



**INSTITUTO FEDERAL DE EDUCAÇÃO, CIÊNCIA E TECNOLOGIA DE
GOIÁS
CÂMPUS ITUMBIARA
CURSO DE BACHARELADO EM ENGENHARIA ELÉTRICA**

MARIA RITA BATISTA

**CONTROLE AUTOMÁTICO DA GERAÇÃO EM SISTEMAS
ELÉTRICOS COM GERAÇÃO FOTOVOLTAICA**

Itumbiara-GO
Fevereiro/2023



INSTITUTO FEDERAL
Goiás

MINISTÉRIO DA EDUCAÇÃO
SECRETARIA DE EDUCAÇÃO PROFISSIONAL E TECNOLÓGICA
INSTITUTO FEDERAL DE EDUCAÇÃO, CIÊNCIA E TECNOLOGIA
PRÓ-REITORIA DE PESQUISA E PÓS-GRADUAÇÃO
SISTEMA INTEGRADO DE BIBLIOTECAS

TERMO DE AUTORIZAÇÃO PARA DISPONIBILIZAÇÃO NO REPOSITÓRIO DIGITAL DO IFG - ReDi IFG

Com base no disposto na Lei Federal nº 9.610/98, AUTORIZO o Instituto Federal de Educação, Ciência e Tecnologia de Goiás, a disponibilizar gratuitamente o documento no Repositório Digital (ReDi IFG), sem ressarcimento de direitos autorais, conforme permissão assinada abaixo, em formato digital para fins de leitura, download e impressão, a título de divulgação da produção técnico-científica no IFG.

Identificação da Produção Técnico-Científica

- | | |
|--|---|
| ☐ Tese | ☐ Artigo Científico |
| ☐ Dissertação | ☐ Capítulo de Livro |
| ☐ Monografia – Especialização | ☐ Livro |
| ☒ TCC - Graduação | ☐ Trabalho Apresentado em Evento |
| ☐ Produto Técnico e Educacional - Tipo: _____ | |

Nome Completo do Autor: Maria Rita Batista

Matrícula: 20182040070107

Título do Trabalho: Controle Automático da Geração em Sistemas Elétricos com Geração Fotovoltaica

Autorização - Marque uma das opções

1. (X) Autorizo disponibilizar meu trabalho no Repositório Digital do IFG (acesso aberto);
2. () Autorizo disponibilizar meu trabalho no Repositório Digital do IFG somente após a data ____/____/____ (Embargo);
3. () Não autorizo disponibilizar meu trabalho no Repositório Digital do IFG (acesso restrito).

Ao indicar a opção **2 ou 3**, marque a justificativa:

- () O documento está sujeito a registro de patente.
() O documento pode vir a ser publicado como livro, capítulo de livro ou artigo.
() Outra justificativa: _____

DECLARAÇÃO DE DISTRIBUIÇÃO NÃO-EXCLUSIVA

O/A referido/a autor/a declara que:

- i. o documento é seu trabalho original, detém os direitos autorais da produção técnico-científica e não infringe os direitos de qualquer outra pessoa ou entidade;
- ii. obteve autorização de quaisquer materiais inclusos no documento do qual não detém os direitos de autor/a, para conceder ao Instituto Federal de Educação, Ciência e Tecnologia de Goiás os direitos requeridos e que este material cujos direitos autorais são de terceiros, estão claramente identificados e reconhecidos no texto ou conteúdo do documento entregue;
- iii. cumpriu quaisquer obrigações exigidas por contrato ou acordo, caso o documento entregue seja baseado em trabalho financiado ou apoiado por outra instituição que não o Instituto Federal de Educação, Ciência e Tecnologia de Goiás.

Itumbiara-GO, 28/02/2023.
Local Data

Maria Rita Batista

Assinatura do Autor e/ou Detentor dos Direitos Autorais

MARIA RITA BATISTA

**CONTROLE AUTOMÁTICO DA GERAÇÃO EM SISTEMAS
ELÉTRICOS COM GERAÇÃO FOTOVOLTAICA**

Trabalho de Conclusão de Curso apresentado à banca examinadora do curso de Bacharelado em Engenharia Elétrica do Instituto Federal de Educação, Ciência e Tecnologia de Goiás – Campus Itumbiara, como parte dos requisitos necessários para obtenção do título de Bacharel em Engenharia Elétrica.

Orientador: Prof. Dr. Rui Vagner Rodrigues da Silva (in memoriam)
Prof. Dr. Olívio Carlos Nascimento Souto

Itumbiara-GO

Fevereiro/2023

Dados Internacionais de Catalogação na Publicação (CIP)

B333c Batista, Maria Rita
 Controle automático da geração em sistemas elétricos com
 geração fotovoltaica. / Maria Rita Batista. -- Itumbiara, 2023.
 82 p. : il. color.

 Trabalho de conclusão de curso (Bacharelado em Engenharia
 Elétrica) - Instituto Federal de Educação, Ciência e Tecnologia
 de Goiás, Câmpus Itumbiara, 2023.

 Orientador: Prof. Dr. Rui Vagner Rodrigues da Silva (*in*
 memoriam). Prof. Dr. Olívio Carlos Nascimento Souto.

 1. Geração de energia fotovoltaica. 2. Geração distribuída
 de energia elétrica. 3. Energia - Fontes alternativas. I.
 Título. II. Souto, Olívio Carlos Nascimento. III. Instituto
 Federal de Educação, Ciência e Tecnologia de Goiás.

CDD 621.47

Instituto Federal de Educação, Ciência e Tecnologia de Goiás
Biblioteca Maria Gabriela Pacheco Pardey / Câmpus Itumbiara
Bibliotecário: Eduardo Pereira Resende CRB1/3266



INSTITUTO FEDERAL
Goiás

MINISTÉRIO DA EDUCAÇÃO
SECRETARIA DE EDUCAÇÃO PROFISSIONAL E TECNOLÓGICA
INSTITUTO FEDERAL DE EDUCAÇÃO, CIÊNCIA E TECNOLOGIA DE GOIÁS
CÂMPUS ITUMBIARA

Termo de Aprovação

Maria Rita Batista

CONTROLE AUTOMÁTICO DA GERAÇÃO EM SISTEMAS ELÉTRICOS COM GERAÇÃO FOTOVOLTAICA

Trabalho de Conclusão de Curso apresentado à Coordenação do Curso de Engenharia Elétrica do Instituto Federal de Educação, Ciência e Tecnologia de Goiás – Câmpus Itumbiara, como parte dos requisitos para a obtenção do título de Bacharel em Engenharia Elétrica.

Trabalho de Conclusão de Curso defendido e aprovado, em 24 de Fevereiro de 2023, pela banca examinadora constituída pelos seguintes membros:

BANCA EXAMINADORA

Prof. Dr. Olívio Carlos Nascimento Souto - Orientador

Instituto Federal de Goiás, Câmpus Itumbiara

Prof. MSc. Diogo Soares Resende - Membro interno

Instituto Federal de Goiás, Câmpus Itumbiara

Prof. Dr. Cláudio Roberto Pacheco - Membro interno

Instituto Federal de Goiás, Câmpus Itumbiara

Itumbiara – GO

2023

Documento assinado eletronicamente por:

- **Claudio Roberto Pacheco**, PROFESSOR ENS BASICO TECN TECNOLOGICO, em 28/02/2023 12:13:02.
- **Diogo Soares Resende**, PROFESSOR ENS BASICO TECN TECNOLOGICO, em 27/02/2023 18:25:09.
- **Olívio Carlos Nascimento Souto**, PROFESSOR ENS BASICO TECN TECNOLOGICO, em 27/02/2023 17:39:37.

Este documento foi emitido pelo SUAP em 25/02/2023. Para comprovar sua autenticidade, faça a leitura do QRCode ao lado ou acesse <https://suap.ifg.edu.br/autenticar-documento/> e forneça os dados abaixo:

Código Verificador: 377737

Código de Autenticação: 0f5ff7fbde



Instituto Federal de Educação, Ciência e Tecnologia de Goiás
Avenida Furnas, nº 55, Bairro Village Imperial, ITUMBIARA / GO, CEP 75524-010
(64) 2103-5612 (ramal: 5612)

DEDICATÓRIA

Com muito orgulho, dedico este trabalho à minha mãe, Dinarci e em memória de minha avó materna, Maria dos Reis, responsáveis pela formação de meu caráter.

AGRADECIMENTOS

Agradeço, primeiramente, a Deus, autor do meu destino e meu guia, pela oportunidade de estar vivendo esse momento e por me dar forças a trilhar o caminho até aqui.

Agradeço à minha mãe, exemplo de mãe solo, por todo o esforço e dedicação, os quais foram de extrema importância para a conclusão deste curso. Obrigada pelo apoio incondicional em todos os momentos, principalmente nos de insegurança, muito comuns para quem tenta trilhar novos caminhos.

Agradeço à minha pequena família materna, aqui representados pelo meu primo, Thiago Augusto, e minha tia, Joana Sidna.

Agradeço o apoio e incentivo que o meu namorado, Caio, me deu para que esse trabalho fosse concluído.

Agradeço aos meus amigos, Alexandre Parreira e Paulo Henrique, por estarem presentes em todos os momentos de angústia, aflição e felicidade.

Agradeço aos amigos adquiridos durante o curso que tornaram os desafios mais leves, aqui representado pelo Rangel Cavalcante.

Agradeço em memória do Professor Dr. Rui Vagner Rodrigues da Silva, pela sugestão do tema e início da orientação deste trabalho.

Agradeço ao meu orientador Professor Dr. Olívio Carlos Nascimento Souto, por aceitar a continuar com a orientação deste trabalho. Sem o seu auxílio esse trabalho seria mais difícil de ser concluído.

Agradeço a servidora Ma. Maraína Souza Medeiros, por todas às vezes que me disse: “Vai dar certo!”, “Logo você vai acabar!”, sempre que chegava à biblioteca do Campus para desenvolver este trabalho.

Em geral, agradeço a todos os professores com quem tive a oportunidade de aprender e aos servidores do Instituto Federal de Goiás – Campus Itumbiara.

RESUMO

O uso da energia elétrica é indispensável no dia a dia das pessoas uma vez que não é possível sustentar as tecnologias como celulares, computadores, equipamentos industriais e médicos, sem a eletricidade. Diante do crescimento populacional e do avanço das tecnologias, uma maior demanda de energia é exigida do sistema elétrico. A busca constante pelo desenvolvimento sustentável com o uso de fontes de energia limpas e renováveis, está crescendo em todo o Sistema Interligado Nacional. Porém, a população fica suscetível a determinados problemas que podem transcorrer provenientes da integração de novas fontes de energia no sistema. A integração de grandes usinas/parques de geração de energia fotovoltaica (fv) no sistema elétrico tem despertado preocupações quando se pensa em seus efeitos relacionados ao controle de carga-frequência. Sendo assim, o foco deste trabalho é identificar os impactos que a integração da energia solar pode provocar no sistema elétrico de potência, em cenários que analisam a frequência e a potência gerada nas áreas de controle. As simulações foram realizadas no domínio da frequência sob a forma de diagrama de blocos utilizando o ambiente Simulink do MATLAB. Para tal estudo, é necessário o entendimento do controle automático da geração que é responsável por restabelecer a frequência do sistema ao seu valor original, além dos elementos que compõem o sistema de controle carga-frequência. Os resultados obtidos mostraram que nos cenários com a inserção de geração fv em áreas de controle que possuem carga, inicialmente atende à demanda da região. Em contrapartida, quando é inserido fv nas áreas de controle que não possuem carga, mostrou-se que o sistema não está apto para receber essa potência.

Palavras-chave: Controle Automático da Geração. Controle Carga-Frequência. Fontes de Energia Renováveis. Sistema Fotovoltaico.

ABSTRACT

The use of electrical energy is indispensable in people's daily lives since it is not possible to sustain technologies such as cell phones, computers, industrial and medical equipment, without electricity. Against with population growth and the advancement of technologies, a greater demand for energy is required from the electrical system. The constant search for sustainable development with the use of clean and renewable energy sources is growing throughout the National Interconnected System. However, the population is susceptible to certain problems that may arise from the integration of new energy sources in the system. The integration of large photovoltaic power plants/parks in the electrical system has raised concerns when thinking about its effects related to load-frequency control. Therefore, the focus of this work is to identify the impacts that the integration of solar energy can cause in the electric power system, in scenarios that analyze the frequency and power generated in the control areas. The simulations were performed in the frequency domain in the form of a block diagram using the Simulink environment of MATLAB. For this study, it is necessary to understand the automatic control of generation that is responsible for restoring the system frequency to its original value, in addition to the elements that make up the load-frequency control system. The results obtained showed that in scenarios with pv generation in control areas that have a load, it initially meets the region's demand. On the other hand, when pv is inserted in the control areas that have no load, it was shown that the system is not able to receive this power.

Keywords: Automatic Generation Control. Load-Frequency Control. Renewable Energy Sources. Photovoltaic System.

LISTA DE FIGURAS

Figura 1 - Estrutura de um SEP.....	12
Figura 2 - Capacidade de Geração do Brasil.....	13
Figura 3 - Capacidade Instalada de Geração Fotovoltaica no Brasil.....	14
Figura 4 - Curva de variação da Frequência x Tempo	17
Figura 5 - Carga Nacional do SIN durante o jogo Brasil x Sérvia	18
Figura 6 - Frequência do sistema com o Controle Primário e Secundário	20
Figura 7 - Curva característica da variação de potência em função da frequência do Regulador Isócrono	23
Figura 8 - Diagrama Mecânico do Regulador Isócrono	23
Figura 9 - Diagrama de Blocos do Regulador de Isócrono	24
Figura 10 - Curva característica da variação de potência em função da frequência do Regulador com Queda de Velocidade.....	25
Figura 11 - Diagrama Mecânico do Regulador com Queda de Velocidade	26
Figura 12 - Diagrama de Blocos do Regulador com Queda de Velocidade	26
Figura 13 - Diagrama de Blocos da malha com Controle Primário.....	27
Figura 14 - Diagrama de Blocos do CAG	28
Figura 15 - Diagrama de Blocos com Regulação Primária e Secundária.....	29
Figura 16 - Resposta de frequência no tempo.....	30
Figura 17 - Usinas Participantes do CAG	31
Figura 18 - Turbina Francis	31
Figura 19 - Áreas de controle e interligação entre áreas.....	32
Figura 20 - Diagrama de Blocos com Regulação Primária e Secundária.....	33
Figura 21 - Diagrama de Blocos para Sistema de Duas Áreas Interligadas com Regulação Secundária	36
Figura 22 - Janela de tempo de atuação dos controles de frequência	37
Figura 23 - Representação da Máquina Síncrona	39
Figura 24 - Diagrama de Blocos da Máquina Síncrona	40
Figura 25 - Capacidade Instalada de Geração Hidráulica no Brasil	42
Figura 26 - Diagrama de Blocos da Turbina Hidráulica	43
Figura 27 - Representação de uma unidade de geração hidráulica	43
Figura 28 - Capacidade Instalada de Geração Térmica no Brasil	45

Figura 29 - Diagrama de Blocos da Turbina Térmica sem Reaquecimento	46
Figura 30 - Instalação Fotovoltaica do IFG Campus Itumbiara.....	47
Figura 31 - Parque Solar de São Gonçalo.....	49
Figura 32 - Capacidade Instalada de Geração Fotovoltaica no Brasil.....	50
Figura 33 - Representação esquemática do sistema com duas áreas interligadas do Caso Base.....	53
Figura 34 - Curva Caso Base - Frequência x Tempo	54
Figura 35 - Curva Caso Base - Potência x Tempo	55
Figura 36 - Representação esquemática do sistema com duas áreas interligadas do Caso 01.....	56
Figura 37 - Curva Caso Um - Frequência x Tempo.....	57
Figura 38 - Curva Caso Um - Potência x Tempo.....	58
Figura 39 - Curva Caso Dois - Frequência x Tempo	59
Figura 40 - Curva Caso Dois - Potência x Tempo	60
Figura 41 - Curva Caso Três - Frequência x Tempo	61
Figura 42 - Curva Caso Três - Potência x Tempo	62
Figura 43 - Curva Caso Quatro - Frequência x Tempo	64
Figura 44 - Curva Caso Quatro - Potência x Tempo	65
Figura 45 - Curva Caso Cinco - Frequência x Tempo	66
Figura 46 - Curva Caso Cinco - Potência x Tempo	68
Figura 47 - Curva Caso Seis - Frequência x Tempo	69
Figura 48 - Curva Caso Seis - Potência x Tempo	70

LISTA DE TABELAS

Tabela 1 - Valores Típicos para Constantes de Inércia	40
Tabela 2 - Valores dos Parâmetros Utilizados no Caso Base.....	53
Tabela 3 - Resultados Caso Base	54
Tabela 4 - Valores dos Parâmetros Utilizados no Caso Um	56
Tabela 5 - Resultados Caso Um	57
Tabela 6 - Resultados Caso Dois	60
Tabela 7 - Resultados Caso Três	62
Tabela 8 - Resultados Caso Quatro.....	64
Tabela 9 - Resultados Caso Cinco	67
Tabela 10 - Resultados Caso Seis.....	69

LISTA DE ABREVIATURAS E SIGLAS

ANEEL	Agência Nacional de Energia Elétrica
B	Bias
CAG	Controle Automático da Geração
D	Coeficiente de Amortecimento
ECA	Erro de Controle de Área
EPE	Empresa de Pesquisa Energética
FF	Controle em Frequência Constante
FTL	Controle em Intercâmbio Constante
Fv	Fotovoltaico
H	Constante de inércia da máquina síncrona
Hz	Hertz
K	Ganho do CAG
ONS	Operador Nacional do Sistema
Ps	Coeficiente de sincronização
Pu	Por unidade
R	Estatismo
SEP	Sistema Elétrico de Potência
SIGA	Sistema de Informações de Geração
SIN	Sistema Interligado Nacional
T_{ch}	Constante de tempo associada aos volumes da câmara de vapor
TLB	Controle de Intercâmbio e Frequência
T_t	Constante de tempo da turbina hidráulica

SUMÁRIO

1	INTRODUÇÃO	12
1.1	CONSIDERAÇÕES INICIAIS	12
1.2	JUSTIFICATIVA.....	13
1.3	OBJETIVOS	15
1.3.1	Objetivo Geral.....	15
1.3.2	Objetivos Específicos	15
1.4	ORGANIZAÇÃO DO TRABALHO	15
2	CONTROLE DE CARGA E FREQUÊNCIA	17
2.1	CONSIDERAÇÕES INICIAIS	17
2.2	CONTROLE PRIMÁRIO DE FREQUÊNCIA	20
2.2.1	Estatismo.....	21
2.2.2	Reguladores de Velocidade.....	22
2.2.2.1	Regulador Isócrono	22
2.2.2.2	Regulador com Queda de Velocidade	24
2.3	CONTROLE AUTOMÁTICO DA GERAÇÃO.....	27
2.4	DEFINIÇÃO DE ÁREAS DE CONTROLE	32
2.4.1	Erro de Controle de Área.....	33
2.4.2	Modalidades de operação do CAG.....	33
2.4.2.1	Controle em Intercâmbio Constante (FTL)	34
2.4.2.2	Controle em Frequência Constante (FF)	34
2.4.2.3	Controle de Intercâmbio e Frequência (TLB).....	34
2.4.3	BIAS	35
2.5	CONTROLE TERCIÁRIO	37
3	MODELAGEM DE SISTEMAS ELÉTRICOS DE POTÊNCIA.....	38
3.1	CONSIDERAÇÕES INICIAIS	38
3.2	MÁQUINA ELÉTRICA.....	38
3.2.1	Modelagem da Máquina Elétrica	39
3.3	TURBINA HIDRÁULICA	40
3.3.1	Modelagem do Sistema de Controle.....	42
3.4	TURBINA TÉRMICA A VAPOR.....	44
3.4.1	Modelagem do Sistema de Controle.....	46

3.5	SISTEMAS FOTOVOLTAICOS	46
4	SISTEMAS PARA ESTUDO DE CASOS, RESULTADOS E DISCUSSÕES	
	51	
4.1	CONSIDERAÇÕES INICIAIS	51
4.2	CASO BASE	52
4.2.1	Resultados e Discussões	54
4.3	CASO 01.....	55
4.3.1	Resultados e Discussões	56
4.4	CASO 02.....	58
4.4.1	Resultados e Discussões	59
4.5	CASO 03.....	61
4.5.1	Resultados e Discussões	61
4.6	CASO 04.....	63
4.6.1	Resultados e Discussões	63
4.7	CASO 05.....	66
4.7.1	Resultados e Discussões	66
4.8	CASO 06.....	68
4.8.1	Resultados e Discussões	68
5	CONCLUSÕES	71
5.1	SUGESTÕES DE TRABALHOS FUTUROS	72
	REFERÊNCIAS.....	73
	APÊNDICE A – DIAGRAMA DE BLOCOS DO CASO BASE.....	76
	APÊNDICE B – DIAGRAMA DE BLOCOS DO CASO UM	77
	APÊNDICE C – DIAGRAMA DE BLOCOS DO CASO DOIS	78
	APÊNDICE D – DIAGRAMA DE BLOCOS DO CASO TRÊS	79
	APÊNDICE E – DIAGRAMA DE BLOCOS DO CASO QUATRO	80
	APÊNDICE F – DIAGRAMA DE BLOCOS DO CASO CINCO.....	81
	APÊNDICE G – DIAGRAMA DE BLOCOS DO CASO SEIS	82

1 INTRODUÇÃO

1.1 CONSIDERAÇÕES INICIAIS

A energia elétrica é um bem essencial e possui importante relação com a qualidade de vida das pessoas. Sabe-se que grande parte das atividades da população envolvem o uso da energia elétrica e, diante do crescimento populacional e do avanço das tecnologias, uma maior demanda de energia é exigida do sistema elétrico.

O sistema elétrico de potência (SEP) é composto por um conjunto de instalações para geração, transmissão e distribuição da energia elétrica, conforme apresenta a Figura 1.

Figura 1 - Estrutura de um SEP



Fonte: (ALMEIDA, 2004, p. 1). Atualizado pela própria autora.

Belinelli, Guelbert e Siebert (2015) destacam que um sistema de potência permanece em seu estado nominal de operação quando a demanda de todas as cargas alimentadas pelo Sistema Interligado Nacional (SIN) é satisfeita e a frequência é mantida constante em seu valor nominal (60 Hz).

Entendida dessa forma, manter a frequência de um SEP estável está relacionado à qualidade do fornecimento da energia que é gerada no mesmo, destinada a atender todas as cargas conectadas ao sistema.

1.2 JUSTIFICATIVA

As alterações climáticas que ocasionam a escassez e irregularidade das chuvas, impactam diretamente no abastecimento dos reservatórios hidrelétricos nacionais, levando a uma redução da geração proveniente da principal fonte de geração de energia do país, a hidráulica.

Com isso, surge a necessidade da utilização de fontes alternativas de energia para suprir a demanda de potência. No Brasil, até o dia 11 de outubro de 2022, a potência total outorgada, ou seja, a potência registrada na Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL), que a usina está autorizada a operar, mas ainda não iniciaram as obras, era aproximadamente 283,8 GW enquanto a potência fiscalizada, que corresponde a potência de operação da usina, era aproximadamente 186,66 GW, segundo o Sistema de Informações de Geração (SIGA) da ANEEL. Em termos de porcentagem, do total em operação, 83,27% são provenientes de fontes renováveis e 16,73% são derivadas de fontes não-renováveis, conforme mostra a Figura 2.

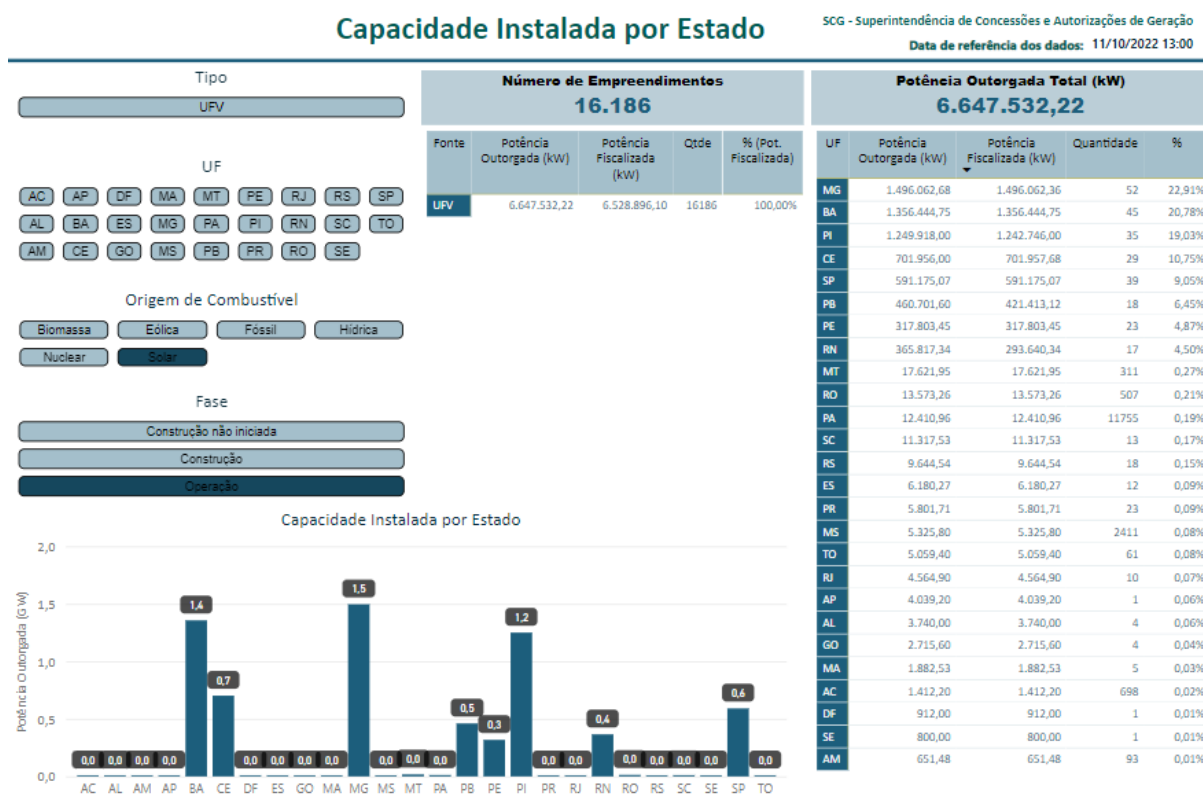
Figura 2 - Capacidade de Geração do Brasil



Fonte: (SIGA, 2022)

A Figura 2 mostra que a geração de energia proveniente das fontes intermitentes, como a Eólica e Solar, vem ganhando espaço na matriz energética brasileira. Como consequência da crescente inserção, em especial, da geração fotovoltaica na matriz de energia, onde são previstos elevados níveis de penetração de geração fotovoltaica no sistema, principalmente no estado de Minas Gerais, conforme mostra a Figura 3, os estudos sobre a relação entre a potência disponível e a carga a ser atendida se tornam necessários para que se obtenha garantia da qualidade da energia a ser injetada no sistema.

Figura 3 - Capacidade Instalada de Geração Fotovoltaica no Brasil



Fonte: (SIGA, 2022)

1.3 OBJETIVOS

1.3.1 Objetivo Geral

Este trabalho possui como objetivo estudar o Controle Automático da Geração (CAG), em cenários com a presença de geração hidráulica, térmica e fotovoltaica, seguido de análise dos respectivos resultados.

1.3.2 Objetivos Específicos

- Revisão bibliográfica com vistas a identificar a representação, sob a forma de diagrama de blocos, dos elementos que compõem o sistema de controle carga-frequência: geradores, reguladores de velocidade, turbinas e controlador CAG. O estado da arte focará na geração fotovoltaica, térmica e hidráulica.
- Simular o sistema de controle carga-frequência através do SIMULINK do *software* MATLAB;
- Inicialmente, efetuar simulações com cenários considerando áreas de controle com a presença de unidades térmicas e/ou hidráulicas pertencentes a áreas de controle distintas;
- Posteriormente, realizar as simulações dos cenários considerando a presença de geração fotovoltaica;
- Analisar e interpretar os resultados das simulações com e sem a presença de geração fotovoltaica.

1.4 ORGANIZAÇÃO DO TRABALHO

Esta monografia está organizada da seguinte forma:

Capítulo 1: Introdução

O primeiro capítulo contém as considerações iniciais do trabalho, justificativas para o desenvolvimento da pesquisa, objetivos gerais e específicos.

Capítulo 2: Controle de Carga e Frequência

O segundo capítulo apresenta os conceitos aplicados ao controle primário e secundário de frequência, além das representações sob a forma de diagrama de blocos de alguns componentes do sistema de controle de carga e frequência: reguladores de velocidade e o CAG.

Capítulo 3: Modelagem de Sistemas Elétricos de Potência

O terceiro capítulo traz sob a forma de diagrama de blocos os outros componentes que compõem o sistema de controle de carga e frequência: a máquina síncrona e a turbina. E por último, é descrito sobre a geração fotovoltaica.

Capítulo 4: Sistema para Estudos de Casos, Resultados e Discussões

O quarto capítulo contém a apresentação dos sistemas que serão realizados as simulações com as respectivas análises dos resultados.

Capítulo 5: Conclusões

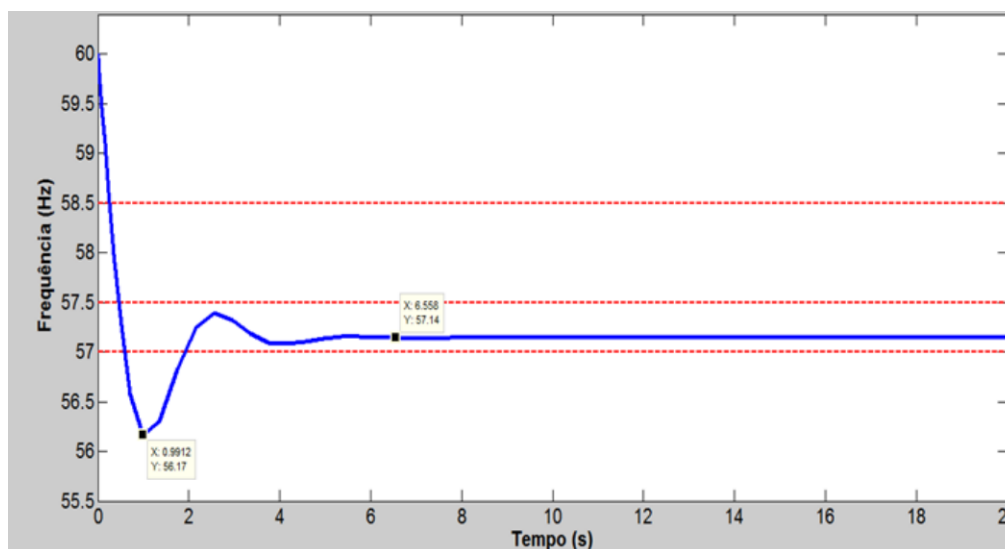
O último capítulo apresenta as conclusões deste trabalho e as sugestões para trabalhos futuros para que seja dada continuidade a pesquisa desenvolvida.

2 CONTROLE DE CARGA E FREQUÊNCIA

2.1 CONSIDERAÇÕES INICIAIS

Ao longo do dia, as cargas variam a todo momento em um Sistema Elétrico de Potência (SEP) fazendo com que o estado de equilíbrio carga-geração esteja sempre em variação. A fim de exemplificar, supõe-se um intervalo de tempo em que a carga no sistema foi maior do que a programada, como consequência, instantaneamente haverá um déficit de geração para suprir essa nova demanda. Diante desse déficit de geração, a velocidade das máquinas tende a diminuir, uma vez que, em um primeiro momento, esse aumento de demanda é suprido através da energia cinética das máquinas do sistema. Supondo que não houvesse a atuação dos reguladores de velocidade, o sistema atingiria um novo estado de equilíbrio.

Figura 4 - Curva de variação da Frequência x Tempo



Fonte: (FILHO e SCHMIDT, 2015, p. 68)

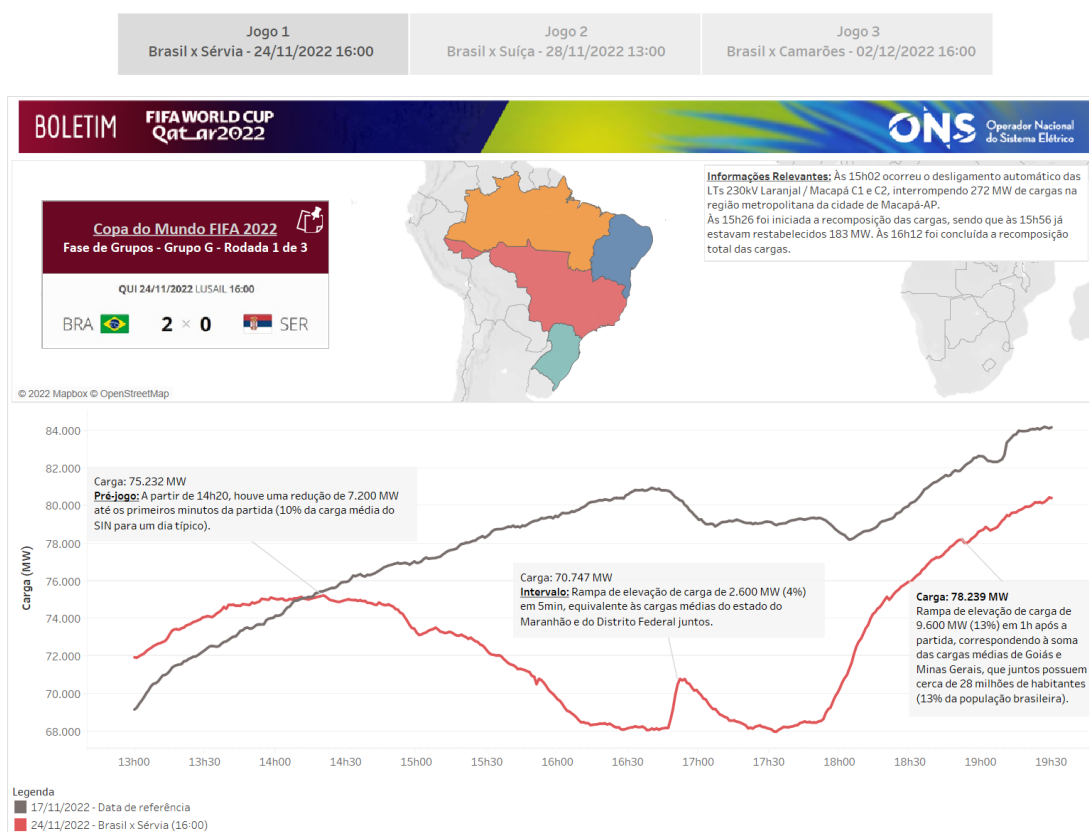
A Figura 4 representa uma situação similar a descrita acima, com os parâmetros em termos da variação da frequência, em Hz, pelo tempo, em s. É possível observar que a frequência estabilizou em 57,14 Hz, valor abaixo do nominal no Brasil, que é 60 Hz. Sendo assim, subentende-se que neste caso houve um déficit

de geração em relação à carga, com isso, cada unidade teria que gerar uma potência adicional.

Em contrapartida, analisando um cenário com situações que já são previamente esperadas, a Figura 5 traz o boletim exibindo o comportamento do consumo de energia elétrica no Brasil durante os grandes eventos da Copa do Mundo FIFA 2022, neste caso, o jogo de estreia do Brasil. A análise do comportamento da carga é realizada considerando o consumo na data do jogo (24/11/2022) com o de uma semana atrás (17/11/2022), quando não houve nenhum evento de relevância nacional.

Conforme esperado pelo Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS), por volta de 2 horas antes do início do jogo da Seleção Brasileira, muitas atividades laborais, como dos setores industriais e comerciais, são interrompidas em virtude do deslocamento das pessoas para assistirem ao evento. No SIN, o reflexo desse comportamento é o início de uma rampa de redução de carga que tende a perdurar até o final da partida.

Figura 5 - Carga Nacional do SIN durante o jogo Brasil x Sérvia



Fonte: (ONS, 2022).

Através da Figura 5 é possível observar que a partir das 14h20 houve redução na carga nacional do SIN, visto que, máquinas e equipamentos elétricos começaram a ser desligados para que os torcedores conseguissem chegar a tempo aos locais que assistiriam a partida que teve início às 16h. Durante o intervalo do jogo, é possível observar uma rampa de 4% de crescimento de carga, provenientes de atividades rápidas como abertura de geladeiras, utilização de microondas, etc.

A capacidade do SEP atingir um novo estado de equilíbrio por si só, em resposta a variação entre carga e geração é denominada Regulação Própria do Sistema, e é representada por meio do parâmetro D , denominado Coeficiente de Amortecimento. Em contrapartida, levar em consideração apenas essa forma de regulação, pode levar o sistema a operar com grandes variações de frequência, o que se torna indesejável na prática.

O Coeficiente de Amortecimento é representado pela Equação (1):

$$D = \frac{\Delta P_D}{\Delta F} \quad (1)$$

Onde:

D = Variação da carga com a frequência ou coeficiente de amortecimento (pu).

ΔP_D = Variação da carga sensível à frequência (pu).

ΔF = Variação da frequência (pu).

As variações de carga podem atingir valores consideráveis quando se trata de um sistema elétrico de potência de grande porte, como o brasileiro. Em contrapartida, os valores típicos do coeficiente de amortecimento para tais sistemas são relativamente baixos (variando de 1% a 2%) (Almeida, 2004, p. 24).

O mesmo autor destaca que

As unidades geradoras são dotadas de mecanismos de regulação de velocidade automática que atuam no sentido de aumentar ou diminuir a potência gerada quando a frequência se afasta da frequência de referência. Este primeiro estágio de controle de velocidade em uma unidade geradora é denominado Regulação Primária. (ALMEIDA, 2004, p. 25).

A Regulação Primária é abordada com mais detalhes na próxima seção.

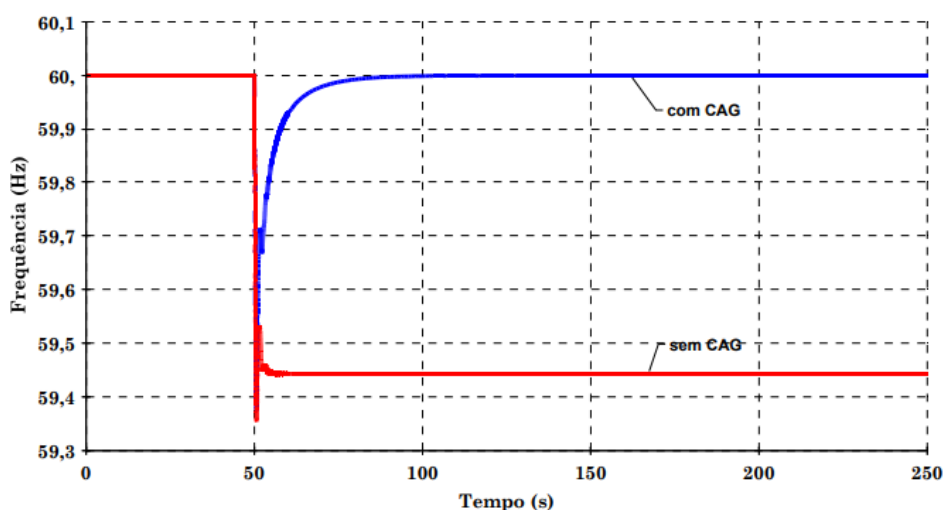
2.2 CONTROLE PRIMÁRIO DE FREQUÊNCIA

A Regulação Primária de Frequência ou Controle Primário de Frequência atua de forma instantânea em resposta às variações ocorridas na frequência, com o objetivo de reestabelecer o equilíbrio entre geração e carga, mas sem retornar à frequência ao seu valor nominal. Esse controle é composto por ações automáticas considerando o comportamento natural das cargas de se autorregularem, atingindo assim, um novo estado de equilíbrio.

As ações automáticas são as respostas dos reguladores de velocidades das unidades geradoras, fazendo com que a potência elétrica gerada se adapte às variações de carga. Os reguladores de velocidade atuam para que o equilíbrio geração/carga seja restaurado a uma frequência mais baixa do que seu valor original. Não se pode deixar de destacar também que as ações desse controle ocorrem dentro de alguns segundos após a perturbação no SEP.

A título de ilustração, a Figura 6 mostra a frequência de um sistema com a presença do Controle Primário, curva sem CAG, e Controle Secundário, curva com CAG que será descrito no tópico 2.3.

Figura 6 - Frequência do sistema com o Controle Primário e Secundário



Fonte: (ALMEIDA, 2004, p. 68).

2.2.1 Estatismo

Neste momento, torna-se oportuna a introdução dada pelo ONS (2021), que define o Estatismo como sendo a inclinação da curva característica de “carga-frequência” dos reguladores de velocidade. Esse termo é a variação da velocidade, expressa em porcentagem da velocidade nominal, quando a potência da unidade varia de vazio a plena carga, mantendo-se inalterados os ajustes do regulador.

O Estatismo ou percentual de regulação de velocidade da máquina é dado pela Equação (2):

$$R(\%) = \frac{f_{vazio} - f_{plena\ carga}}{f_{nominal}} \times 100 \quad (2)$$

Em que:

R = Estatismo (%).

f_{vazio} = Frequência da máquina quando está operando sem carga (pu ou Hz).

$f_{plena\ carga}$ = Frequência da unidade quando a potência gerada é a máxima (pu ou Hz).

$f_{nominal}$ = Frequência nominal (pu ou Hz).

No Sistema Interligado Nacional (SIN), o ONS determina que a frequência nominal do sistema deve ser ajustada em 60 Hz e com estatismo de 5%. Esses valores poderão ser ajustados em um número diferente quando justificado a necessidade. Como os parâmetros do caso base das simulações realizadas neste trabalho foram retirados do livro americano Power System Analysis, o estatismo em uma das áreas de controle é diferente de 5%.

Para exemplificar um estatismo de 5%, imagina-se uma frequência nominal de 63 Hz. Em condições de carga nominal, ocorrerá uma queda de 3 Hz na frequência, resultando em uma frequência a plena carga de 60 Hz.

2.2.2 Reguladores de Velocidade

Como visto nos itens anteriores, os reguladores de velocidade são os responsáveis por definirem a regulação primária da frequência do sistema. Através do mecanismo de controle de velocidade, identificam quaisquer alterações que ajustam a abertura das válvulas de vapor, considerando turbinas térmicas ou a abertura dos distribuidores de água, no caso de turbinas hidráulicas.

Posto isso, tem-se duas principais classificações de Reguladores de Velocidade:

- Isócronos e;
- Com queda de velocidade, ou *droop*;

Sendo que cada característica está relacionada com a resposta em regime permanente após uma variação de carga.

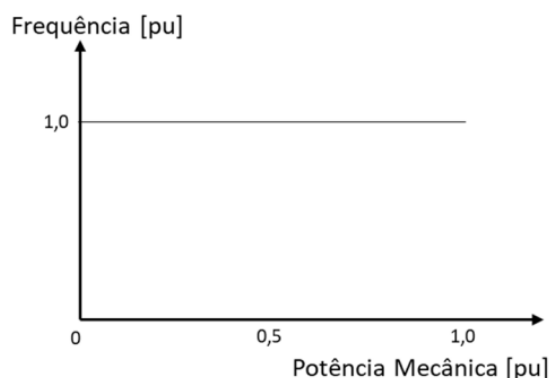
2.2.2.1 Regulador Isócrono

O termo “Isócrono” significa velocidade constante. Neste tipo de regulador, a frequência é constante independente da carga solicitada. Em sistemas com mais de uma unidade geradora, apresenta instabilidade devido problemas de repartição de carga, fato que faz com que o uso desses reguladores se torne inadequado em sistemas elétricos de potência com mais de uma unidade geradora.

O Regulador Isócrono não apresenta estatismo, uma vez que, o propósito do estatismo é garantir divisão uniforme de potência entre as unidades geradoras. Esse tipo de regulador se adequa com facilidade em redes isoladas. Na verdade, quando está operando dessa forma, o gerador só tem a carga como conexão e, em casos de perturbação no sistema, tenderá a restabelecer a frequência para seu valor nominal, mantendo-a constante, independente da carga.

A Figura 7 apresenta sua curva característica.

Figura 7 - Curva característica da variação de potência em função da frequência do Regulador Isócrono



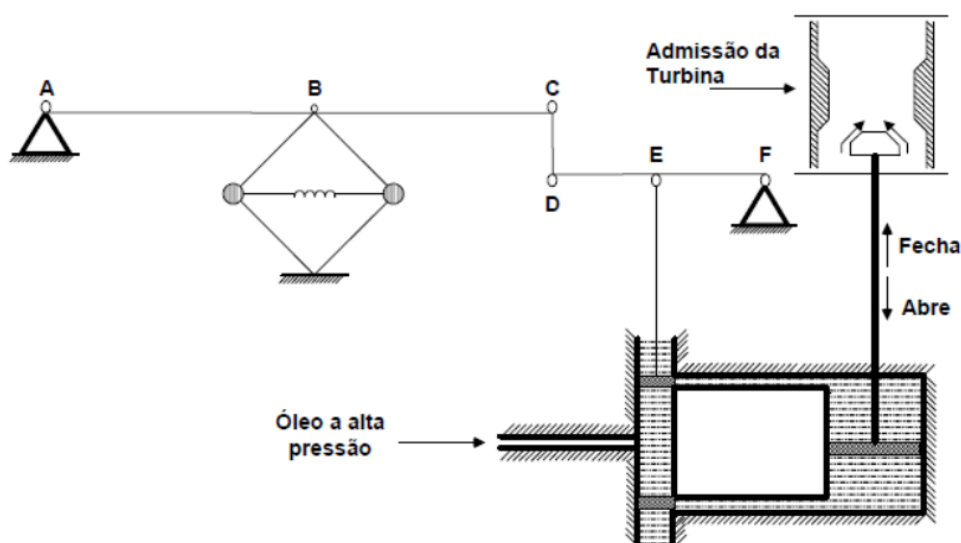
Fonte: (CENAQUI, 2018, p.16)

A Figura 8 apresenta o diagrama mecânico do Regulador Isócrono. Supondo um aumento de carga que esteja conectada a um conjunto turbina-gerador que contenha esse regulador. As esferas, que estão ligadas por uma mola, giram em sincronismo com a turbina, e funcionam como um transdutor, que transformam a velocidade de rotação da turbina em um deslocamento para cima e para baixo do ponto "B". Os pontos "C", "D" e "E" se movem na mesma direção após o movimento do ponto "B".

O ponto "E", por sua vez, desloca os êmbolos permitindo a entrada de óleo a alta pressão, que se prolongará até que a velocidade de rotação da turbina seja igual a velocidade nominal da máquina.

Os pontos "A" e "F" são fixos.

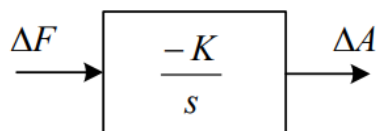
Figura 8 - Diagrama Mecânico do Regulador Isócrono



Fonte: (ALMEIDA, 2004, p. 26). Atualizado pela própria autora.

O diagrama de blocos representativo para este tipo de regulador é representado na Figura 9, em que ΔF representa a variação da frequência e ΔA a abertura da válvula de admissão.

Figura 9 - Diagrama de Blocos do Regulador de Isócrono



Fonte: (ALMEIDA, 2004, p. 27)

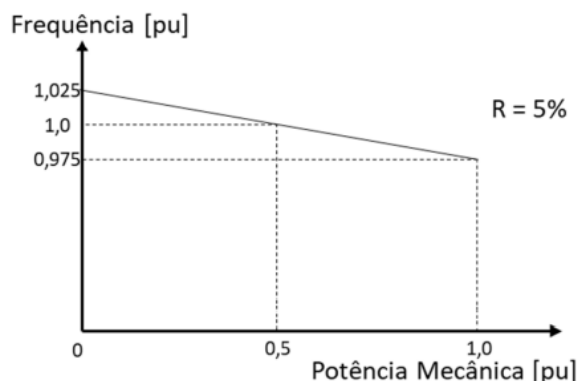
2.2.2.2 Regulador com Queda de Velocidade

O Regulador com Queda de Velocidade é ideal para operação com geradores em paralelo. Este é um regulador com aperfeiçoamento e melhoria da estabilidade do Regulador Isócrono. Tem como característica a redução da velocidade do rotor à medida que a carga aumenta, mas, em contrapartida, após a perturbação, a frequência do sistema não retorna para o seu valor nominal.

Com isso, pode-se concluir que apresenta um desvio de velocidade ou frequência. Não se pode deixar de destacar também que, o estado de equilíbrio se tomará mais rapidamente, uma vez que, a frequência não atinge o seu valor nominal. Diante desse cenário, o desvio de frequência é corrigido pelo controle secundário que é descrito no tópico 2.3.

A Figura 10 apresenta a curva característica do regulador com queda de velocidade. O valor de 5% para ajuste de regulação de velocidade e estatismo é dado pelo ONS para todos os reguladores de velocidade interligados no SIN.

Figura 10 - Curva característica da variação de potência em função da frequência do Regulador com Queda de Velocidade



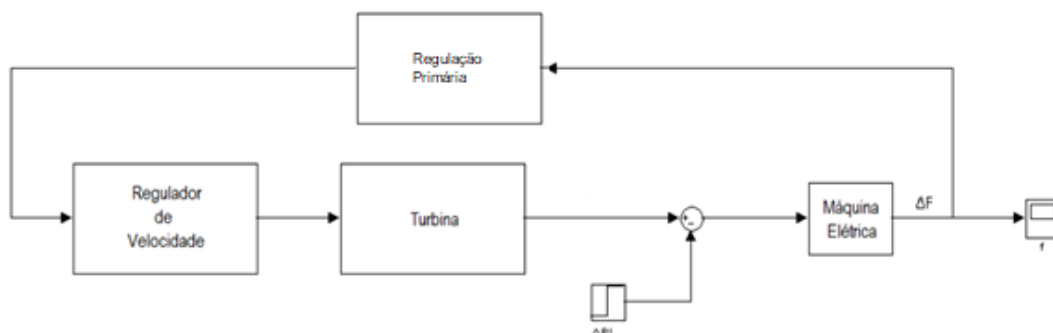
Fonte: (CENAQUI, 2018, p.17)

O sistema deve operar em sua frequência nominal, visto que, se a frequência da máquina estabilizar em um valor menor que 60 Hz significa que houve déficit de geração em relação à carga a ser atendida. O contrário, quando a frequência estabiliza em um valor acima de 60 Hz, denota que ocorreu excesso de geração e cada unidade geradora terá que reduzir o valor de sua potência ativa.

A Figura 11 ilustra o diagrama mecânico do Regulador com Queda de Velocidade. Considerando um cenário de aumento de carga, a movimentação das esferas faz com que os pontos “B”, “C”, “D” e “E” subam. Assim como no Regulador Isócrono, o movimento do ponto “E”, deslocará os êmbolos permitindo a entrada de óleo a alta pressão, porém, abaixará o ponto “H” a nível “H” indicado, tendendo a baixar também o ponto “E” fechando a entrada de óleo.

Comparado ao regulador do item anterior, o novo estado de equilíbrio ocorre de forma mais rápida quando os êmbolos retornam à posição inicial, visto que além das esferas influenciarem no deslocamento dos êmbolos no pistão, há também a contribuição do ponto “H”. É importante destacar aqui que devido o estado de equilíbrio se atingir de forma mais rápida, a frequência não retorna ao seu valor inicial. Essa variação de frequência é corrigida com o Controle Secundário.

Neste tipo de regulador, apenas o ponto “A” é fixo.

Figura 13 - Diagrama de Blocos da malha com Controle Primário

Fonte: (BELINELLI, GUELBERT e SIEBERT, 2015, p. 45). Atualizado pela própria autora.

A Regulação Primária tem papel fundamental no controle de frequência do SIN. Uma vez que, após qualquer alteração na carga do sistema, a primeira tentativa de restabelecer o equilíbrio se dá por meio desse controle. Sendo que sua atuação se dá em alguns segundos.

De acordo com a EPE (2021), no SIN, todas as unidades geradoras do tipo hidráulica ou térmica, que contam com regulador automático de velocidade, participam da Regulação Primária de Frequência.

Em contrapartida, o Controle Primário não é eficiente para reestabelecer a estabilidade do sistema. Sendo assim, uma nova ferramenta de regulação é necessária para correção dos desvios de frequência, seja decorrente de alterações no valor de carga, frequência ou perda de unidade de geração.

2.3 CONTROLE AUTOMÁTICO DA GERAÇÃO

O Controle Automático da Geração (CAG) ou Controle Secundário de Frequência, controla a relação carga-frequência de um sistema elétrico de potência. Também conhecido como controle potência-frequência, este sistema de controle mantém equilíbrio entre geração e carga dentro de cada área de controle cujo conceito será abordado no próximo tópico.

Este tipo de controle entra em operação após às ações da regulação primária, com o objetivo de ajustar o desvio resultante de frequência. O ONS (2021) afirma que

A Regulação Secundária ou Suplementar é a ação manual ou automática, sobre os reguladores de velocidade das unidades geradoras, no sentido de restabelecer a frequência programada do sistema. Esta ação, quando automática, é executada pelo Controle Automático de Geração (CAG). A regulação secundária ocorre em complementação à ação da regulação primária. (ONS, 2021, p. 3).

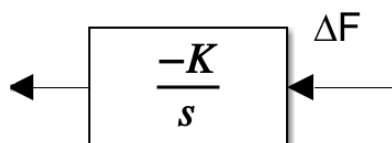
A construção do CAG baseia-se na sua principal aplicação, na qual retorna com o valor da frequência de operação do sistema ao seu valor nominal. Para que a frequência seja restituída ao valor programado é necessário um tipo de controle que leve a zero o desvio de frequência, para isso deve-se implementar um bloco integrador na malha de controle de regulação primária.

Em consenso ao raciocínio anterior, (Filho; Schmidt, 2015) dizem que

A ação automática da regulação secundária de uma unidade geradora é obtida medindo-se a frequência desta unidade a cada instante e comparando-a com a frequência padrão. A diferença entre a frequência da unidade e a frequência padrão é convertida em um sinal que é injetado no regulador de velocidade no sentido de realizar a sua atuação. (FILHO; SCHMIDT, 2015, p. 49),

O diagrama de blocos do termo integrador responsável pela Regulação Secundária pode ser representado na Figura 14.

Figura 14 - Diagrama de Blocos do CAG

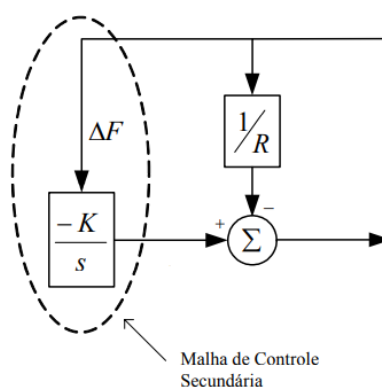


Fonte: Própria autora

As ações automáticas são obtidas através de medições da frequência de cada unidade geradora em intervalos programados, comparando o valor lido com a frequência padrão. A diferença entre a frequência lida e a frequência nominal é convertida em um sinal que é injetado no regulador de velocidade com o objetivo de realizar a sua atuação, desta vez, removendo o desvio de frequência.

A Figura 15 mostra o diagrama de blocos do sistema com a Regulação Primária e Secundária, onde o ganho $1/R$ é definido como Energia de Regulação da Máquina.

Figura 15 - Diagrama de Blocos com Regulação Primária e Secundária

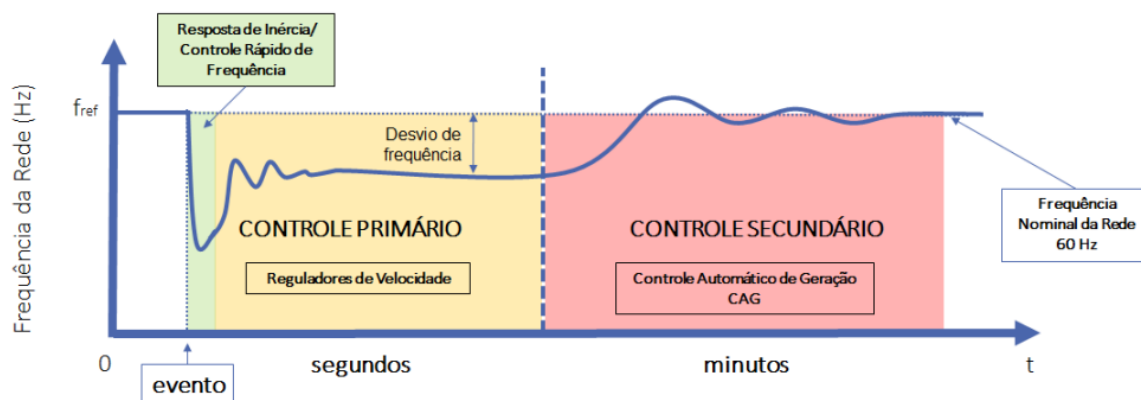


Fonte: (ALMEIDA, 2004, p. 38). Atualizado pela própria autora.

Há que se ressaltar, também, que, na prática, as ações, neste tipo de controle, são centralizadas pelos operadores, seja das áreas de controle ou do sistema elétrico, cujas constantes de tempo são da ordem de minutos. Sendo que o controle secundário utiliza um controle centralizado de geração automática, modificando os pontos de ajuste de potência ativa dos conjuntos de geração, de segundos para minutos.

A Figura 16 ilustra um exemplo do comportamento da frequência diante de um desbalanço de carga e geração.

Figura 16 - Resposta de frequência no tempo



Fonte: (EPE, 2021, p. 36)

O controle secundário é baseado nas reservas de controle secundário que estão sob controle automático. Posto isto, depende dos recursos de geração, como água, disponibilizados pelas empresas de geração aos operadores da rede de transmissão. Em contrapartida, não é necessário e nem econômico, que todas as unidades de uma área de controle participem da regulação secundária, exceto nos casos em que há poucas unidades disponíveis.

O Item 4.5.1.1 do Submódulo 2.10 dos Procedimentos de Rede do ONS destaca que todas as usinas hidroelétricas e termoeletricas com potência instalada igual ou superior a 400 MW estão sujeitas a participar do CAG. A exceção se dá as usinas termoeletricas nucleares Angra 1 e 2, já que, conforme pontua (Fonseca, 2006) estas operam constantemente em carga base ou complementar devido à:

- Matriz energética brasileira ter sua reserva operacional em sua maioria constituída por geração de origem hidráulica;
- Maior simplicidade operacional das usinas hidrelétricas;
- Maiores limitações operacionais das unidades térmicas;
- Critérios de segurança e confiabilidade adotados nas unidades termonucleares.

A Figura 17 apresenta as usinas hidrelétricas brasileiras que estão sob a atuação do CAG. Dentre as usinas cabe destacar que a UHE Itumbiara, que com uma potência de 2082 MW faz parte do CAG. Devido às características da região e o modo de operação da usina, ela faz uso de turbinas Francis de eixo vertical, que garantem alta eficiência e baixa variação com o passar do tempo.

Figura 17 - Usinas Participantes do CAG

Fonte: (EPE, 2019, p. 12)

A Figura 18 apresenta uma turbina tipo Francis, visto que é o modelo de turbina mais utilizado em usinas com CAG, de acordo com o EPE. Na Figura, o regulador de velocidade, que é localizado no distribuidor da turbina, está em destaque.

Figura 18 - Turbina Francis

Fonte: (ANDRITZ HYDRO COMPACT, 2014).

2.4 DEFINIÇÃO DE ÁREAS DE CONTROLE

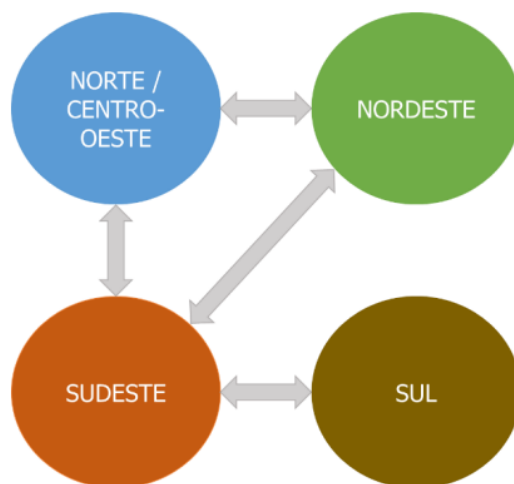
O Item 26 do Submódulo 20.1 dos Procedimentos de Rede do ONS define que uma Área de Controle é a área do SIN sobre a qual um centro de operação, por meio do CAG, tem a responsabilidade pelo controle da frequência e do intercâmbio de energia elétrica.

A capacidade de geração de cada área deve ser tal que garanta o suprimento de energia para as cargas contidas na área. Essas áreas podem operar de forma isolada ou interconectadas. Quando operadas de forma interconectada e há variação de carga, o intercâmbio de potência auxilia na transferência de potência entre áreas contribuindo na estabilização da frequência no valor programado.

As linhas de interligação entre áreas de controle deverão, sempre que possível, trabalhar com folgas suficientes para garantir intercâmbios de auxílio, intercâmbios de emergência e intercâmbios para otimização operativa do sistema (Almeida, 2004).

A Figura 19 traz uma ilustração das áreas de controle e interligação entre áreas do SIN.

Figura 19 - Áreas de controle e interligação entre áreas



Fonte: (EPE, 2021, p. 22)

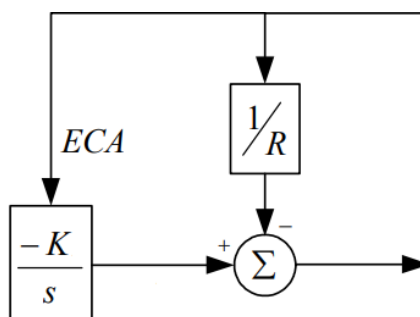
2.4.1 Erro de Controle de Área

O Item 164 do Submódulo 20.1 dos Procedimentos de Rede do ONS define que o Erro de Controle de Área (ECA) é uma grandeza que define excesso ou deficiência de geração de uma determinada área de controle num sistema interligado. Quando positivo significa excesso de geração, enquanto negativo significa deficiência.

Em cada área de controle o CAG deve atuar de forma a manter o ECA o mais próximo possível de zero, já que essa variável é resultado da variação da frequência e da potência de intercâmbio nas linhas de interligação, quando há desequilíbrio entre geração e carga em áreas interligadas. Sendo assim, o ECA indicará as correções na geração para restabelecer as condições de intercâmbio programadas.

A Figura 20 mostra o diagrama de blocos do sistema com Regulação Primária e Secundária, com o sinal do ECA aplicado à entrada do integrador.

Figura 20 - Diagrama de Blocos com Regulação Primária e Secundária



Fonte: (ALMEIDA, 2004, p. 41). Atualizado pela própria autora.

2.4.2 Modalidades de operação do CAG

Existem três modalidades de operação que podem ser utilizados pelos sistemas de CAG:

1. Controle em intercâmbio constante (*Flat Tie Line - FTL*);
2. Controle em frequência constante (*Flat Frequency - FF*);

3. Controle de intercâmbio e frequência constantes (*Tie Line Bias - TLB*).

2.4.2.1 Controle em Intercâmbio Constante (FTL)

Nesta modalidade de operação, a área de controle mantém o intercâmbio constante e não executa controle de frequência. Os sistemas que operam em FTL, respondem às variações de fluxo nas interligações e não são sensíveis às variações de frequência.

2.4.2.2 Controle em Frequência Constante (FF)

A operação em frequência constante é admitida para casos de somente uma área de controle, uma vez que, neste tipo de modalidade, a frequência é a única grandeza afetada quando há variação de carga.

Para exemplificar, pode-se considerar duas áreas de controle, sendo que uma área é responsável por controlar os desvios de interligação, enquanto a outra área é responsável por controlar a frequência do sistema. Considera-se que uma área perdeu a interligação, como consequência deixa de existir potência de intercâmbio, logo, pode operar em FF.

2.4.2.3 Controle de Intercâmbio e Frequência (TLB)

O Item 7.3.3 do Submódulo 10.6 dos Procedimentos de Rede do ONS pontua que a modalidade de operação normal para todas as áreas de controle deve ser o controle de intercâmbio e frequência (TLB). Neste tipo, os sistemas responderão

tanto às variações de frequência quanto às de intercâmbio, com o objetivo de mantê-los em seus valores programados.

Contextualizando o que foi dito anteriormente, o Item 7.3.6 também do Submódulo 10.6 dos Procedimentos de Rede do ONS, mostra que o desvio de frequência para desligamento automático do CAG deve estar ajustado em ± 0.5 Hz, em relação a frequência nominal (60 Hz).

Ressalta-se aqui que essa é a modalidade de controle adotada na análise das simulações deste trabalho.

2.4.3 BIAS

O BIAS (B) é uma constante que determina o valor a ser ajustado na área de controle de um sistema interligado com objetivo de corrigir o desvio da frequência. Este valor é analisado no CAG e na operação em TLB.

De acordo com vários estudiosos e, fundamentado por Cunha (2017)

O ajuste do BIAS (B) tem se baseado no princípio de que cada área tem condições de atender às suas próprias variações de carga. Sendo assim, o controle suplementar em uma dada área deveria corrigir somente variações de carga naquela área, sem ocasionar variações de geração em outras áreas. Em outras palavras, é desejável que, se a alteração de carga for na área 1, não haja ação de controle em outras áreas, mas apenas na área 1. (CUNHA, 2017, p. 139).

Considerando uma área de controle, o cálculo do valor do BIAS pode ser obtido através da Equação abaixo.

$$B_1 = \frac{1}{R_1} + D_1 \quad (3)$$

Onde:

B_1 = Ajuste do BIAS para a área de controle 1 (pu).

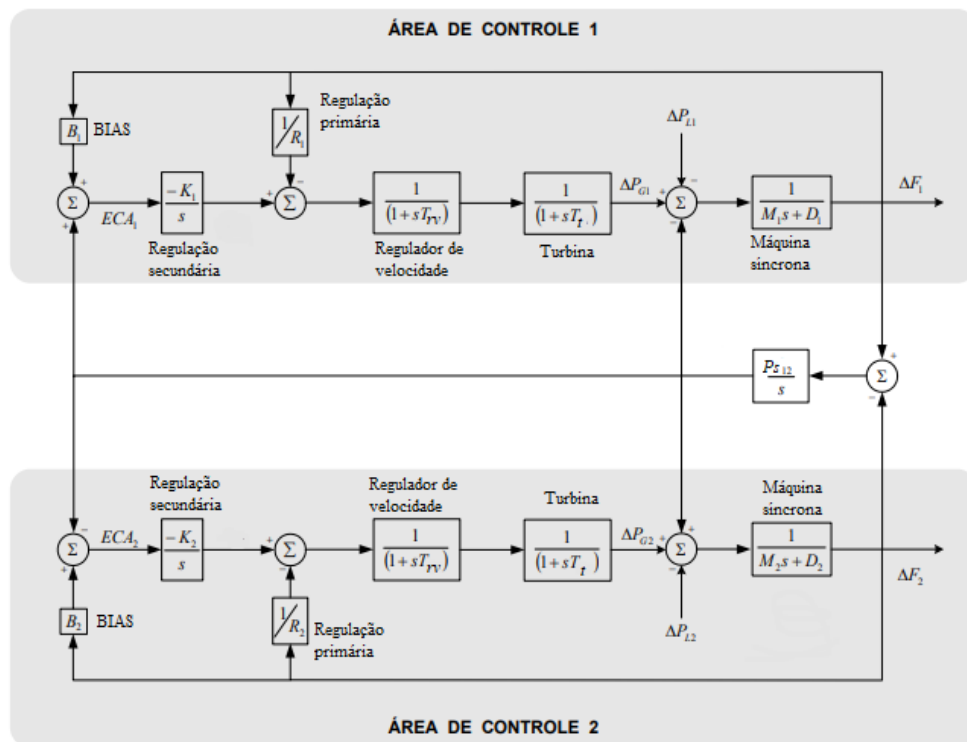
R_1 = Estatismo da área de controle 1 (pu).

D_1 = Coeficiente de amortecimento da área de controle 1 (pu).

As unidades dessas grandezas podem variar, porém isso ocasiona problemas no uso dos resultados do parâmetro, devido a isto é mais conveniente trabalhar com os valores das variáveis em pu.

Conhecido os componentes que fazem parte do CAG, a Figura 21 apresenta a ilustração de duas áreas de controle interligadas com a presença da regulação primária, secundária, BIAS, ECA, regulador de velocidade, turbina e máquina síncrona.

Figura 21 - Diagrama de Blocos para Sistema de Duas Áreas Interligadas com Regulação Secundária



Fonte: (ALMEIDA, 2004, p. 48). Atualizado pela própria autora.

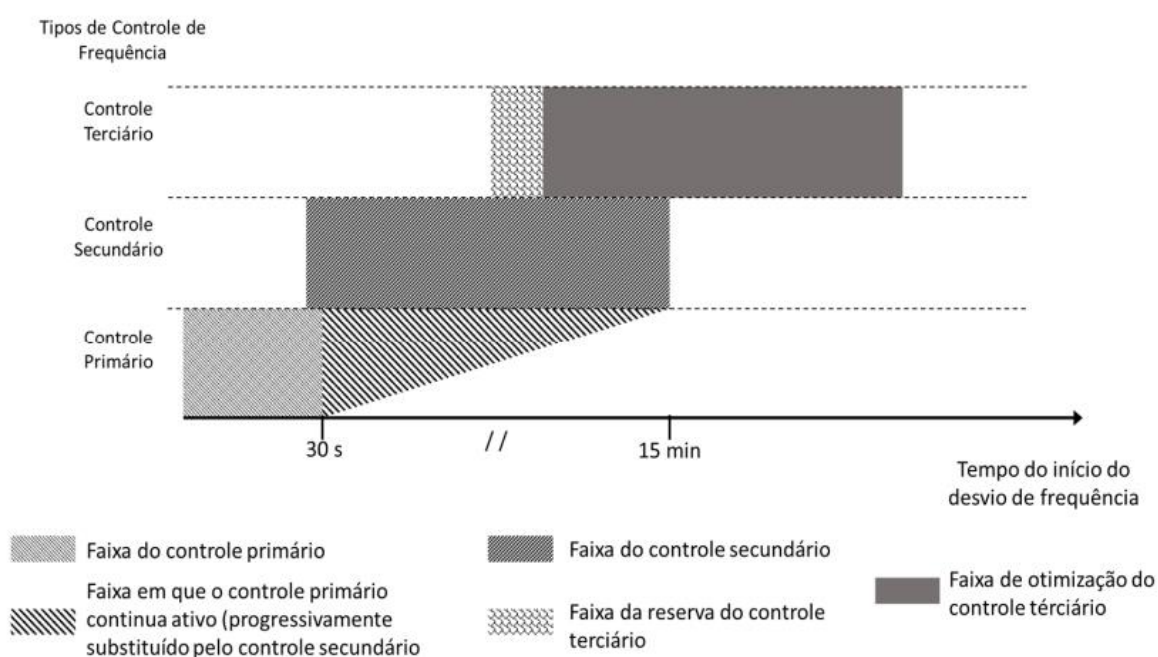
Outro ponto que merece destaque e ainda não foi comentado aqui é o coeficiente de sincronização (P_s). Esta variável, dada em pu, desempenha papel importante na estabilidade do sistema, uma vez que representa a transferência de potência entre os geradores conectados.

2.5 CONTROLE TERCIÁRIO

As ações do Controle Terciário de Frequência são suplementares às ações do controle secundário de frequência. Exemplos de ações são: conexão ou desligamento de unidades de geração; redistribuição de unidades geração que participam do controle secundário e alteração no programa de intercâmbio de potência entre áreas. Cenaqui (2018, p. 11)

A Regulação Terciária não será abordada com mais detalhes como as regulações anteriores, uma vez que este tipo de regulação não faz parte do escopo deste trabalho. A Figura 22 apresenta a janela de tempo para atuação dos controles de frequência.

Figura 22 - Janela de tempo de atuação dos controles de frequência



Fonte: (CENAQUI, 2018, p. 25)

3 MODELAGEM DE SISTEMAS ELÉTRICOS DE POTÊNCIA

3.1 CONSIDERAÇÕES INICIAIS

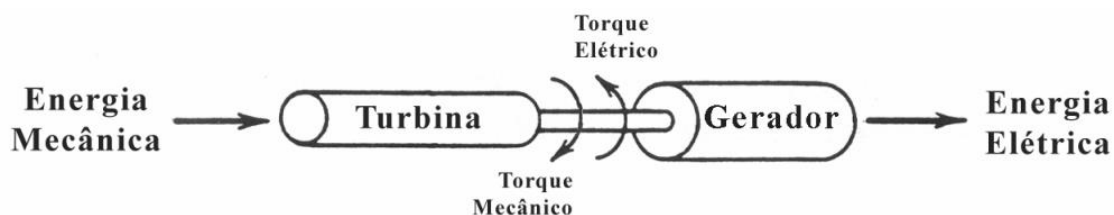
O capítulo anterior deu início a representação matemática sob a forma de diagrama de blocos dos componentes do sistema de controle de carga e frequência, no que corresponde aos reguladores de velocidade e o CAG. Este capítulo finalizará a representação dos componentes através da máquina elétrica e turbinas. Utilizando esses modelos, será possível analisar, por meio da ferramenta SIMULINK do *software* MATLAB, o comportamento do sistema diante de cenários que será apresentado no próximo capítulo.

As turbinas movem os rotores dos geradores e são equipadas com reguladores de velocidades, os quais são considerados como elementos de controle primário (em um sistema de controle carga-frequência). Como visto anteriormente, através do controle de velocidade, os reguladores identificam quaisquer alterações que ajustam a abertura das válvulas de vapor, considerando turbinas térmicas ou a abertura de válvulas de água, no caso de turbinas hidráulicas.

3.2 MÁQUINA ELÉTRICA

Um dos tipos mais comuns de máquinas elétricas são os geradores síncronos. Esses equipamentos são máquinas de velocidade constante e proporcional à frequência da rede, além de ser a principal fonte de energia elétrica para os sistemas de potência.

A máquina síncrona pode ser representada conforme a Figura 23. Sendo que o torque mecânico é responsável por acelerar a máquina enquanto o torque elétrico se opõe a esta aceleração. Em regime permanente esses torques se igualam, uma vez que o torque acelerante é a diferença entre o torque mecânico e o elétrico, e esta diferença deve ser nula quando o sistema se encontra em regime permanente.

Figura 23 - Representação da Máquina Síncrona

Fonte: (ALMEIDA, 2004, p. 11)

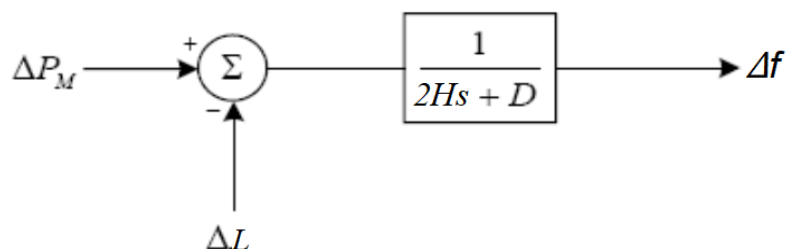
O modelo do gerador deve ser capaz de representar o comportamento da máquina e ser adequado para o projeto do regulador. Na verdade, a estabilidade do sistema elétrico de potência está relacionada ao comportamento dos geradores síncronos após uma situação que provoca variação entre carga e potência.

Vinculada a essa concepção, após qualquer ocorrência no sistema, os geradores sincronizados deverão se estabelecer em um novo ponto de operação e, se o sistema for estável, as máquinas permanecerão em operação. Araújo (2016)

3.2.1 Modelagem da Máquina Elétrica

Existem diferentes controles associados as máquinas síncronas, sendo que os mais utilizados são: controle de potência reativa/tensão e controle de potência ativa/frequência. O segundo tipo de controle mencionado, é o utilizado no escopo deste trabalho.

Vinculado a este conceito, os controladores estudados neste trabalho atuam diretamente sobre a máquina síncrona. Dessa maneira, torna-se necessário descrever sua representação em diagramas de blocos. A Figura 24 apresenta o diagrama de blocos da máquina já incluindo o efeito de amortecimento da carga.

Figura 24 - Diagrama de Blocos da Máquina Síncrona

Fonte: (FERREIRA, 2009, p. 9). Atualizado pela própria autora.

Em que:

H = Constante de inércia da máquina síncrona (segundos ou pu).

ΔL = Carga (W ou pu).

Importa aqui destacar que cada tipo de unidade geradora, com sua dinâmica particular, tem o seu valor típico de H , conforme menciona Costa (2014) e é apresentado na Tabela 1.

Tabela 1 - Valores Típicos para Constantes de Inércia

Tipo de Unidade Geradora	H (segundos)
Unidade Hidráulica	2,0 a 4,0
Unidade Térmica	
(a) 3600 rpm (2 pólos)	2,5 a 6,0
(b) 1800 rpm (4 pólos)	4,0 a 10

Fonte: (COSTA, 2014, p. 18)

Importa dizer aqui que nas termoeletricas são utilizadas máquinas síncronas de rotores cilíndricos com 2 ou 4 pólos devido à alta rotação desse tipo de geração.

3.3 TURBINA HIDRÁULICA

As turbinas hidráulicas são equipamentos que foram projetados para transformar a energia provida das águas em energia mecânica. O gerador a qual está conectada é movimentado através da energia cinética de rotação de seu rotor, que é transferida através de um eixo, garantindo sua movimentação. Normalmente,

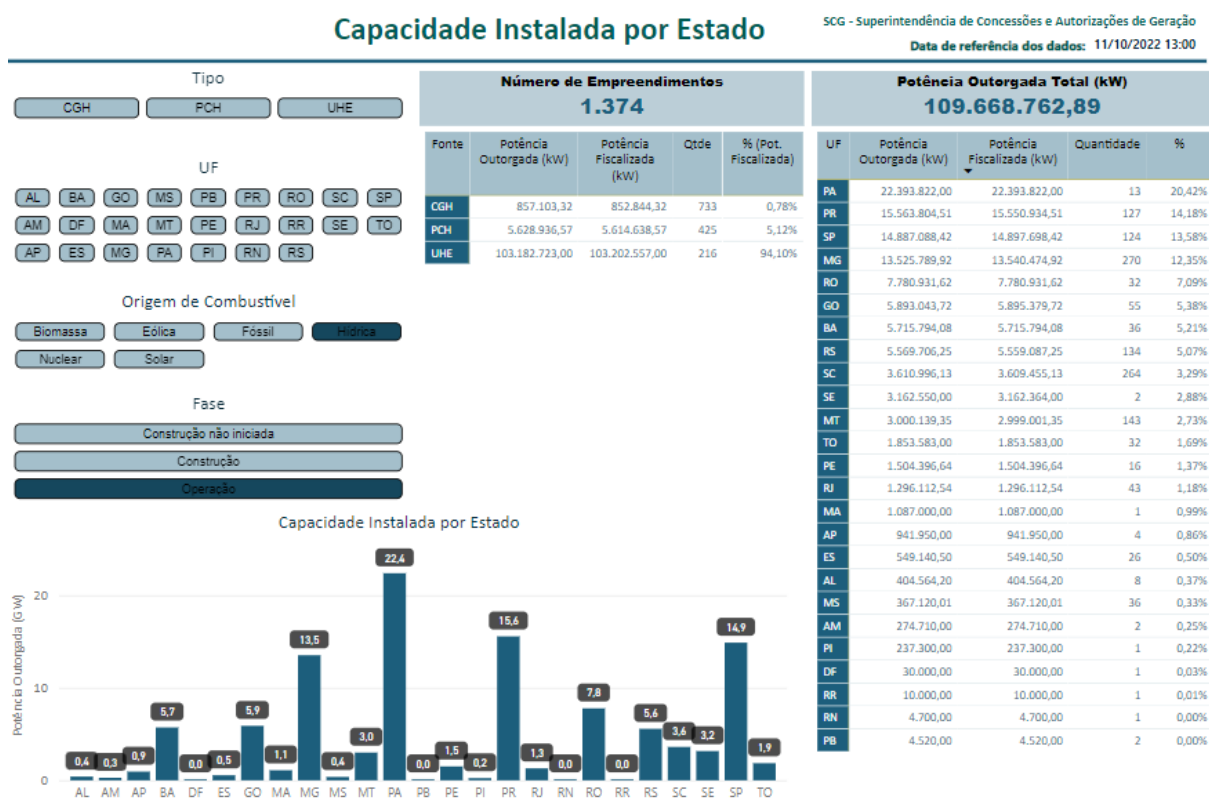
as turbinas hidráulicas possuem rendimento entre 85% a 99%, que varia de acordo com a potência gerada. Belinelli; Guelbert; Siebert (2015)

O desempenho de uma turbina hidráulica é influenciado pelas características da coluna d'água que alimenta a turbina, isto é, a inércia da água, a compressibilidade da água e a elasticidade da parede tubular do conduto forçado Almeida Junior (2012). Assim, percebe-se que a velocidade de rotação depende da altura de queda, tipo de gerador e como decorrência, a potência nominal.

De acordo com vários estudiosos e fundamentado por Belinelli; Guelbert; Siebert (2015)

As turbinas hidráulicas podem ser classificadas em turbinas de reação e turbinas de ação. As turbinas de reação, como por exemplo, as Francis e Kaplan, utilizam a pressão e a velocidade da água para acionamento do eixo. Já as turbinas de ação como, por exemplo, a Pelton, obtém energia mecânica apenas da energia cinética da água em escoamento através do rotor. (BELINELLI; GUELBERT; SIEBERT; 2015, p. 30)

Não se pode deixar de falar da geração hidráulica quando se diz sobre as turbinas hidráulicas. Afinal, esses equipamentos estão localizados dentro de uma hidrelétrica. No Brasil, atualmente há 1374 usinas hidráulicas em operação, dados obtidos no SIGA até 11 de outubro de 2022, conforme Figura 25.

Figura 25 - Capacidade Instalada de Geração Hidráulica no Brasil

Fonte: (SIGA, 2022)

3.3.1 Modelagem do Sistema de Controle

A modelagem matemática simplificada da turbina hidráulica é indispensável para fins de estudos de operação, planejamento e estabilidade. Como visto no tópico anterior, existem vários tipos de turbinas hidráulicas, no entanto, destaca-se aqui que neste trabalho o modelo não será relevante para as discussões, uma vez que será utilizado um modelo simplificado de turbina hidráulica.

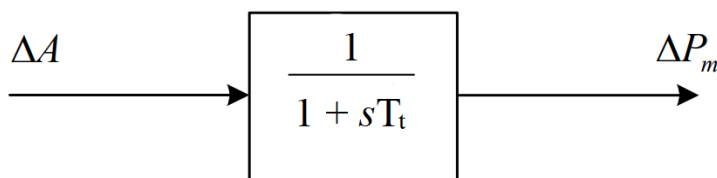
Neste momento torna-se conveniente mencionar que é necessário considerar algumas premissas para realizar a representação da turbina, segundo BELINELLI, GUELBERT e SIEBERT (2015):

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

- A velocidade da água é diretamente proporcional a abertura do distribuidor e a raiz quadrada da altura da queda.

Considerando as proposições citadas acima, pode-se desenvolver o modelo matemático da turbina. Sendo que o diagrama de blocos que representa a função de transferência de uma turbina hidráulica ideal, também denominada como Função de Transferência Clássica para Turbinas Hidráulicas (sem perdas), é apresentado na Figura 26, onde T_t representa a constante de tempo da turbina hidráulica, em s ou pu, e ΔP_m a variação da potência mecânica, em pu ou W.

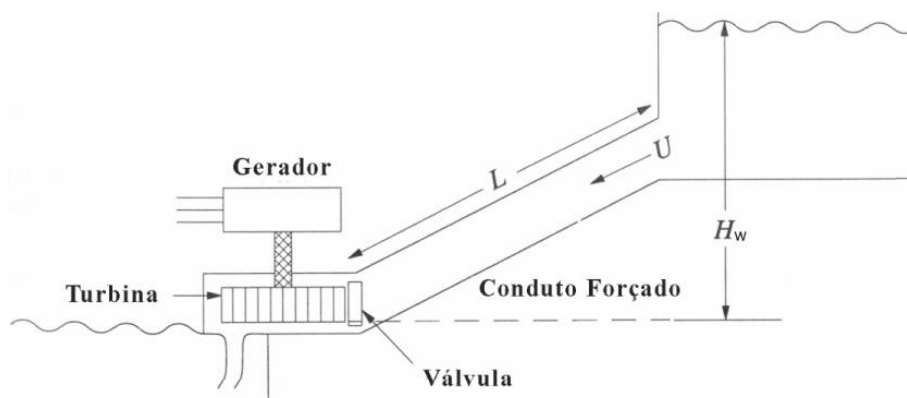
Figura 26 - Diagrama de Blocos da Turbina Hidráulica



Fonte: (ALMEIDA, 2004, p. 20). Atualizado pela própria autora.

A Figura 27 representa esquematicamente o reservatório, o conduto forçado, o distribuidor e a turbina de uma unidade hidráulica, sendo, para este caso, H_w a altura de água do reservatório em relação ao nível do distribuidor, u é a velocidade da água no conduto forçado e L o comprimento do conduto forçado (Almeida, 2004).

Figura 27 - Representação de uma unidade de geração hidráulica



Fonte: (ALMEIDA, 2004, p. 19). Atualizado pela própria autora.

3.4 TURBINA TÉRMICA A VAPOR

Segundo Filho e Schmidt (2015)

Uma turbina térmica a vapor converte a energia armazenada no vapor a alta pressão e temperatura em energia mecânica, acionando o eixo que a acopla ao gerador síncrono. O gerador, por sua vez, produz energia elétrica, alimentando o sistema de potência. A energia necessária para a produção desse vapor na caldeira é obtida pela queima de carvão, óleo, gás, bem como por fissão nuclear. (FILHO e SCHMIDT, 2015, p. 31)

Existem diferentes tipos e configurações de turbinas térmicas a vapor. Normalmente, essas turbinas são compostas por diferentes estágios, em função do nível da pressão do vapor, sendo que cada um desses estágios é constituído de partes móveis, que são conectadas ao rotor, e de partes fixas.

Em conexão com as considerações acima citadas, Filho e Schmidt (2015) destacam que

As turbinas térmicas com seus múltiplos estágios podem ser de dois tipos: *tandem-compound* ou *cross-compound*. Na configuração *tandem-compound*, os estágios são conectados em série e acoplados a um único gerador, tudo em um mesmo eixo. Já na configuração *cross-compound*, a turbina apresenta dois eixos separados, cada qual acoplado a um gerador e acionado por um ou mais estágios da turbina. A configuração *cross-compound* apresenta maior capacidade e permite aumentar a eficiência, entretanto o seu custo é mais elevado. (FILHO e SCHMIDT, 2015, p. 32)

Considerando um caso genérico, dentro da configuração *tandem-compound*, tem-se as turbinas com reaquecimento e sem reaquecimento. Uma turbina dessa configuração pode ter três estágios: de alta pressão (AP), pressão intermediária (PI) e baixa pressão (BP).

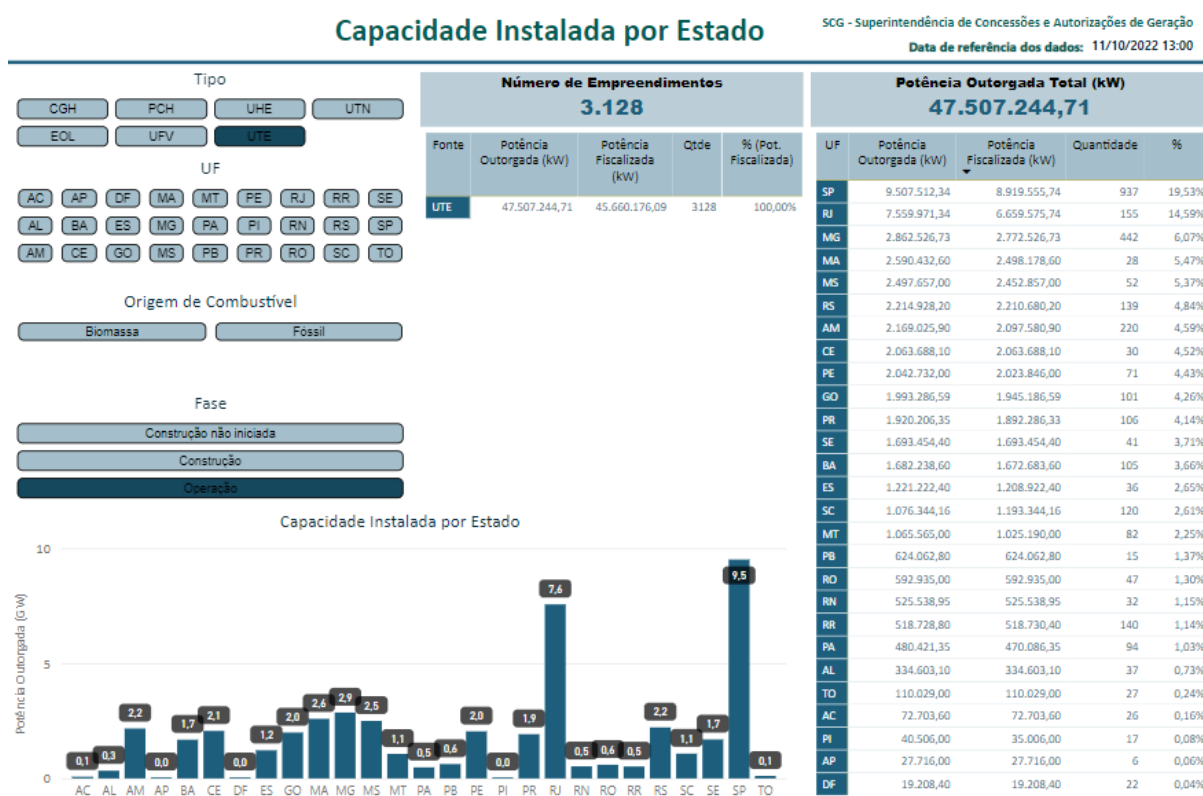
Em turbinas com reaquecimento, o vapor que sai do estágio de alta pressão, antes de ser introduzido no estágio seguinte (PI ou BP), retorna à caldeira via reaquecedor para ter a sua energia térmica aumentada. O objetivo dessa

realimentação é aumentar a eficiência da turbina, mas em contrapartida faz com que esse tipo tenha atraso no sistema térmico.

As turbinas sem reaquecimento não possuem o estágio de pressão intermediária, logo, o vapor oriundo do estágio de alta pressão é introduzido diretamente no estágio de baixa pressão.

Convém citar aqui que no Brasil, existem 3128 empreendimentos de geração térmica, no que corresponde a geração proveniente de biomassa e combustível fóssil, totalizando 45.660.176,09 kW de potência em operação, dados obtidos no SIGA até 11 de outubro de 2022. A Figura 28 ilustra a capacidade instalada de geração térmica no Brasil.

Figura 28 - Capacidade Instalada de Geração Térmica no Brasil



Fonte: (SIGA, 2022)

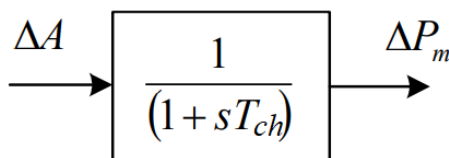
3.4.1 Modelagem do Sistema de Controle

O fluxo de vapor que flui para a turbina é controlado através da válvula de controle que está localizada dentro da câmara de vapor e da válvula interceptadora. Desse modo, as ações de controle são realizadas por meio dessas válvulas que são instaladas nas entradas dos diversos estágios de operação.

A resposta do fluxo de vapor devido a abertura da válvula de controle possui uma constante de tempo associada (T_{ch}), que está relacionada ao tempo de carregamento da câmara de vapor e da tubulação de entrada do estágio de alta pressão. Normalmente, essa constante de tempo assume valores na ordem de 0,2 a 0,3 segundos, conforme menciona Filho e Schmidt (2015).

O modelo de turbina utilizado nesse trabalho é da turbina térmica sem reaquecimento, logo, na Figura 29 é apresentado o diagrama de blocos.

Figura 29 - Diagrama de Blocos da Turbina Térmica sem Reaquecimento



Fonte: (ALMEIDA, 2004, p. 18). Atualizado pela própria autora.

Em que:

T_{ch} = Constante de tempo associada aos volumes da câmara de vapor e tubulação de entrada do estágio de alta pressão (s).

3.5 SISTEMAS FOTOVOLTAICOS

A energia solar é a energia proveniente, como o próprio nome remete, do sol. A captação da radiação solar é realizada por painéis solares que convertem a energia solar em energia elétrica. Essa fonte de energia é denominada intermitente,

uma vez que, varia ao longo do dia e não pode ser armazenada em sua forma original.

O dispositivo fundamental da conversão fotovoltaica (fv) é a célula fotovoltaica. Esse equipamento, formado basicamente por semicondutores, é responsável por converter a radiação solar em energia elétrica. O agrupamento de várias células fotovoltaicas é denominado painel ou módulo fotovoltaico. A quantidade de painéis a serem utilizados depende da tensão e da corrente desejada para o inversor, podendo ser agrupados em série ou paralelo.

Atualmente, existem diversas tecnologias para fabricação dos painéis, sendo os mais comuns: silício monocristalino e policristalino. Os painéis fotovoltaicos monocristalinos possuem eficiência alta, logo, necessitam de menos módulos para gerar a mesma quantidade de energia elétrica, mas em contrapartida, são considerados financeiramente mais caros. Os painéis fotovoltaicos de silício policristalino são mais baratos quando comparados aos painéis monocristalinos, porém possuem como desvantagem, menor eficiência. A Figura 30 ilustra os módulos fotovoltaicos policristalinos instalados no IFG Campus Itumbiara.

Figura 30 - Instalação Fotovoltaica do IFG Campus Itumbiara



Fonte: (MIRANDA, 2017)

Além das tecnologias de fabricação dos painéis fotovoltaicos influenciarem na eficiência, alguns fatores externos também influenciam nesse rendimento. Ramos (2015) destaca os seguintes fatores abaixo:

- Radiação solar: Quanto maior a radiação solar, maior será a produção de energia no módulo, porém a geração varia de acordo com a tecnologia de fabricação do mesmo.
- Temperatura: Como as células fotovoltaicas são formadas por semicondutores, a eficiência é influenciada pela temperatura. Em temperaturas elevadas, a potência gerada pelos módulos cai significativamente.
- Sujidade: O acúmulo de sujeiras na superfície dos módulos, causa redução na capacidade de produção uma vez que dificultam que a radiação solar chegue as células fotovoltaicas.

O mesmo autor destaca que a caracterização dos módulos fotovoltaicos é feita a partir da análise de parâmetros que variam de acordo com a funcionalidade dos módulos. Sendo eles:

- Potência de pico ou potência nominal do módulo: Esse parâmetro representa a potência do painel nas condições de operação de radiação solar e temperatura.
- Tensão de circuito aberto: Tensão medida nos terminais do equipamento sem carga conectada e em conhecidas condições de radiação e temperatura.
- Corrente de curto-circuito: Corrente medida nos terminais curto circuitados do equipamento e em conhecidas condições de radiação e temperatura.
- Potência máxima: Representa o valor prático medido, obtido a partir da multiplicação da corrente máxima com a tensão máxima.
- Tensão de máxima potência: É a tensão específica para a qual a potência máxima poderá ser extraída.
- Corrente de máxima potência: É a corrente que o dispositivo entrega sob condições de potência máxima.

Embora possam ser instalados de maneira independente, no Brasil os sistemas fotovoltaicos geralmente são ligados à rede. No país, a energia gerada nos grandes sistemas fotovoltaicos que estão conectados na rede, a injetam no sistema e é distribuída pelas regiões do país por meio do SIN.

A Figura 31 apresenta a maior usina fotovoltaica do Brasil com 608 MW de geração Bonomi (2021), conhecida como Parque Solar de São Gonçalo está localizada no estado do Piauí.

Figura 31 - Parque Solar de São Gonçalo

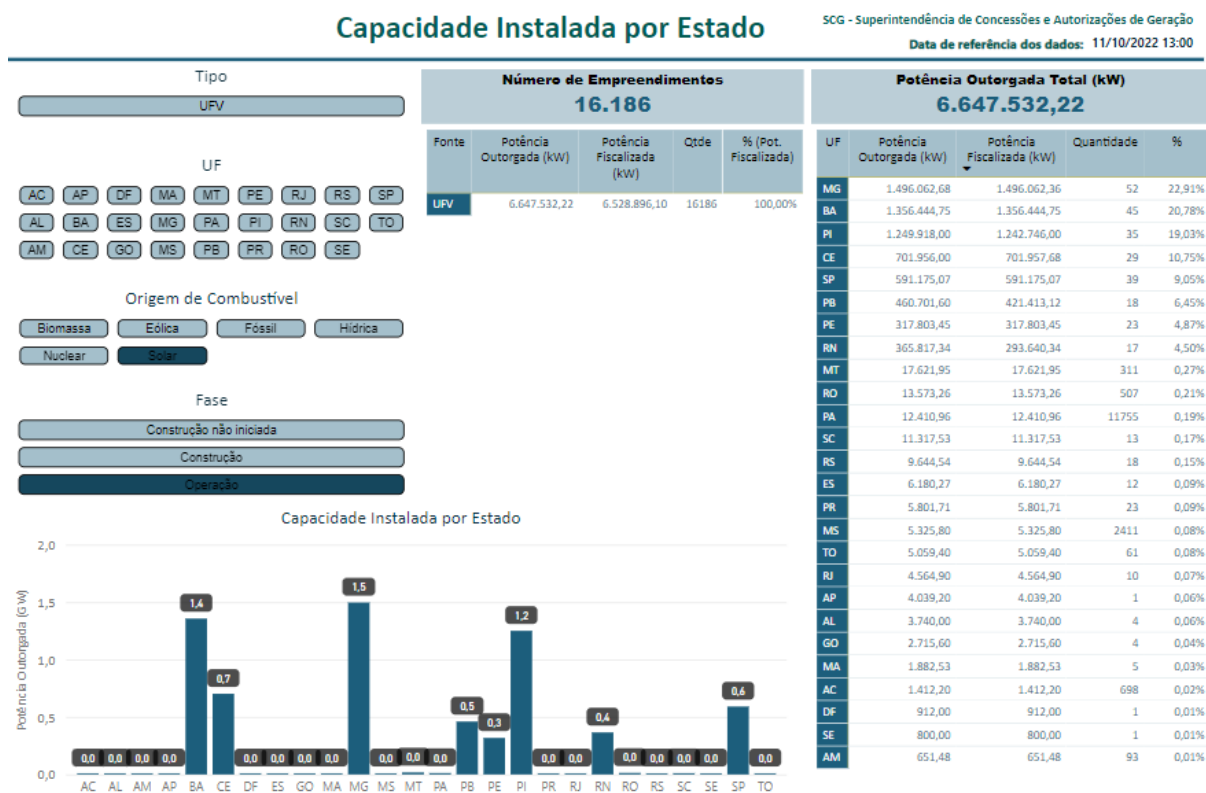


Fonte: (BONOMI, 2021)

É bom acrescentar ainda que as abordagens matemáticas dos parâmetros a respeito dessa forma de geração não serão abordadas com enfoque, uma vez que, nas simulações, que serão apresentadas no próximo capítulo, a modelagem do fv foi realizada como fonte de potência constante, representando a potência equivalente de determinada geração. Partindo dessa premissa e adiantando o que será apresentado a seguir, as simulações foram realizadas considerando uma usina solar (ou usina fotovoltaica) de 100 MWp.

Em termos de atualidade, a expansão da implantação de pequenos sistemas de geração solar e usinas fotovoltaicas no Brasil estão em constante crescimento. A matriz elétrica brasileira conta com 16186 empreendimentos fotovoltaicos em operação, que juntos, possuem potência fiscalizada de 6.528.896,10 kW, dados obtidos no SIGA até 11 de outubro de 2022, conforme Figura 32.

Figura 32 - Capacidade Instalada de Geração Fotovoltaica no Brasil



Fonte: (SIGA, 2022)

4 SISTEMAS PARA ESTUDO DE CASOS, RESULTADOS E DISCUSSÕES

4.1 CONSIDERAÇÕES INICIAIS

Como visto nos capítulos anteriores, a carga no sistema elétrico varia a todo momento fazendo com que o estado de equilíbrio carga-geração seja sempre alterado. Sendo assim, é de extrema importância estudos que analisam o desempenho da frequência e potência gerada nesses sistemas.

As simulações foram realizadas por meio do *Simulink* do software MATLAB, e os valores típicos adotados para os parâmetros das funções de transferência que foram demonstradas nos Capítulos 2 e 3 serão apresentados nos próximos tópicos.

Inicialmente, será apresentado o caso base que tem como objetivo obter os parâmetros do sistema. O caso um foi modelado com a inserção de uma nova área de controle no caso base. O caso dois foi modelado com a inserção de geração fv na área de controle 1, enquanto o caso três com a inserção de fv na área de controle 2, ambos do caso base.

O caso quatro, por sua vez, foi modelado com a geração fv na área de controle 1, o caso cinco com fv na área 2 enquanto o caso seis com fv na área 3, os três últimos referentes ao caso um.

Nas simulações realizadas com a presença de fotovoltaico, a irradiação solar foi considerada constante e os efeitos transitórios relacionados à nebulosidade foram desconsiderados, o que permitiu fazer a modelagem do sistema como uma fonte de potência constante de 100 MW. Essas considerações são aceitáveis devido a duração das simulações, que foram entre 60 e 100 segundos. Importa-se destacar aqui também que para realizar a inserção da fonte fotovoltaica no sistema seguiu-se a linha de raciocínio de Akshay e Abraham (2020).

As análises das simulações foram realizadas considerando o modo de operação TLB (Controle de Intercâmbio e Frequência Constante). Neste tipo, os sistemas responderão tanto às variações de frequência quanto às de intercâmbio de potência, com o objetivo de mantê-los em seus valores programados, embora aconteça contribuição mútua entre as áreas durante a atuação da regulação primária.

Para verificar se os valores das simulações estão dentro dos padrões aceitáveis, abaixo será destacado os valores admissíveis de frequência, segundo o Módulo 8 Submódulo 7 da ANEEL referente à Qualidade da Energia Elétrica:

- Em condições normais de operação e em regime permanente, a operação deve estar dentro da faixa de 59,9 Hz e 60,1 Hz;
- Instalações de geração devem garantir em 30 s o retorno na faixa de 59,5 a 60,5 Hz;
- Em condições extremas, ou seja, situações que há a necessidade de corte de geração ou de carga para permitir a recuperação do equilíbrio carga-geração:
 - a. Pode permanecer acima de 62 Hz por no máximo 30 s e acima de 63,5 Hz por no máximo 10 s;
 - b. Pode permanecer abaixo de 58,5 Hz por no máximo 10 s e abaixo de 57,5 Hz por no máximo 5 s.

A frequência adotada para os estudos foi 60 Hz o que equivale a frequência do sistema elétrico brasileiro. Diante dessas considerações, destaca-se aqui que as análises dos casos que serão apresentados a seguir foram realizadas com base nas variações da frequência e potência gerada em cada área de controle.

4.2 CASO BASE

O caso base tem como objetivo levantar os parâmetros para os estudos dos próximos casos. O sistema analisado foi retirado do exemplo 12.4 do livro *Power System Analysis* de Hadi Sadaat (1999), em que traz um sistema de duas áreas conectado por uma linha de interligação. As unidades estão operando em paralelo na frequência nominal de 60 Hz com uma carga de 187,5 MW na área de controle 1. O coeficiente de potência de sincronização foi definido como 2 pu. A Tabela 2 apresenta os valores dos parâmetros para cada área de controle.

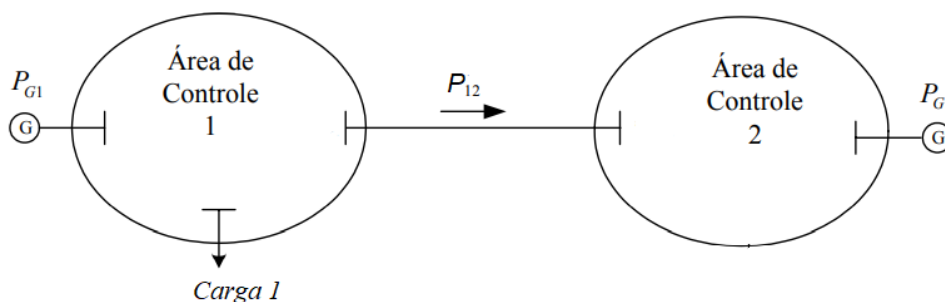
Tabela 2 - Valores dos Parâmetros Utilizados no Caso Base

PARÂMETROS / ÁREA	1	2
Regulador de Velocidade (pu)	0,05	0,0625
Coeficiente de Carga (pu)	0,6	0,9
Constante de Inércia (s)	5	4
Potência Base (MVA)	1000	1000
Constante de tempo do regulador (s)	0,2	0,3
Constante de tempo da turbina (s)	0,5	0,6

Fonte: (SADAAT, 1999)

Conforme apresentado na Tabela 1 e avaliando os parâmetros da Tabela 2, o sistema da área de controle 1 possui características de geração térmica enquanto o sistema da área de controle 2 está com características referente a unidade de geração hidráulica.

A Figura 33 representa esquematicamente um sistema composto por duas áreas de controle ilustrando o sistema descrito no caso base. Cada área é representada por uma unidade geradora equivalente com seus respectivos controles e suas respectivas cargas. Estas áreas são interligadas através de uma linha de interligação.

Figura 33 - Representação esquemática do sistema com duas áreas interligadas do Caso Base

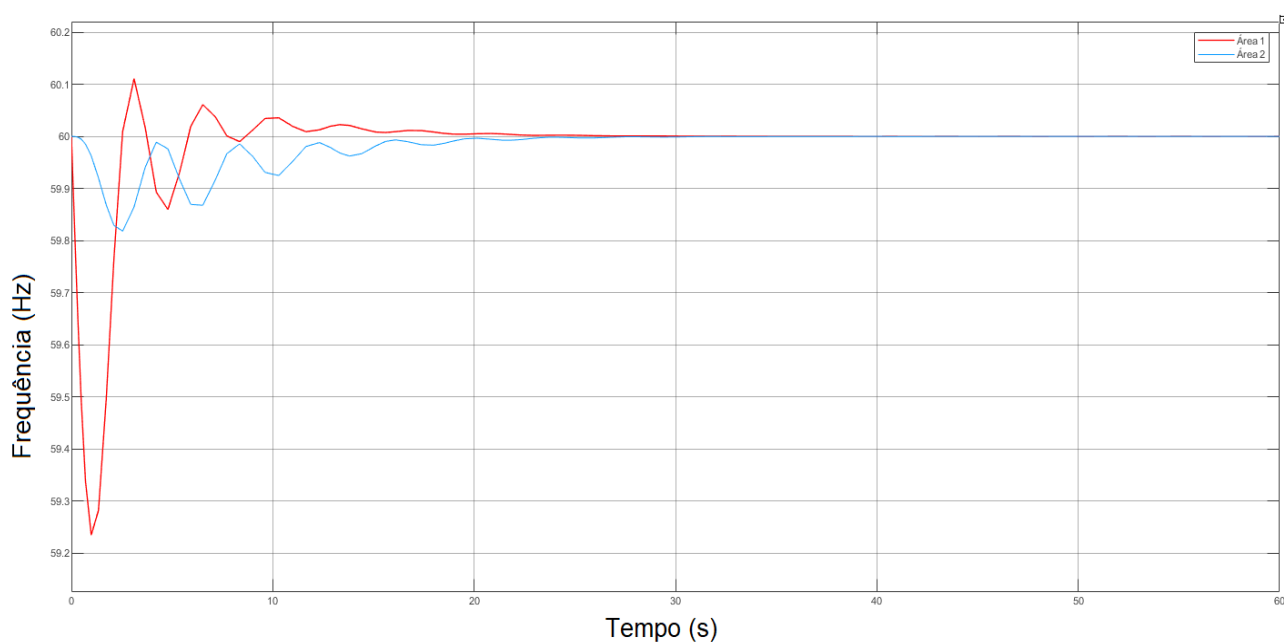
Fonte: (ALMEIDA, 2004, p. 43). Atualizado pela própria autora.

Para esta situação, foi modelado o sistema no *Simulink* conforme o diagrama de blocos do Apêndice A.

4.2.1 Resultados e Discussões

Considerando o caso apresentado, a curva Frequência x Tempo das duas áreas de controle é mostrada na Figura 34.

Figura 34 - Curva Caso Base - Frequência x Tempo



Fonte: Própria autora (2022).

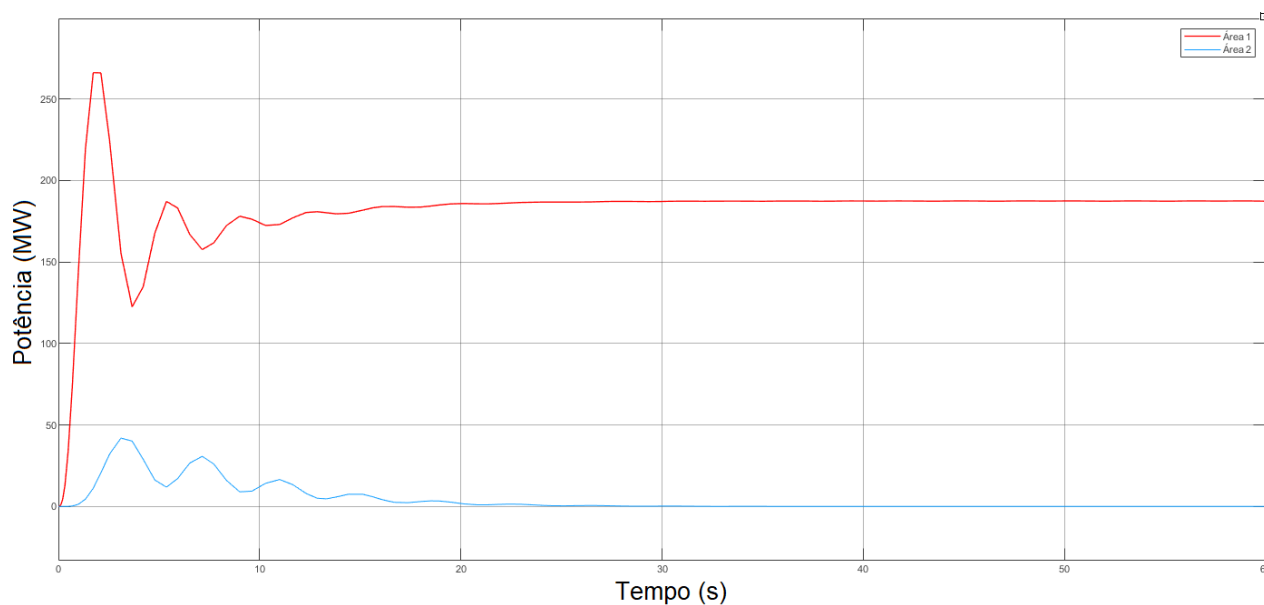
Observa-se que, com o CAG presente em cada área, a frequência retorna ao seu valor inicial após o período de instabilidade na área 1. A Tabela 3 apresenta os valores máximos e mínimos obtidos para as frequências desse caso. A Figura 34 mostra que esses valores permaneceram por 1 s, logo, não houve violação nos limites de operação admissíveis para frequência.

Tabela 3 - Resultados Caso Base

DADOS / ÁREA	1	2
Frequência Máxima (Hz)	60,1	60,0
Frequência Mínima (Hz)	59,25	59,82
Tempo de Acomodação (s)	28	28

Fonte: Própria autora (2022).

Analisando a potência elétrica gerada, a Figura 35 apresenta a variação da Potência x Tempo para as duas áreas de controle.

Figura 35 - Curva Caso Base - Potência x Tempo

Fonte: Própria autora (2022).

Em regime permanente, a área 1 atende a sua própria carga de 187,5 MW, conforme a modalidade de controle adotada em que cada área de controle atende a sua própria demanda. Para a área 2, há uma pequena contribuição durante o regime transitório, porém a potência estabiliza-se em 0 MW, visto que, nessa área de controle não há carga.

4.3 CASO 01

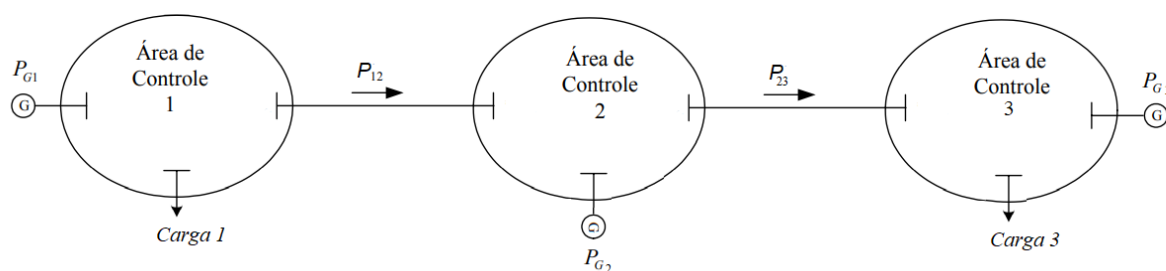
O caso 01 foi modelado considerando a integração de uma terceira área de controle no sistema do caso base. O sistema inserido foi extraído de Filho e Schmidt (2015) e possui uma carga de 100 MW. A Tabela 4 apresenta os parâmetros utilizados nas simulações.

Tabela 4 - Valores dos Parâmetros Utilizados no Caso Um

PARÂMETROS / ÁREA	1	2	3
Regulador de Velocidade (pu)	0,05	0,0625	0,05
Coefficiente de Carga (pu)	0,6	0,9	1,0
Constante de Inércia (s)	5	4	5
Potência Base (MVA)	1000	1000	1000
Constante de tempo do regulador (s)	0,2	0,3	0,2
Constante de tempo da turbina (s)	0,5	0,6	0,3

Fonte: (SADAAT, 1999 e FILHO e SCHMIDT, 2015)

Analizando os dados da área de controle 3 com base na Tabela 1, o sistema dessa área é referente a uma unidade de geração térmica. Se é assim, esse caso se trata de duas unidades com gerações térmicas e uma hidráulica. A Figura 36 representa esquematicamente um sistema composto por duas áreas de controle ilustrando o sistema descrito no caso 01.

Figura 36 - Representação esquemática do sistema com duas áreas interligadas do Caso 01

Fonte: (ALMEIDA, 2004, p. 43). Atualizado pela própria autora.

O diagrama de blocos do Apêndice B apresenta o sistema modelado no *Simulink* para esse caso.

4.3.1 Resultados e Discussões

A Figura 37 apresenta a curva Frequência x Tempo do sistema representado na Tabela 4.

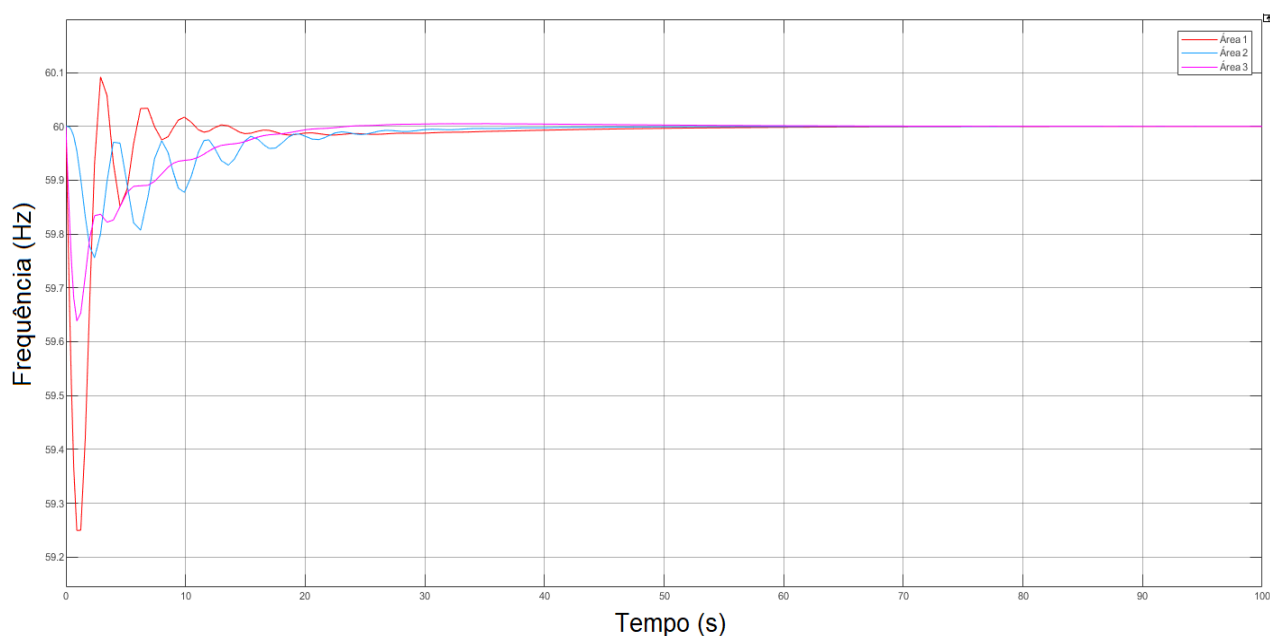
Observa-se novamente que, por meio do CAG presente nas três áreas, as frequências retornam ao seu valor inicial em, aproximadamente, 45 s, tempo maior do que o necessário no caso base.

Tabela 5 - Resultados Caso Um

DADOS / ÁREA	1	2	3
Frequência Máxima (Hz)	60,09	60,0	60,0
Frequência Mínima (Hz)	59,25	59,76	59,64
Tempo de Acomodação (s)	45	45	45

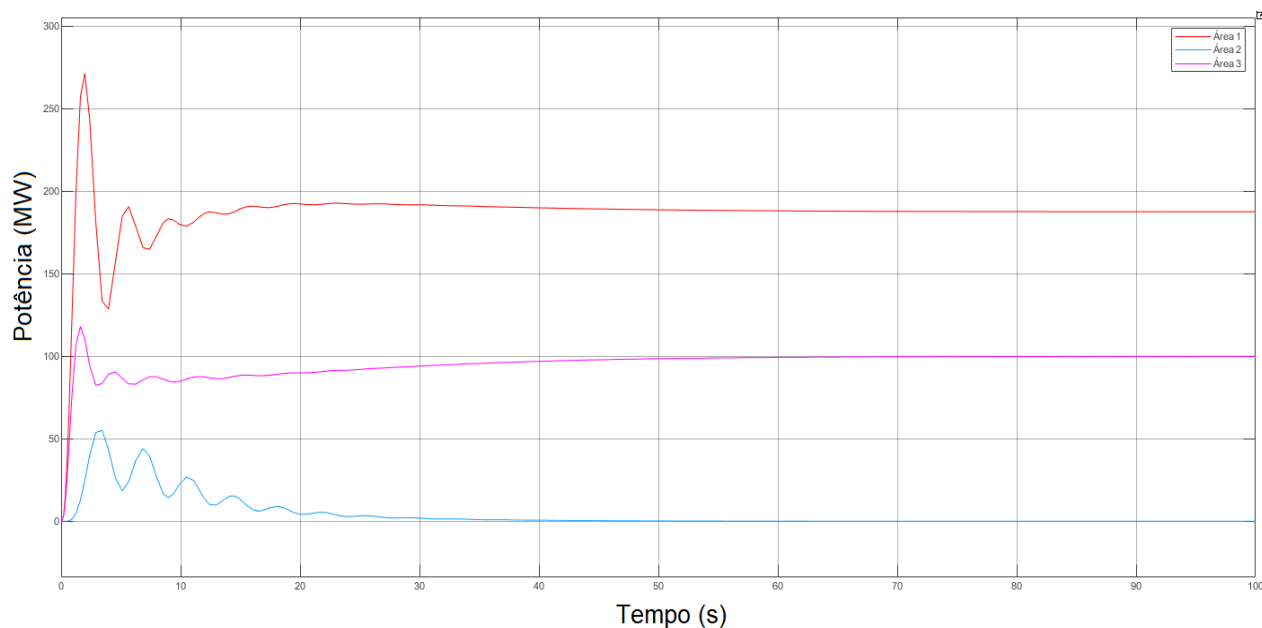
Fonte: Própria autora (2022).

Analisando a Tabela 5 e a Figura 37 é possível concluir que os limites de operações admissíveis para frequência não foram violados, uma vez que, os valores máximos e mínimos obtidos permaneceram em um período de 1 s.

Figura 37 - Curva Caso Um - Frequência x Tempo

Fonte: Própria autora (2022).

A Figura 38 apresenta a curva de variação da Potência x Tempo para as três áreas de controle.

Figura 38 - Curva Caso Um - Potência x Tempo

Fonte: Própria autora (2022).

A potência elétrica gerada estabiliza-se em 187,5 MW na área de controle 1 e 100 MW na área de controle 3 atendendo as cargas das respectivas regiões, sendo que, assim como no caso base, a área de controle 2 contribui para a geração durante o regime transitório.

4.4 CASO 02

A mesma simulação do caso base foi realizada para o caso 02, porém considerando a integração de geração fotovoltaica na área de controle 1. Conforme comentado anteriormente, a modelagem da geração fv foi realizada como fonte de potência constante de 100 MW.

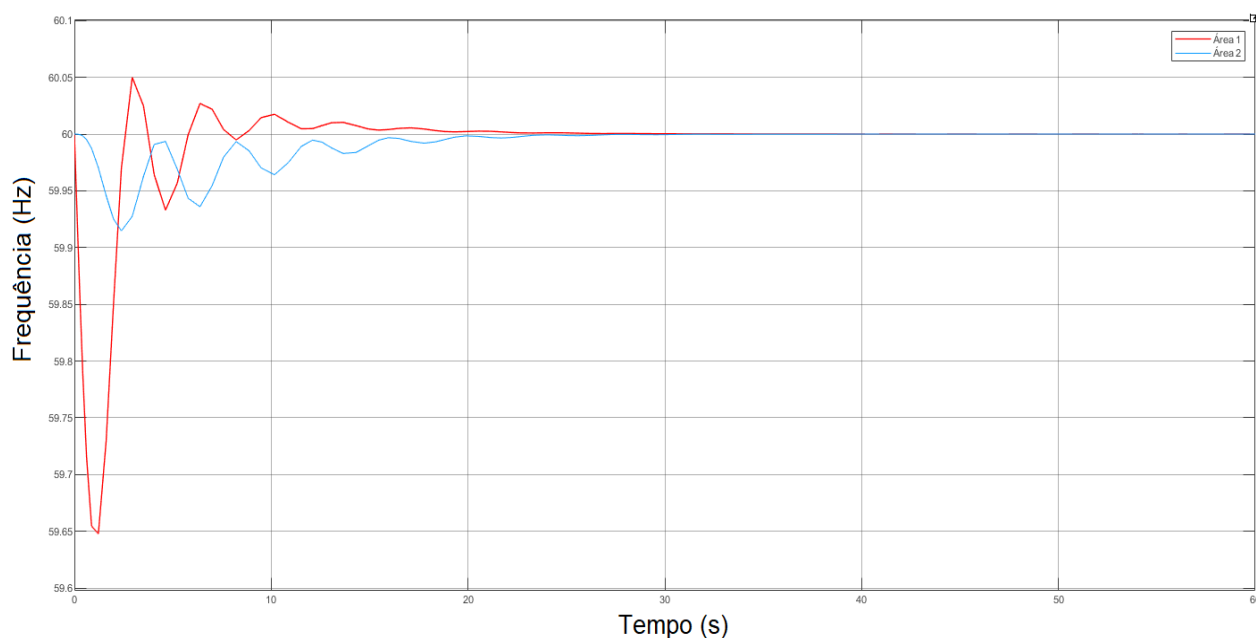
Para esta situação, foi modelado o sistema no *Simulink* conforme o diagrama de blocos do Apêndice C.

4.4.1 Resultados e Discussões

A Figura 39 apresenta a resposta da Frequência x Tempo quando adicionado geração fotovoltaica na área de controle 1.

Analizando a Figura 39 percebe-se que com a presença do CAG, a frequência estabiliza em 60 Hz em um tempo de, aproximadamente, 23 s. Neste caso, comparado com o caso base, a frequência atingiu regime permanente com um tempo de acomodação menor.

Figura 39 - Curva Caso Dois - Frequência x Tempo



Fonte: Própria autora (2022).

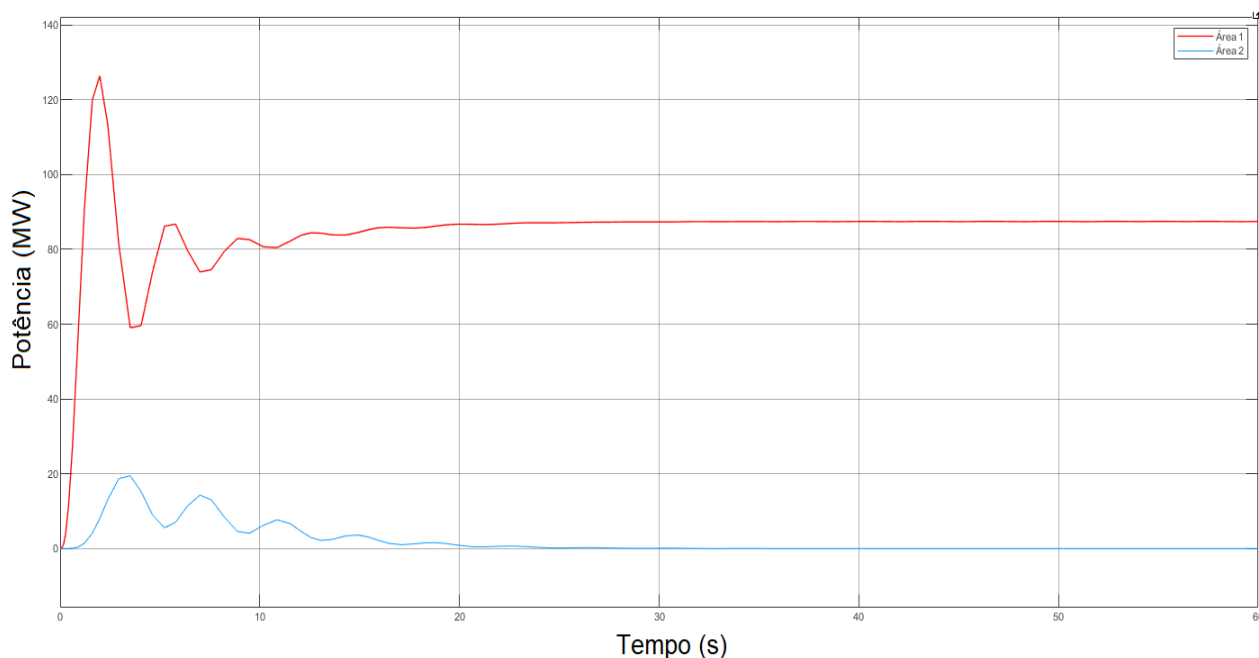
Conforme apresentado na Tabela 6, os valores máximos e mínimos da frequência do sistema também são menores quando comparados ao caso base. Neste caso também não teve violação nos limites de operações admissíveis para frequência, já que os valores máximos e mínimos obtidos permaneceram em um período de 1 s.

Tabela 6 - Resultados Caso Dois

DADOS / ÁREA	1	2
Frequência Máxima (Hz)	60,05	60,0
Frequência Mínima (Hz)	59,65	59,92
Tempo de Acomodação (s)	23	23

Fonte: Própria autora (2022).

A Figura 40 apresenta a curva referente a variação da Potência x Tempo para esse estudo de caso.

Figura 40 - Curva Caso Dois - Potência x Tempo

Fonte: Própria autora (2022).

Analisando a Figura 40 percebe-se que ao adicionar 100 MW de geração fotovoltaica na área de controle 1, essa geração automaticamente tende a atender a carga de 187,5 MW da região. Logo, a geração térmica dessa área estabiliza com 87,5 MW para suprir toda a carga. A área 2, contribui com a geração durante o regime transitório, mas em regime permanente estabiliza-se em 0 MW, visto que, nessa área de controle não há carga.

4.5 CASO 03

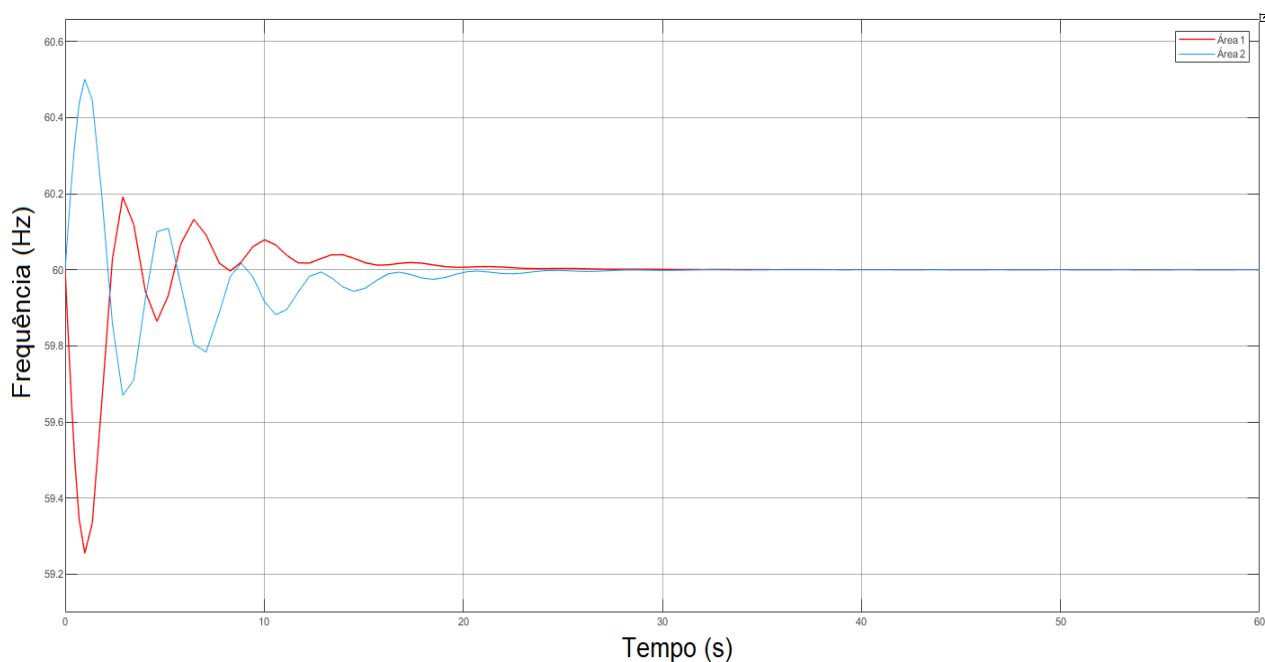
O caso 03 foi modelando considerando a mesma simulação do caso base, porém com a integração de geração fotovoltaica na área de controle 2. Não se deve deixar de mencionar aqui que a modelagem da geração fv foi realizada como fonte de potência constante de 100 MW.

É possível verificar o sistema modelado no *Simulink* sob a forma de diagrama de blocos para esse caso no Apêndice D.

4.5.1 Resultados e Discussões

A Figura 41 mostra a resposta da Frequência x Tempo no cenário com geração fotovoltaica na área de controle 2. Sob essa ótica, percebe-se que com a presença do CAG, após o término do período transitório, a frequência retorna ao valor nominal.

Figura 41 - Curva Caso Três - Frequência x Tempo



Fonte: Própria autora (2022).

A Tabela 7 traz os valores máximos e mínimos obtidos na Figura 34.

Tabela 7 - Resultados Caso Três

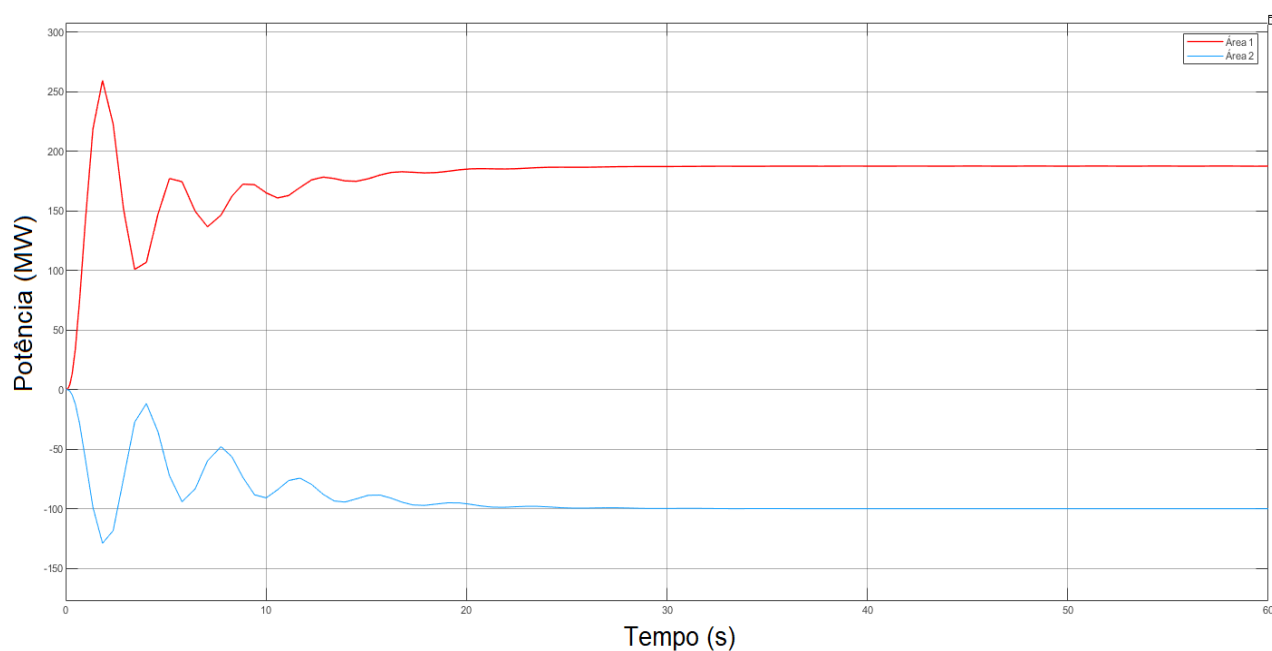
DADOS / ÁREA	1	2
Frequência Máxima (Hz)	60,19	60,5
Frequência Mínima (Hz)	59,26	59,67
Tempo de Acomodação (s)	23	23

Fonte: Própria autora (2022).

Assim como nos casos anteriores, nesse caso os limites de operações admissíveis para frequência não foram violados, uma vez que, os valores máximos e mínimos obtidos permaneceram em um período de 1 s.

A Figura 42 mostra a Potência x Tempo para esse caso.

Figura 42 - Curva Caso Três - Potência x Tempo



Fonte: Própria autora (2022).

Após o período transitório, a geração da área 1 se estabiliza em 187,5 MW para atender a sua própria carga. Em um primeiro momento é importante lembrar que a área de controle 2 não possui carga a ser atendida. Quando inserido 100 MW de geração fotovoltaica nessa área de controle, a potência estabiliza em negativo 100 MW, sendo que o negativo significa que a potência está entrando no sistema.

O excesso de geração da segunda área deveria ser exportado para a área 1, porém o que passará pelas interligações de área depende exclusivamente dos caminhos elétricos oferecidos por estas interligações, como os parâmetros da linha de transmissão entre a área 1 e 2. Para exemplificar, pode-se imaginar uma situação em que teve ativação de unidade geradora em uma região como o Nordeste do Brasil e não houve ampliação nas linhas de interligação, como consequência, o sistema não consegue transportar essa geração.

Logo, nesse caso não é viável inserir geração em uma área sem carga a ser atendida ou com os parâmetros atuais do sistema, sendo que esse excesso de geração se torna prejudicial a todo sistema. O Efeito Joule que é basicamente a transformação da energia elétrica em energia térmica causando aquecimento nas linhas, é um possível problema proveniente dessa adição de geração.

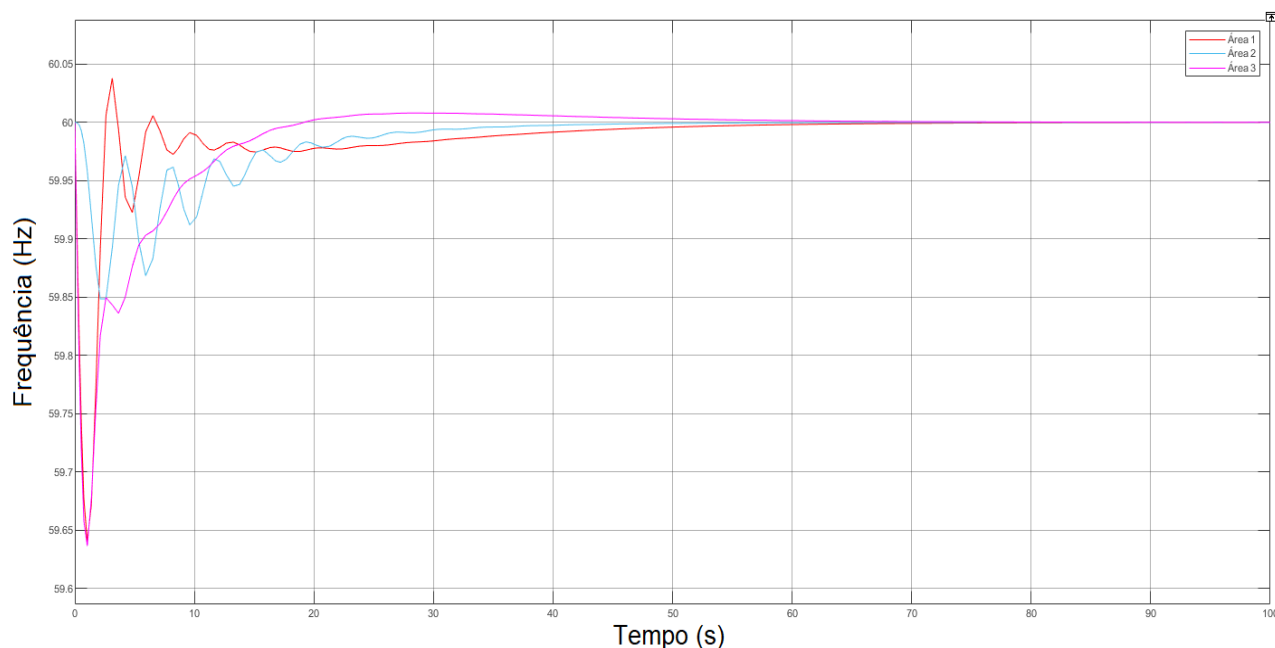
4.6 CASO 04

Para o caso 04, foi analisado a simulação do caso um, mas com a integração de geração fotovoltaica na área de controle 1, sendo que a modelagem do fv foi realizada como fonte de potência constante de 100 MW.

O Apêndice E apresenta a modelagem sob a forma de diagrama de blocos no *Simulink* para esse caso.

4.6.1 Resultados e Discussões

A Figura 43 ilustra a curva Frequência x Tempo para esse estudo de caso.

Figura 43 - Curva Caso Quatro - Frequência x Tempo

Fonte: Própria autora (2022).

Conforme apresentado na Figura 43, a frequência do sistema retorna a 60 Hz após o término do período transitório, comprovando a eficiência e atuação do CAG. A Tabela 8 apresenta os valores máximos e mínimos apresentados para cada área de controle da Figura 43.

Tabela 8 - Resultados Caso Quatro

DADOS / ÁREA	1	2	3
Frequência Máxima (Hz)	60,04	60,0	60,01
Frequência Mínima (Hz)	59,64	59,85	59,64
Tempo de Acomodação (s)	60	50	60

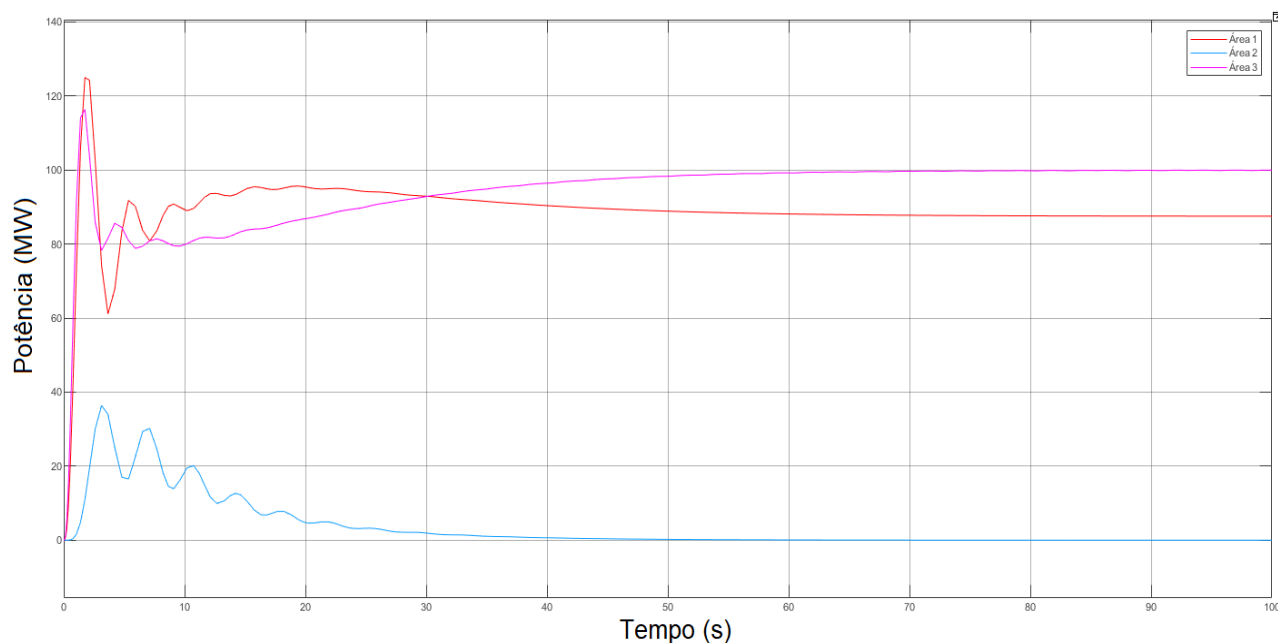
Fonte: Própria autora (2022).

Analisando a Tabela 8, percebe-se que nesse caso, diferente do que aconteceu no caso um em que ambas as áreas de controle retornaram ao valor nominal com mesmo tempo de tempo de acomodação, a área de controle 2 atingiu o regime permanente 10 s antes das áreas 1 e 3. O tempo de acomodação diminuiu, uma vez que quando é inserido geração fv na área de controle 1, no período transitório, não é necessário que a área 2 contribua com a geração como no caso

um. Importa dizer aqui que neste caso os limites operativos de frequência também não foram violados.

A Figura 44 apresenta a curva Potência x Tempo após inserir geração fv na área de controle 1.

Figura 44 - Curva Caso Quatro - Potência x Tempo



Fonte: Própria autora (2022).

Como apresentado na Figura 44, ao inserir geração fotovoltaica na área de controle 1, assim como no caso dois e apresentado na Figura 40, em regime permanente, o fv atende 100 MW de 187,5 MW de carga ficando um déficit de 87,5 MW que é atendido pela geração da área de controle 1. A área de controle 3, por sua vez, está gerando 100 MW para atender a sua carga. A área 2 está gerando apenas no período transitório para atender o déficit de geração existente no período transitório, em regime permanente estabiliza-se em 0 MW, uma vez que nessa área de controle não há carga.

4.7 CASO 05

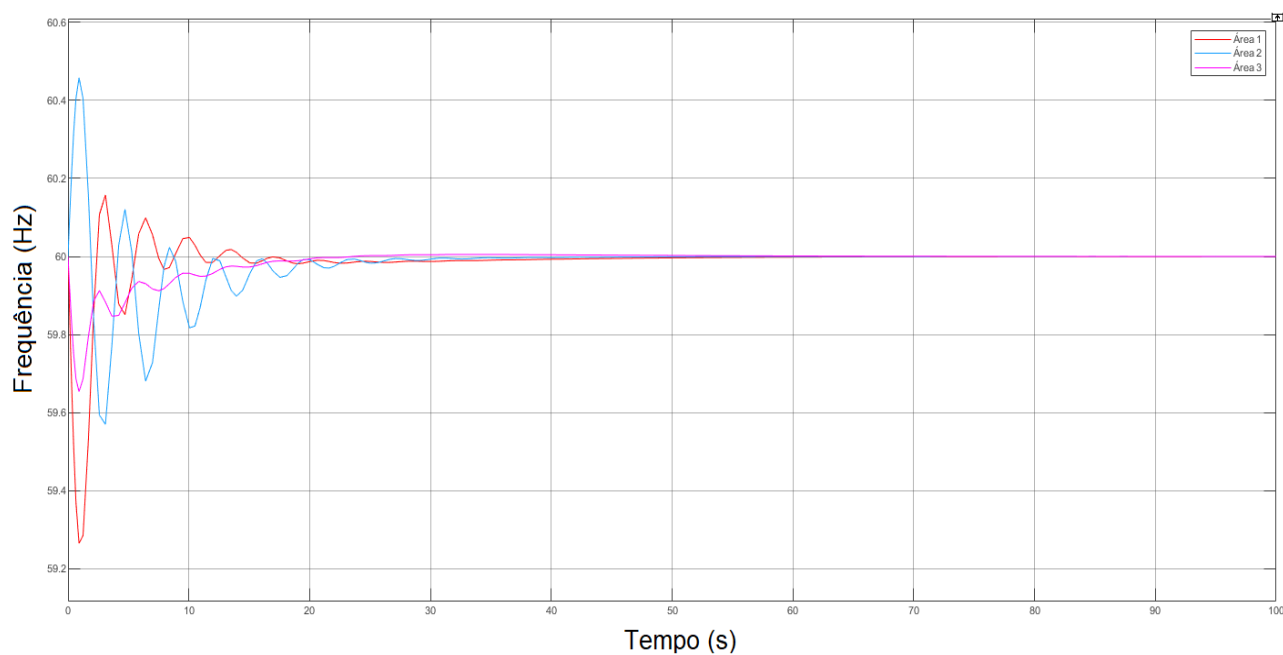
As análises do caso 05 foram realizadas considerando a simulação do caso um com a integração de geração fotovoltaica na área de controle 2. Sendo que a modelagem da geração fv foi realizada como fonte de potência constante de 100 MW.

A modelagem no *Simulink* sob a forma de diagrama de blocos para esse caso está no Apêndice F.

4.7.1 Resultados e Discussões

A curva Frequência x Tempo para esse caso é apresentada na Figura 45, em que é possível perceber a atuação do CAG quando a frequência retorna ao valor nominal.

Figura 45 - Curva Caso Cinco - Frequência x Tempo



Fonte: Própria autora (2022).

A Tabela 9 traz os resultados dos valores máximos e mínimos obtidos na Figura 45 para a frequência.

Tabela 9 - Resultados Caso Cinco

DADOS / ÁREA	1	2	3
Frequência Máxima (Hz)	60,15	60,46	60,0
Frequência Mínima (Hz)	59,27	59,57	59,65
Tempo de Acomodação (s)	44	44	44

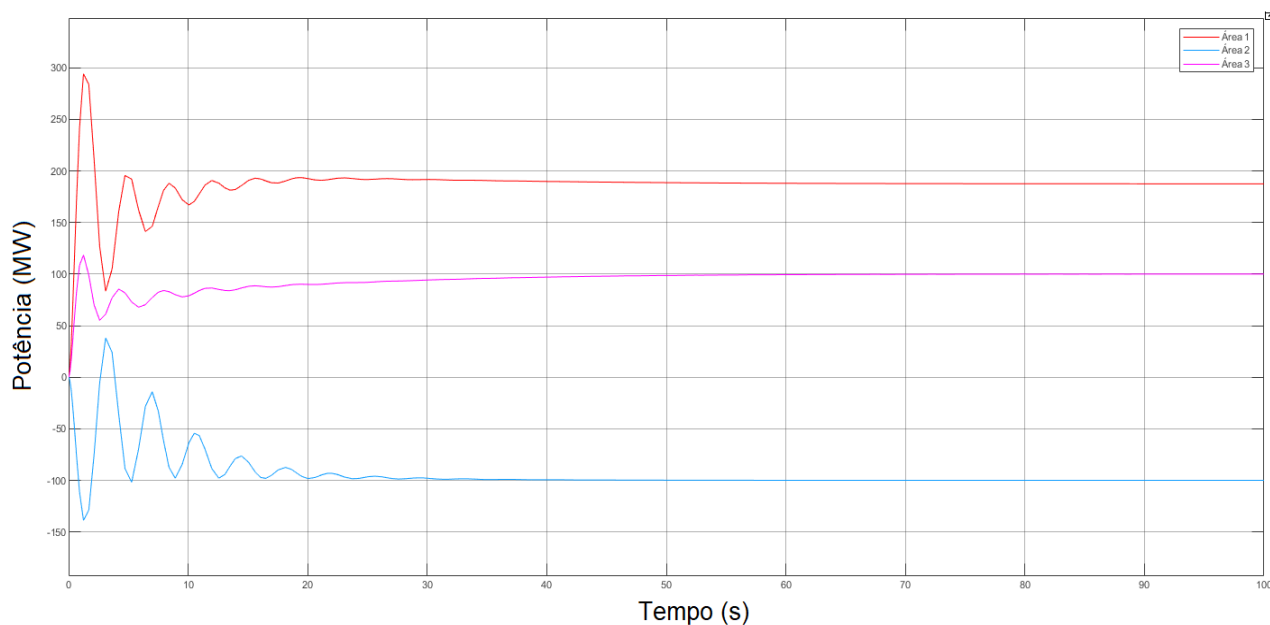
Fonte: Própria autora (2022).

Assim como nos casos anteriores, nesse caso os limites operativos de frequência não foram violados já que os valores máximos e mínimos permaneceram por 1 s.

A Figura 46 traz os resultados da Potência x Tempo para esse caso.

Conforme mostra a Figura 46, a potência gerada na área 1 é de 187,5 MW atendendo a carga de sua região. Enquanto a área 2 é negativo 100 MW, que significa a presença de injeção de potência nessa área. Por fim, a área 3 está gerando 100 MW também para atender a carga da região.

Assim como no caso três, o excesso de geração da área 2 não é exportado para as demais áreas como deveria acontecer, isso se dá porque os parâmetros da linha de interligação do caso base e caso um não são suficientes para esse fluxo de potência. Sendo assim, não é viável inserir geração em uma área sem carga a ser atendida, visto que esse excesso de geração se torna prejudicial a todo sistema, desenvolvendo possíveis problemas como o Efeito Joule que se refere a transformação da energia elétrica em energia térmica causando aquecimento nas linhas, é um possível problema proveniente dessa adição de geração. Além disso, o aquecimento ocasionaria o desligamento das linhas de transmissão que escoaria essa energia.

Figura 46 - Curva Caso Cinco - Potência x Tempo

Fonte: Própria autora (2022).

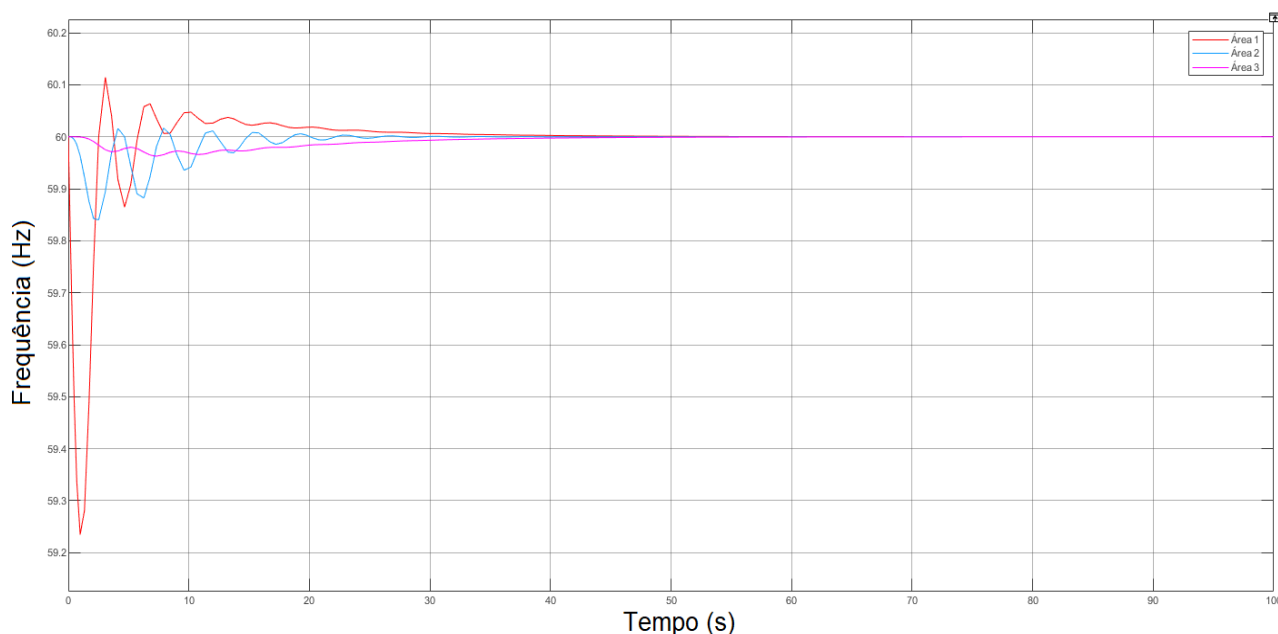
4.8 CASO 06

O último caso analisado foi simulado considerando o caso um com a inserção de geração fv na área de controle 3. Assim como nos casos anteriores com a presença de fv, neste caso a modelagem do fv foi realizada como fonte de potência constante de 100 MW.

O diagrama de blocos no *Simulink* para esse caso está do Apêndice G.

4.8.1 Resultados e Discussões

A Figura 47 ilustra a curva de Frequência x Tempo para esse caso.

Figura 47 - Curva Caso Seis - Frequência x Tempo

Fonte: Própria autora (2022).

A Tabela 10 apresenta os valores máximos e mínimos obtidos para as frequências de cada área de controle ilustrada na Figura 47.

Tabela 10 - Resultados Caso Seis

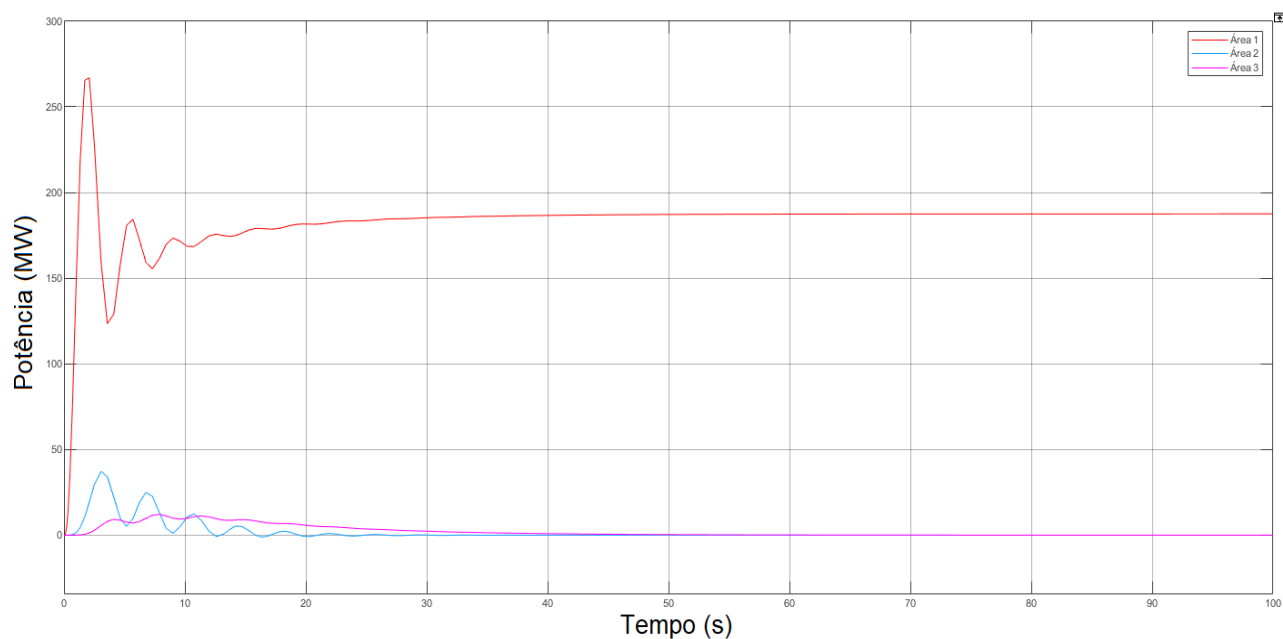
DADOS / ÁREA	1	2	3
Frequência Máxima (Hz)	60,11	60,01	60,0
Frequência Mínima (Hz)	59,24	59,84	59,96
Tempo de Acomodação (s)	40	30	40

Fonte: Própria autora (2022).

Antes de iniciar as análises da Tabela 10, ressalta-se aqui que a geração na área de controle 2 acontece no período transitório para suprir o déficit de geração proveniente desse período. Quando se trata do período permanente, a geração estabiliza em 0 MW, visto que nessa área não possui carga a ser atendida.

Levando em consideração esses aspectos, o tempo de acomodação para a área de controle 2 é mais rápido quando comparado ao tempo das áreas 1 e 3. Esse tempo é menor decorrente a presença de geração fv na área de controle 3, que faz com que, no período transitório, a contribuição da geração da área de controle 2 não seja tanta como no caso um.

A curva Potência x Frequência para esse caso é representada na Figura 48.

Figura 48 - Curva Caso Seis - Potência x Tempo

Fonte: Própria autora (2022).

Analisando a Figura 48, é possível concluir que a área 1 está atendendo a carga da região de 187,5 MW. Como visto anteriormente, a área 2 não possui carga a ser atendida. A área 3, por sua vez, possui uma carga de 100 MW, mas com a inserção da geração fotovoltaica, a mesma é atendida pelo fv.

5 CONCLUSÕES

Neste trabalho de conclusão de curso o objeto de estudo foi o desempenho do Controle Automático da Geração (CAG) em sistemas elétricos com usinas fotovoltaicas, sendo que o principal objetivo deste tipo de controle, como mostrado durante o trabalho, é restabelecer a frequência ao valor nominal. No Sistema Interligado Nacional (SIN), a frequência de referência é 60 Hz.

Os primeiros capítulos apresentaram os conceitos básicos dos elementos que compõem o sistema de controle carga-frequência: os geradores, reguladores de velocidade, as turbinas e o controlador CAG. Mostrou-se que após qualquer perturbação na rede, o sistema possui tendência própria de atingir um novo estado de equilíbrio, mas, a frequência não retorna ao seu valor de referência. Sendo assim, surge a necessidade da integração da regulação secundária.

Com o objetivo de esclarecer os conceitos envolvidos no CAG, as simulações analisadas neste trabalho foram modeladas no domínio da frequência através de diagramas de blocos que são usualmente utilizados na engenharia de sistemas de controle.

É importante salientar que os estudos de casos apresentados no Capítulo 4 tiveram como foco analisar as variações de frequência e potência nas áreas de controle, provenientes de possíveis problemas decorrentes da inserção de geração fotovoltaica (fv) nas malhas de controle.

Os casos mostraram que com o método de Intercâmbio e Frequência Constante (TLB) e a atuação do controle secundário, em regime permanente, cada área de controle tende a atender sua própria carga e restabelecer a frequência para o valor nominal.

Levando em conta o que foi analisado nos cenários com geração fv, a presença dessa geração nas áreas de controle que possuem carga, inicialmente atende à demanda da região. Em contrapartida, quando é inserido fv nas áreas de controle que não possuem carga, mostrou-se que o sistema não está apto para intercâmbio de potência em regime permanente, no entanto, não é viável a penetração dessa geração nesses casos. O Efeito Joule que se refere a transformação da energia elétrica em energia térmica causando aquecimento nas linhas, é um possível problema proveniente dessa adição de geração. Além disso, o

aquecimento ocasionaria o desligamento das linhas de transmissão que escoaria essa energia.

Com o objetivo de dar continuidade ao desenvolvimento desta pesquisa, o próximo tópico apresenta possíveis temas que podem ser desenvolvidos.

5.1 SUGESTÕES DE TRABALHOS FUTUROS

Conforme apresentado anteriormente, a seguir encontram-se listados por meio de tópicos, os temas que podem ser abordados para dar continuidade ao trabalho desenvolvido até o momento:

- Elaborar a modelagem das áreas de controle analisadas no caso base e caso um deste trabalho, mas com a penetração de outros tipos de gerações, como por exemplo, a eólica, para que seja possível fazer um estudo comparativo com os resultados das simulações deste trabalho.
- No trabalho foi considerado a geração fotovoltaica com um recorte de geração de até 100 segundos, considerando assim uma fonte de potência constante. Recomenda-se fazer análise de cenários do sistema fv com redução da produção de energia, por exemplo, após a passagem de uma nuvem.

REFERÊNCIAS

ALMEIDA, Leonardo Pinto de. **Análise do Desempenho do Controle Automático de Geração e do Controle Secundário de Tensão**. 166 f. Dissertação (Mestrado), Universidade Federal do Rio de Janeiro, 2004.

ALMEIDA JUNIOR, Deoclides Alves de. **Aplicação do Software Scicoslab/Scilab no Controle Automático de Geração de Sistemas de Potência Explorando o Problema de Despacho Econômico**. 127 f. Dissertação (Mestrado), Universidade Federal de Uberlândia, 2012.

ANDRITZ HYDRO COMPACT. **Portfolio**, 2014. Disponível em: <<http://www.techemotion.at/?portfolio=andritz-hydro-compact>>. Acesso em: 01/12/2022.

ANEEL. **Sistema de Informações de Geração da ANEEL SIGA**. Brasília, 2022. Disponível em: <<https://app.powerbi.com/view?r=eyJrIjoibNjc4OGYyYjQtYWZWM2ZC00YjllLWJlYmEtYzdkNTQ1MTc1NjM2liwidCI6IjQwZDZmOWI4LWVjYTctNDZhMi05MmQ0LWVhNGU5YzAxNzBIMSIsImMiOjR9>>. Acesso em: 11/10/2022.

ARAÚJO, Flávio Marcos Barbosa de. **A Dinâmica da Regulação Primária: Efeitos na Estabilidade do Sistema Elétrico de Potência**. 157 f. Monografia (Graduação), Instituto Federal de Educação, Ciência e Tecnologia da Bahia, 2016.

AKSHAY, Rachakonda Shri Rama; ABRAHAM, Rajesh Joseph. **Eigen Value Analysis of AGC with Solar PV and BESS**. 5 p. Artigo, Indian Institute of Space and Science Technology Trivandrum, 2020.

BELINELLI, Paulo Maria V. B.; GUELBERT, Ewerlyn Ane P.; SIEBERT, Ingrid Celina E.. **Estudo de Estabilidade de Frequência em Sistemas Elétricos de Potência Considerando Turbinas Hidráulicas**. 65 f. Monografia (Graduação), Universidade Tecnológica Federal do Paraná, 2015.

BONOMI, Roberta. **A Planta Solar Recorde do Brasil**. Enel Green Power, 2021. Disponível em: <<https://www.enelgreenpower.com/pt/nossos-projetos/highlights/parque-solar-sao-goncalo>>. Acesso em: 18/10/2022.

CENAQUI, Thiago Carminatti. **Modelagem de Turbinas e Reguladores de Velocidade e seus Impactos na Simulação da Regulação Primária de Frequência**. 104 f. Dissertação (Mestrado), Universidade Federal do Rio de Janeiro, 2018.

COSTA, William Ribeiro. **Estudos de Estratégias Clássicas de Regulação de Velocidade de Hidrogeradores**. 63 f. Monografia (Graduação), Universidade Federal do Pará, 2014.

CUNHA, André Moreira da. **Avaliação dos Efeitos da Representação da Inércia Sintética nos Aerogeradores do Tipo Indução Duplamente Alimentado no Controle de Frequência**. 152 f. Dissertação (Mestrado), Pontifícia Universidade Católica Do Rio de Janeiro, 2017.

DECKMANN S.M.; POMILIO J. A. **Variações Transitórias de Tensão de Curta Duração**. 16 f. Notas de Aula (Pós-Graduação), Universidade de Campinas, 2020.

EPE – Empresa de Pesquisa Energética. **Nota Técnica – Serviços Ancilares sob a ótica de Planejamento e Expansão**. Brasília. 2021. 64 p. Disponível em: < https://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-633/EPE-DEE-NT-090-2021-r0_Servicos%20Ancilares.pdf>. Acesso em: 09/07/2022.

EPE – Empresa de Pesquisa Energética. **Os Serviços Ancilares no Planejamento da Expansão: Contexto atual e perspectivas**. Brasília. 2019. 41 p. Disponível em: <https://www.epe.gov.br/sites-pt/sala-de-imprensa/noticias/Documents/Workshop%20Servi%C3%A7os%20Ancilares_31-07-19_EPE.pdf>. Acesso em: 09/07/2022.

FERREIRA, Rodrigo Ribeiro. **Implementação e Controle de Frequência em Sistema de Potência com o uso da Ferramenta DigSILENT**. 105 f. Monografia (Graduação), Universidade Federal do Rio de Janeiro, 2009.

FILHO, Daniel P.; SCHMIDT, Guilherme F. **Controle Automático de Geração Considerando Turbinas Térmicas**. 109 f. Monografia (Graduação), Universidade Tecnológica Federal do Paraná, 2015.

FONSECA, Márcio Luiz da. **Reflexos da Manobrabilidade de Usinas Nucleares na Operação de Sistema Elétrico**. 183 f. Dissertação (Mestrado), Universidade Federal do Rio de Janeiro, 2006.

MIRANDA, Emerson Luiz de. **Sistema Fotovoltaico de Geração IFG Itumbiara**. Emerson Engenheiro. Itumbiara, 2017.

ONS – Operador Nacional do Sistema Elétrico. **Boletins da Operação – Copa do Mundo de Futebol**. Disponível em: < <http://www.ons.org.br/Paginas/resultados-da-operacao/boletim-copa.aspx>>. Acesso em: 01/12/2022.

ONS – Operador Nacional do Sistema Elétrico. **Manual de Procedimentos da Operação: Conceitos básicos para o Controle de Geração**. Brasília. 2021. 14 p.

ONS – Operador Nacional do Sistema Elétrico. **Submódulo 10.6 – Controle da Geração**. Brasília. 2018. 16 p.

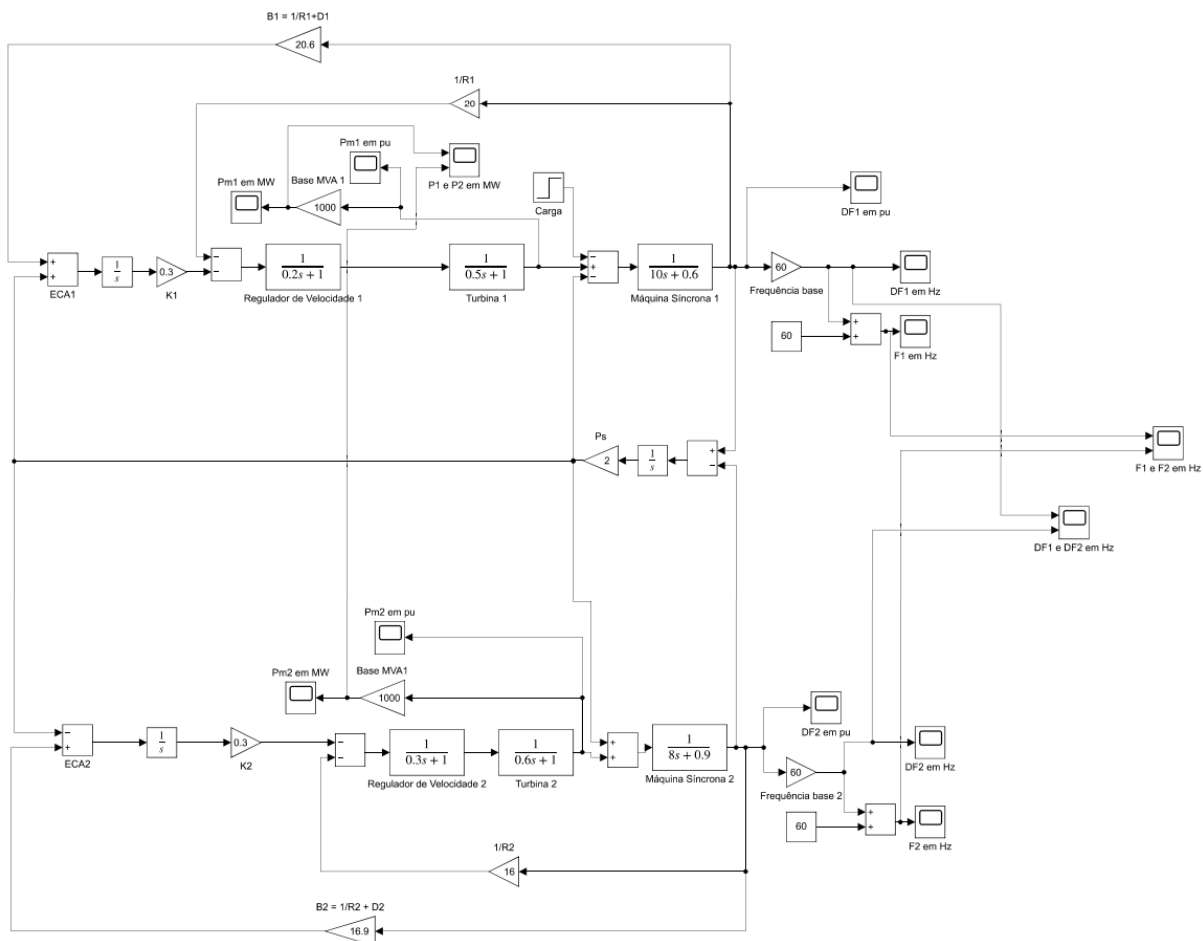
ONS – Operador Nacional do Sistema Elétrico. **Submódulo 20.1 – Glossário de termos técnicos**. Brasília. 2020. 45 p.

ONS – Operador Nacional do Sistema Elétrico. **Submódulo 2.10 – Requisitos técnicos mínimos para a conexão às instalações de transmissão**. Brasília. 2020. 32 p.

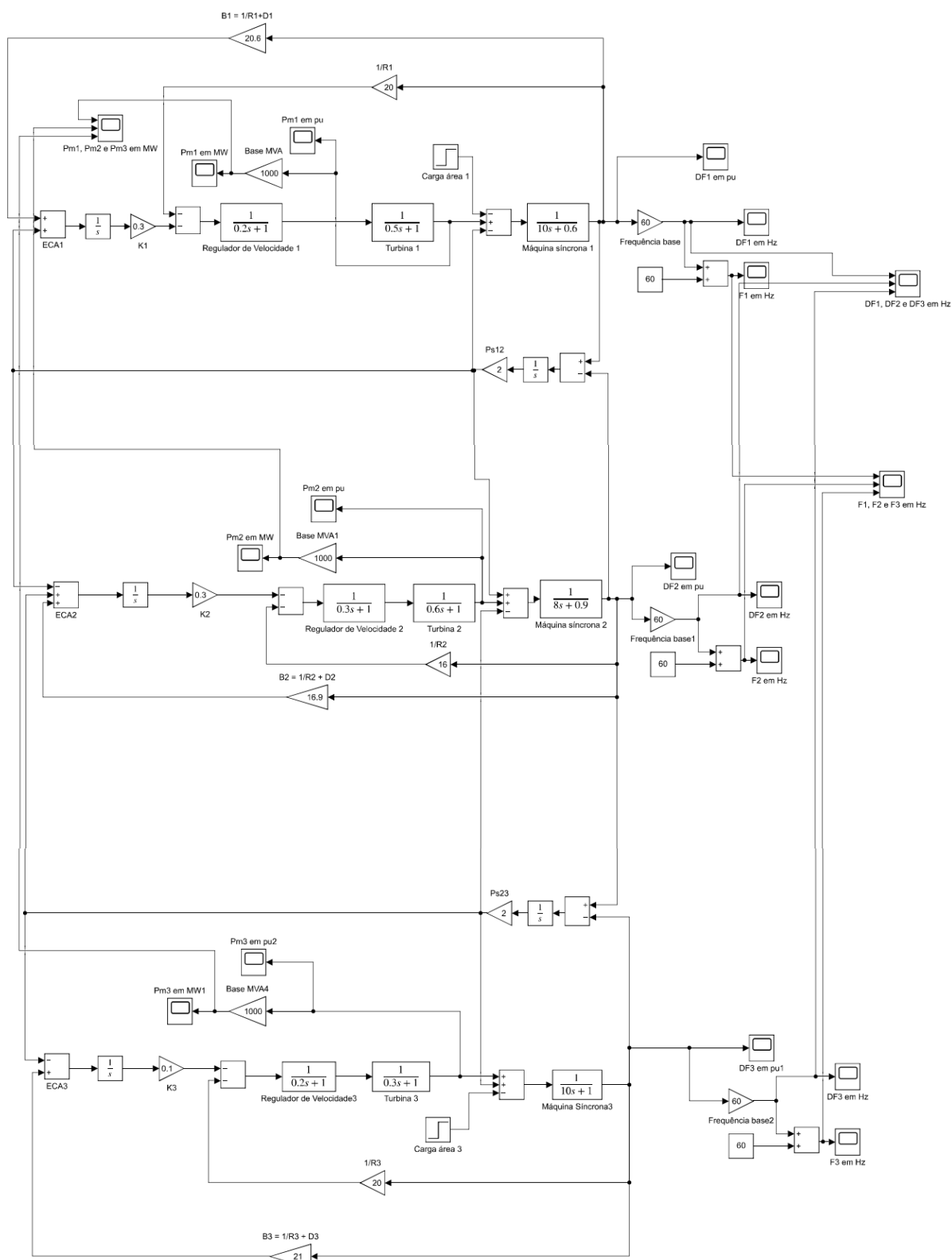
RAMOS, Bernardo Oliveira. **Estudo de Implantação de uma Usina Fotovoltaica no Norte de Minas**. 144 f. Monografia (Graduação), Centro Federal de Educação Tecnológica, 2015.

SAADAT, Hadi. **Power System Analysis. Second Edition**. New York: WCB McGraw-Hill, 1999. 718 f.

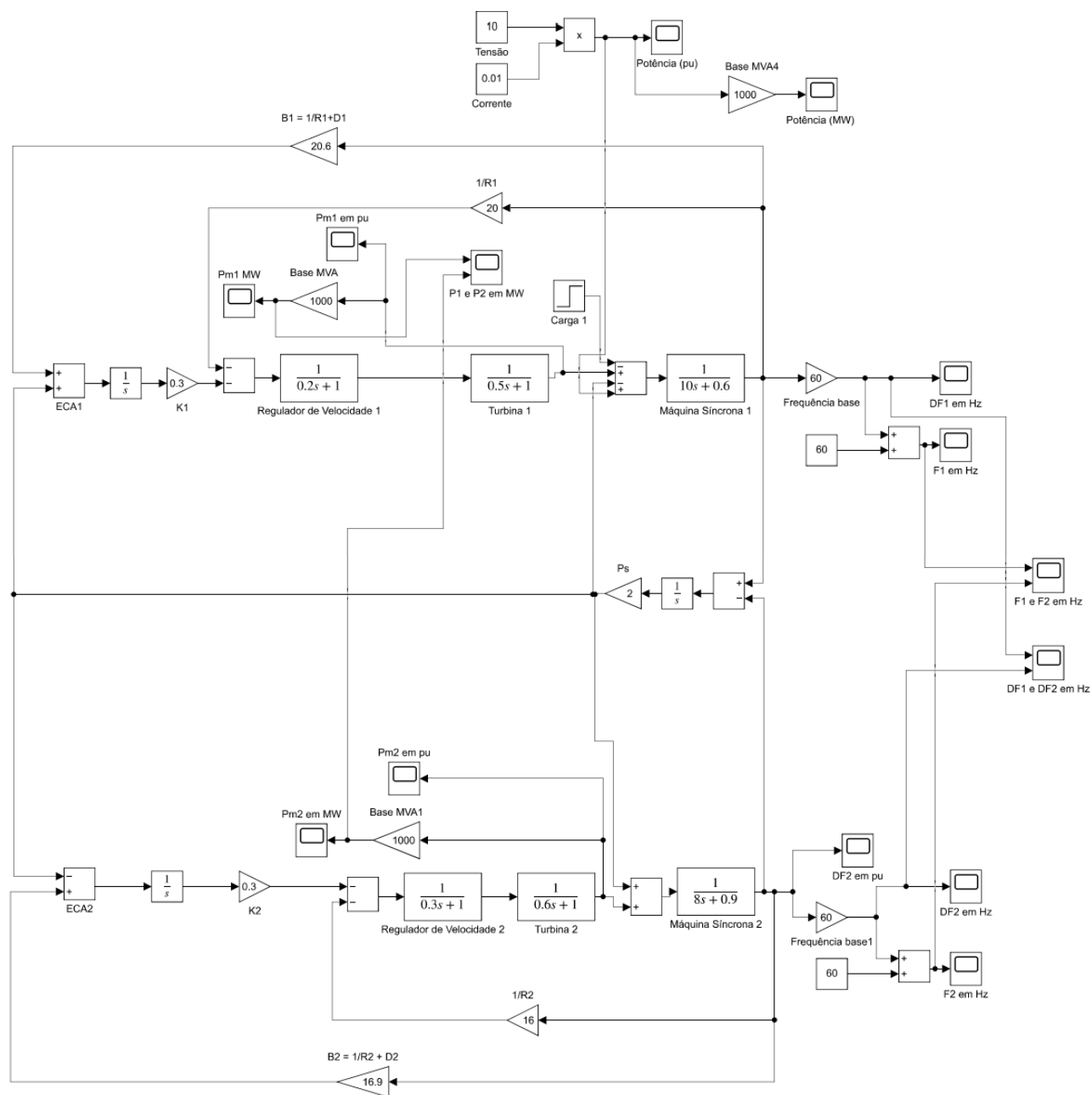
APÊNDICE A – DIAGRAMA DE BLOCOS DO CASO BASE



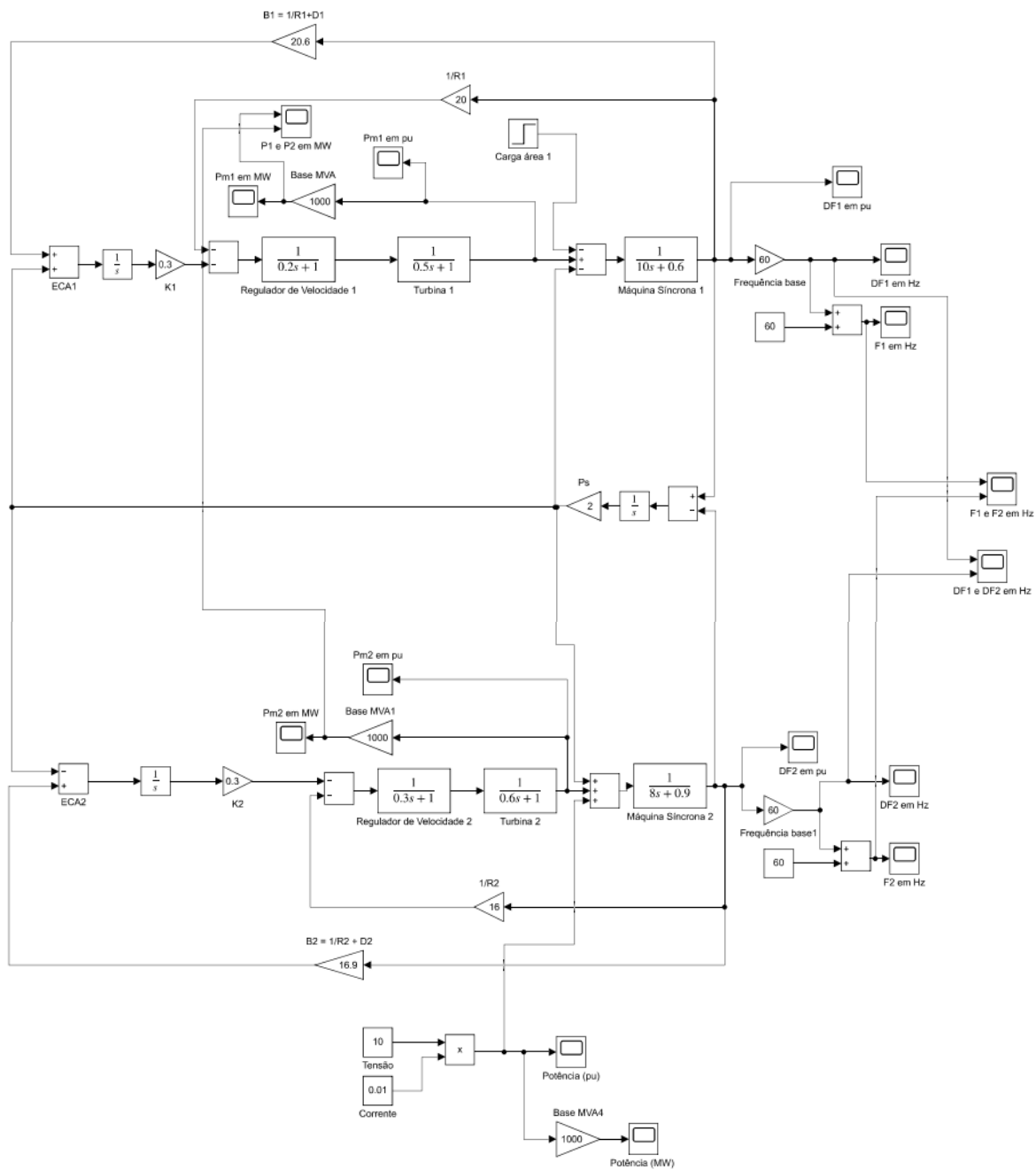
APÊNDICE B – DIAGRAMA DE BLOCOS DO CASO UM



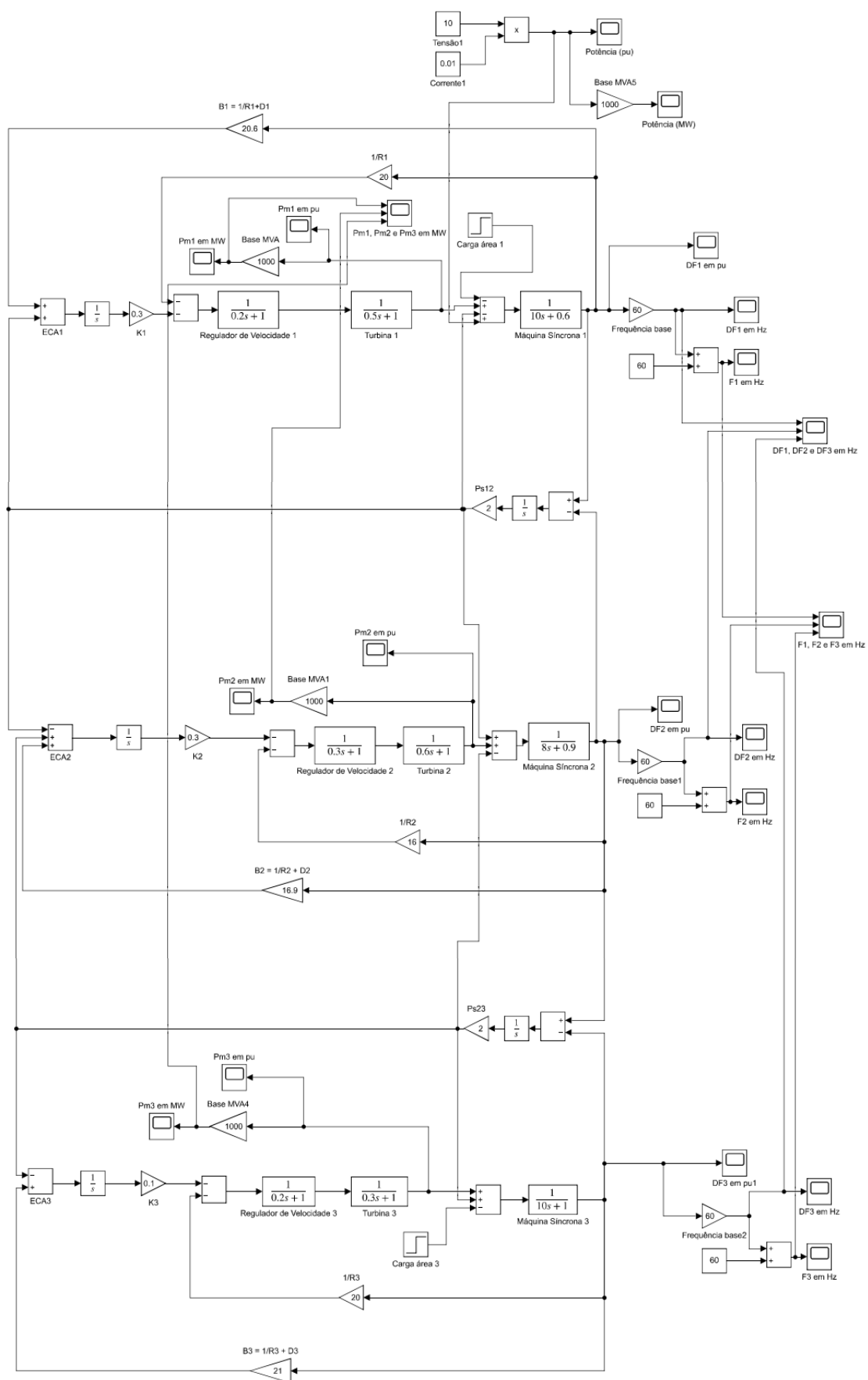
APÊNDICE C – DIAGRAMA DE BLOCOS DO CASO DOIS



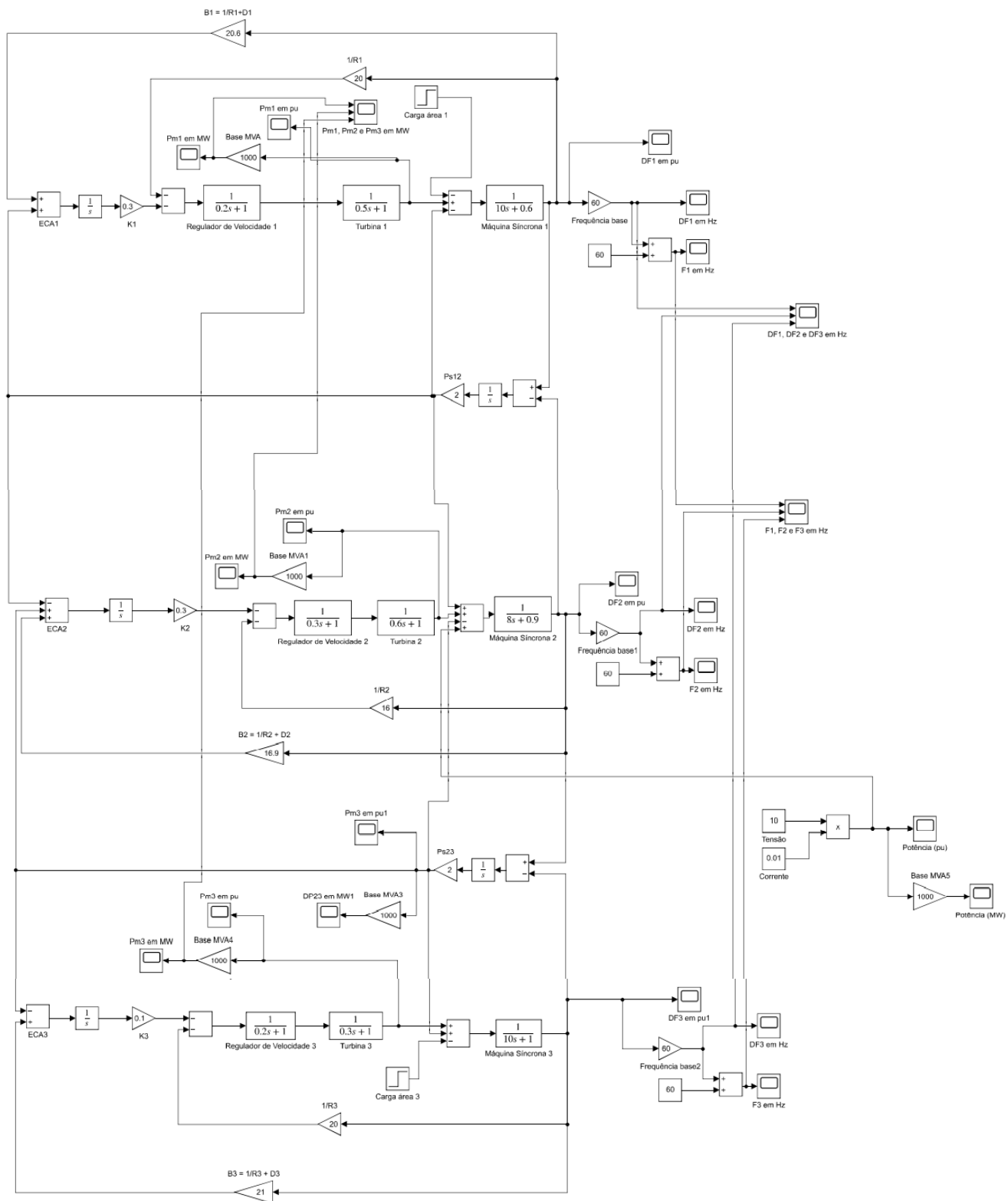
APÊNDICE D – DIAGRAMA DE BLOCOS DO CASO TRÊS



APÊNDICE E – DIAGRAMA DE BLOCOS DO CASO QUATRO



APÊNDICE F – DIAGRAMA DE BLOCOS DO CASO CINCO



APÊNDICE G – DIAGRAMA DE BLOCOS DO CASO SEIS

