Os métodos de passo único não necessitam de informações sobre a solução anterior em cada passo de integração, enquanto que para os métodos de passo múltiplo, utilizam informações das variáveis ou de suas derivadas do passo anterior (LUZ, 2015).

O esquema alternado, consiste basicamente em transformar as equações diferenciais em equações algébricas, por meio de algum método de integração (usualmente implícito), e resolvê-las alternadamente com as equações originalmente algébricas. Enquanto que no esquema simultâneo, as equações diferenciais são discretizadas por um método de integração numérica implícito e envolvem as equações descrita em (2), formando dessa forma um único sistema de equações que é resolvido por um método do tipo Newton (DECKER, 1993). Na Figura 10, é mostrado um fluxograma que representa basicamente o algoritmo considerado como método alternado entrelaçado implícito.

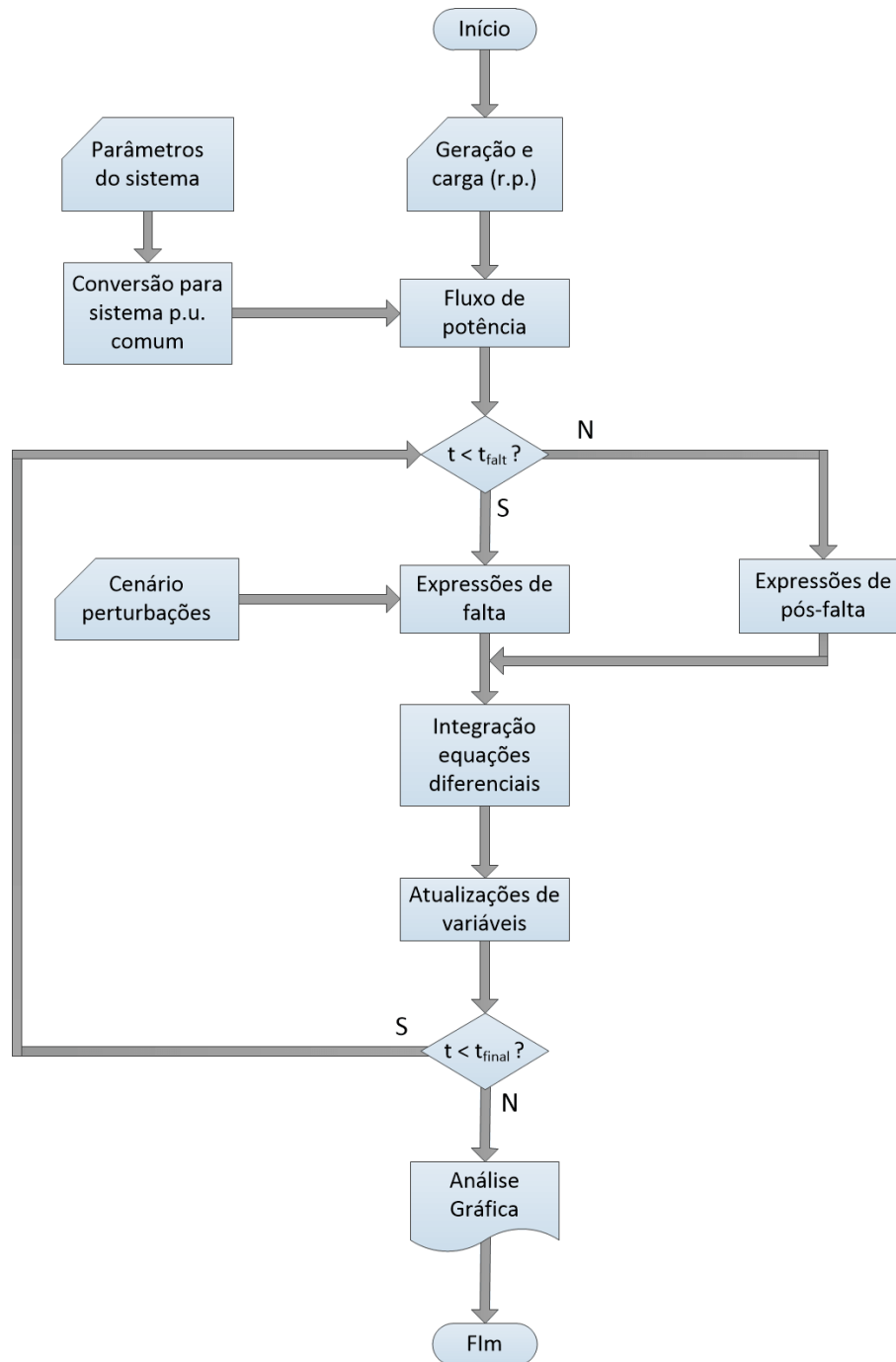


Figura 10: Fluxograma do algoritmo de simulação.

Fonte: Autoria própria.

A seguir, mostra-se como é realizado alguns dos métodos comentados anteriormente e que foram utilizados no desenvolvimento desta avaliação.

3.2.1.1 MÉTODO DE EULER

O método de Euler pode ser aplicado para aproximar a solução de equações diferenciais. Considerando equação (28).

$$\frac{dx}{dt} = f(x, t) \quad (28)$$

E tendo como condição inicial $t = t_0$ e $x = x_0$. A Figura 11 mostra que é possível aproximar a curva com a verdadeira solução por uma reta tangente com inclinação.

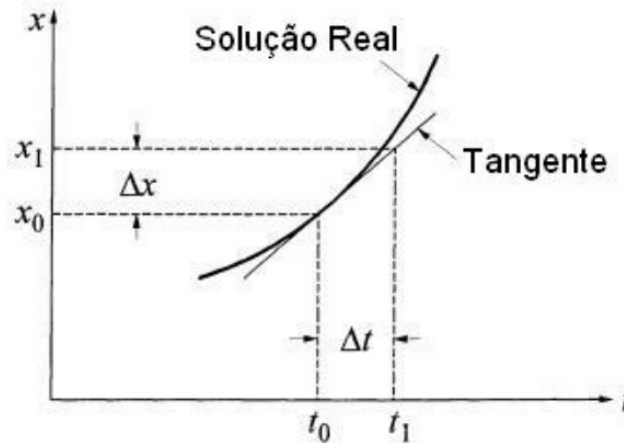


Figura 11: Resolução gráfica pelo método de integração de euler.

Fonte: Retirado de Kundur (1994).

No instante $x = x_0, t = t_0$, supõe-se que a reta tangente à curva $x' = f(x, t)$ aproxima-se da curva solução sobre o intervalo $|x_0, x_1|$ (DIAS; PILONI, 2010).

$$\left. \frac{dx}{dt} \right|_{x=x_0} = f(x_0, t_0) \quad (29)$$

Assim,

$$\Delta x = \left. \frac{dx}{dt} \right|_{x=x_0} \times \Delta t \quad (30)$$

Desta forma, para o valor de x em $t = t_1 = t_0 + \Delta t$ pode ser dado conforme a equação (31).

$$x_1 = x_0 + \Delta t f(x_0, t_0) \quad (31)$$

Esta relação pode ser generalizada para qualquer ponto i , resultando assim na forma de recorrência para solução de equações diferenciais pelo método de Euler, mostrado na equação (32).

$$x_i = x_{i-1} + \Delta t f(x_{i-1}, t_{i-1}) \quad (32)$$

3.2.1.2 MÉTODO DE EULER MODIFICADO

O método de Euler modificado tem como objetivo melhorar o desempenho do método convencional através da melhoria da estimativa da derivada. Diferentemente do método de Euler, o método modificado é melhorado utilizando para o valor da derivada o valor médio do seu valor no início e no fim do intervalo. Desta forma, é calculado um novo valor de x e de t como mostrado a seguir,

$$x_1^{(0)} = x_0 + \left(\frac{dx}{dt} \right)_{x=0}^{x_1=x_0+h} h \quad (33)$$

Ao utilizar estes valores de t_1 e $x_1^{(0)}$ na equação (28), calcula-se um valor aproximado para $\left(\frac{dx}{dt} \right)_{x=0}$ no fim do intervalo (BARBOSA, 2013).

$$\left(\frac{dx}{dt} \right)_1^{(0)} = f(t_1, x_1^{(0)}) \quad (34)$$

Assim, pode-se calcular $x^{(0)}$ possuindo uma melhor aproximação, usando o valor médio de $\left(\frac{dx}{dt} \right)_{x=0}$ e $\left(\frac{dx}{dt} \right)_1^{(0)}$, desta forma, tem-se que:

$$x_1^{(1)} = x_0 + \left\{ \left[\left(\frac{dx}{dt} \right)_{x=0} + \left(\frac{dx}{dt} \right)_1^{(0)} \right] \frac{1}{2} \right\} h \quad (35)$$

De acordo com Kundur (1994), o método de integração de Euler modificado pode consistir em duas fases como descrito abaixo:

1. **Preditora:** Em que, utilizando o valor da derivada no início do intervalo, calcula-se uma primeira aproximação para o valor de x_1 .

$$x_1^{(0)} = x_0 + \left(\frac{dx}{dt} \right)_{x=0} h \quad (36)$$

2. **Corretora:** Ao utilizar o valor aproximado calculado para x_1 , calcula-se o valor médio das derivadas no início e no fim do intervalo, sendo assim calculado o valor correto de $x_1^{(1)}$.

$$x_1^{(1)} = x_0 + \left\{ \left[\left(\frac{dx}{dt} \right)_{x=0} + \left(\frac{dx}{dt} \right)_1^{(0)} \right] \frac{1}{2} \right\} h \quad (37)$$

O método de integração de Euler modificado é considerado como o método preditor-corretor mais simples.

3.2.2 CRITÉRIO DAS ÁREAS IGUAIS

Este critério é fundamentado no conceito de energia do sistema. A energia de um sistema físico é uma função que depende apenas de sua posição e velocidade (BRETAS; ALBERTO, 2000).

Na análise de estabilidade transitória, os sistemas podem ser simplificados por um modelo máquina-barras infinita (SILVA, 2010). A análise pode ser feita com base na integração numérica das equações matemáticas apresentadas no capítulo anterior.

Partindo das equações de oscilação para uma máquina conectada a um barramento e da velocidade angular do rotor, tem-se que, diferenciando a equação (10), esta pode ser substituída em (9). Conforme Stevenson (1986), quando a velocidade do rotor é síncrona, iguala-se a ω_r e assim, ω_m é igual a zero. Dessa forma, multiplicando ambos os lados da equação por $\omega_m = d\delta/dt$, tem-se que:

$$\frac{H}{\omega_r} 2\omega_m \frac{d\omega_m}{dt} = (P_m - P_e) \frac{d\delta}{dt} \quad (38)$$

Considerando que:

$$2\omega_m \frac{d\omega_m}{dt} = \frac{d\omega_m^2}{dt} \quad (39)$$

E substituindo em (38):

$$\frac{H}{\omega_r} \frac{d\omega_m^2}{dt} = (P_m - P_e) \frac{d\delta}{dt} \quad (40)$$

Multiplicando ambos os lados por dt e integrando, obtém-se:

$$\frac{H}{\omega_r} (\omega_{m2}^2 - \omega_{m1}^2) = \int_{\delta_1}^{\delta_2} (P_m - P_e) d\delta \quad (41)$$

Sendo ω_{m1} e ω_{m2} correspondentes aos ângulos δ_1 e δ_2 , respectivamente e ω_m representa a partida da velocidade do rotor desde a velocidade síncrona, portanto, verifica-se que a velocidade do rotor é síncrona em δ_1 e δ_2 , então $\omega_{m1} = \omega_{m2} = 0$ (STEVENSON, 1986). Assim, a equação (41) torna-se igual a:

$$\int_{\delta_1}^{\delta_2} (P_m - P_e) d\delta = 0 \quad (42)$$

A equação (42) pode ser aplicada para quaisquer dois pontos em um diagrama ângulo-potência, desde que a velocidade nos pontos seja síncrona. Ao observar a Figura 12, esses dois pontos serão a e c que correspondem a δ_0 e δ_x . Assim, a expressão (42) pode ser desmembrada em duas partes, onde a parcela da esquerda da integral é aplicada ao período de falta, enquanto a parcela da direita da integral se refere ao período imediato correspondente à pós-falta (STEVENSON, 1986).

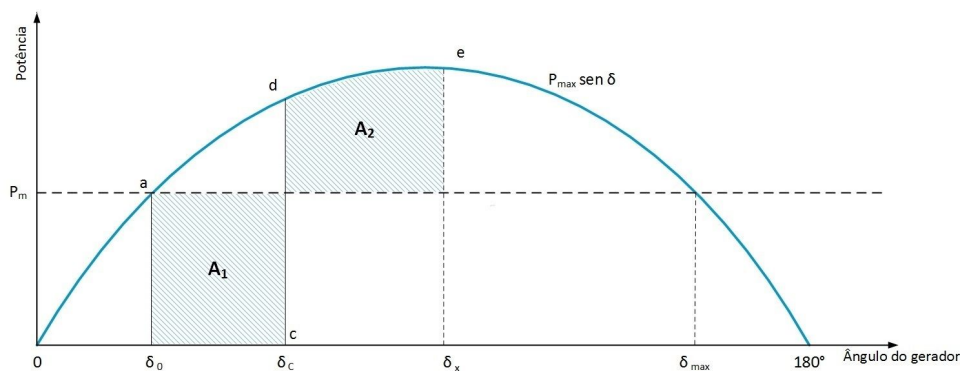


Figura 12: Curva ângulo-potência de um gerador, onde as áreas A_1 e A_2 são iguais.

Fonte: Adaptado de Stevenson, 1986.

$$\int_{\delta_0}^{\delta_c} (P_m - P_e) d\delta + \int_{\delta_c}^{\delta_x} (P_m - P_e) d\delta = 0 \quad (43)$$

Sendo:

$$\int_{\delta_0}^{\delta_c} (P_m - P_e) d\delta = \int_{\delta_c}^{\delta_x} (P_e - P_m) d\delta \quad (44)$$

Em que a região de operação definida entre δ_0 e δ_c , mostrada na Figura pela área A_1 é chamada de energia acelerante, e a região entre δ_c e δ_x , representada pela área A_2 , chamada de energia desacelerante. Assim, as duas áreas A_1 e A_2 serão iguais.

Adotando a condição de energia acelerante (A_1) ser equivalente a energia desacelerante (A_2), afirma-se que há um ângulo crítico (δ_{cr}) para a eliminação da falta, e um ângulo máximo (δ_{max}), que representa o limiar das condições para a máquina retornar a um modo estável. O tempo crítico, que corresponde ao tempo necessário para eliminar a falta, é denominado de tempo crítico de abertura (t_{cr}) (SILVA, 2014)(STEVENSON, 1986).

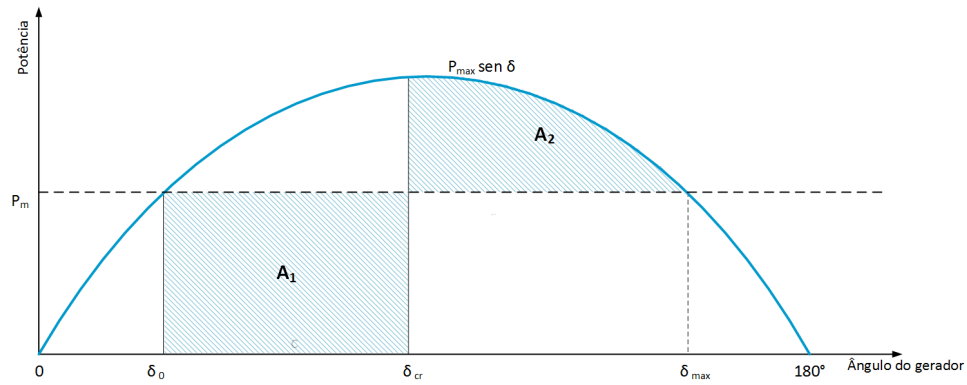


Figura 13: Curva ângulo-potência mostrando o ângulo crítico de abertura.
Fonte: Adaptado de Stevenson, 1986.

Observa-se na Figura 13 que a área A_1 pode ser calculada por:

$$A_1 = \int_{\delta_0}^{\delta_{cr}} P_m d\delta = P_m (\delta_{cr} - \delta_0) \quad (45)$$

Enquanto a área A_2 é determinada por:

$$A_2 = \int_{\delta_{cr}}^{\delta_{max}} (P_{max} \sin \delta - P_m) d\delta = P_{max} (\cos \delta_{max} - \delta_{cr}) \quad (46)$$

Seguindo a dedução utilizada em Stevenson (1986), ao equacionar as equações (45) e (46) e transpondo os termos, tem-se que:

$$\cos \delta_{cr} = \left(\frac{P_m}{P_{max}} \right) (\delta_{max} - \delta_0) + \cos \delta_{max} \quad (47)$$

Da curva senoidal ângulo-potência, tem-se que $\delta_{max} = \pi - \delta_0$ radianos elétricos e $P_m = P_{max} \sin \delta_0$. Substituindo na equação (47) e simplificando o resultado, ao isolar δ_{cr} , resulta em:

$$\delta_{cr} = \arccos [(\pi - 2\delta_0) \sin \delta_0 - \cos \delta_0] \quad (48)$$

Ao substituir a equação (48) no lado esquerdo da expressão para a separação angular entre o gerador e o barramento infinito, mostrada em (49), obtem-se o valor para o ângulo crítico de abertura, definida em (50).

$$\delta(t)|_{t=t_c} = \frac{\omega_r P_m}{4H} t_c^2 + \delta_0 \quad (49)$$

$$\delta_{cr} = \frac{\omega_r P_m}{4H} t_{cr}^2 + \delta_0 \quad (50)$$

Do qual pode ser obtido o tempo crítico de abertura:

$$t_{cr} = \sqrt{\frac{4H(\delta_{cr} - \delta_0)}{\omega_r P_m}} \quad (51)$$

4 CENTRAIS GERADORAS HIDRELÉTRICAS

De acordo com os Procedimentos de Licenciamento Ambiental para Implantação de Empreendimentos Hidrelétricos no Paraná, do Instituto Ambiental do Paraná (IAP), uma Central Geradora Hidrelétrica é definida como um potencial hidráulico igual ou inferior a 1,0 MW, normalmente com barragem somente de desvio, em rio com acidente natural que impede a subida de peixes.

Os empreendimentos de unidades geradoras hidrelétricas no Brasil, em operação, em construção e com construção ainda não iniciada, podem ser visualizados nas Tabelas 2, 3 e 4, respectivamente, com valores atualizados pela ANEEL em junho de 2016.

Tabela 2: Empreendimentos em Operação no Brasil.

Tipo	Quantidade	Potência Outorgada (kW)	Potência Fiscalizada (kW)	%
CGH	555	426.828	428.731	0,30
PCH	447	4.799.273	4.777.200	3,32
UHE	218	101.062.437	88.092.174	61,2

Fonte: Adaptado de BIG - Banco de Informações de Geração, ANEEL (2016).

Sendo que, potência outorgada é igual a considerada no ato de outorga e potência fiscalizada é considerada a partir da operação comercial da primeira unidade geradora. Os valores e porcentagem são referentes a potência fiscalizada.

Tabela 3: Empreendimentos em Construção no Brasil.

Tipo	Quantidade	Potência Outorgada (kW)	%
CGH	1	848	0,01
PCH	35	476.448	5,21
UHE	7	1.967.100	21,51

Fonte: Adaptado de BIG - Banco de Informações de Geração, ANEEL (2016).

Tabela 4: Empreendimentos com Construção não Iniciada no Brasil.

Tipo	Quantidade	Potência Outorgada (kW)	%
CGH	39	26.601	0,15
PCH	123	1.764.856	9,62
UHE	6	629.000	3,43

Fonte: Adaptado de BIG - Banco de Informações de Geração, ANEEL (2016).

No total, considerando todos os tipos de empreendimentos em operação, ou seja, englobando geração hidrelétrica, eólica, solar fotovoltaica, termelétrica e term nuclear, o Paraná possui um total de 194 empreendimentos em operação, gerando cerca de 16.248.350 kW de potência, segundo dados da ANEEL, atualizados em junho de 2016, possuindo uma previsão para os próximos anos uma adição de 1.146.783 kW na capacidade de geração, provenientes de 5 empreendimentos em construção e 26 em construção não iniciada. No Paraná, os empreendimentos em CGH são mostrados na Tabela 5.

Tabela 5: Empreendimentos de CGH no Paraná.

Situação	Quantidade	Potência (kW)
Em operação	49	45.668
Em construção	0	0
Construção não iniciada	4	3.563

Fonte: Adaptado de BIG - Banco de Informações de Geração, ANEEL (2016).

Apesar de os números em relação às CGHs ainda serem pequenos, verifica-se uma expressiva demanda na quantidade de centrais instaladas nos últimos anos. Entre alguns dos motivos para esse crescimento, pode-se destacar fatores como o atual incentivo governamental, o baixo investimento financeiro para a implantação e um pequeno impacto ambiental (MANCEBO, 2013).

Esse aumento na quantidade e na potência instalada de CGHs no Brasil, pode ser verificado na Figura 14.

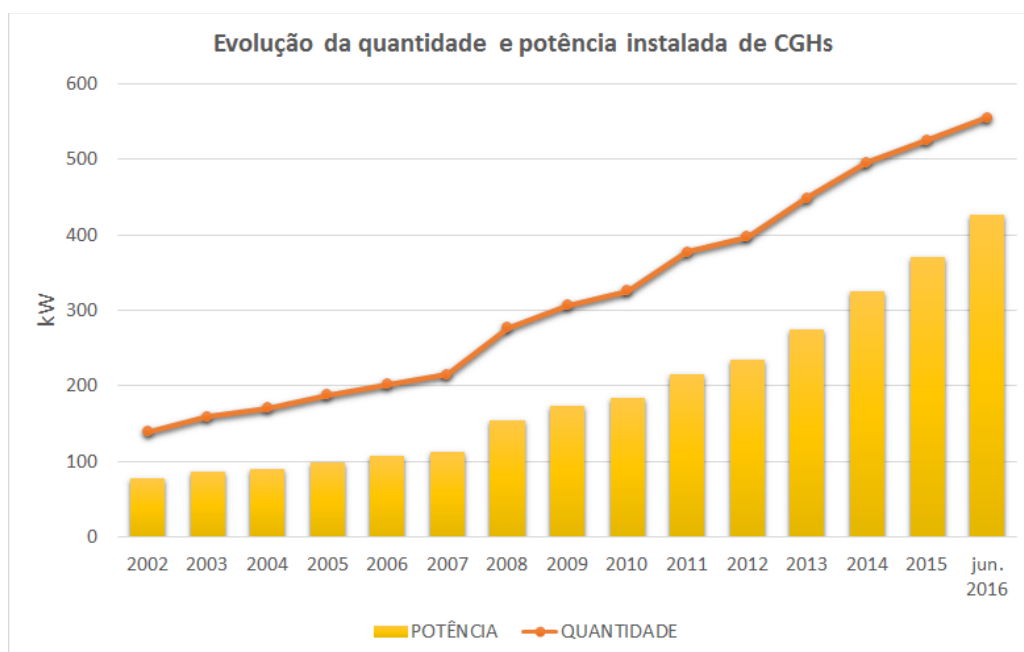


Figura 14: Evolução da quantidade e potência instalada em CGHs.
Fonte: Adaptado de ANEEL.

4.1 REGULAMENTAÇÃO NO BRASIL

Do Decreto n° 2.003, de 10 de setembro de 1996, que regulamenta a produção de energia elétrica por Produtor Independente e por Autoprodutor, entre outras providências, Art. 5°, o aproveitamento de potencial hidráulico igual ou inferior a 1,0 MW, independem de concessão ou autorização, devendo apenas ser comunicados ao órgão regulador e fiscalizador do poder concedente, para fins de registro.

Ainda, de acordo com o Art. 176, parágrafo 4, da Constituição Federal de 1988, o aproveitamento do potencial de energia renovável de capacidade reduzida não dependerá de autorização ou concessão.

Segundo a Lei n° 9.433, de 8 de janeiro de 1997, que institui a Política Nacional de Recursos Hídricos, cria o Sistema Nacional de Gerenciamento de Recursos Hídricos, regulamenta o inciso XIX do art. 21 da Constituição Federal e altera o art. 1° da Lei n° 8.001, o Art. 12, Parágrafo 2°, define que a outorga e a utilização de recursos hídricos para fins de geração de energia elétrica estará subordinada ao Plano Nacional de Recursos Hídricos, obedecida a disciplina da legislação setorial específica.

A Lei n° 10.762, de 11 de novembro de 2003, Art. 8°, que substitui o art. 26 da Lei n° 9.427, de 26 de dezembro de 1996, os empreendimentos hidroelétricos com potência igual ou inferior a 1,0 MW, e também os empreendimentos com base em fontes solar, eólica, biomassa e co-geração qualificada, cuja potência instalada seja menor ou igual a 30,0 MW, a ANEEL estipula um percentual de redução não inferior a 50% a ser aplicado às tarifas de uso dos sistemas elétricos de transmissão e de distribuição, incidindo na produção e no consumo da energia comercializada pelos aproveitamentos. E poderão comercializar energia elétrica com consumidor, ou conjunto de consumidores reunidos por comunhão de interesses de fato ou de direito, cuja a carga seja maior ou igual a 500 kW, independente dos prazos de carência, podendo o fornecimento ser complementado por empreendimentos de geração associados às fontes referidas nesta lei, visando a garantia de suas disponibilidades energéticas, mas limitado a 49% da energia média que produzirem.

4.2 ACESSO DE MICRO E MINIGERAÇÃO DISTRIBUÍDA AO SISTEMA ELÉTRICO

Conforme a Resolução Normativa n° 482, de 17 de abril de 2012, se adequam como microgeração distribuída, central geradora de energia elétrica que possua

potência menor ou igual a 75 kW e que utilize cogeração qualificada e minigeração distribuída como central geradora com potência instalada maior que 75 kW e menor ou igual a 3,0 MW para fontes hídricas ou menor ou igual a 5,0 MW para cogeração qualificada.

Os procedimentos e exigências necessárias para ser possível o acesso da microgeração distribuída ao sistema elétrico podem sofrer alterações de acordo com a concessionária local, desta maneira, esta seção traz resumidamente comentários sobre este acesso conforme a COPEL estabelece.

A norma NTC 905200 da COPEL, que possui critérios técnicos de projeto, proteção, medição, controle, segurança e operação de unidades geradoras, os procedimentos definidos no PRODIST e a regulamentação vigente é aplicada ao acesso de microgeração e minigeração distribuída que acessem o sistema elétrico através de unidades consumidoras e que façam adesão ao Sistema de Compensação de Energia Elétrica, com potência instalada de geração até 1,0 MW.

As Centrais geradoras que são enquadradas como micro ou minigeração iniciam os procedimentos de acesso na etapa de solicitação de acesso, sem a necessidade de cumprir as etapas de consulta de acesso e informação de acesso. As próximas etapas serão o parecer de acesso, a realização de obras, a vistoria e liberação para operação e a liberação de inversores.

Em nenhuma hipótese a geração pode operar ilhada alimentando cargas na região, entretanto, o gerador pode operar de forma isolada, se alimentar apenas as cargas de sua unidade consumidora (COPEL, 2014).

Entre os requisitos expostos pela NTC 905200 da Copel, destacam-se:

1. O sistema de proteção das instalações deverá atuar, retirando de operação a geração própria, quando houver: abertura manual do circuito alimentador na subestação da Copel; Abertura do circuito alimentador na subestação da Copel por defeitos monofásicos, bifásicos e trifásicos, envolvendo ou não a terra; Falta de fase(s) nas instalações do acessante ou na rede elétrica da Copel; e religamentos automáticos provenientes de equipamentos com dispositivos de recomposição automática do sistema elétrico da Copel.
2. As instalações do acessante de geração deverão dispor de equipamentos adequados para a supervisão das condições de sincronismo de forma a possibilitar o paralelismo entre a central geradora e a Copel.

3. A proteção anti-ilhamento deve desconectar o gerador da rede, sem qualquer retardo intencional, em caso de falta de tensão oriunda da rede de distribuição; O gerador não poderá injetar energia na rede se esta não estiver com sua tensão adequada em todas as fases. O circuito de sincronismo do gerador só deve permitir nova sincronização num tempo maior ou igual a 2 minutos do retorno de energia.
4. Em caso de curto-circuito, a região afetada deverá ser a menor possível;
5. Os equipamentos do sistema de proteção precisam ser adequados para operar em paralelismo permanente;

4.3 SINCRONIZAÇÃO DA CGH

A manobra de agrupamento ou da retirada de um gerador em paralelo deve ser realizada de tal forma que ele não cause perturbação no regime de funcionamento das linhas que estão sendo utilizadas. Desta forma esse agrupamento deve ser realizado sem que a tensão e a frequência das linhas sofra alguma modificação, nem mesmo por pequenos períodos de tempo (MARTIGNONI, 1973).

Para realizar a interligação de um gerador com a rede elétrica, é necessário que o mesmo encontre-se em sincronismo com a rede elétrica. Para tal, alguns requisitos devem ser atendidos. Estes requisitos são descritos a seguir (BERNARDES, 2013):

- Os valores de magnitude da tensão nos terminais do gerador deve ser muito próxima ou considerada idêntica à tensão do sistema, isto se deve ao fato de que, caso haja diferença entre esses valores, há o surgimento de corrente que circulará entre a conexão do barramento;
- A frequência do gerador e a frequência do sistema devem ser muito próximas. Isto, para evitar o surgimento de tensões distorcidas no barramento e consequentemente picos de tensão;
- Os ângulos de fase do gerador e do sistema também devem ser os mais próximos possíveis, para assim, eliminar as correntes que circulam devido à diferença fasorial resultante entre as tensões.

Conforme a Figura 15, com o intuito de agrupar o gerador A, com as barras

que estão sendo alimentadas por outros geradores, deve-se acionar o gerador A, até que este atinja a sua velocidade nominal (MARTIGNONI, 1973).

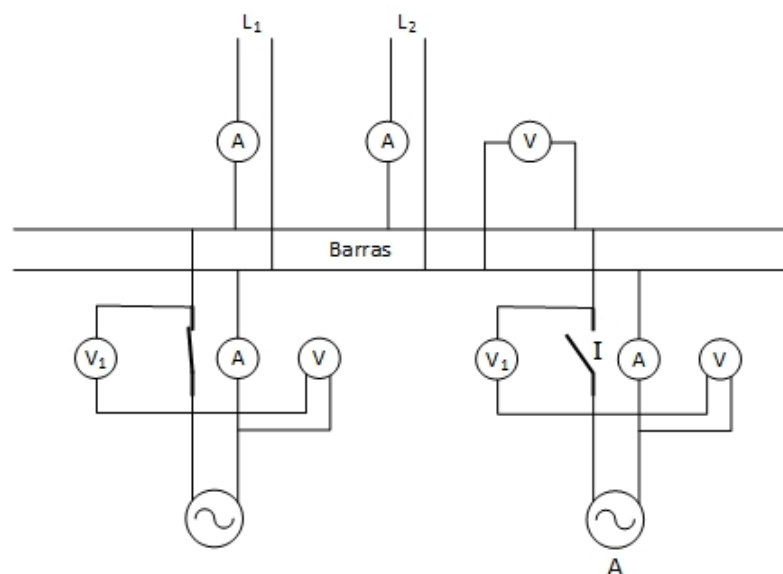


Figura 15: Exemplo de sistema para sincronismo de geradores.

Fonte: Adaptado de Martignoni (1973)

Em seguida, é necessário que o voltímetro da máquina indique o mesmo valor eficaz da tensão da linha. Sem que os valores instantâneos das duas tensões não forem iguais, não haverá coincidência entre as senóides das tensões, desta forma, enquanto estes valores não forem iguais, o interruptor I não poderá ser fechado. Ou seja, há uma diferença de potencial instantânea entre o gerador e a linha, acusada pelo voltímetro V_1 , onde, caso este interruptor seja fechado com estas condições, em decorrência desta diferença de potencial, circulará uma corrente significativa, que perturbará o funcionamento das barras, podendo prejudicar mecânica e termicamente o gerador. Assim, o interruptor I será fechado, quando os valores instantâneos da tensão das barras e do alternador serem constantemente zeros, ou seja, o voltímetro indicando zero. Outras implicações são dadas também pelo fato de nem sempre conseguir alcançar a condição de igualdade entre as tensões como dito anteriormente, por um tempo muito longo, desta forma, o interruptor deve ser fechado quando o voltímetro indicar zero por um período razoavelmente longo (MARTIGNONI, 1973).

Quando o interruptor I é fechado, o paralelismo entre os geradores é realizado, isto acontece mesmo se o gerador A não possua uma velocidade rigorosamente igual, pois, após o este fechamento, ele passará a trabalhar de forma síncrona com as barras. Assim, qualquer aceleração ou retardamento que o gerador sofra, será anu-

lada por conjugados sincronizantes, provocados pela troca de corrente entre a barra e o mesmo (MARTIGNONI, 1973).

4.4 TURBINAS HIDRÁULICAS

Turbinas hidráulicas são consideradas como máquinas que convertem energia hidráulica em energia elétrica. Os tipos de turbinas que são usualmente utilizadas em micro, mini e pequenas centrais hidrelétricas são (MELLO, 2005): turbina Turgo, turbina Pelton, turbina Pelton, turbina Kaplan, turbina de fluxo cruzado, turbina Francis, turbina axial, turbina sifão, turbina S e turbina bulbo.

Entre os modelos de turbinas, as mais conhecidas são as turbinas Francis, Kaplan e Pelton. Cada modelo de turbina é determinado de acordo com vários fatores, sendo eles a queda, a vazão e a velocidade de rotação. Na Figura 16, mostra-se um gráfico que possui as áreas de aplicação das turbinas Pelton, Francis, Kaplan e Bulbo de acordo com o fornecedor de turbinas hidráulicas Hacker, onde leva-se em consideração a altura da queda e a vazão.

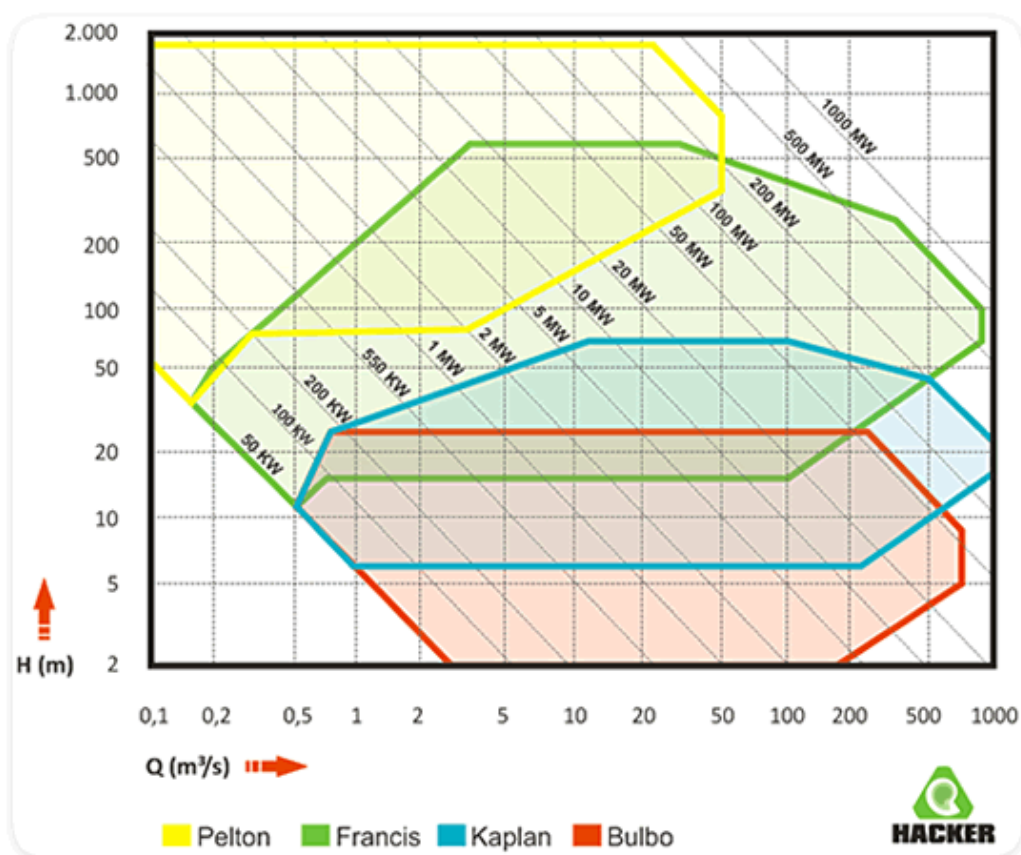


Figura 16: Aplicação das turbinas hidráulicas.
Fonte: Retirado de Hacker (2016).

As diferenças apresentadas pelas turbinas Francis, Kaplan e Pelton são

discutidas a seguir:

- **TURBINAS FRANCIS:**

Desenvolvida em 1874, nos EUA, quando James Bicheno Francis (1815-1892) ficou responsável por estudar uma turbina para o aproveitamento energético do desnível de um rio, focando o interesse na máquina centrípeta de Samuel Dowd (1804-1879), como as suas modificações foram muito importantes, a turbina acabou ganhando o seu nome (SOARES, 2013). As turbinas Francis são consideradas como turbinas de reação de fluxo radial, onde a água sob pressão entra em um condutor em espiral que circunda as pás móveis e flui através de pás fixas na direção radial para o interior da turbina, assim, a água passa pelo rotor no sentido descendente, exercendo pressão contra as pás móveis, acionando o rotor da turbina (COSTA, 2003) O gerador, neste tipo de turbina, é normalmente acionado pelo próprio eixo da turbina. Na Figura 17 é mostrado uma Turbina do tipo Francis. Na Tabela 6 é mostrado algumas instalações que possuem turbinas Francis.

Tabela 6: Instalações com turbinas Francis no Brasil.

Instalações	H (m)	Q (m^3/s)	N (CV)	n (rpm)
Itaipu - Rio Parana	118,4	660,0	971000	92,3
Furnas - Rio Grande	88,9	190,0	210000	150
Tucuruí - Rio Tocantins	60,8	576,0	430000	84

Fonte: Adaptado de SOARES, input (2015).



Figura 17: Exemplo de uma turbina do tipo Francis.

Fonte: Retirado de Hacker (2016).

- **TURBINAS KAPLAN:**

As turbinas Kaplan foram criadas pelo engenheiro Victor Kaplan (1876-1934), onde por meio de estudos teóricos e experimentais criou um novo tipo de turbina a partir das turbinas de Hélice com a possibilidade de obter pás reguláveis (SOARES, 2013). As turbinas do tipo Kaplan, são consideradas como turbinas de reação, onde possuem o fluxo de água na direção radial no distribuidor e axial na entrada do rotor, onde as pás tem passo regulável em funcionamento. As turbinas de rotor Kaplan podem ser compostas de carcaças do tipo tubular ou em caixa espiral. Na Figura 18, mostra-se um exemplo da turbina Kaplan do fornecedor Hacker. Na Tabela 7 mostra-se algumas instalações que utilizam turbinas Kaplan.

Tabela 7: Instalações com turbinas Kaplan no Brasil.

Instalações	H (m)	Q (m^3/s)	N (CV)	n (rpm)
Sobradinho - Rio São Francisco	27,2	715,0	242000	75
Jupia - Rio Paraná	23,0	462,0	140000	78
Cachoeira Dourada - Rio Parnaíba	33,5	307,0	115490	82
Volta Grande - Rio Grande	26,2	430,0	140038	85,7

Fonte: Adaptado de SOARES, input (2015).



Figura 18: Exemplo de uma turbina do tipo Kaplan.
Fonte: Retirado de Hacker (2016).

- **TURBINAS PELTON:**

A turbina Pelton foi criada pelo americano Allan Lester Pelton, onde em 1878 iniciou experimentos envolvendo rodas d'água que o conduzira, a invenção de um novo conceito de rodas d'água baseadas no chamado "splitter" (SOARES,

2013). A turbina Pelton é considerada como uma turbina de ação, onde a sua principal característica é a velocidade do jato na saída do bocal. Neste tipo de turbina, o torque é gerado pela ação de um jato livre sobre a dupla concha do rotor. Geralmente, ela é mais recomendada para alturas superiores a 150 metros podendo chegar até 2000 metros, onde que, para menores alturas, torna-se mais conveniente o uso da turbina Francis (MELLO). Na Figura 19 verifica-se um exemplo de turbina Pelton, do fabricante Hacker. Na Tabela 8 mostra-se algumas instalações no Brasil que utilizam turbinas Kaplan.



Figura 19: Exemplo de uma turbina do Pelton.
Fonte: Retirado de Hacker.

Tabela 8: Instalações com turbinas Pelton no Brasil.

Instalações	H (m)	Q (m^3/s)	N (CV)	n (rpm)
Parigot de Souza - Rio Capivari	714,3	10,0	87200	514
Macabu - Rio Macabu	317,0	1,3	4480	722
Canastra - Rio Santa Cruz	314,6	10,8	33100	450

Fonte: Adaptado de SOARES, input (2015).

Neste trabalho, a turbina utilizada na Central Geradora Hidrelétrica é a turbina do tipo Francis, instalada horizontalmente.

5 ESTUDO DE CASOS

5.1 DADOS INICIAIS

Os métodos apresentados nos capítulos anteriores foram aplicados em uma Central Geradora Hidrelétrica. A fim de realizar estas análises, utilizou-se como motivo de estudo, a CGH Urio, situada no município de Marmeleiro, Paraná.

A CGH Urio possui uma turbina do tipo Francis espiral horizontal, do fabricante Hidráulica Industrial S. A. (HISA), localizada em Joaçaba, SC, com um diâmetro de aproximadamente 2,5 metros.

A turbina hidráulica possui um regulador automático de velocidade Lindner, com um volante no eixo com diâmetro de aproximadamente 1,5 metros e 20,0 centímetros de espessura, possuindo um tempo de abertura e fechamento entre 3 a 5 segundos, força de trabalho de 400 kgm, funcionando a óleo, com uma constante de inércia de 3 MJ/MVA.

Na CGH Urio, o gerador utilizado é do fabricante Ansaldo-San Giorgio, situado em Gênova, Itália, também fornecido pela HISA. Na Figura 20, é mostrado uma foto da turbina, do gerador e do regulador de velocidade da CGH Urio. O gerador utilizado é de polos salientes, sem enrolamentos amortecedores e de 300 kVA. Os dados do gerador são mostrados na Tabela 9.

Tabela 9: Dados do gerador síncrono

Parâmetros	Símbolo	Valores
Potência nominal	(S)	300 kVA
Tensão nominal	(V)	380 V
Reatância de eixo direto	(X_d)	1,25 p.u.
Reatância de eixo em quadratura	(X_q)	0,70 p.u.
Reatância transitória de eixo direto	(X'_d)	0,30 p.u.
Reatância de sequência negativa	(X_2)	0,48 p.u.
Reatância de sequência zero	(X_0)	0,19 p.u.
Constante de tempo transitória de eixo direto	(T'_d)	1,6 s

Fonte: Autoria própria.

Na saída da CGH há um transformador elevador (T_1), do fornecedor Eletro Fidalgo LTDA, que através de uma rede de distribuição conecta a CGH com a indústria de baterias da empresa Urio, na chegada da indústria há um transformador rebaixador



Figura 20: Gerador, turbina e regulador de velocidade da CGH Urio.
Fonte: Autoria própria

(T_2) que alimenta a indústria que possui um fator de potência já corrigido para 1,0, enquanto que a indústria também é alimentada pela Copel em que na entrada da indústria, a concessionária possui um transformador rebaixador (T_3). Na Figura 21 mostra-se como é dada a conexão da indústria com a CGH e com a concessionária. Os dados utilizados desta conexão são mostrados na Tabela 10.

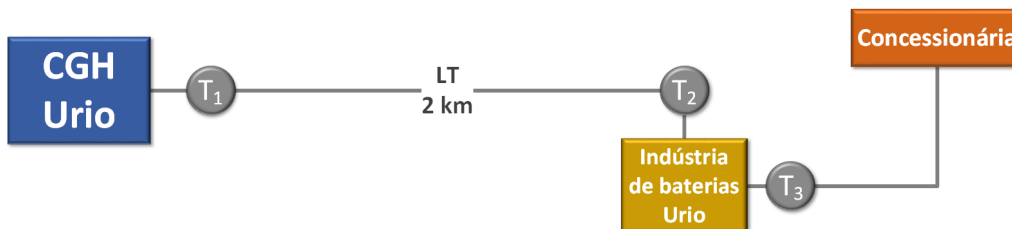


Figura 21: Esquema de conexão da indústria com a CGH e com a concessionária.
Fonte: Autoria própria

Tabela 10: Dados do sistema CGH-Indústria-Concessionária.

Transformador	Tensão	Potência	Impedância
Transformador 1	380 V/13,8 kV	300 kVA	6,0%
Transformador 2	13,8 kV/380 V	300 kVA	6,0%
Transformador 3	13,8 kV/380 V	150 kVA	4,0%
Linha	Distância	Bitola do cabo	Impedância
Linha de distribuição	2,0 km	50 mm ²	0,3367+j0,426 Ω/km
Indústria	Tensão	Potência	Fator de potência
Cargas	380 V	250 kVA	1,0

Fonte: Autoria própria.

A CGH é utilizada atualmente para a suprir a alimentação das cargas da

indústria de baterias e componentes Urio, sem possuir conexão com a rede elétrica local, sendo esta condição utilizada como objeto de estudo para as primeiras simulações realizadas. Assim, em determinados horários do dia, a indústria necessita da alimentação da concessionária local, enquanto que em outros, a energia gerada pela CGH é desperdiçada, pois não há cargas suficientes para alimentar. Tendo em vista este fato, sugeriu-se outros métodos para a utilização da CGH, como é mostrado nas simulações realizadas, a conexão da CGH com a rede elétrica da concessionária e depois, a conexão da CGH com a rede e com o auxílio de um grupo gerador diesel instalado na indústria. Assim, as simulações computacionais são realizadas para verificar o comportamento da CGH operando em paralelo com a rede, com relação a degrau de carga e também com relação à perda de sincronismo devido à desconexão da CGH para a eliminação da falta.

Para realizar as simulações para as decorrentes avaliações de estabilidade transitória do sistema, escolheu-se uma maneira mais diversificada para tal, de modo que as simulações foram separadas em cinco casos diferentes. Para cada caso, simulou-se perturbações no sistema utilizando linhas de comando com o *software* MATLAB.

Nas seções seguintes serão descritos os casos utilizados, com os seus respectivos sistemas, mostrando também os resultados obtidos e a discussão sobre os mesmos. Para cada caso, utilizou-se as teorias e equacionamentos descritos nos capítulos anteriores de acordo com as suas necessidades, assim como aplicadas determinadas perturbações, como degraus de carga, curto-circuito, perda da rede elétrica da concessionária, etc.

5.2 CASO 1: CGH ISOLADA COM REGULADOR DE VELOCIDADE BLOQUEADO

O primeiro sistema utilizado é composto pela central geradora hidrelétrica operando isoladamente, alimentando as cargas da indústria, como representado na Figura 22, em que possui o seu regulador de velocidade bloqueado. Este sistema mostra o atual cenário da indústria Urio, quando as cargas não são mais alimentadas pela rede elétrica da concessionária, passando toda a demanda apenas para CGH.

Para realizar a avaliação do sistema, considerou-se que a CGH operasse alimentando uma carga de aproximadamente 250 kVA, tendo o seu fator de potência corrigido para 1,0 e operando com uma frequência de 60 Hz.

Ao ocorrer uma perturbação, como o acréscimo de carga, uma das con-

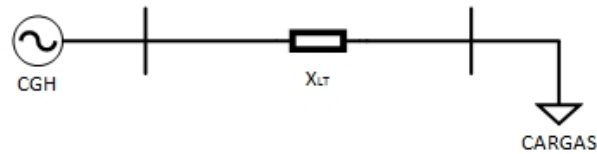


Figura 22: Diagrama para o sistema do caso CGH isolada.
Fonte: Autoria própria

seqüências será o afundamento da frequência do sistema. Em consequência disto, analisou-se que como a indústria Urio possui carregadores de baterias, que são utilizados nas baterias fabricadas no local, um alívio de carga instantâneo poderá ser dado através da potência destinada aos carregadores. Um esquema de como se dá a ligação de uma das fases destes carregadores é mostrado na Figura 23, em que esses carregadores somam uma carga de aproximadamente 12 kW.

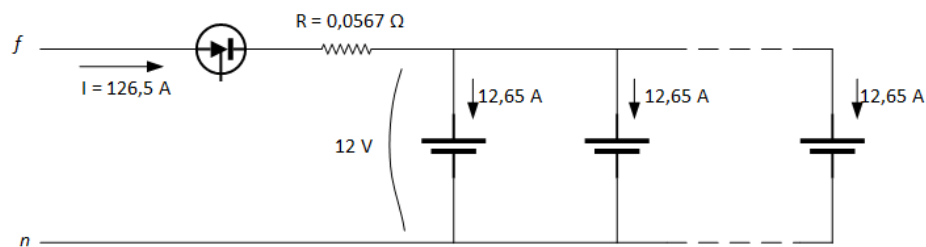


Figura 23: Diagrama de ligação dos carregadores de baterias.
Fonte: Autoria própria

Assim, com o intuito de suavizar algum afundamento de frequência e também para que não ocorra desligamento por subfrequência do gerador da CGH, uma opção encontrada foi reduzir a potência utilizada para o carregamento das baterias, usando como referência a frequência do sistema, ou seja, quando ocorrer o afundamento de frequência, as baterias deixarão de serem alimentadas, de acordo com a necessidade, entretanto, como neste caso o regulador de velocidade se encontra bloqueado, a injeção de potência da CGH dependeria do contato com o operador para a atuação do regulador de velocidade de forma manual, e assim fazendo com que a frequência retorne ao seu valor de regime permanente ou a um valor próximo a este. Essa variação na potência foi dada através da equação mostrada a seguir:

$$PCB = PCB_o (f_o - f_f) \quad (52)$$

Em que, PCB representa a potência controlada nas baterias, PCB_o a potência inicial controlada nas baterias, f_o a frequência inicial (60 Hz) e f_f representa

a frequência final.

Esta redução da potência injetada no carregamento das baterias poderá ser realizada através de retificadores controlados, ajustando a tensão aplicada no circuito mostrado pela Figura 23, onde de acordo com o valor da potência destinada aos carregadores de baterias determinado pela equação (52), determina-se o valor do ângulo de disparo, alterando assim o valor da tensão, como mostrado na Figura 24.

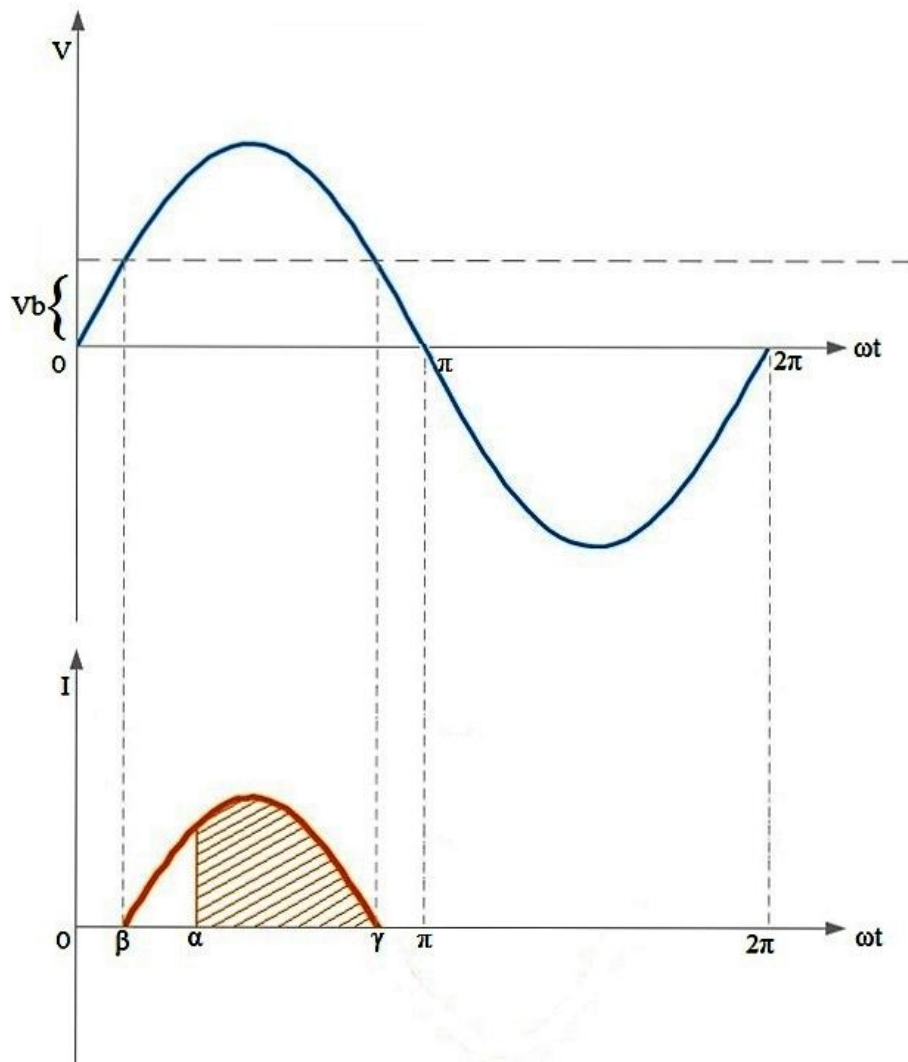


Figura 24: Representação da tensão e corrente dos carregadores de baterias.
Fonte: Autoria própria

Sendo a tensão eficaz dos carregadores de baterias representada pela equação (53).

$$V_o = \sqrt{\frac{(V_p - V_b)^2}{2\pi} \int_{\alpha}^{\gamma} \sin^2(\omega t) d(\omega t)} \quad (53)$$

Em que V_p representa a tensão de pico, V_b a tensão de alimentação das baterias e α o ângulo de disparo. Sendo a integral mostrada na equação (53) igual a:

$$\int_{\alpha}^{\gamma} \sin^2(\omega t) d(\omega t) = \left[\frac{\gamma}{2} - \frac{\alpha}{2} - \frac{1}{4} \sin(2\gamma) + \frac{1}{4} \sin(2\alpha) \right] \quad (54)$$

Em que, substituindo a equação (54) na equação (53) e rearranjando, tem-se que:

$$V_o = \frac{(V_p - V_b)}{2} \sqrt{\frac{1}{\pi} \left[\gamma - \alpha - \frac{1}{2} \sin(2\gamma) + \frac{1}{2} \sin(2\alpha) \right]} \quad (55)$$

Dividindo a equação (55) por R , tem-se o valor da corrente eficaz, dada pela equação (56).

$$I_o = \frac{(V_p - V_b)}{2R} \sqrt{\frac{1}{\pi} \left[\gamma - \alpha - \frac{1}{2} \sin(2\gamma) + \frac{1}{2} \sin(2\alpha) \right]} \quad (56)$$

Sabendo que a potência dissipada na resistência elétrica é dada pelo produto do quadrado da corrente eficaz e o valor da resistência, tem-se que a potência dada pela equação (57).

$$P_R = \frac{(V_p - V_b)^2}{4\pi R} \left[\gamma - \alpha - \frac{1}{2} \sin(2\gamma) + \frac{1}{2} \sin(2\alpha) \right] \quad (57)$$

A potência nas baterias é dada pelo produto da corrente média e a tensão das baterias. A corrente média das baterias é dada pela equação (58).

$$I_n = \frac{(V_p - V_b)}{2\pi R} [\cos(\alpha) - \cos(\gamma)] \quad (58)$$

Assim a potência injetada nas baterias é dada pela equação (59).

$$P_b = \frac{(V_p V_b - V_b^2)}{2\pi R} [\cos(\alpha) - \cos(\gamma)] \quad (59)$$

Desta forma a potência controlada na carga de baterias pode ser dada pela equação (60), onde mostra a adição da potência dissipada na resistência e da potência injetada nas baterias.

$$PCB = \frac{(V_p - V_b)^2}{4\pi R} \left[\gamma - \alpha - \frac{1}{2} \sin(2\gamma) + \frac{1}{2} \sin(2\alpha) \right] + \frac{(V_p V_b - V_b^2)}{2\pi R} [\cos(\alpha) - \cos(\gamma)] \quad (60)$$

Como a potência destinada aos carregadores de baterias é pequena, perce-

be-se que, se a entrada de carga for superior àquela que os carregadores suportam, o desligamento de blocos de cargas menos essenciais deverão ser realizados, até que haja o restabelecimento do equilíbrio entre a geração de energia elétrica e o consumo de cargas. Para o caso estudado, foram escolhidos 3 blocos de cargas, cada um possuindo 25 kW, que poderiam ser desligados por um determinado período de tempo.

Os cálculos realizados foram através do método de Euler modificado. Para a determinação dos valores das variáveis desejadas, utilizou-se a equação obtida através do diagrama de blocos do regulador de velocidade e da turbina hidráulica, mostradas na Figura 8, e a equação (9) para a determinação da variação da velocidade e da frequência do sistema.

Com o uso do *software* MATLAB, implementou-se linhas de comando para a simulação, considerando como base do sistema uma potência de 500 kVA e uma tensão de 380 V, do lado da CGH. Nesta simulação, desconsiderou-se as perdas devido à impedância da linha de transmissão, a reatância do gerador e as cargas de serviços auxiliares da CGH. Desta forma, primeiramente aplicou-se um degrau de carga no tempo $t = 1$ segundos, de 3% em relação a carga já existente. Na Figura 25 apresenta-se o incremento realizado na potência elétrica no sistema, ou seja, o degrau de carga imposto pela indústria.

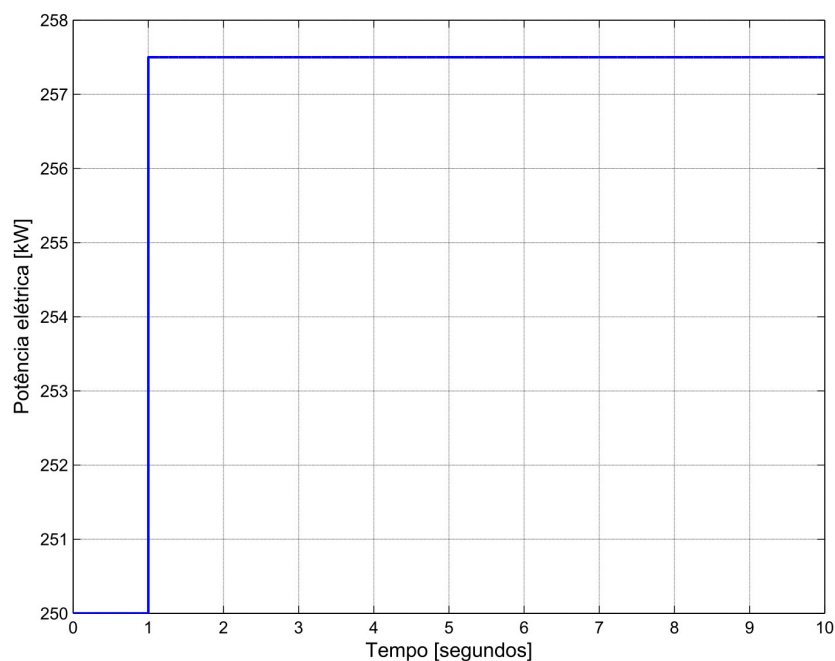


Figura 25: Curva da potência elétrica para um degrau de carga de 3%.

Fonte: Autoria própria

Na Figura 26 nota-se que a potência mecânica do gerador não irá sofrer alterações, devido ao regulador de velocidade permanecer bloqueado.

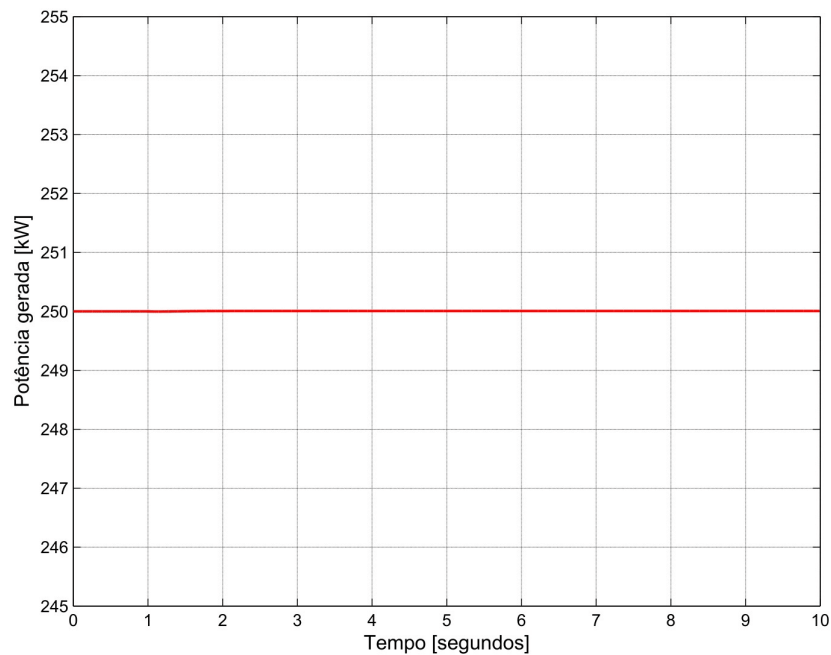


Figura 26: Curva da potência gerada para um degrau de carga de 3%.

Fonte: Autoria própria

Na Figura 27 apresenta-se a variação da velocidade mecânica angular.

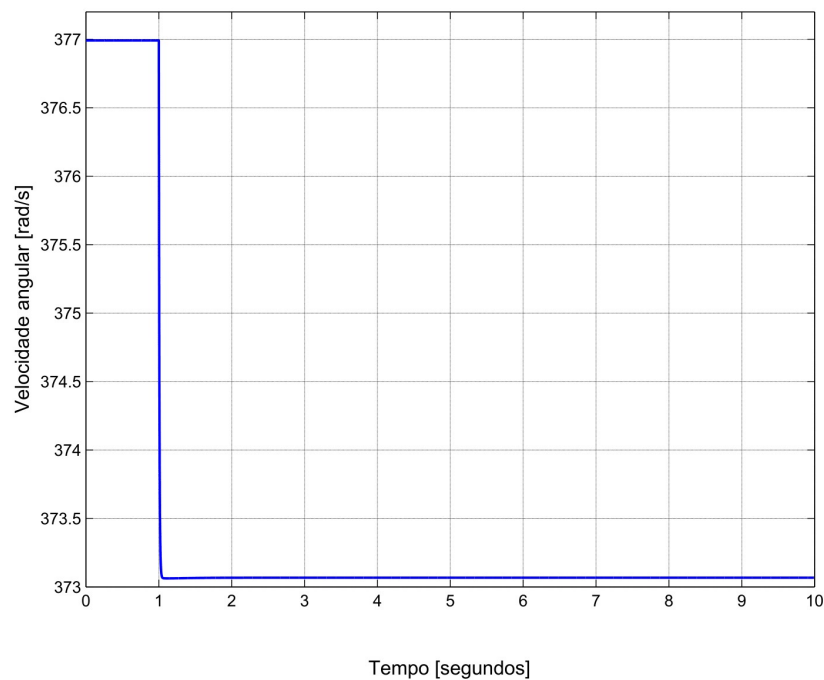


Figura 27: Curva da variação da velocidade mecânica angular para um degrau de carga de 3%.

Fonte: Autoria própria

A variação na frequência pode ser verificada na Figura 28.

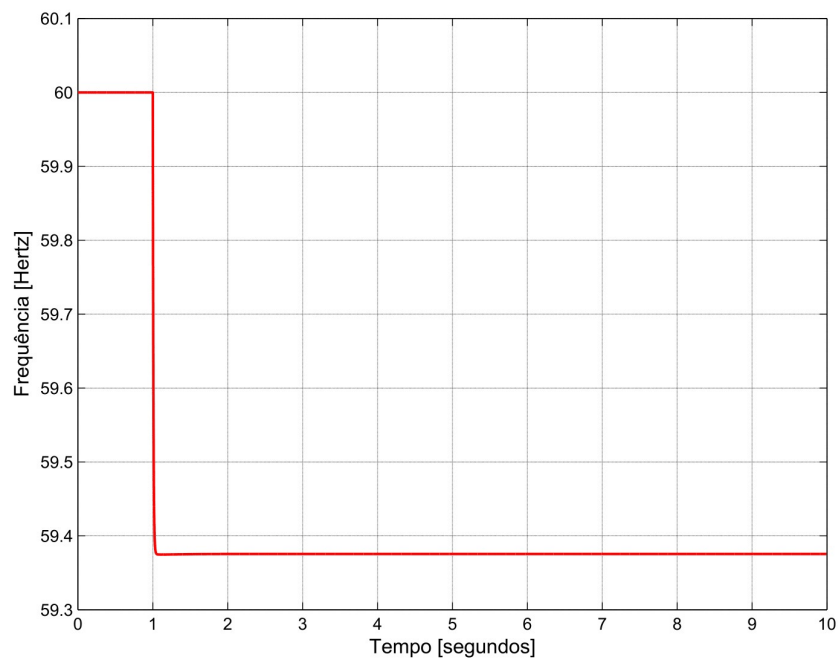


Figura 28: Curva da variação da frequência para um degrau de carga de 3%.

Fonte: Autoria própria

Com a análise das curvas geradas, percebe-se que ao ocorrer a perturbação, a velocidade e a frequência sofrem uma queda abrupta, isto se deve ao fato de que, uma vez que a carga e a geração de energia estavam em equilíbrio e ocorre uma alteração na potência elétrica, faz-se com que o gerador sofra uma frenagem, ocasionando a redução em sua velocidade. Na Figura 29, mostra-se o alívio de carga através das baterias e na Figura 30 o desligamento de blocos de cargas.

Analisando as curvas, percebe-se que, dado o acréscimo de carga, os retificadores nos carregadores de baterias atuam, reduzindo expressivamente a potência para um valor de aproximadamente 7,5 kW da potência destinada aos carregadores. Para esta porcentagem de incremento de carga, não mostrou-se necessário o desligamento de nenhuma carga adicional. Como o regulador de velocidade permanece bloqueado, a frequência sofrerá sua redução e não retorna para um ponto próximo a frequência nominal do sistema, portanto, os carregadores não retornam a potência máxima.

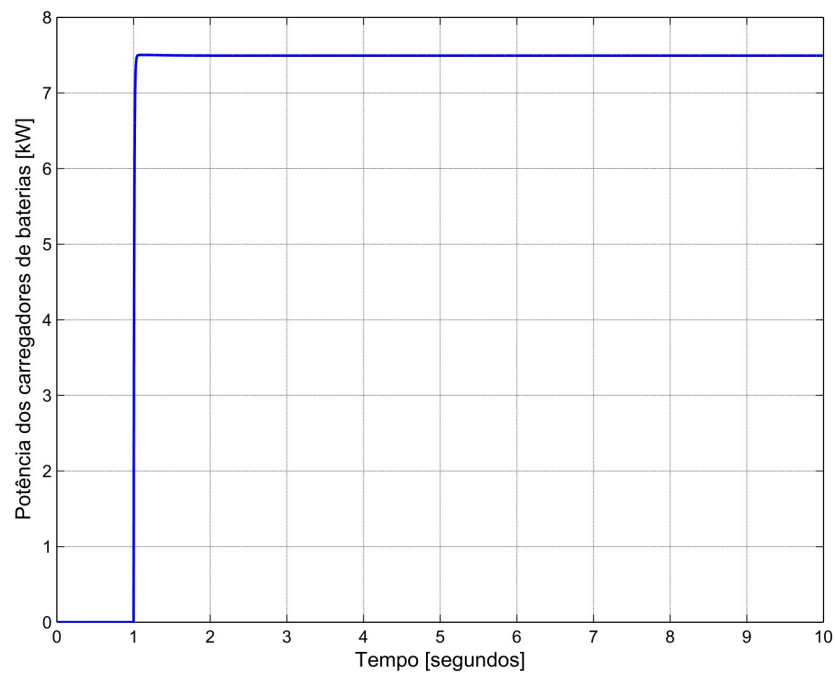


Figura 29: Curva do controle da potência dos carregadores de baterias para um degrau de carga de 3%.

Fonte: Autoria própria

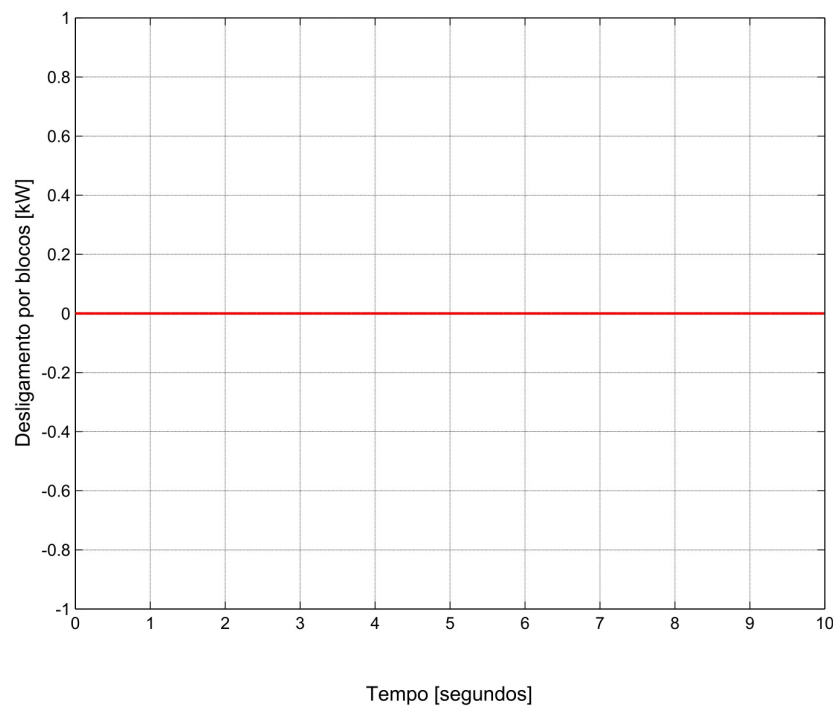


Figura 30: Curva do desligamento por blocos de cargas para um degrau de carga de 3%.

Fonte: Autoria própria

A fim de comparar as situações, aplicou-se um novo degrau de carga, no valor de 10%, com as mesmas condições de operação. O incremento de carga imposto na indústria é mostrado na Figura 31.

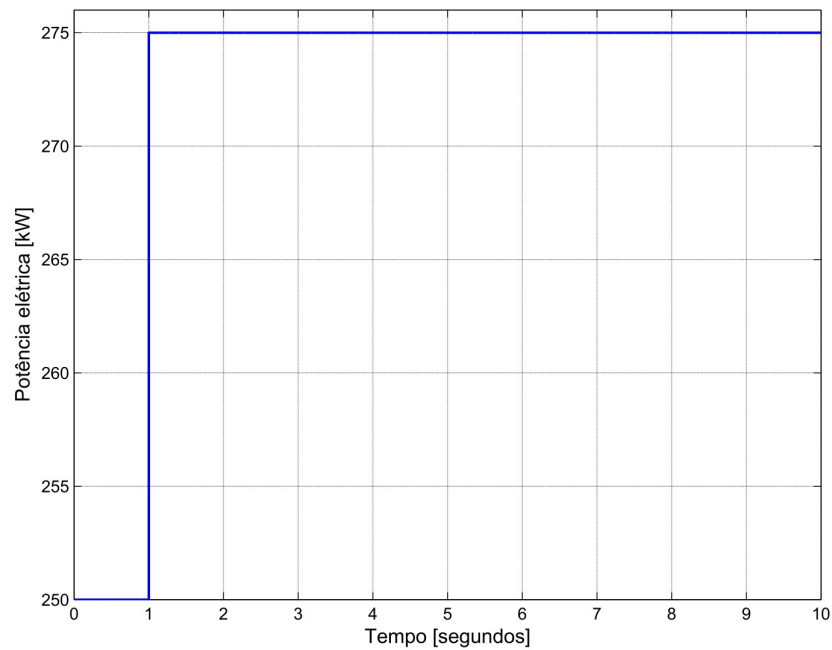


Figura 31: Curva da potência elétrica para um degrau de carga de 10%.

Fonte: Autoria própria

Como o regulador de velocidade permanece bloqueado, a curva para a potência gerada na CGH possui o mesmo comportamento mostrado na Figura 26, ou seja, não haverá alterações na potência gerada. Na Figura 32 mostra-se a variação da velocidade mecânica angular após a perturbação.

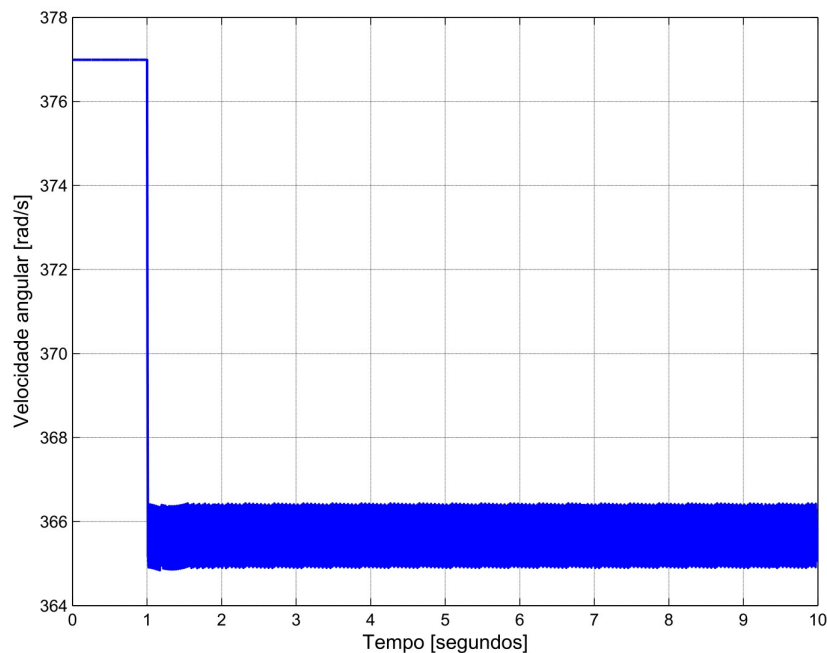


Figura 32: Curva da variação da velocidade mecânica angular para um degrau de carga de 10%.

Fonte: Autoria própria

Na Figura 33 apresenta-se a variação da frequência com o degrau de carga.

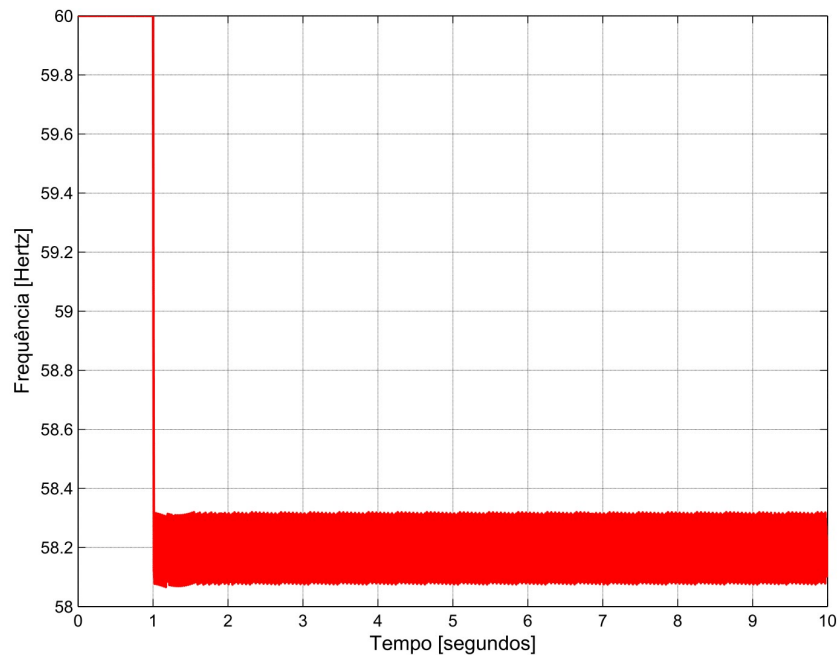


Figura 33: Curva da variação da frequência para um degrau de carga de 10%.

Fonte: Autoria própria

Em decorrência do regulador de velocidade encontrar-se bloqueado, nota-se que tanto a velocidade quanto a frequência decaem e não retornam a um valor próximo ao estado de equilíbrio inicial.

Entretanto, como o aumento da carga é superior ao primeiro caso, além de desligar todos os carregadores de baterias, ainda mostrou-se necessário o desligamento permanente do primeiro bloco de cargas, mostrados nas Figuras 34 e 35 respectivamente.

Essa variação no desligamento dos blocos de cargas, deve-se ao fato da oscilação na frequência, ou seja, como não considerou-se um tempo mínimo de permanência de desligamento destes blocos, ou uma curva de histerese para o controlador, sendo assim necessário aprimorar o controlador utilizado.

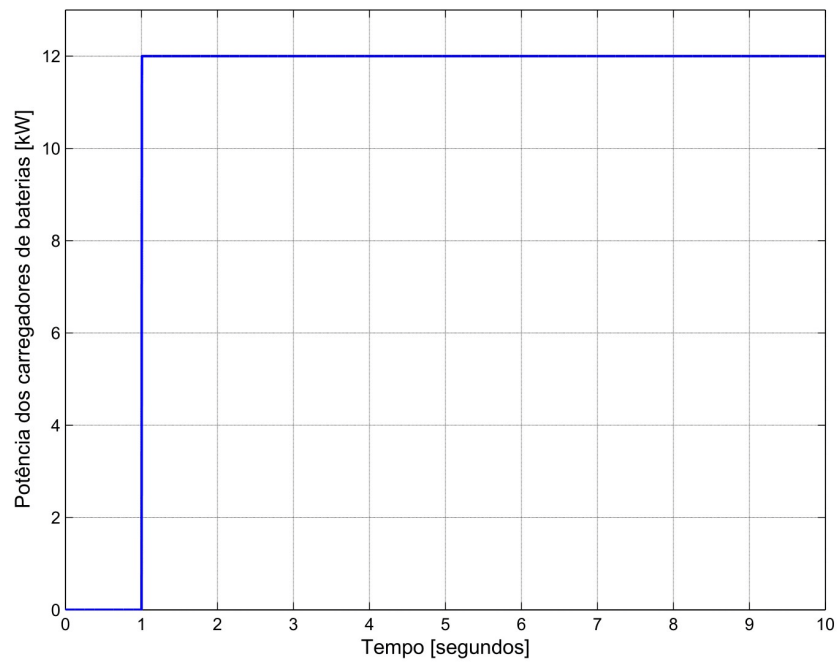


Figura 34: Curva do controle da potência dos carregadores de baterias para um degrau de carga de 10%.
Fonte: Autoria própria

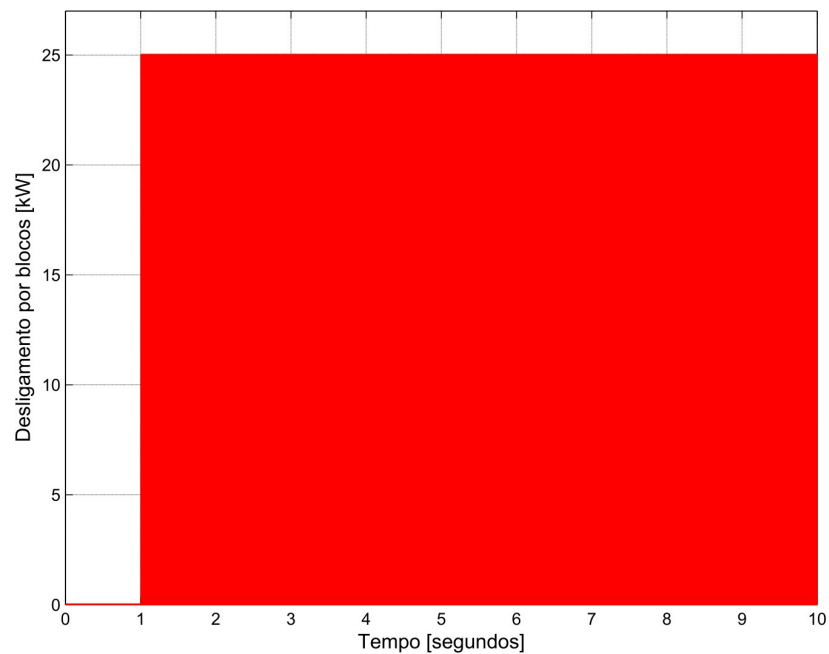


Figura 35: Curva do desligamento de blocos de cargas para um degrau de carga de 10%.
Fonte: Autoria própria

5.3 CASO 2: CGH ISOLADA

Supondo que o regulador de velocidade da CGH não permaneça mais bloqueado, realizou-se novas simulações mantendo os mesmos dados do primeiro caso.

Assim, aplicou-se um degrau de carga de 3% mostrado na Figura 36.

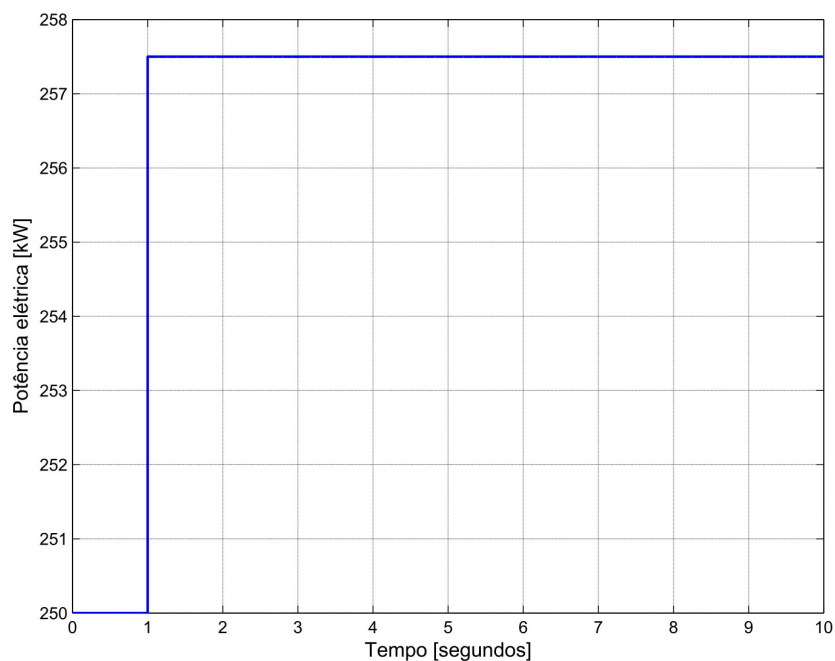


Figura 36: Curva da potência elétrica para um degrau de carga de 3%.

Fonte: Autoria própria

Na Figura 37 mostra-se que a potência gerada na CGH tenderá se adequar ao novo valor de demanda, pois com a atuação do regulador de velocidade a velocidade da turbina aumentará, gerando um valor maior da potência mecânica.

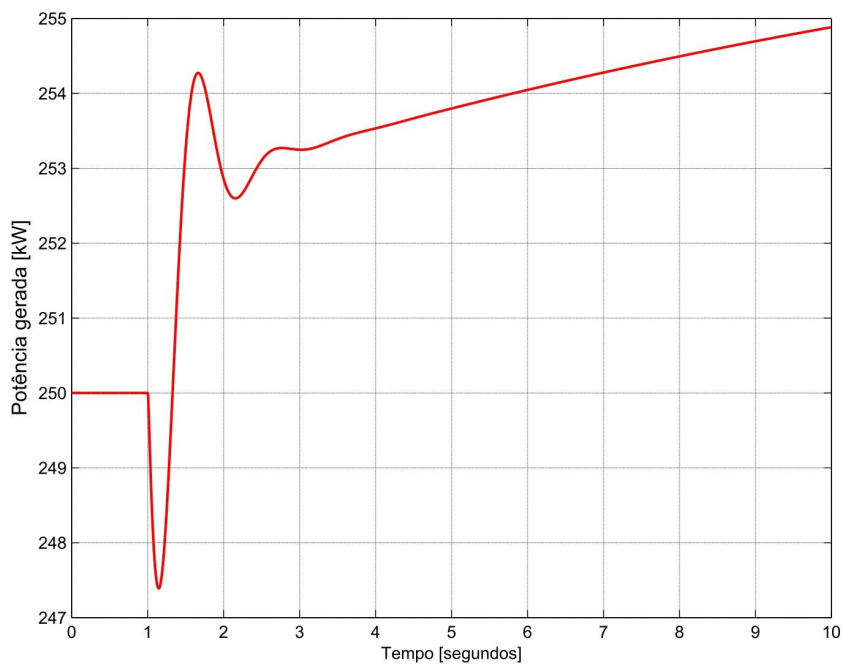


Figura 37: Curva da potência gerada para um degrau de carga de 3%.

Fonte: Autoria própria

Diferentemente do caso anterior, como o regulador de velocidade não se encontra mais bloqueado, percebe-se nas Figuras 38 e 39 que a velocidade e a frequência, respectivamente, sofrem um afundamento com a perturbação, mas dada a atuação do regulador de velocidade, a ambas tendem a retornar aos seus valores de equilíbrio inicial.

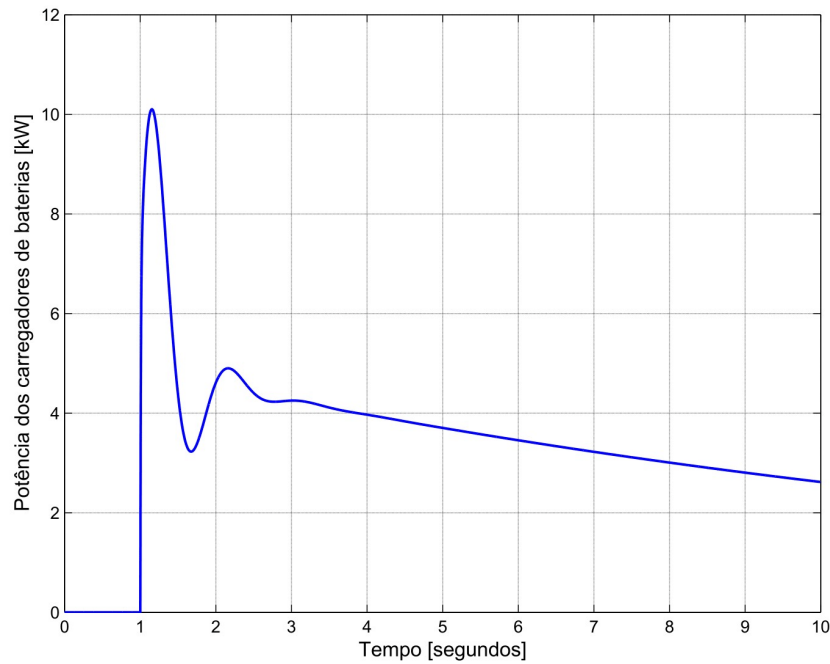


Figura 38: Curva da variação da velocidade mecânica angular para um degrau de carga de 3%.

Fonte: Autoria própria

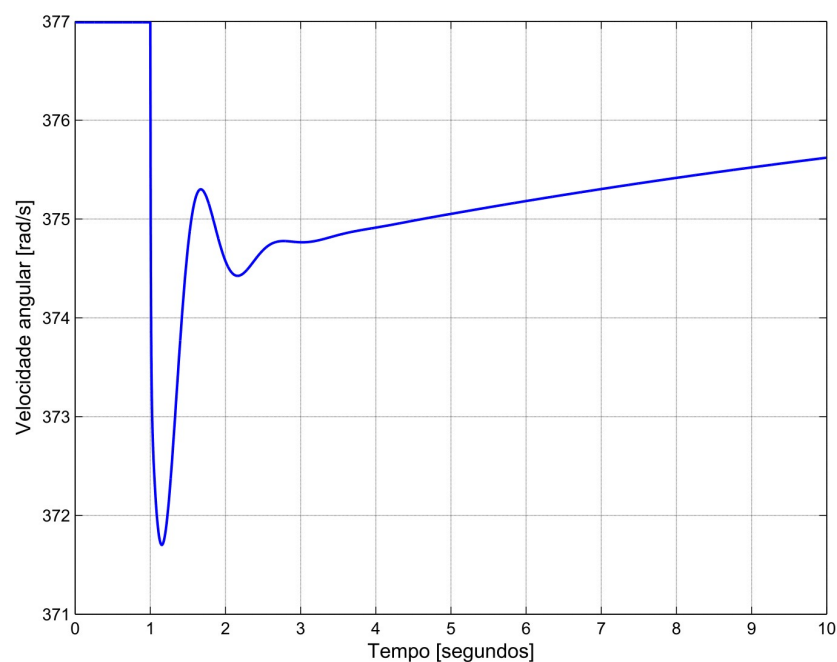


Figura 39: Curva da variação da frequência para um degrau de carga de 3%.

Fonte: Autoria própria

Na Figura 40 verifica-se também que, como a frequência é reduzida, o controle através dos carregadores de baterias é atuado, entretanto, conforme a frequência retorna, essa redução da potência dos carregadores vai sendo suavizada, sem a necessidade do desligamento dos blocos de cargas, mostrada pela Figura 41.

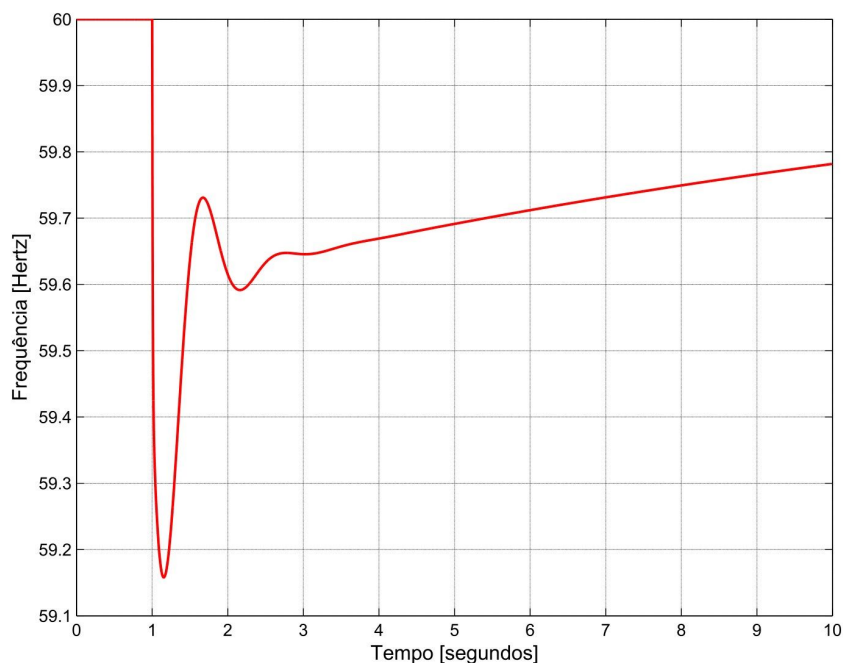


Figura 40: Curva do controle da potência dos carregadores de baterias para um degrau de carga de 3%.

Fonte: Autoria própria

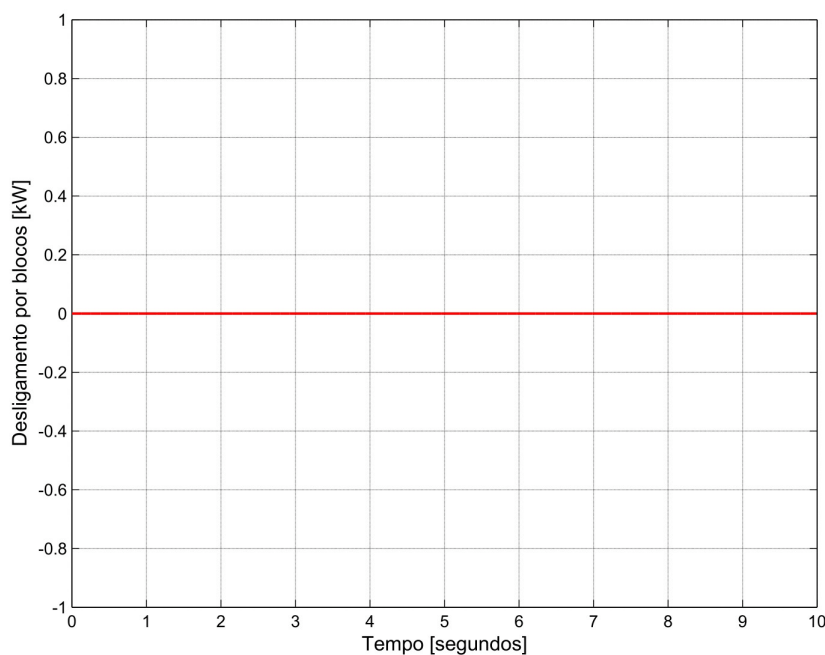


Figura 41: Curva do desligamento por blocos de cargas para um degrau de carga de 3%.

Fonte: Autoria própria

Percebe-se que, a frequência tende a retornar ao ponto de equilíbrio, ou

seja, ao valor inicial (60 Hz), mas como o tempo da simulação é de 10 segundos, não mostra o tempo que foi necessário para que o sistema encontrasse o seu equilíbrio carga-geração, o qual ocorreu próximo de 60 segundos.

Assim como realizado para o caso 1, aumentou-se o degrau de carga para 10%, para poder realizar uma comparação da resposta do sistema. Esse aumento de carga é mostrado na Figura 42. Conseqüentemente a velocidade e a frequência, mostradas nas Figuras 44 e 45, respectivamente, sofreram mais oscilações nos primeiros 6 segundos após a perturbação.

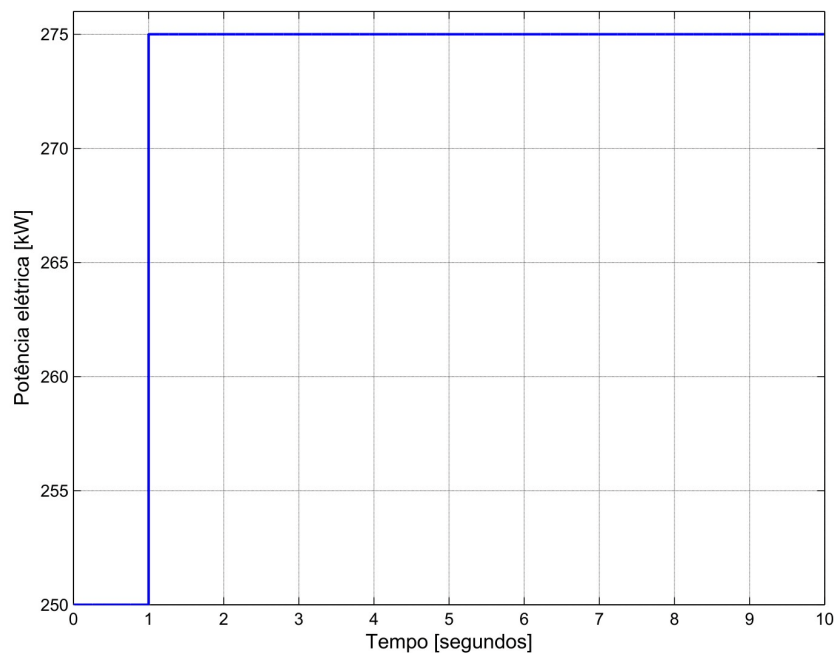


Figura 42: Curva da potência elétrica para um degrau de carga de 10%.

Fonte: Autoria própria

Como pode ser observado na Figura 43, com um degrau de carga maior, a potência mecânica leva um tempo maior para estabilizar e se aproximar novamente para um ponto de equilíbrio.

Essa oscilação apresentada se dá pelo fato de que, como o desligamento de blocos e o controle da potência dos carregadores de baterias são sensíveis à variação da frequência, quando o valor da frequência que é necessária para que o bloco de carga seja religado é atingida, e os 25 kW retornam, ocorre novamente a queda na frequência, assim necessita-se de um refinamento nestes dois controladores, de modo que não haja interferência entre o desligamento dos blocos e o controle dos carregadores.

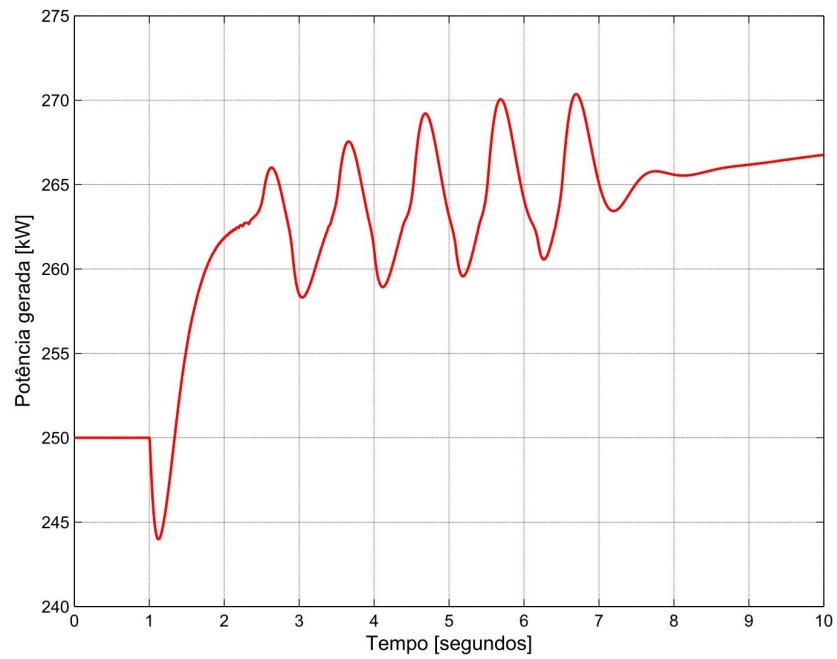


Figura 43: Curva da potência gerada para um degrau de carga de 10%.

Fonte: Autoria própria

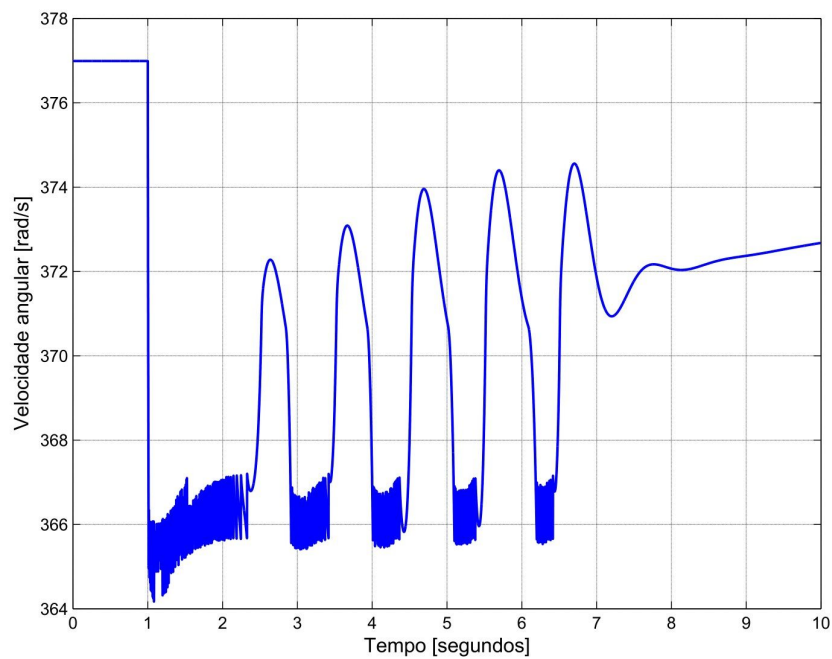


Figura 44: Curva da variação da velocidade mecânica angular para um degrau de carga de 10%.

Fonte: Autoria própria

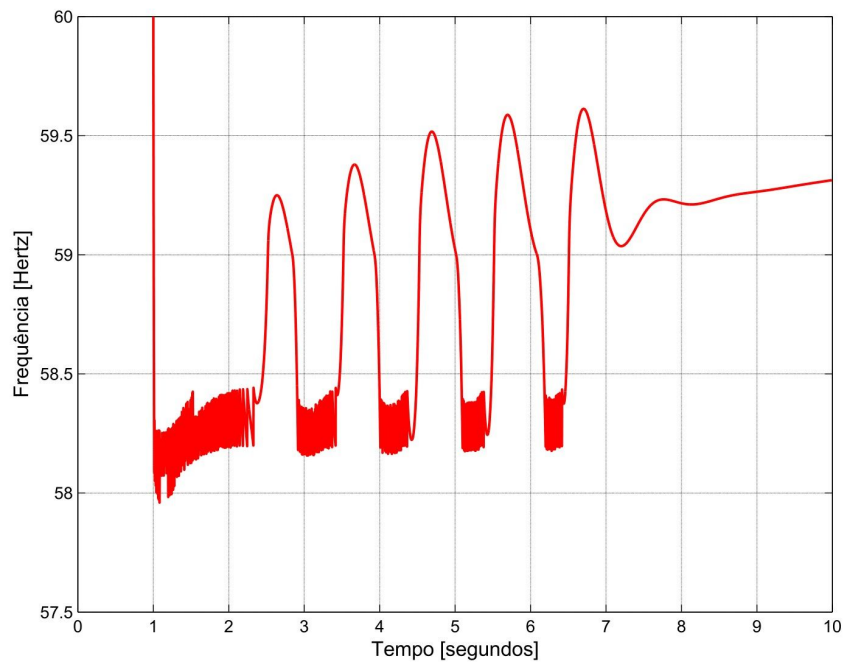


Figura 45: Curva da variação da frequência para um degrau de carga de 10%.

Fonte: Autoria própria

Nas Figuras 46 e 47 percebe-se que além do alívio dos carregadores de baterias, necessitou-se o desligamento do primeiro bloco de cargas (25 kW). Nota-se também que, os carregadores de baterias necessitaram permanecer com a redução de aproximadamente 2 kW até o momento em que a potência mecânica consiga suprir o acréscimo de 25 kW dado.

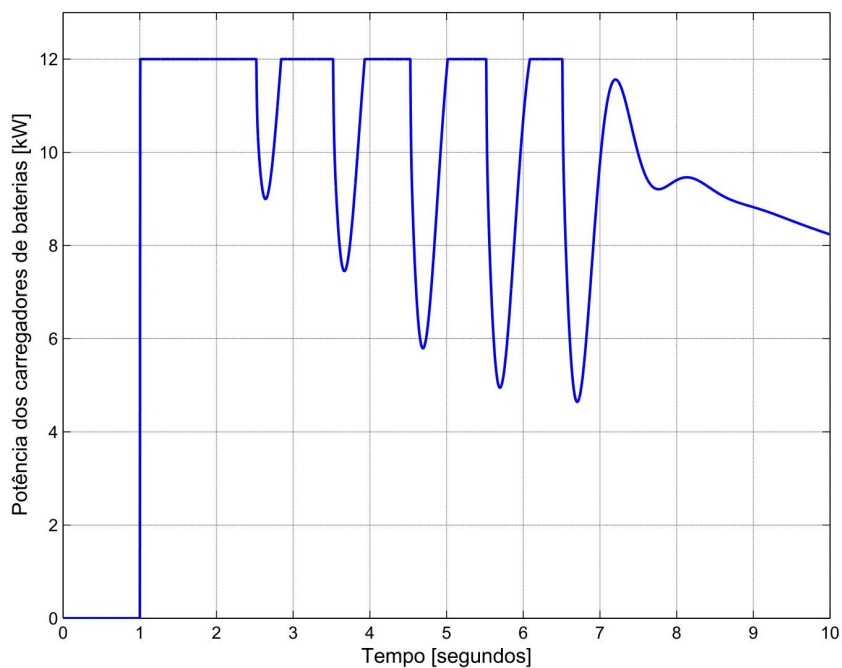


Figura 46: Curva do controle da potência dos carregadores de baterias para um degrau de carga de 10%.

Fonte: Autoria própria

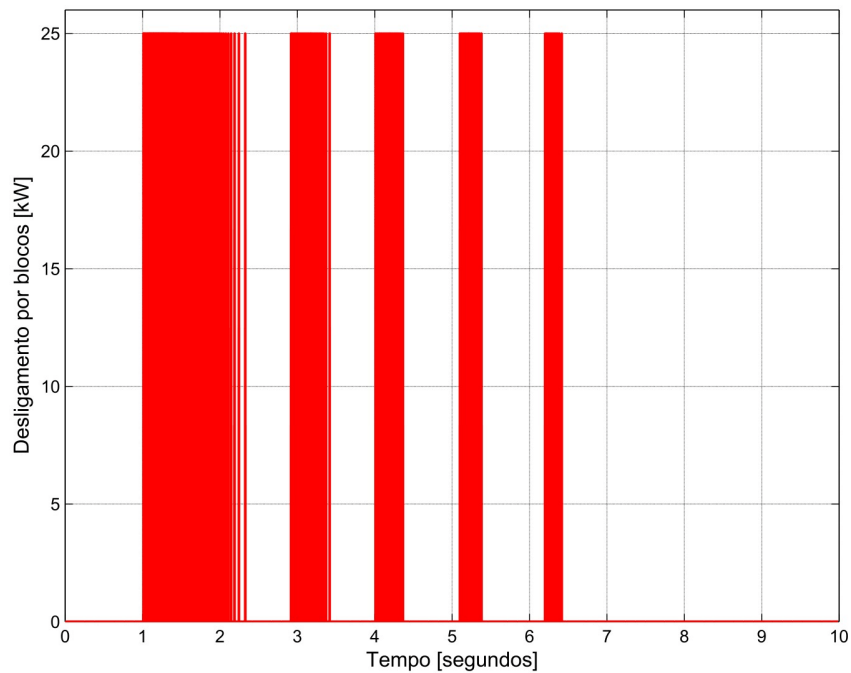


Figura 47: Curva do desligamento por blocos de cargas para um degrau de carga de 10%.

Fonte: Autoria própria

5.4 CASO 3: CGH X BARRA INFINITA

Considerando neste momento, como objeto de estudo um modelo tradicional, o caso da CGH conectada na rede elétrica, sendo a rede elétrica tratada como uma barra infinita. O barramento infinito é tratado como uma máquina infinita, em que possui uma capacidade de geração de potência ilimitada e com uma inércia infinita, tendo assim uma velocidade angular constante (BRETAS; ALBERTO, 2000). Os valores utilizados foram na base de 500 kVA, entre os valores necessários, os dados do gerador são mostrados na Tabela 9, e as impedâncias dos transformadores e linha de transmissão já mostrados. O sistema para o caso 3 é mostrado na Figura 48.

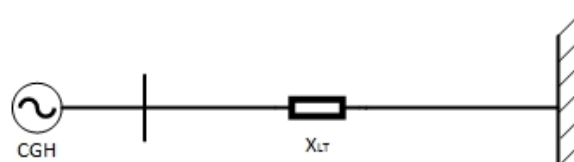


Figura 48: Diagrama para o sistema do caso CGH x Barra infinita.

Fonte: Autoria própria

Como o gerador da CGH é de polos salientes, utilizou-se o modelo de um

eixo para a elaboração dos cálculos da simulação. Utilizando as equações descritas no capítulo 2, determinou-se as variações da velocidade mecânica e do ângulo de carga após a ocorrência de perturbações e para o sistema de excitação utilizou-se da equação (19). Para realizar as simulações implementou-se linhas de comando no *software* através do método de Euler modificado.

Dessa forma, avaliou-se o caso em que ocorre um curto circuito nos terminais do gerador, ou seja, durante a perda da CGH, pois o sistema iria abrir para a extinção da falta. Assim, simulou-se dois tempos diferentes para poder identificar se o sistema permanece seria capaz de manter a estabilidade e assim determinar o tempo crítico de abertura do sistema. Para a realização da simulação aplicou-se o curto circuito no tempo de 0,1 segundos, com a sua extinção aos 0,35 segundos e também aos 0,36 segundos. A curva de ângulo de rotor é mostrada na Figura 49, onde a linha preta contínua representa a resposta do sistema quando a falta foi extinta em 0,25 segundos e a linha vermelha tracejada é a resposta para uma duração de extinção de falta de 0,26.

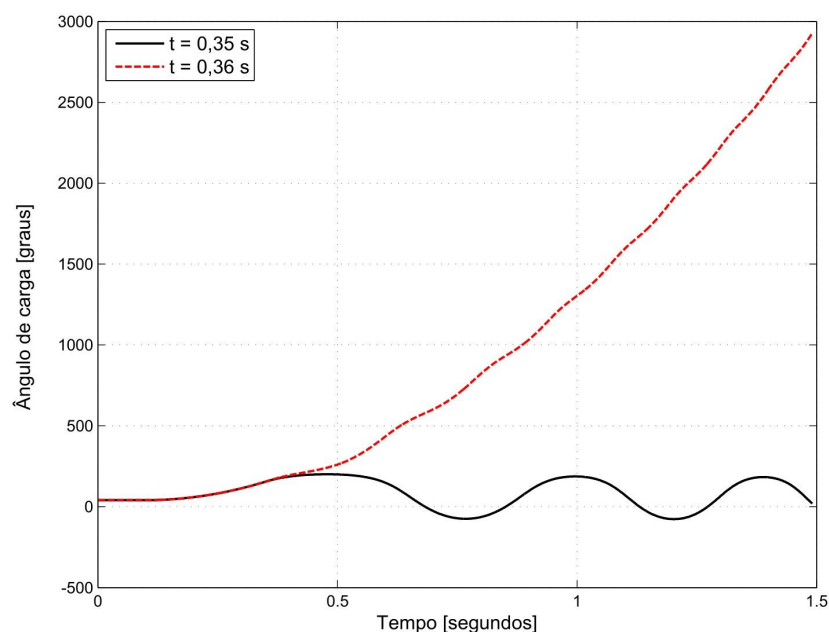


Figura 49: Curva da variação do ângulo de carga para um curto circuito nos terminais do gerador.

Fonte: Autoria própria

Na Figura 50 mostra-se a variação da velocidade angular, em que a linha azul tracejada indica a resposta do sistema quando a falta é extinta aos 0,35 segundos e a linha magenta tracejada mostra a resposta quando a falta é extinta aos 0,36 segundos.

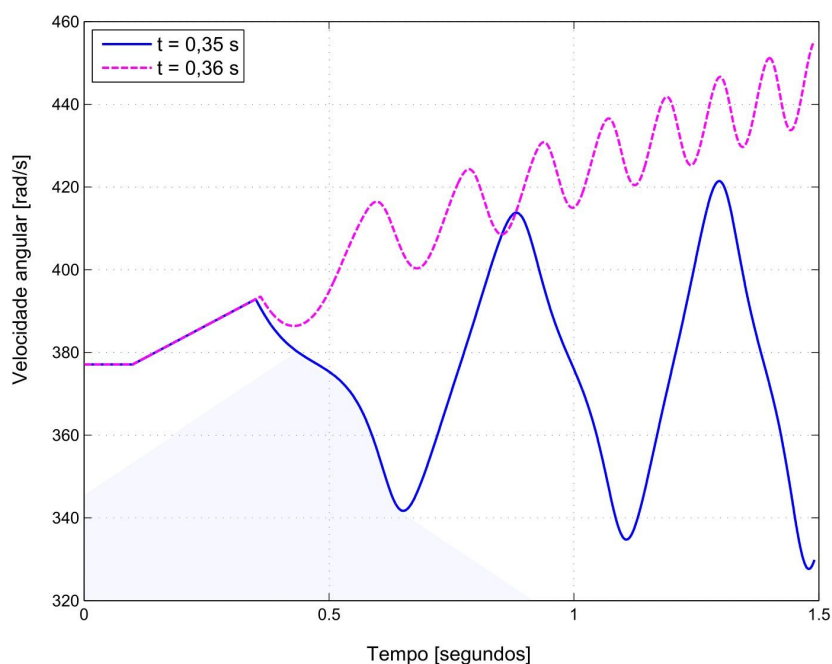


Figura 50: Curva da variação de velocidade mecânica angular para um curto circuito nos terminais do gerador.
Fonte: Autoria própria

Analisando as curvas obtidas, percebe-se que ao ocorrer o desligamento da CGH durante um tempo de 0,25 segundos, ao religá-la, o sistema permanecerá estável. Entretanto, ao aumentar a duração do curto circuito para 0,26 segundos, o sistema não é capaz de manter a estabilidade, em que verifica-se que o ângulo de carga e a velocidade mecânica angular vão crescendo indefinidamente. Assim, pode-se concluir que o tempo crítico de abertura, ou seja, o tempo máximo que uma falta deve ser extinta, será de 0,25 segundos.

5.5 CASO 4: CGH CONECTADA À REDE ELÉTRICA

Supondo que fosse realizado a conexão da CGH com a rede elétrica da concessionária, de modo que passassem a operar paralelamente para alimentar a indústria, considerou-se o sistema representado na Figura 51 para realizar a análise de estabilidade.

Para realizar as simulações, considerou-se o sistema com uma base de 500 kVA e todos os valores em p.u. (por unidade). Com o objetivo de simplificação, as resistências de todas as impedâncias foram desconsideradas, como as da linha de transmissão, do gerador e dos transformadores. Desprezou-se os conjugados de amortecimento e as saliências do gerador. Considerou-se a rede elétrica tratada como um grande gerador, de modo a facilitar a realização da simulação. Baseou-se também

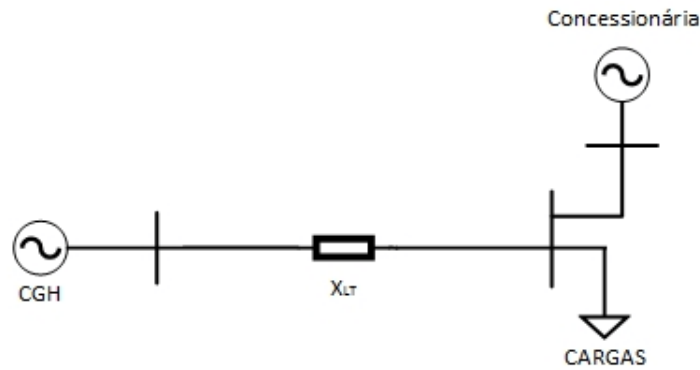


Figura 51: Diagrama para o caso CGH conectada à rede elétrica.

Fonte: Autoria própria

na hipótese de que as potências nas turbinas (P_{m1} e P_{m2}) permaneceram constantes no período que segue após a falta, as forças eletromotrizes (f.e.m.) vistas das reatâncias transitórias irão manter constantes os módulos após a falta.

As condições iniciais do sistema são determinados através do cálculo de fluxo de potência. Primeiramente, através das impedâncias dadas, determinou-se a matriz Y_{bus} de pré-falta, mostrada a seguir.

$$Y_{bus} = \begin{bmatrix} -j4,9456 & j4,9456 & 0 \\ j4,9456 & -j12,4475 & j7,50191 \\ 0 & j7,5019 & -j7,5019 \end{bmatrix} \quad (61)$$

Em posse das potências líquidas nas barras 1 e 2, considerando que a carga da indústria possui um total de 400 kW ($fp = 1,0$), e que os serviços auxiliares da CGH possuem um valor de aproximadamente $10 + j5$ kVA, e admitindo a barra do lado da rede elétrica da concessionária como a barra de referência, com uma tensão de 1,0 p.u., realizou-se o fluxo de carga utilizando o método de Gauss-Seidel, determinando assim os valores de tensão nas barras, mostradas na Tabela 11.

Tabela 11: Tensões nas barras no período pré falta

Barra	Tensão
1	0,9834∠0,0636
2	0,9908∠-0,0404
3	1,0000∠0,0000

Fonte: Autoria própria.

Obtendo assim, as f.e.m. atrás das reatâncias transitórias, onde os valores dos seus módulos permanecerão constantes mesmo após as perturbações. Em um primeiro momento, calcula-se as admitâncias equivalentes de carga nas barras onde

possuem os geradores, a partir da equação (62).

$$Y_{Di} = \frac{(S_{Di})^*}{|V_i|^2} \quad (62)$$

Esses valores de admitância são inseridos na matriz Y_{bus} para o período seguinte à ocorrência da perturbação, o que em um primeiro momento se dará pela perda da CGH, ficando as cargas sendo alimentadas apenas pela rede elétrica da concessionária. A nova matriz é mostrada a seguir.

$$Y_{bus-2} = \begin{bmatrix} 0,0192 - j4,9456 & j4,9456 & 0 \\ j4,9456 & 0,8123 - j12,4475 & j7,50191 \\ 0 & j7,5019 & -j7,5019 \end{bmatrix} \quad (63)$$

As correntes nas barras consistem apenas nas correntes do gerador, portanto as equações podem ser dadas em relação apenas as correntes geradas, conforme mostrado.

$$\begin{bmatrix} I_{G1} \\ 0 \\ I_{G3} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} y_{11} & y_{12} & y_{13} \\ y_{21} & y_{22} & y_{23} \\ y_{31} & y_{32} & y_{33} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} V_1 \\ V_2 \\ V_3 \end{bmatrix} \quad (64)$$

Desta forma, as equações para os valores das tensões nas barras no período após a falta, utilizam-se a equação (64) e o conceito de que, como haverá a perda da CGH, sua geração será interrompida, portanto a corrente gerada na barra 1 será igual a zero, assim como a potência mecânica. Essas equações são mostradas em (65), (66) e (67).

$$V_1 = -\frac{1}{y_{11}}(y_{12}V_2 + y_{13}V_3) \quad (65)$$

$$V_2 = -\frac{1}{y_{22}}(y_{21}V_1 + y_{23}V_3) \quad (66)$$

$$V_3 = -\frac{1}{y_{33} + Y'_{d3}}(y_{31}V_1 + y_{32}V_2 - Y'_{d3}E_3) \quad (67)$$

Onde Y_{di} representa a admitância dos geradores e E_i a f.e.m. dos mesmos. Quando é restaurada a ligação da máquina 1, a corrente gerada nesta barra não será

mais nula, passando a ser representada pela equação (68).

$$I_{G1} = Y'_{d1}(E'_{1} - V_{1}) \quad (68)$$

A equação (65) é modificada para o momento após o retorno da CGH, conforme mostra a equação (69).

$$V_{1} = -\frac{1}{y_{11} + Y'_{d1}}(y_{12}V_{2} + y_{13}V_{3} - Y'_{d1}E_{1}) \quad (69)$$

Tendo as equações e os dados já detalhados, efetuou-se as simulações, onde no tempo de 0,1 segundos fez-se a ocorrência da perda do gerador da CGH, sendo então a indústria alimentada apenas pela rede elétrica da concessionária. A fim de comparação, simulou-se dois tempos distintos de extinção da falta, ou seja, o tempo em que ocorre o religamento da CGH. As curvas geradas da variação da velocidade mecânica angular e do ângulo de carga dos dois geradores (CGH e concessionária) são, ocorridas com a perturbação são mostradas nas Figuras 52 e 53, respectivamente.

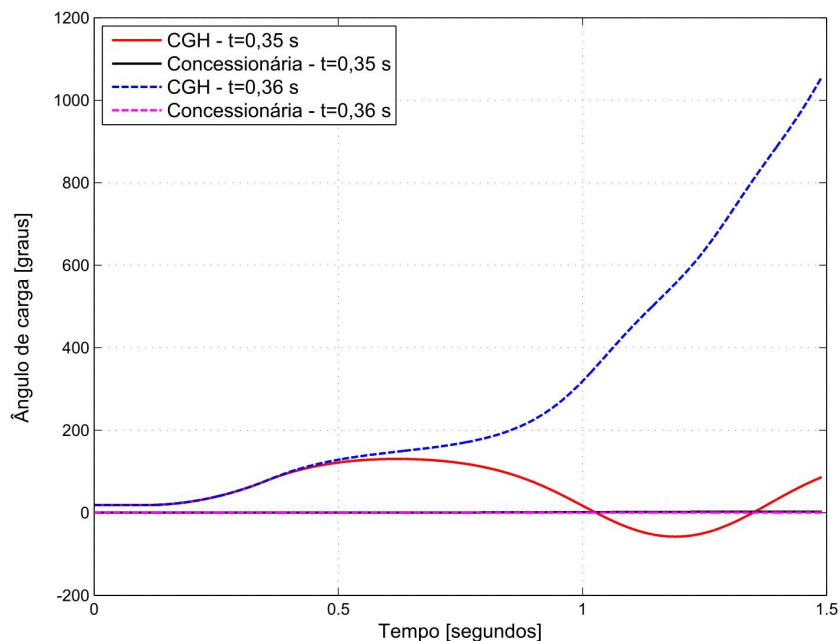


Figura 52: Curva da variação do ângulo de carga para dois tempos distintos.

Fonte: Autoria própria

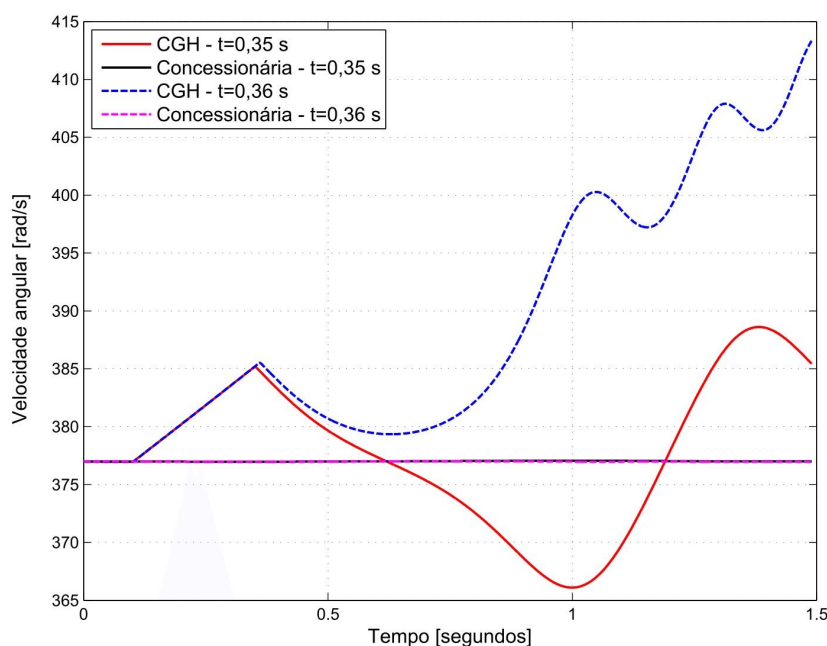


Figura 53: Curva da variação da velocidade mecânica angular para dois tempos distintos.
Fonte: Autoria própria

Ao analisar as curvas obtidas, percebe-se que, o sistema ao perder a geração da CGH no tempo igual a 0,1 segundos e retornando 0,25 segundos depois, ou seja no tempo igual a 0,35 segundos, a CGH ainda é capaz de restabelecer o sincronismo com a rede elétrica da concessionária, a qual é representada por um grande gerador, pois a sua curva, tanto do ângulo de carga quanto da velocidade permanece oscilando em torno da curva da rede elétrica, isso se deve ao fato que, a constante de inércia da rede foi considerada igual a 1000, ou seja, muito superior à constante de inércia da CGH. Enquanto que, ao aplicar essa perda da máquina durante um tempo de 0,26 segundos, o sistema perderá a estabilidade, como pode ser observado nas curvas tracejadas, onde a CGH não retorna a oscilar juntamente com a rede da concessionária. Sendo assim, percebe-se que o tempo crítico de abertura é de 0,25 segundos.

5.6 CASO 5: CGH E GERADOR DIESEL CONECTADOS À REDE ELÉTRICA

Supondo que houvesse um crescimento na indústria de baterias Urio, sugeriu-se que além da conexão da CGH com a rede elétrica da concessionária, a instalação de um grupo gerador diesel na indústria, de modo que eles passassem a operar paralelamente para alimentar a nova demanda de cargas da indústria, então um novo sistema é proposto para realizar a análise de estabilidade mostrado na Figura 54.

Utilizando os dados do caso 4, as equações sofreram apenas modificações

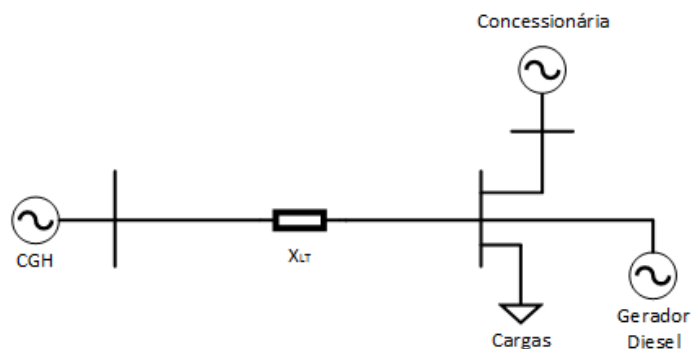


Figura 54: Diagrama para o caso CGH conectada a gerador diesel e rede elétrica.

Fonte: Autoria própria

para se adequar as perturbações propostas. Sendo assim, gerou-se um novo fluxo de potência e diferentes tensões nas barras, as quais são mostradas na Tabela 12.

Tabela 12: Tensões nas barras no período pré falta

Barra	Tensão
1	0,9824∠0,0688
2	0,9913∠-0,0293
3	1,0000∠0,0000

Fonte: Autoria própria.

Para analisar a estabilidade do sistema, determinou-se como perturbação para este caso, a perda da rede elétrica da concessionária. Assim, deu-se a perturbação no tempo igual a 0,1 segundos, e com o seu religamento para dois tempos distintos, com o intuito de representar qual o tempo máximo que a concessionária pode ser reconecada sem que o sistema perca a estabilidade.

Na Figura 55 mostra-se as variações causadas na velocidade mecânica angular dos geradores quando dada a perturbação. Em que as curvas em linhas contínuas representam um tempo de religamento da concessionária ocorrido em 0,35 segundos depois de ocorrer a perturbação, onde a linha azul representa a CGH, a linha verde o grupo gerador diesel e a linha magenta a concessionária. Ao aumentar o tempo de religamento da concessionária para um tempo de 0,36 segundos depois da perda, resultou-se nas linhas tracejadas, tendo a linha vermelha como a CGH, a amarela como o grupo gerador diesel e a preta como a concessionária.

Do mesmo modo, na Figura 56 apresenta-se as curvas da variação de ângulo de carga quando dada a perturbação, ou seja, a perda da concessionária. Em que, com um tempo de religamento da concessionária ao sistema dado no tempo de 0,35 segundos, são representadas pelas linhas contínuas e para um duração maior de duração desta perturbação, aumentando o tempo de religamento para 0,36 segundos,

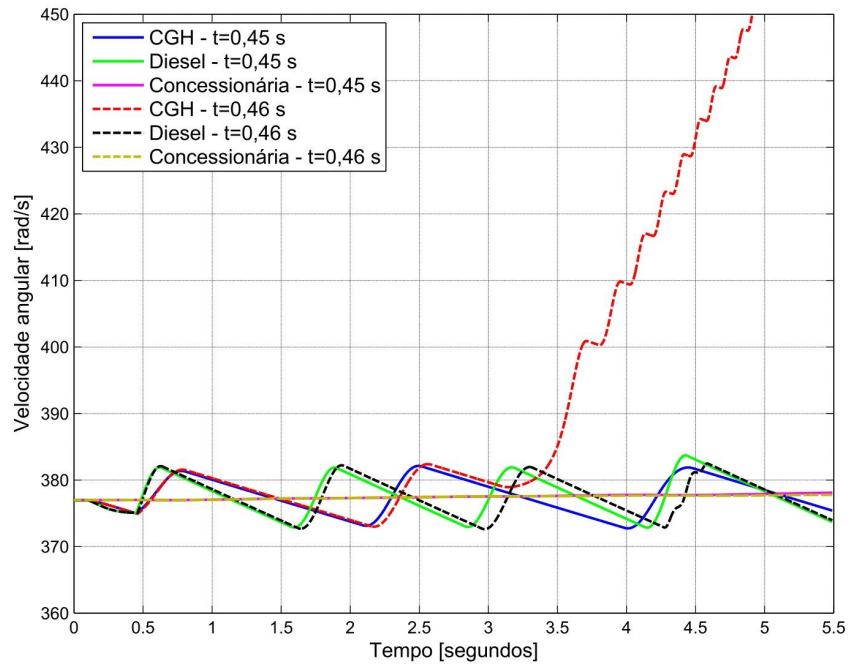


Figura 55: Curvas da variação da velocidade mecânica angular para dois tempos distintos de religamento da concessionária.

Fonte: Autoria própria

mostra-se pelas linhas tracejadas.

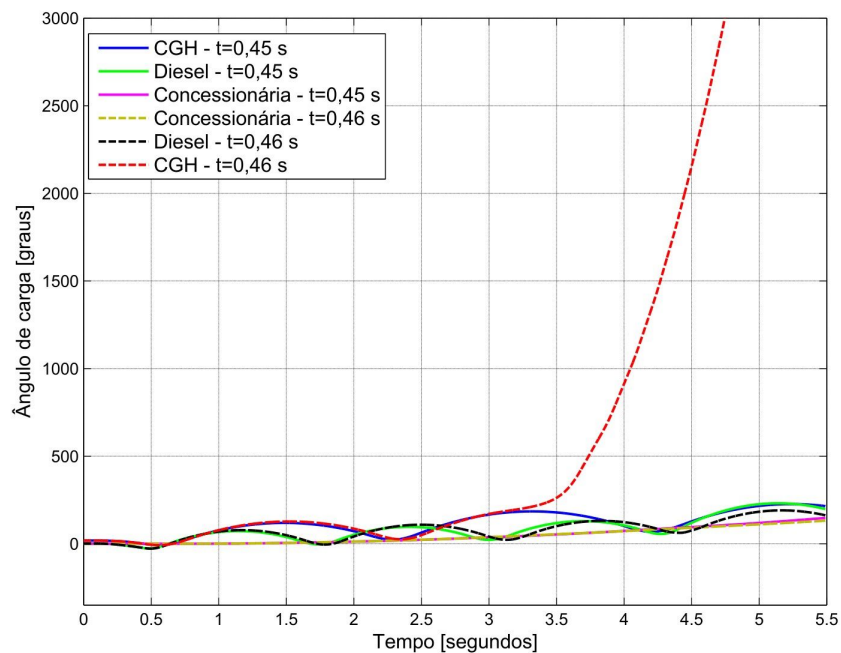


Figura 56: Curvas da variação de ângulo de carga para dois tempos distintos de religamento da concessionária.

Fonte: Autoria própria

Percebe-se que, dado um tempo superior a 0,35 segundos, a CGH perde o sincronismo com o grupo gerador diesel e a concessionária, em que, nota-se que o tempo crítico de abertura do sistema é dado por 0,35 segundos. Assim, percebe-se que ao ocorrer a o desligamento da concessionária, a CGH e o gerador diesel

conseguem manter o sincronismo entre elas, durante um período. Entretanto, como demonstrado no primeiro caso, se a rede elétrica for religada com um tempo superior aos 0,36 segundos, mostra-se necessário realizar os procedimentos de sincronização entre os geradores e a rede elétrica da concessionária para que elas possam voltar a operar em paralelo.

Com o intuito de avaliar quando ocorresse uma perda da rede elétrica da concessionária, como a central geradora hidrelétrica e o grupo gerador diesel se comportariam, simulou-se de tal forma com que a rede elétrica da concessionária não fosse religada. Desta forma, na Figura 57 mostra-se as curvas da variação dos ângulos de cargas.

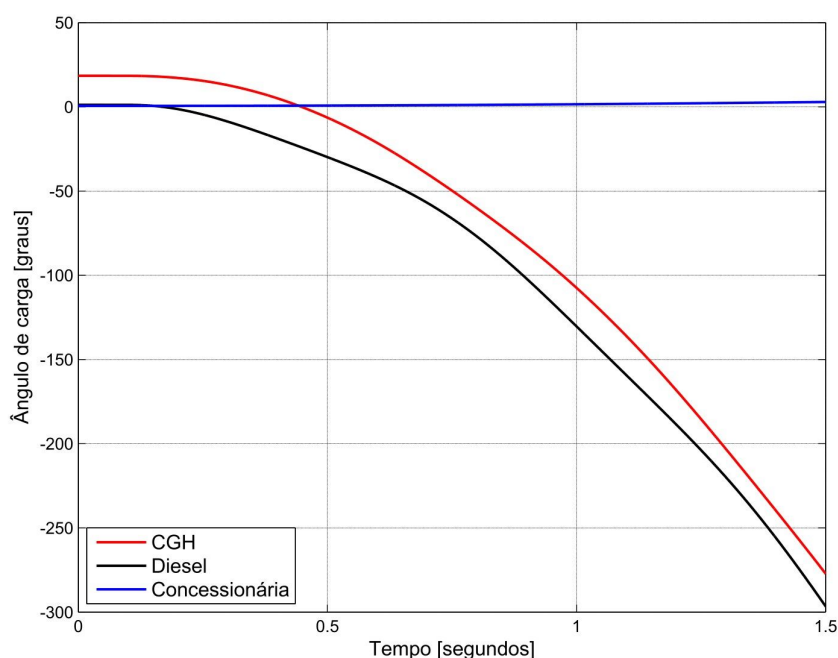


Figura 57: Curva da variação dos ângulos de carga para perda da rede da concessionária sem religamento.

Fonte: Autoria própria

Na Figura 58 apresenta-se as curvas de variação das velocidades quando ocorre a perda da concessionária.

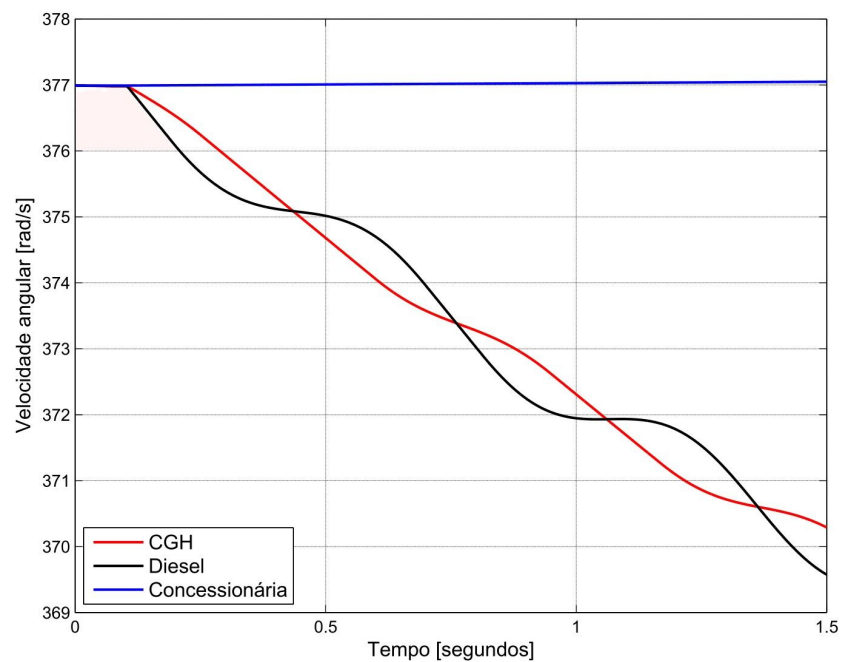


Figura 58: Curva da variação da velocidade mecânica angular para perda da rede da concessionária sem religamento.

Fonte: Autoria própria

Percebe-se através das Figuras 57 e 58, que mesmo após a perda da rede elétrica da concessionária, a CGH e o grupo gerador diesel conseguem manter o sincronismo, pois ambas as curvas permanecem oscilando juntas.

6 CONCLUSÕES

Neste trabalho apresentou-se a importância que representa as mini e micro-gerações de energia elétrica, entre outros, tanto para o SEP, quanto para as indústrias que possam usufruir desta geração, pois apresentam várias melhorias, como na economia gerada, em função principalmente da redução das tarifas de energia vindas da concessionária, na garantia de continuidade de energia, entre outros. Entretanto, para realizar a conexão destas microgerações são necessários alguns requisitos, como exposto no capítulo 4.

Desta maneira foram expostos alguns dos modelos matemáticos típicos que são necessários para o estudo de estabilidade, como do gerador de polos salientes, do sistema de excitação, regulador de velocidade para turbinas hidráulicas, etc. Mostrando também alguns dos métodos para analisar a estabilidade transitória do sistema, como os métodos de integração e o critério das áreas iguais. Com o auxílio destas ferramentas pode-se verificar o que ocorre com um sistema elétrico após ser dada alguma perturbação, podendo assim determinar e dimensionar corretamente equipamentos de proteção.

Assim, como objeto de estudo para a aplicação destas técnicas, utilizou-se de uma CGH, situada em Marmeleiro, como um caso inicial, em que alimenta cargas de uma indústria. Deste forma, pode-se avaliar como o sistema se comportava ao ser aplicado diferentes degraus de carga e a diferença causada em permanecer com o regulador de velocidade bloqueado e ao desbloqueá-lo, percebe-se então a contribuição do regulador de velocidade durante a ocorrência de perturbações, fazendo com que a potência mecânica aumente, equilibrando o sistema geração-carga, e conseqüentemente retornando a frequência do sistema para o valor nominal. Mostrou-se também um recurso que a indústria de baterias Urio poderia utilizar na ocorrência de alguma falta ou degrau de carga, como o alívio de cargas, utilizando tanto os carregadores de baterias, quanto os blocos de cargas a serem desligados, como uma maneira de garantir uma boa qualidade de frequência.

A fim de apresentar um modelo tradicional, geralmente trazido por diferentes literaturas, realizou-se as simulações considerando a CGH ligada a rede elétrica, sendo esta representada por uma barra infinita, e para isso, fez-se a perda da CGH

através dos métodos comentados, determinando assim o tempo de abertura crítico do sistema. Como uma maneira de comparação, utilizou-se de mais um caso da CGH conectada a rede elétrica, sendo esta agora representada por um gerador com uma alta constante de inércia, desta forma, sem sofrer grandes variações durante a ocorrência de perturbações. E assim como no caso da CGH ligada a barra infinita, simulou-se a perda da central geradora, obtendo os mesmos tempos para permanecer com o sistema estável e quando este passava a ser instável, ou seja, a CGH não era capaz de manter o sincronismo com a rede, tendo assim uma comprovação do tempo crítico de abertura. Em um último caso, considerou-se a expansão da indústria de baterias Urío e a uma possível conexão entre o gerador diesel, a rede elétrica e a CGH, a fim de verificar o comportamento do sistema quando ocorresse a saída da rede elétrica, considerando religamento e também sem o retorno da rede.

Por conter simplificações e aproximações nos valores utilizados, os resultados encontrados podem apresentar valores com tempos diferentes dos mostrados no capítulo anterior, ao contemplar outros métodos de aplicação das teorias.

6.1 SUGESTÕES PARA TRABALHOS FUTUROS

O tema proposto neste trabalho, sobre o estudo de sincronismo e a análise de estabilidade transitória, pode ser ampliado ou melhorado de tal forma que possa servir como base para trabalhos futuros. Assim, traz-se sugestões que possam suceder este trabalho:

- Tratar os casos expostos através de métodos de estudo de estabilidade transitória distintos, como o critério das áreas iguais, ou mesmo o método de Euler, a fim de poder compará-los;
- Realizar a implementação dos sistemas dos casos propostos no *software* MATLAB/Simulink, além das linhas de comando utilizadas;
- Obter o dimensionamento dos sistemas de proteção necessários, de acordo com os tempos críticos abordados;
- Projetar e implementar os circuitos de controle de potência utilizado nos carregadores de baterias.

REFERÊNCIAS

ANDERSON, Paul M.; FOUAD, Abdel-Aziz A. **Power system control and stability**. Institute of Electrical and Electronics Engineers - IEEE, 2003.

ANEEL, Agência Nacional de Energia Elétrica. **Nota Técnica n° /2015-SRM/SRD/SRG/SGT/ANEEL**. Mar. 2015.

BARBI, Ivo. **Teoria fundamental do motor de indução**. Ed.: Universidade Federal de Santa Catarina - UFSC, Florianópolis, 1985.

BARBOSA, F. Maciel. **Estabilidade de sistemas elétricos de energia**. Faculdade de Engenharia, Universidade do Porto - FEUP, jan. 2013.

BERNARDES, Renan. **Sincronização Automática de Geradores**. Schweitzer Engineering Laboratories, Comercial LTDA - SEL, fev. 2013.

BRASIL. Decreto n° 2.003, de 10 de setembro de 1996.

BRASIL. Artigo 176, Constituição da República Federativa do Brasil, 1988.

BRASIL. Lei n° 9.433, de 8 de janeiro de 1997.

BRETAS, Newton G; ALBERTO, Luis F. C. **Estabilidade transitória em sistemas eletroenergéticos**. São Carlos: Publicação EESC-USP, 2000.

CARI, Elmer P. T. **Estimação do parâmetros da máquina síncrona e seu sistema de excitação**. Dissertação (Mestrado) - Universidade de São Paulo, USP, São Carlos, 2005.

COPEL, Companhia Paranaense de Energia. **NTC 905200: Acesso de Micro e Minigeração Distribuída ao Sistema da Copel.** Paraná, 2014.

COSTA, Antonio S. Notas de aula da disciplina de dinâmica e controle de sistema elétricos de potência. Disponível em: <http://www.labspot.ufsc.br/simoes/>. Universidade Federal de Santa Catarina, UFSC, Florianópolis - SC, 2003.

DECKER, Ildemar C. **Algoritmos para a simulação da dinâmica de sistemas de energia elétrica em computadores paralelos.** Tese (Doutorado) - Universidade Federal do Rio de Janeiro, UFRJ, Rio de Janeiro, set. 2013.

DIAS, Fábio F; PILONI, Fernando C. **Análise de estabilidade transitória em sistemas elétricos de potência.** Dissertação (Graduação) - Universidade de Brasília, UnB, Brasília, 2010.

ELGERD, Olle I. **Introdução à teoria de sistemas de energia elétrica.** Ed: McGraw-Hill, São Paulo 1971.

EPE, Empresa de Pesquisa Energética. **Consumo de Energia Industrial recua 4,7%. Resenha de: Comissão Permanente de Análise e Acompanhamento do Mercado de Energia Elétrica - COPAM/EPE.** Rio de Janeiro, ano VIII, n. 89, p. 01, fev. 2015.

EPE, Empresa de Pesquisa Energética. **Projeção da demanda de energia elétrica 2015-2024.** Rio de Janeiro, fev. 2015.

FREITAS, D. Indústrias produzem a própria energia elétrica. **O Popular**, Goiânia, 08 fev. 2015. Economia. Disponível em: <http://www.opopular.com.br/editorias/economia/ind%C3%BAstrias-produzem-a-pr%C3%B3pria-energia-el%C3%A9trica-1.776180>.

FUTIKAMI, Edmar E.; CARVALHO, Julio C.; STRAPAÇÃO, Marcelo; VALENTINI, Miguel I.; LIMA, Viviane N. **Simulador de regulador de velocidade para turbinas hidráulicas francis.** Dissertação (Graduação) - Centro Federal de Educação Tecnológica do Paraná, CEFET-PR, Curitiba, 2003.

GUITARRARA, Gabriel B. **Estimativa de vazão para a implantação de micro-centrais hidrelétricas com utilização do SIG**. Dissertação (Graduação) - Universidade de São Paulo, USP, São Carlos, 2012.

HACKER. **Turbinas Hidráulicas**. Hacker Industrial LTDA. Xanxerê - SC, jun. 2014. Disponível em: http://www.hacker.ind.br/produtos_turbinas_hidraulicas.php.

IAP. **Procedimentos de licenciamento ambiental para implantação de Empreendimentos Hidrelétricos no Paraná**. Instituto Ambiental do Paraná, jun. 2014.

KUNDUR, Prabha *et al.* **Definition and classification of power system stability**. IEEE/CIGRE Joint Task Force on Stability Terms and Definitions. IEEE Transactions on Power System, vol. 19, no. 2, pp. 1387 - 1401, 2004.

KUNDUR, Prabha. **Power system stability and control**. Ed: McGraw-Hill, Inc. California, 1994.

LUZ, Diogo R. M. R. da; **Estudo de estabilidade transitória em sistemas elétricos de potência utilizando o método trapezoidal implícito**. Dissertação (Graduação) - Universidade Tecnológica Federal do Paraná, UTFPR, Curitiba, 2015.

MANCENO, Elizabeth W.; BRANDÃO, Pedro da C. **Avaliação da viabilidade econômica de reativação de uma central geradora hidrelétrica: um estudo de caso**. Dissertação (Graduação) - Universidade Federal do Rio de Janeiro, UFRJ, Rio de Janeiro, ago. 2013.

MARTIGONI, Alfonso. **Máquinas de corrente alternada**. Editora Globo, 1 ed., Porto Alegre - RS, 1973.

MATA, Clayton G. da. **Uma contribuição na análise da estabilidade transitória dos sistemas elétricos de distribuição na presença de geração distribuída**. Dissertação (Mestrado) - Universidade Federal de Juiz de Fora, UFJF, Juiz de Fora, ago. 2015.

MATEUS, João P. de C. **Métodos de análise da estabilidade transitória de siste-**

mas de energia eléctrica. Dissertação (Mestrado) - Universidade Técnica de Lisboa, ULISBOA, Portugal, out. 2010.

MELLO, Antônio. **Tipos de turbina hidráulicas aplicadas às pequenas, mini e microcentrais hidráulicas.** Universidade Presbiteriana Mackenzie.

MME, Ministério de Minas e Energia. Portaria n° 44. Fev. 2015.

NEVES, Marcelo S. **Modelagem de carga em sistemas de energia elétrica: Modelo matemático e sua validação com testes de campo.** Dissertação (Mestrado) - Universidade Federal de Juiz de Fora, UFJF, Juiz de Fora, ago. 2008.

PÁDUA, Marcelo S. de. **Técnicas digitais para sincronização com a rede elétrica, com aplicação em geração distribuída.** Dissertação (Mestrado) - Universidade Estadual de Campinas, UNICAMP, Campinas, nov. 2006.

RAMOS, Rodrigo A.; ALBERTO, Luís F. C.; BRETAS, Newton G. **Modelagem de máquinas síncronas aplicada ao estudo de estabilidade de sistemas elétricos de potência.** São Carlos: Publicação EESC - USP, set. 2000.

SARAIVA, Maria C. B. e S. **Paralelismo de geradores de polos industriais com o sistema interligado nacional.** Dissertação (Mestrado) - Universidade Federal de Itajubá, UNIFEI, Itajubá, out. 2012.

SILVA, Janaína L. e. **Análise da estabilidade transitória utilizando o software PS-Lab.** Dissertação (Graduação) - Universidade Federal do Rio de Janeiro, UFRJ, Rio de Janeiro, mar. 2010.

SILVA, João P. **Avaliação de operação ilhada de sistemas elétricos de potência.** Dissertação (Graduação) - Universidade Federal de Juiz de Fora, UFJF, Juiz de Fora, 2014.

SINDEMON, Sindicato das Empresas de Engenharia de Montagem e Manutenção Industrial do Estado do Paraná. **Geração própria de energia pode se tornar alter-**

nativa para as empresas. Edição 60, março de 2016.

SOARES, Ricardo Luiz, Júnior. **Projeto Conceitual de uma turbina hidráulica a ser utilizada na usina hidrelétrica externa de Henry Borden.** Dissertação (Graduação) - Universidade Federal do Rio de Janeiro, UFRJ, Rio de Janeiro, fev. 2014.

STEVENSON, William D, Jr. **Elementos de Análise de Sistemas de Potência.** Ed. McGraw-Hill, 2 ed, São Paulo, 1986.

STTOT, B. **Power system dynamic response calculations.** Proc. IEEE, vol. 67, no. 2, fev. 1979.

TOSTES, Roger de C. **Utilização de algoritmos genéticos na avaliação dos limites de estabilidade dos sistemas elétricos com estabilização suplementar.** Dissertação (Mestrado) - Universidade Federal do Rio de Janeiro - UFRJ, Rio de Janeiro, set. 2008.

VIEIRA, Xisto F. **Operação de Sistemas de Potência com Controle Automático de Geração.** Ed. Campus Ltda: Eletrobrás, Rio de Janeiro, 1984.

ZAMADEI, José A. **Projeto de controladores de amortecimento para unidades eólicas de geração baseadas em gerador de indução duplamente alimentado.** Dissertação (Mestrado) - Universidade Tecnológica Federal do Paraná - UTFPR, Pato Branco, 2012.