

**UNIVERSIDADE FEDERAL DE JUIZ DE FORA**  
**FACULDADE DE ENGENHARIA**  
**PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA ELÉTRICA**

**Gabriel Schreider da Silva**

**Controle carga-frequência em sistemas com alta penetração de geração eólica  
e geração hidráulica**

Juiz de Fora

2023

**Gabriel Schreider da Silva**

**Controle carga-frequência em sistemas com alta penetração de geração eólica  
e geração hidráulica**

Dissertação apresentada ao Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica da Universidade Federal de Juiz de Fora como requisito parcial à obtenção do título de Mestre em Engenharia Elétrica. Área de concentração: Sistemas de Energia.

Orientador: Prof. Dr. Edimar José de Oliveira

Coorientador: Prof. Dr. Leonardo Willer de Oliveira

Juiz de Fora

2023

Ficha catalográfica elaborada através do Modelo Latex do CDC da UFJF  
com os dados fornecidos pelo(a) autor(a)

Silva, Gabriel Schreider da.

Controle carga-frequência em sistemas com alta penetração de geração eólica e geração hidráulica / Gabriel Schreider da Silva. – 2023.

94 f. : il.

Orientador: Edimar José de Oliveira

Coorientador: Leonardo Willer de Oliveira

Dissertação (Mestrado) – Universidade Federal de Juiz de Fora, Faculdade de Engenharia. Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica, 2023.

1. Geração eólica. 2. Controle carga-frequência. 3. Gerador síncrono virtual. 4. Geração hidráulica. 5. Resposta inversa. 6. Amortecimento de intercâmbio. I. Oliveira, Edimar José de, orient. II. Oliveira, Leonardo Willer de, coorient. III. Título.

**Gabriel Schreider da Silva**

**Controle carga-frequência em sistemas com alta penetração de geração eólica e geração hidráulica**

Dissertação apresentada ao Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica da Universidade Federal de Juiz de Fora como requisito parcial à obtenção do título de Mestre em Engenharia Elétrica. Área de concentração: Sistemas de Energia Elétrica

Aprovada em 27 de fevereiro de 2023.

**BANCA EXAMINADORA**

**Prof. Dr. Edimar José de Oliveira** - Orientador

Universidade Federal de Juiz de Fora

**Prof. Dr. Leonardo Willer de Oliveira** - Coorientador

Universidade Federal de Juiz de Fora

**Profa. Dra. Camile Arêdes Moraes**

Universidade Federal de Viçosa

**Prof. Dr. João Alberto Passos Filho**

Universidade Federal de Juiz de Fora

Juiz de Fora, 16/02/2023.

---



Documento assinado eletronicamente por **Edimar Jose de Oliveira, Professor(a)**, em 27/02/2023, às 19:45, conforme horário oficial de Brasília, com fundamento no § 3º do art. 4º do [Decreto nº 10.543, de 13 de novembro de 2020](#).

---



Documento assinado eletronicamente por **Joao Alberto Passos Filho, Professor(a)**, em 27/02/2023, às 19:51, conforme horário oficial de Brasília, com fundamento no § 3º do art. 4º do [Decreto nº 10.543, de 13 de novembro de 2020](#).

---



Documento assinado eletronicamente por **Leonardo Willer de Oliveira, Professor(a)**, em 28/02/2023, às 21:00, conforme horário oficial de Brasília, com fundamento no § 3º do art. 4º do [Decreto nº 10.543, de 13 de novembro de 2020](#).

---



Documento assinado eletronicamente por **Camile Arêdes Moraes, Usuário Externo**, em 01/03/2023, às 08:37, conforme horário oficial de Brasília, com fundamento no § 3º do art. 4º do [Decreto nº 10.543, de 13 de novembro de 2020](#).

---



A autenticidade deste documento pode ser conferida no Portal do SEI-Ufjf ([www2.ufjf.br/SEI](http://www2.ufjf.br/SEI)) através do ícone Conferência de Documentos, informando o código verificador **1155342** e o código CRC **DE6A831B**.

---

*Dedico este trabalho à minha família, a base de tudo.*

## AGRADECIMENTOS

Agradeço à minha mãe, Janaina, por todo amor, ensinamentos, valores, por ser meu grande exemplo e por tudo o que já fez por mim.

À minha avó, Luzia, pelo carinho, apoio e incentivo.

À minha namorada, Letícia, por sempre me apoiar e me ajudar e pelo companheirismo ao longo desses anos.

Ao meu tio, Robson, por sempre incentivar meus estudos.

Aos meus avós, Maria Helena, Flávio e Aloísio, meu irmão, Mateus, meus tios, Jussara e Anderson, meus tios-avós, meus primos, meus amigos e à toda a minha família, por todo apoio que sempre me deram e por sempre acreditarem em mim.

Ao meu orientador e professor, Dr. Edimar José de Oliveira, pelos conhecimentos passados, por sua paciência, dedicação e atenção.

Ao meu coorientador, Prof. Dr. Leonardo Willer de Oliveira, por todas as suas contribuições durante esses anos de pesquisa.

Aos meus amigos, colegas e companheiros de pesquisa, pela troca de conhecimentos e apoio ao longo dessa jornada, em especial ao Lucas Santiago Nepomuceno e ao Arthur Neves de Paula.

Aos colegas do Grupo de Otimização da Universidade Federal de Juiz de Fora (GOPT) e do Núcleo de Pesquisa em Sistemas Elétricos de Potência (NUPESP).

Ao suporte financeiro fornecido pelo Conselho Nacional de Desenvolvimento Científico e Tecnológico (CNPq) - Brasil. À Coordenação de Aperfeiçoamento de Pessoal de Nível Superior (CAPES) - Brasil. Ao Instituto Nacional de Energia Elétrica (INERGE). À Fundação de Amparo à Pesquisa do Estado de Minas Gerais (FAPEMIG). À Universidade Federal de Juiz de Fora (UFJF).

À todos que, de alguma forma, contribuíram para a realização deste projeto.

## RESUMO

Os sistemas de geração eólica, geralmente, não contribuem para a inércia do sistema, dado que são conectados à rede elétrica através de interfaces eletrônicas na maioria dos casos. Estas interfaces desacoplam a velocidade de rotação do rotor dos geradores eólicos da frequência elétrica da rede. Além disso, normalmente, as turbinas eólicas operam no ponto de máxima potência e, portanto, não possuem reserva de geração para lidar com os desequilíbrios entre carga e geração do sistema. Um outro fator complicador é a alta variabilidade da velocidade do vento. Logo, as usinas eólicas, geralmente, não participam da resposta inercial e dos controles primário e secundário de frequência, que exigem a existência de reserva de geração. Neste sentido, o presente trabalho aborda a inclusão da geração eólica no controle carga-frequência de Sistemas Elétricos de Potência (SEPs), compostos por usinas eólicas e hidráulicas, através da estratégia de controle denominada Gerador Síncrono Virtual (GSV), aliada à operação descarregada das turbinas eólicas. Dessa forma, os geradores eólicos passam a fornecer resposta inercial, através da inércia virtual, e podem participar da regulação de frequência do sistema, uma vez que possuem reserva de geração. A estratégia proposta, além de promover a redução dos desvios de frequência do sistema, também reduz a resposta inversa das turbinas hidráulicas e promove amortecimento de oscilações de intercâmbio, devido à rápida ação do GSV.

Palavras-chave: Geração eólica. Controle carga-frequência. Gerador síncrono virtual. Inércia virtual. Geração hidráulica. Resposta inversa. Amortecimento de intercâmbio.

## ABSTRACT

Wind generation systems do not have inertia since they are generally connected to the grid through electronic interfaces. These equipment decouple the rotating speed of the wind generator rotor from the electrical grid frequency. In addition, wind turbines normally operate at the maximum power point and, therefore, do not have generation reserve to deal with imbalances between load and generation. Another complicating factor is the high variability of wind speed. Therefore, wind power plants generally do not participate in primary and secondary frequency controls, which require the existence of a generation reserve. In this regard, the present work deals with the inclusion of wind generation in the load frequency control of Electrical Power Systems (EPS) composed by wind and hydraulic power plants, through the control strategy called virtual synchronous generator (VSG), combined with the de-loaded operation of wind turbines. In this way, wind generators start to provide inertial response, through virtual inertia, and can participate in the frequency regulation of the system, since they have generation reserve. The proposed strategy, in addition to promoting the reduction of system frequency deviations, also reduces the inverse response of the hydraulic turbines and promotes damping of interchange oscillations, due to the high speed action of the VSG.

Keywords: Wind generation. Load frequency control. Virtual synchronous generator. Virtual inertia. Hydro generation. Inverse response. Tie-line damping.

## LISTA DE ILUSTRAÇÕES

Figura 1 – Evolução da capacidade instalada por tipo de fonte de geração no mundo	17
Figura 2 – Matriz Elétrica Brasileira	18
Figura 3 – Evolução da capacidade instalada de geração eólica no Brasil entre 2006 e 2022	18
Figura 4 – Energia gerada pelo Conjunto Eólico Areia Branca no dia 03/01/2022	19
Figura 5 – Fator de capacidade médio da geração eólica no Brasil	21
Figura 6 – Conexão de uma turbina eólica de velocidade variável	26
Figura 7 – Fluxo de ar através de uma turbina eólica	27
Figura 8 – Curvas do coeficiente $C_p$ da turbina em função da velocidade relativa, $\lambda$ e do ângulo de passo, $\beta$	29
Figura 9 – Curvas de potência da turbina eólica e curva MPPT	31
Figura 10 – Característica da regulação própria do sistema	37
Figura 11 – Diagrama de blocos da usina hidráulica	41
Figura 12 – Curva característica de potência de geração de turbinas hidráulicas após uma perturbação.	42
Figura 13 – Diagrama de blocos do GSV	45
Figura 14 – Controle do inversor com GSV	46
Figura 15 – Resposta típica do GSV para três condições de $H_v$	47
Figura 16 – Malha de controle do GSV com CPF, CSF e CDGE	48
Figura 17 – Curvas de potência da turbina eólica, curva MPPT e curva de-loaded	49
Figura 18 – Curva de potência mecânica <i>vs</i> velocidade do rotor da turbina eólica evidenciando o ponto da operação descarregada e o MPP	49
Figura 19 – Topologia básica do sistema de um área dos Casos 1-A e 1-B	53
Figura 20 – Diagrama de blocos do sistema hidro-eólico dos Casos 1-A e 1-B.	54
Figura 21 – Desvio de frequência Casos 1-A e 1-B	54
Figura 22 – Desvio de geração da hidráulica Casos 1-A e 1-B	55
Figura 23 – Desvio de geração Caso 1-B: GSV e hidráulica	56
Figura 24 – Topologia básica do sistema de um área dos Casos 2-A e 2-B	58
Figura 25 – Diagrama de blocos do sistema hidro-eólico com duas áreas utilizado nos Casos 2-A e 2-B	59
Figura 26 – Desvio de frequência Caso 2-A	60
Figura 27 – Desvio de frequência Caso 2-B	61
Figura 28 – Desvio de geração Caso 2-A	62
Figura 29 – Desvio de geração Caso 2-B	63
Figura 30 – Desvio de intercâmbio: Casos 2-A e 2-B	64
Figura 31 – Topologia básica do sistema do Caso 3	65
Figura 32 – Diagrama de blocos do sistema hidro-eólico interconectado do Caso 3	65

Figura 33 – Desvios de frequência do Caso 3 . . . . .	66
Figura 34 – Desvios de potência de geração do Caso 3 . . . . .	67
Figura 35 – Desvio de potência de intercâmbio do Caso 3 . . . . .	68
Figura 36 – Topologia básica do sistema do Caso 4 . . . . .	69
Figura 37 – Desvios de frequência do Caso 4 . . . . .	70
Figura 38 – Desvios de potência de geração do Caso 4 . . . . .	71
Figura 39 – Desvio de potência na linha de intercâmbio do Caso 4 . . . . .	72
Figura 40 – Topologia básica do sistema de três áreas do Caso 5 . . . . .	73
Figura 41 – Diagrama de blocos de controle do sistema hidro-eólico de três áreas . .	74
Figura 42 – Desvios de frequência do Caso 5 . . . . .	75
Figura 43 – Desvios de potência de geração do Caso 5 . . . . .	76
Figura 44 – Desvios de potência de intercâmbio do Caso 5 . . . . .	77

## LISTA DE TABELAS

Tabela 1 – Parâmetros otimizados do controlador PID e do TDC com a eólica excluída do LFC . . . . .	55
Tabela 2 – Parâmetros otimizados do controlador PID e do TDC com a eólica participando do LFC . . . . .	56
Tabela 3 – Parâmetros otimizados do controlador PID e do TDC para a hidráulica da Área-2 . . . . .	58
Tabela 4 – Valores otimizados para Bias e parâmetros de interligação sem a participação da eólica no LFC . . . . .	58
Tabela 5 – Valores otimizados para Bias e parâmetros de interligação com a participação da eólica no LFC . . . . .	58
Tabela 6 – Parâmetros otimizados do PID e do TDC da HPP . . . . .	66
Tabela 7 – Parâmetros otimizados do PI e do CDGE do GSV . . . . .	66
Tabela 8 – Parâmetros otimizados do controlador PID e do TDC da HPP-1 . . . . .	69
Tabela 9 – Parâmetros otimizados do controlador PID e do TDC da HPP-2 . . . . .	69
Tabela 10 – Parâmetros otimizados do controlador PID e do TDC da usina hidráulica 2 (Área-3) . . . . .	75
Tabela 11 – Parâmetros de interligação das áreas hidráulicas . . . . .	75
Tabela 12 – Limites dos parâmetros do controlador PID e do TDC da hidráulica da Área-1 . . . . .	86
Tabela 13 – Limites dos parâmetros do controlador PID e do TDC da hidráulica da Área-2 . . . . .	88
Tabela 14 – Parâmetros de intercâmbio . . . . .	88
Tabela 15 – Limites dos parâmetros do controlador PID e do TDC . . . . .	91
Tabela 16 – Limites dos parâmetros de controle do GSV . . . . .	93
Tabela 17 – Limites dos parâmetros do controlador PID e do TDC . . . . .	94

## LISTA DE ABREVIATURAS E SIGLAS

CDGE	Controle de Despacho da Geração Eólica
CPF	Controle Primário de Frequência
CSF	Controle Secundário de Frequência
HPP	<i>Hydro Power Plant</i>
WFPP	<i>Wind Farm Power Plant</i>
FSWT	<i>Fixed Speed Wind Turbine</i>
GS	Gerador Síncrono
GWEC	<i>Global Wind Energy Council</i>
GSV	Gerador Síncrono Virtual
IEA	<i>International Energy Agency</i>
ONS	Operador Nacional do Sistema Elétrico
VSWT	<i>Variable Speed Wind Turbine</i>
TDC	<i>Transient Droop Compensator</i>
PID	Proporcional Integral Derivativo
RSC	<i>Rotor Speed Control</i>
MPPT	<i>Maximum Power Point Tracking</i>
MPP	<i>Maximum Power Point</i>
PAC	<i>Pitch Angle Control</i>
LFC	<i>Load Frequency Control</i>
SEP	Sistema Elétrico de Potência
WECS	<i>Wind Energy Conversion Systems</i>
HAWT	<i>Horizontal Axis Wind Turbine</i>
VAWT	<i>Vertical Axis Wind Turbine</i>
TSR	<i>Tip Speed Ratio</i>

## LISTA DE SÍMBOLOS

$E_c$	Energia cinética
$V_W$	Velocidade do vento
$m$	Massa
$P_W$	Potência disponível no ar
$v$	Volume
$A$	Área de varredura das pás da turbina eólica
$R$	Raio da turbina eólica
$\rho$	Densidade do ar
$C_p$	Coefficiente de potência
$P_{m,t}$	Potência mecânica no eixo da turbina eólica
$\beta$	Ângulo de passo das pás da turbina eólica
$\lambda$	Velocidade específica da turbina eólica
$\lambda_{opt}$	Velocidade específica ótima da turbina eólica
$\omega_r$	Velocidade angular do rotor da turbina
$\omega_{r,opt}$	Velocidade angular ótima do rotor da turbina
$P_{MPPPT}$	Potência ótima da turbina eólica
$K_{opt}$	Coefficiente ótimo da potência MPPT
$P_{B,t}$	Potência base da turbina eólica
$\omega_m$	Velocidade angular mecânica (rotor do gerador)
$\omega_{m,s}$	Velocidade angular mecânica síncrona
$\omega_e$	Velocidade angular em radianos elétricos
$P$	Número de polos do gerador
$\vec{\tau}_{res}$	Torque resultante
$\vec{L}$	Momento angular
$J$	Momento de inércia da massa girante
$\theta_m$	Posição angular do rotor
$H$	Constante de inércia
$D$	Coefficiente de amortecimento da carga
$T_G$	Constante de tempo do regulador de velocidade
$T_W$	Constante de tempo de início da Água
$P_D$	Demanda de potência ativa
$\Delta P_L$	Variação de carga ativa
$\Delta P_G$	Desvio de geração de potência ativa
$\Delta GV$	Velocidade da válvula da turbina hidráulica
$K_{ps}$	Ganho do sistema
$T_{ps}$	Constante de tempo do sistema
$\Delta FR_h$	Desvio de frequência da hidráulica
$K_i$	Ganho integral
$K_p$	Ganho proporcional
$K_d$	Ganho derivativo

$T_d$	Constante de tempo do controlador PID
$R_p$	Estatismo permanente do regulador de velocidade
$R_{t,h}$	Estatismo temporário
$T_R$	Tempo de recomposição
$\frac{1}{R}$	Característica droop
$\dot{X}_{GV}^{close}$	Limite de velocidade de fechamento da válvula da turbina hidráulica
$\dot{X}_{GV}^{open}$	Limite de velocidade de abertura da válvula da turbina hidráulica
$X_{GV}^{close}$	Limite da posição de fechamento da válvula
$X_{GV}^{open}$	Limite da posição de abertura da válvula
$\omega_v$	Velocidade angular virtual do GSV
$\Delta\omega_v$	Variação da velocidade angular virtual do GSV
$\theta_v$	Ângulo de fase virtual do GSV
$\Delta\theta_v$	Variação do ângulo de fase virtual do GSV
$P_{m,v}$	Potência mecânica virtual do GSV
$\Delta P_{m,v}$	Variação da potência mecânica virtual do GSV
$P_{e,v}$	Potência elétrica entregue à rede pelo GSV
$\Delta P_{e,v}$	Variação da potência elétrica entregue à rede pelo GSV
$H_v$	Constante de inércia virtual
$D_v$	Coefficiente de amortecimento virtual
$K_{dc,v}$	Ganho integral do controle de despacho da geração eólica
$T_{dc,v}$	Constante de tempo do controle de despacho da geração eólica
$\Delta FR_v$	Desvio de frequência do GSV
$T_{LPF}$	Constante de tempo do filtro passa-baixa
$K_{inertial}$	ganho inercial
$\Delta P_{ref}$	Referência de potência
$K_{i,j}$	Parâmetro de intercâmbio
$\Delta T_{i,j}$	Desvio de potência de intercâmbio

## SUMÁRIO

<b>1</b>	<b>INTRODUÇÃO . . . . .</b>	<b>16</b>
1.1	CONTEXTUALIZAÇÃO . . . . .	16
1.2	OBJETIVOS . . . . .	22
1.3	CONTRIBUIÇÕES . . . . .	22
1.4	RESULTADOS DA PESQUISA . . . . .	22
1.4.1	Publicações em Periódicos . . . . .	22
1.4.2	Publicações em Congressos . . . . .	23
1.4.3	Apresentações de Artigos . . . . .	23
1.4.4	Participação em Congresso . . . . .	24
1.5	ESTRUTURA DO TEXTO . . . . .	24
<b>2</b>	<b>CONCEITOS BÁSICOS RELACIONADOS À GERAÇÃO EÓ- LICA . . . . .</b>	<b>25</b>
2.1	CONVERSÃO DA ENERGIA CINÉTICA DOS VENTOS EM ENERGIA ELÉTRICA . . . . .	26
2.2	OPERAÇÃO NO MODO MPPT . . . . .	28
2.3	CONCLUSÕES . . . . .	32
<b>3</b>	<b>O CONTROLE CARGA-FREQUÊNCIA . . . . .</b>	<b>33</b>
3.1	GERADORES SÍNCRONOS . . . . .	33
3.1.1	Equação de Oscilação dos Geradores Síncronos . . . . .	33
3.2	REGULAÇÃO PRÓPRIA DO SISTEMA . . . . .	36
3.3	CONTROLE PRIMÁRIO DE FREQUÊNCIA . . . . .	38
3.4	CONTROLE SECUNDÁRIO DE FREQUÊNCIA . . . . .	39
3.5	MODELAGEM DO LFC DE TURBINAS HIDRÁULICAS . . . . .	40
3.6	CONCLUSÕES . . . . .	42
<b>4</b>	<b>METODOLOGIA PROPOSTA . . . . .</b>	<b>44</b>
4.1	GERADOR SÍNCRONO VIRTUAL . . . . .	44
4.2	OPERAÇÃO NO MODO DESCARREGADO . . . . .	48
4.3	MÉTODO DE OTIMIZAÇÃO UTILIZADO . . . . .	50
4.4	CONCLUSÕES . . . . .	51
<b>5</b>	<b>SIMULAÇÕES E RESULTADOS . . . . .</b>	<b>52</b>
5.1	CASOS 1-A E 1-B . . . . .	52
5.2	CASOS 2-A E 2-B . . . . .	57
5.3	CASO 3 . . . . .	64
5.4	CASO 4 . . . . .	68
5.5	CASO 5 . . . . .	72
5.6	CONCLUSÕES . . . . .	77
<b>6</b>	<b>CONCLUSÕES FINAIS . . . . .</b>	<b>78</b>

6.1	PERSPECTIVAS PARA FUTURAS PESQUISAS . . . . .	78
	<b>REFERÊNCIAS</b> . . . . .	<b>80</b>
	<b>APÊNDICE A – Dados dos Sistemas Utilizados nas Simulações dos Casos 1-A, 1-B, 2-A e 2-B</b> . . . . .	<b>86</b>
	<b>APÊNDICE B – Dados dos Sistemas Utilizados nas Simulações dos Casos 3, 4 e 5</b> . . . . .	<b>90</b>

# 1 INTRODUÇÃO

## 1.1 CONTEXTUALIZAÇÃO

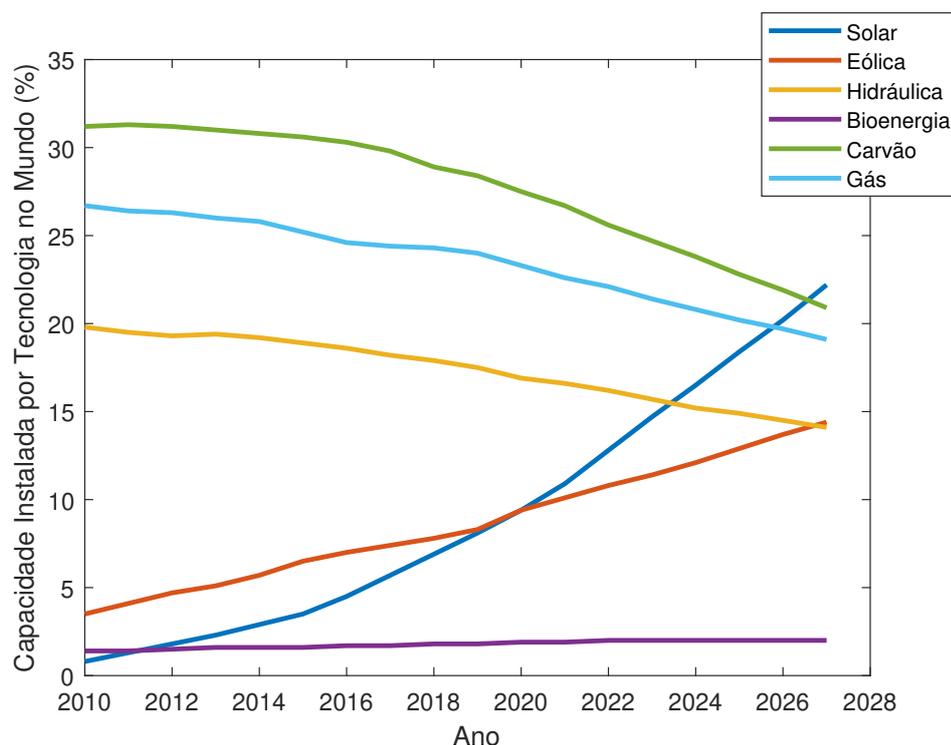
Nas últimas décadas, países do mundo todo têm buscado reduzir os impactos negativos causados ao meio ambiente pela ação humana, visando atingir um modelo que concilie desenvolvimento econômico, sustentabilidade e preservação da natureza [1]. Um dos mais importantes componentes da civilização moderna é a energia elétrica, imprescindível nos mais diversos setores da sociedade. O consumo massivo de energia é um dos principais fatores causadores de degradação ambiental [1]. Portanto, os países têm feito grandes esforços e investimentos para a ampliação da produção de eletricidade através de fontes renováveis e limpas de energia, promovendo a redução de prejuízos ambientais [2]. O setor elétrico mundial está passando por uma transição energética, baseada em três pilares: descarbonização, descentralização e digitalização, conhecidos como os 3D's da transição energética [3]. As fontes renováveis de energia, principalmente eólica e solar, estão no centro desta transição, aumentando cada vez mais sua presença nas redes elétricas ao redor do mundo [3].

Outro fator que tem impulsionado o crescimento da geração de energia a partir de fontes renováveis é a guerra na Ucrânia, promovida pela Rússia, que invadiu o território ucraniano em 24 de fevereiro de 2022, dando início ao conflito armado. A guerra ocasionou interrupções no fornecimento de combustíveis fósseis provenientes da Rússia e como muitos países europeus são dependentes desses combustíveis para a produção de energia, isso gerou uma crise energética de proporções globais [4]. Tal situação evidenciou os benefícios e a segurança energética obtidos com a geração de eletricidade renovável doméstica, o que levou muitos países a fortalecer as políticas de apoio às energias renováveis [4]. Além disso, a alta nos preços dos combustíveis fósseis em todo o mundo aumentou a competitividade da geração solar e da geração eólica [4].

De acordo com a Agência Internacional de Energia (IEA), a produção de eletricidade a partir de fontes renováveis representa 28% do total de eletricidade gerado no mundo em 2021 [5]. A Figura 1 mostra a evolução da participação percentual na capacidade instalada de geração por tipo de fonte desde 2010 e, além disso, apresenta as previsões da IEA para os próximos anos até 2027. Através deste gráfico, pode-se perceber o intenso avanço das fontes eólica e solar, que são as que mais crescem no mundo [4]. Nota-se que a tendência é que, nos próximos anos, a geração eólica e a geração solar ultrapassem as fontes convencionais de energia.

Segundo dados apresentados no Relatório Global de Geração Eólica divulgado em 2022 (do inglês, *Global Wind Report 2022* ) pelo Conselho Global de Energia Eólica (do inglês, *Global Wind Energy Council – GWEC*), foram adicionados 93,6 GW de nova capacidade instalada de energia eólica no mundo em 2021 [6]. Este valor, somado

Figura 1 – Evolução da capacidade instalada por tipo de fonte de geração no mundo

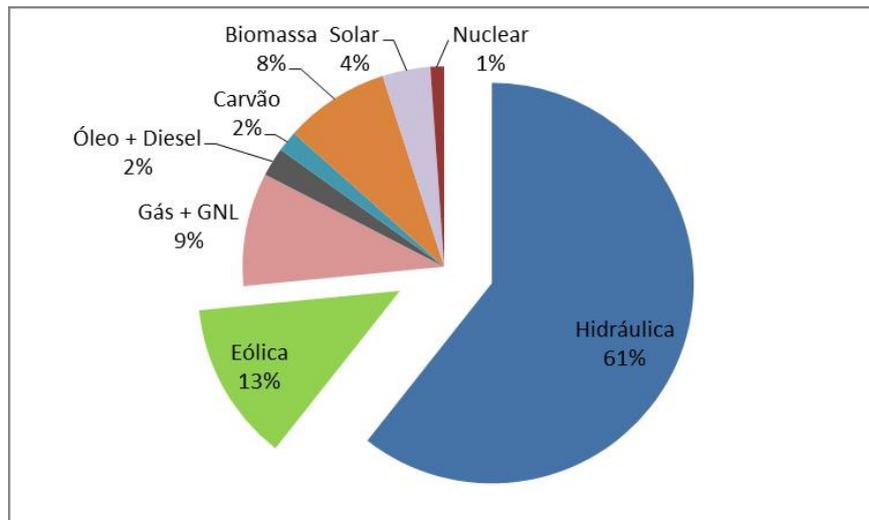


Fonte: elaborado pelo autor (baseado em [4]).

à capacidade já existente, totaliza 837 GW de capacidade instalada, representando um crescimento de 12,4% em relação a 2020. Os cinco países que mais tiveram novas instalações em 2021 foram China, Estados Unidos, Brasil, Vietnã e Reino Unido, nesta ordem. O Brasil ocupa a sexta posição no ranking mundial de capacidade instalada total de geração eólica *onshore*, com 21,5 GW de capacidade instalada em 2021 [6]. Já em relação a termos percentuais, o país que tem a maior parcela de eletricidade proveniente de geradores eólicos é a Dinamarca, onde quase 49% da energia elétrica gerada no país é proveniente de usinas eólicas [7].

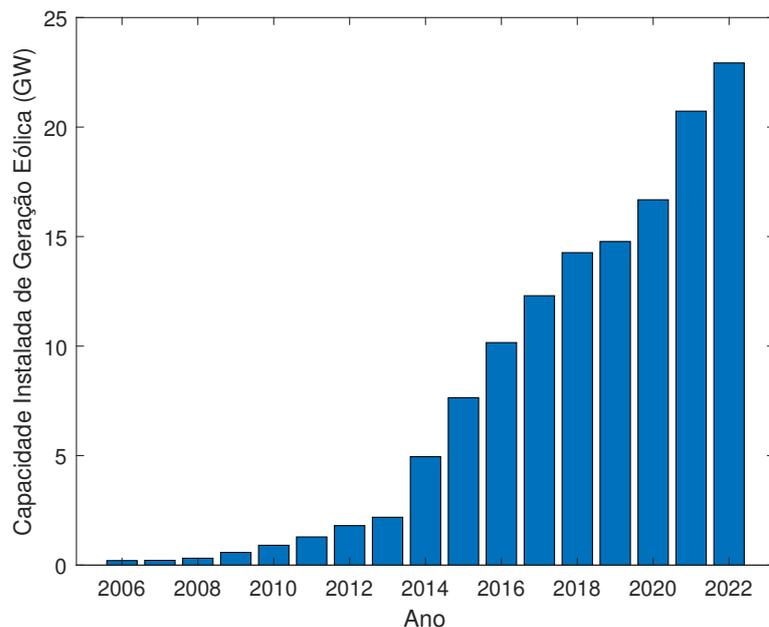
Dados disponibilizados na plataforma *on-line* do Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS) demonstram que o Brasil alcançou em dezembro de 2022 a marca de 23,162 GW de capacidade instalada de geração eólica, o que representa 12,8% da matriz elétrica brasileira [8]. A geração eólica é a segunda maior fonte de energia elétrica no Brasil, atrás apenas da geração hidráulica, que representa 60,5% da matriz elétrica, com 109,189 MW de capacidade instalada, em dezembro de 2022 [8]. A Figura 2 apresenta a matriz elétrica brasileira, com destaque para as fontes hidráulica e eólica, os valores percentuais apresentados na imagem foram arredondados. Em 2012, o país possuía 1,685 GW de capacidade instalada de geração eólica, o que demonstra que, em uma década, houve um crescimento de 1360,7% deste tipo de fonte [8]. A Figura 3 mostra a evolução da capacidade instalada de geração eólica no Brasil ao longo dos anos [8]. Percebe-se

Figura 2 – Matriz Elétrica Brasileira



Fonte: elaborado pelo autor (baseado em [8]).

Figura 3 – Evolução da capacidade instalada de geração eólica no Brasil entre 2006 e 2022



Fonte: elaborado pelo autor (baseado em [8]).

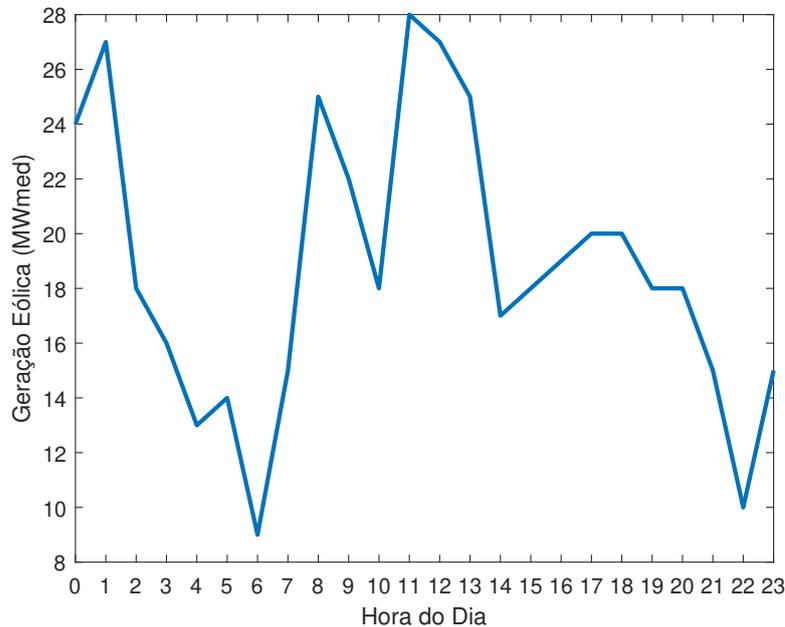
que a partir de 2013 ocorre um rápido e intenso crescimento, que tende a continuar pelos próximos anos.

Apesar de o avanço da geração eólica no Brasil e no mundo ser significativo, ainda não é grande o suficiente para realizar uma transição energética global segura e resiliente [6]. Se este ritmo de crescimento for mantido, a previsão é de que até 2030 haverá menos de dois terços da capacidade instalada de energia eólica necessária para atingir as metas climáticas estabelecidas no acordo de Paris [6]. Portanto, é preciso buscar maneiras de

facilitar o aumento da penetração de usinas eólicas nos sistemas de potência ao redor do mundo, ou seja, é necessário driblar os desafios e problemas existentes neste tipo de fonte de geração.

A geração eólica traz uma série de benefícios, por se tratar de uma fonte limpa, com baixo impacto ambiental quando comparada às fontes convencionais de energia, ausência de custos com combustíveis, proporcionar a diversificação da matriz elétrica, aumentar a segurança energética, dentre outros fatores. No entanto, o grande avanço da geração eólica nos sistemas de potência leva ao surgimento de diversos problemas relacionados à operação do sistema. Um problema inerente à este tipo de geração é que, como fonte de potência, é de difícil previsibilidade e apresenta uma intensa variabilidade devido à alta intermitência da velocidade do vento, o que provoca grandes e bruscas variações na potência produzida pelas turbinas eólicas [9, 10]. A Figura 4 mostra a energia gerada através de turbinas eólicas no dia 03 de janeiro de 2022 pelo Conjunto Eólico Areia Branca, localizado no estado do Rio Grande do Norte, na região Nordeste do Brasil [11]. Nota-se que ocorrem grandes variações na energia gerada pelos aerogeradores em um curto período de tempo, o que demonstra a alta variabilidade deste tipo de fonte.

Figura 4 – Energia gerada pelo Conjunto Eólico Areia Branca no dia 03/01/2022



Fonte: elaborado pelo autor (baseado em [11]).

Outro problema típico relacionado à geração eólica é a baixa inércia equivalente de sistemas com alta penetração deste tipo de fonte [12, 13]. Isto ocorre, pois, normalmente, as turbinas eólicas são conectadas à rede através de conversores estáticos de potência, que desacoplam a velocidade rotativa do rotor da turbina da frequência elétrica da rede [14–16]. Ou seja, as turbinas eólicas se tornam insensíveis às variações carga-frequência da

rede e são incapazes de fornecer resposta inercial de maneira natural como os geradores síncronos convencionais, apesar de também possuírem energia cinética armazenada em seu movimento de rotação [13, 14]. Portanto, geralmente, a geração eólica não participa do Controle-Carga Frequência (do inglês, *Load Frequency Control* - LFC) da rede. Essa inércia reduzida em sistemas com alta penetração de turbinas eólicas resulta em problemas relacionados à estabilidade e à confiabilidade, como grandes e rápidos desvios de frequência devido a desequilíbrios entre carga e geração [16–18]. Além disso, as turbinas eólicas geralmente são operadas no modo de Rastreamento do Ponto de Máxima Potência (do inglês, *Maximum Power Point Tracking* - MPPT), de forma a sempre entregar à rede a máxima potência possível [17, 19, 20]. Este modo de operação mantém a turbina funcionando no Ponto de Máxima Potência (do inglês, *Maximum Power Point* - MPP), sendo assim, a turbina não possui reserva de geração para lidar com os desequilíbrios entre carga e geração, tendo em vista que já entrega a máxima potência disponível. Este modo de operação, aliado à alta variabilidade da velocidade do vento, inviabiliza a participação da geração eólica no Controle Primário de Frequência (CPF) e no Controle Secundário de Frequência (CSF), também denominados de regulação primária e regulação secundária de frequência, respectivamente [14].

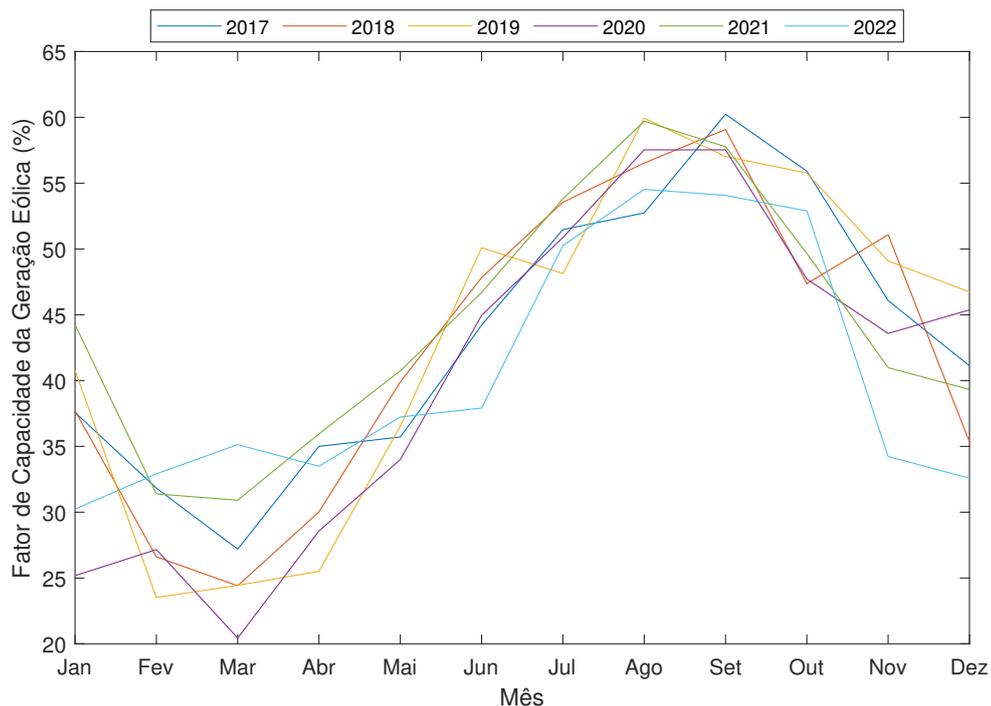
Conforme mencionado anteriormente, a geração hidráulica é a fonte predominante no Brasil, correspondendo a 60,9% da matriz elétrica do país [8]. Um problema referente a este tipo de geração é a conhecida resposta inversa das turbinas hidráulicas [21]. Isto é, a variação inicial da potência gerada pela turbina hidráulica após a ocorrência de uma perturbação é inversa ao movimento de abertura ou fechamento da válvula. Ou seja, quando ocorre um aumento repentino na carga de um sistema, o controle atua na abertura das comportas da usina para que mais água possa fluir pela turbina, de forma a aumentar a potência gerada e compensar o aumento de carga. No entanto, nos primeiros instantes após a abertura da válvula, o que se observa é uma redução na potência fornecida para o sistema. Após os instantes iniciais, a potência gerada passa a aumentar, até atingir toda a variação de potência necessária para suprir a carga adicional. O análogo ocorre para o movimento de fechamento das comportas, quando ocorre uma redução de carga. Neste caso, nos primeiros instantes a potência gerada aumenta ao invés de diminuir. Isto ocorre, pois, ao se mudar bruscamente o nível de abertura das comportas, o fluxo não muda instantaneamente, devido à inércia da água [22, 23]. Tal fenômeno ocasiona um aumento nos desvios de frequência do sistema e torna o design do sistema do LFC para turbinas hidráulicas uma tarefa difícil.

A geração eólica e a hidráulica são complementares entre si, o que favorece o estabelecimento de um sistema majoritariamente hidro-eólico no Brasil. A Figura 5 mostra os fatores de capacidade da geração eólica no Brasil para cada mês dos anos de 2017 a 2022 [24]. Pode-se notar que a geração eólica apresenta os menores fatores de capacidade nos meses de cheia, quando as hidráulicas mais geram, e os maiores fatores de capacidade

nos meses de seca, quando as hidráulicas menos geram energia. Tendo em vista o cenário de expansão da geração eólica e de predominância da geração hidráulica no Brasil, é importante a realização de estudos que busquem o aprimoramento da operação de sistemas majoritariamente hidro-eólicos e a inclusão da geração eólica no LFC deste tipo de sistema.

Uma estratégia que vem sendo amplamente discutida e investigada na literatura para a inclusão de geradores eólicos no LFC é a técnica de controle conhecida como Gerador Síncrono Virtual (GSV) [14, 25–31]. Esta estratégia consiste em uma malha de controle implementada em conversores eletrônicos de potência conectados à rede elétrica, que faz com que o equipamento eletrônico simule o comportamento de um gerador síncrono real, através da emulação da equação de oscilação dos geradores síncronos (do inglês, *swing equation*), fornecendo resposta inercial à rede de forma virtual [14, 32, 33]. Aliado à técnica do GSV, pode-se operar a turbina eólica no modo descarregado (do inglês, *de-loaded mode*), ao invés do modo MPPT, de forma que passe a possuir reserva de geração, operando abaixo do MPP. Tal estratégia também é discutida em diversos trabalhos na Literatura [34–40].

Figura 5 – Fator de capacidade médio da geração eólica no Brasil



Fonte: elaborado pelo autor (baseado em [24]).

O presente trabalho propõe o uso da técnica do GSV para incluir as usinas eólicas no LFC de sistemas hidro-eólicos, possibilitando que as turbinas eólicas forneçam resposta inercial à rede. Além disso, considera-se que as turbinas operam no modo descarregado, isto é, abaixo do ponto de máxima potência. Assim, as turbinas eólicas passam a possuir reserva de geração para lidar com os desequilíbrios entre carga e geração e podem

ser incluídas no CPF e no CSF, auxiliando na redução dos desvios de frequência da rede. A rápida ação do GSV, por ser implementado em um conversor estático, reduz a resposta inversa típica das turbinas hidráulicas.

## 1.2 OBJETIVOS

O presente trabalho investiga a inclusão da geração eólica no LFC de sistemas de potência formados por usinas eólicas e hidráulicas. A inclusão da eólica no LFC neste trabalho é realizada através da técnica do GSV aliada à operação descarregada das turbinas eólicas. O GSV é equipado com o CPF, o CSF e com o Controle de Despacho da Geração Eólica (CDGE). O objetivo, além de reduzir os desvios de frequência e as oscilações na potência de intercâmbio, também é reduzir a resposta inversa das turbinas hidráulicas, através da ação rápida do GSV.

## 1.3 CONTRIBUIÇÕES

As principais contribuições deste trabalho são:

- Proposta de uma estratégia de controle inovadora que potencializa o papel da geração eólica no LFC;
- Proposta de um método de otimização para definir os valores de todos os controladores do sistema;
- A estratégia proposta, além de promover a redução dos desvios de frequência do sistema, também reduz significativamente a resposta inversa das turbinas hidráulicas;
- Suporte para controle de frequência e amortecimento de oscilações de intercâmbio através de um controle ajustável;

## 1.4 RESULTADOS DA PESQUISA

Como desdobramentos deste projeto de pesquisa, os seguintes resultados podem ser enfatizados:

### 1.4.1 Publicações em Periódicos

- DA SILVA, Gabriel S.; DE OLIVEIRA, Edimar J.; DE OLIVEIRA, Leonardo W.; DE PAULA, Arthur N.; FERREIRA, Jhonatan S.; and HONÓRIO, Leonardo M. Load frequency control and tie-line damping via virtual synchronous generator. *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*, v. 132, p. 107108, 2021.

- DE OLIVEIRA, Edimar J.; Nepomuceno, Lucas S.; DA SILVA, Gabriel S.; DA COSTA, Monique R.; DE PAULA, Arthur N.; and DE OLIVEIRA, Leonardo W. Congestion management based on linear programming with strict constraints. *Electrical Engineering*, p. 1-11, 2022.

#### 1.4.2 Publicações em Congressos

- NEPOMUCENO, Lucas S.; DA SILVA, Gabriel S.; DE OLIVEIRA, Edimar J.; DE PAULA, Arthur N.; and BELATI, Edmarcio A. The Nomadic People Optimizer applied to the economic dispatch problem with prohibited operating zones. XV Congresso Brasileiro de Inteligência Computacional - CBIC 2021, Joinville, Santa Catarina, Brasil. 2021.
- DA SILVA, Gabriel S.; SOUZA, Lucas C. S.; DA COSTA, Monique R.; DE OLIVEIRA, Edimar J.; DE OLIVEIRA, Leonardo W. Participação da geração eólica no controle carga-frequência de sistemas hidro-eólicos através do gerador síncrono virtual. IX Simpósio Brasileiro de Sistemas Elétricos - SBSE 2022, Santa Maria, Brasil. 2022.
- DA COSTA, Monique R.; DE PAULA, Arthur N.; DE OLIVEIRA, Edimar J.; DE OLIVEIRA, Leonardo W.; DA SILVA, Gabriel S. Reforço em linhas de transmissão em sistemas com alta penetração eólica. IX Simpósio Brasileiro de Sistemas Elétricos - SBSE 2022, Santa Maria, Brasil. 2022.
- SILVA, Ana F. P. C.; DE OLIVEIRA, Edimar J.; FERREIRA, Jhonatan S.; DE OLIVEIRA, Leonardo W.; SOUZA, Julio C. S. and DA SILVA, Gabriel S. Estimação de estados de redes de distribuição desequilibradas através do algoritmo E-OPF. IX Simpósio Brasileiro de Sistemas Elétricos - SBSE 2022, Santa Maria, Brasil. 2022.
- DA SILVA, Gabriel S.; FERREIRA, Jhonatan S.; DE OLIVEIRA, Edimar J.; DIAS, Bruno H.; DA COSTA, Monique R.; DE OLIVEIRA, Leonardo W. Transmission System Tariff calculation in Brazil via optimization considering the wind generation intermittence. XIV Latin-American Congress on Electricity Generation and Transmission - CLAGTEE 2022, Rio de Janeiro, RJ, Brasil. 2022.

#### 1.4.3 Apresentações de Artigos

- DA SILVA, Gabriel S.; SOUZA, Lucas C. S.; DA COSTA, Monique R.; DE OLIVEIRA, Edimar J.; DE OLIVEIRA, Leonardo W. Participação da geração eólica no controle carga-frequência de sistemas hidro-eólicos através do gerador síncrono virtual. IX Simpósio Brasileiro de Sistemas Elétricos - SBSE 2022, Santa Maria, Brasil. 2022.

- DA COSTA, Monique R.; DE PAULA, Arthur N.; DE OLIVEIRA, Edimar J.; DE OLIVEIRA, Leonardo W; DA SILVA, Gabriel S. Reforço em linhas de transmissão em sistemas com alta penetração eólica. IX Simpósio Brasileiro de Sistemas Elétricos - SBSE 2022, Santa Maria, Brasil. 2022.
- SILVA, Ana F. P. C.; DE OLIVEIRA, Edimar J.; FERREIRA, Jhonatan S.; DE OLIVEIRA, Leonardo W; SOUZA, Julio C. S. and DA SILVA, Gabriel S. Estimação de estados de redes de distribuição desequilibradas através do algoritmo E-OPF. IX Simpósio Brasileiro de Sistemas Elétricos - SBSE 2022, Santa Maria, Brasil. 2022.

#### 1.4.4 Participação em Congresso

- Participação como voluntário no 54<sup>o</sup> Simpósio Brasileiro de Pesquisa Operacional (SBPO), que ocorreu em Juiz de Fora, MG, Brasil, em novembro de 2022. As atividades desenvolvidas foram de apoio à realização das sessões técnicas e demais demandas do evento.

### 1.5 ESTRUTURA DO TEXTO

Esta dissertação contém 4 capítulos, além deste capítulo introdutório.

O segundo capítulo apresenta os conceitos básicos relacionados à geração eólica que são importantes para o entendimento do trabalho, tais como formulação matemática, tipos de turbina, operação MPPT, operação descarregada.

O terceiro capítulo mostra os conceitos relacionados ao controle carga-frequência, abordando inicialmente alguns fundamentos relacionados aos geradores síncronos e sua equação de oscilação. Em seguida, é discutida a regulação própria do sistema, a resposta inercial, a regulação primária e a regulação secundária de frequência e o controle de intercâmbio. Após isso, é realizada a modelagem do LFC para usinas hidráulicas.

O capítulo 4 apresenta os resultados das simulações realizadas identificando as vantagens da metodologia proposta neste trabalho.

No capítulo 5 são apresentadas as considerações finais, conclusões do trabalho, as publicações decorrentes desta pesquisa e as perspectivas futuras.

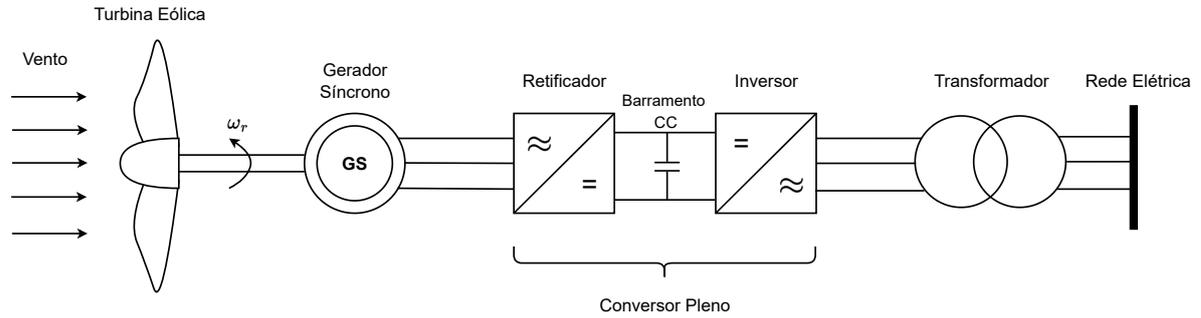
## 2 CONCEITOS BÁSICOS RELACIONADOS À GERAÇÃO EÓLICA

A energia eólica é proveniente da energia cinética dos ventos, que são constituídos pelo movimento das massas de ar atmosférico, que tem sua origem no aquecimento desigual da superfície terrestre [41, 42]. A energia cinética disponível nos ventos é transmitida às turbinas eólicas através da incidência desses ventos em suas pás, o que gera o movimento de rotação do rotor da turbina. Esta é conectada a um gerador, que transforma a potência mecânica rotacional disponível na turbina em potência elétrica [43].

Existem diversos tipos de sistemas de conversão de energia eólica (do inglês, *Wind Energy Conversion Systems* - WECS), que podem ser classificados de acordo com algumas características, tais como a orientação do eixo de rotação da turbina, o nível da potência elétrica entregue pela turbina, o controle de velocidade de rotação, entre outros [44]. Com relação ao eixo de rotação, tem-se as turbinas eólicas de eixo horizontal (do inglês, *Horizontal-Axis Wind Turbines* - HAWT) e turbinas eólicas de eixo vertical (do inglês, *Vertical-Axis Wind Turbines* - VAWT) [45]. Com relação ao nível de potência, as turbinas podem ser classificadas em turbinas de baixa, média e alta potência [44].

Conforme mencionado acima, as turbinas eólicas também podem ser classificadas quanto à velocidade, sendo divididas em turbinas eólicas de velocidade fixa (do inglês, *Fixed-Speed Wind Turbines* - FSWT) e turbinas eólicas de velocidade variável (do inglês, *Variable-Speed Wind Turbines* - VSWT). As turbinas eólicas de velocidade fixa giram à uma velocidade praticamente constante. Esta velocidade é determinada pela relação de transmissão das engrenagens, a frequência elétrica da rede e o número de polos do gerador. A desvantagem deste tipo de turbina é que a eficiência máxima só pode ser alcançada em uma velocidade de vento específica, nas demais velocidades de vento a turbina alcança uma eficiência inferior à máxima possível [45]. Já as turbinas eólicas de velocidade variável conseguem atingir a eficiência máxima possível para uma ampla faixa de velocidade do vento, tendo em vista que para cada velocidade de vento elas podem ajustar sua velocidade de rotação para girar na velocidade ótima relativa àquela velocidade de vento [45]. Para possibilitar que a velocidade da turbina seja variável, os geradores das VSWTs, geralmente, são conectados à rede elétrica através de conversores eletrônicos de potência, que fazem o desacoplamento entre a velocidade de rotação da turbina e a frequência elétrica da rede [45]. A Figura 6 ilustra um tipo de conexão de VSWTs comumente utilizado, em que a turbina é conectada a um gerador síncrono e este, por sua vez, é conectado à rede através de um conversor pleno [14, 45]. Este tipo de conexão reduz a inércia equivalente de sistemas com alta penetração de VSWTs, uma vez que a massa rotativa das turbinas, que possui energia cinética armazenada em seu movimento, não é sensível às variações de carga e frequência da rede, devido ao desacoplamento realizado pelos conversores na conexão das VSWTs.

Figura 6 – Conexão de uma turbina eólica de velocidade variável



Fonte: elaborado pelo autor (baseado em [45]).

## 2.1 CONVERSÃO DA ENERGIA CINÉTICA DOS VENTOS EM ENERGIA ELÉTRICA

A energia cinética de uma corrente de ar ( $E_c$ ) é dada pela equação (2.1), onde  $m$  é a massa do ar e  $V_W$  é a velocidade do vento [41].

$$E_c = \frac{1}{2}mV_W^2 \quad (2.1)$$

A potência da massa de ar ( $P_W$ ) consiste na quantidade de energia cinética que flui através de um área de interesse por unidade de tempo [41]. Isto é:

$$P_W = \frac{dE_c}{dt} = \frac{1}{2} \frac{dm}{dt} V_W^2 \quad (2.2)$$

Considerando um cilindro ao redor das pás da turbina eólica com a área de seção transversal igual a  $A$  (área de varredura das pás da turbina) sendo atravessado por um fluxo de ar de velocidade  $V_W$ , conforme a Figura 7, pode-se dizer que a taxa de volume de ar ( $dv$ ) que flui por esse cilindro por unidade de tempo ( $dt$ ) é dada pela equação (2.3), onde  $V_W dt$  é o comprimento do cilindro [42].

$$dv = A \cdot V_W dt \quad (2.3)$$

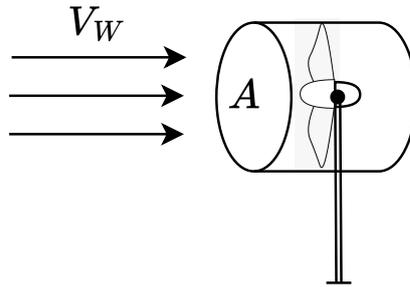
A massa do ar que passa pela turbina pode ser obtida multiplicando-se a densidade do ar,  $\rho$ , por seu volume, isto é:

$$m = \rho v \quad (2.4)$$

Logo,

$$\frac{dm}{dt} = \rho \frac{dv}{dt} = \rho A V_W \quad (2.5)$$

Figura 7 – Fluxo de ar através de uma turbina eólica



Fonte: elaborado pelo autor (baseado em [42]).

Portanto, a potência disponível em uma massa de ar ( $P_W$ ) que atravessa as pás de uma turbina com área de varredura  $A$  com uma velocidade  $V_W$  é dada pela equação (2.6).

$$P_W = \frac{1}{2} \rho A V_W^3 \quad (2.6)$$

A partir da análise da equação (2.6), observa-se que a potência disponível em uma massa de ar em movimento depende da densidade do ar, da área de varredura das pás da turbina eólica e da velocidade do vento. Como a velocidade do vento possui o maior expoente, seu efeito é o mais impactante na potência disponível. Caso a velocidade do vento dobre de valor, a potência disponível nesse vento aumenta oito vezes.

Entretanto, nem toda a potência disponível no vento pode ser extraída pela turbina eólica, parte de sua energia cinética permanece na corrente de ar que atravessa a turbina. A potência que efetivamente é aproveitada é proporcional ao coeficiente de potência,  $C_p$ , que determina a eficiência da turbina. O coeficiente de potência expressa a razão entre a potência extraída pela turbina e a potência total disponível na massa de ar que a atravessa [46], isto é:

$$C_p = \frac{P_{m,t}}{P_W} \quad (2.7)$$

Onde  $P_{m,t}$  é a potência mecânica no eixo da turbina. O coeficiente de potência é uma função não-linear da velocidade específica da turbina (do inglês, *Tip Speed Ratio* - TSR),  $\lambda$ , e do ângulo de passo das pás da turbina,  $\beta$  [47]. Teoricamente, o valor máximo que  $C_p$  pode assumir é determinado pelo limite de Betz, igual a 59,3% [48]. Porém, os valores de  $C_p$  para as turbinas reais são menores que isso. Assim, a potência mecânica no eixo da turbina é dada pela potência total disponível no vento multiplicada por  $C_p$ , conforme a equação (2.8).

$$P_{m,t} = \frac{1}{2} \rho A V_W^3 C_p(\beta, \lambda) \quad (2.8)$$

A velocidade específica da turbina é a relação entre a velocidade linear da extremidade da pá e a velocidade do vento, dada pela equação (2.9). Onde  $\omega_r$  é a velocidade angular do rotor em  $rad/s$  e  $R_t$  é o raio da turbina em metros.

$$\lambda = \frac{\omega_r R_t}{V_W} \quad (2.9)$$

Conforme já mencionado,  $C_p$  é dado em função de  $\lambda$  e  $\beta$ . O coeficiente  $C_p$  pode ser definido através de funções analíticas, resultado de aproximações computacionais obtidas em relação a dados de medição [49]. A equação (2.10) é uma aproximação que pode ser utilizada para definir os valores de  $C_p$  [50, 51]. Várias aproximações para  $C_p$  são apresentadas na Literatura, e, para a análise desenvolvida neste trabalho, independentemente da aproximação escolhida, os resultados da discussão apresentada são os mesmos.

$$C_p(\lambda, \beta) = 0,5176 \left( \frac{116}{\lambda_i} - 0,4\beta - 5 \right) e^{\left( \frac{-21}{\lambda_i} \right)} + 0,0068\lambda \quad (2.10)$$

o termo  $\lambda_i$  é dado pela equação (2.11).

$$\frac{1}{\lambda_i} = \left( \frac{1}{\lambda + 0,08\beta} - \frac{0,035}{\beta^3 + 1} \right) \quad (2.11)$$

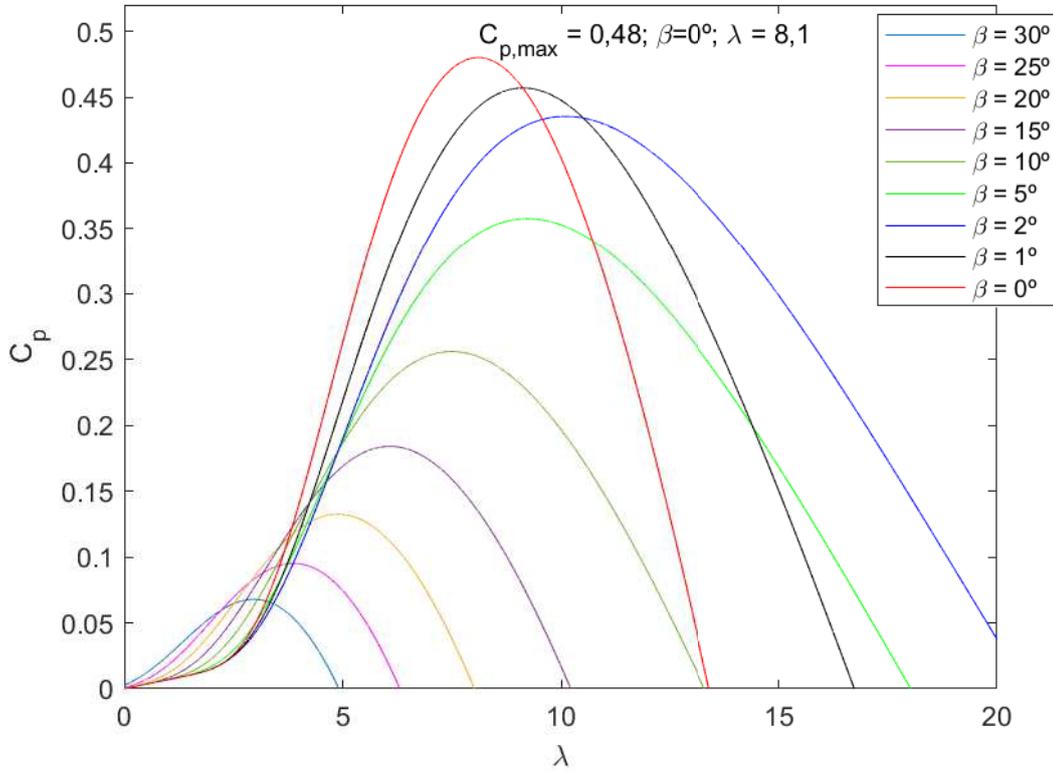
A Figura 8 mostra algumas curvas de  $C_p$  em função de  $\lambda$  para diferentes valores de  $\beta$ , construídas à partir das equações (2.10) e (2.11). Pode-se notar que o valor máximo de  $C_p$  é encontrado quando  $\beta$  é igual a zero e  $\lambda$  se encontra em seu valor ótimo ( $\lambda_{opt}$ ), o qual pode ser alcançado através do controle da velocidade da turbina. Para este caso, tem-se  $\lambda_{opt} = 8,1$  conforme apresentado na Figura 8. Além disso, o valor ótimo do coeficiente de potência ( $C_{p,opt}$ ) é igual a 0,48. Para este valor de  $C_p$ , a turbina eólica opera no ponto de máxima potência.

## 2.2 OPERAÇÃO NO MODO MPPT

Com o objetivo de manter a turbina operando no MPP, podem ser empregadas estratégias de controle que mantêm a velocidade relativa da turbina em seu valor ótimo (neste caso,  $\lambda = 8,1$ , considerando a curva de potência para  $\beta = 0^\circ$ ). Assim, para cada velocidade do vento há uma velocidade ótima do rotor da turbina ( $\omega_{r,opt}$ ) para que a potência gerada seja maximizada. A equação (2.12) mostra a relação entre a velocidade ótima do rotor e a velocidade do vento, para que a turbina opere com velocidade relativa ótima.

$$\lambda_{opt} = \frac{\omega_{r,opt} R_t}{V_W} \quad (2.12)$$

Figura 8 – Curvas do coeficiente  $C_p$  da turbina em função da velocidade relativa,  $\lambda$  e do ângulo de passo,  $\beta$



Fonte: elaborado pelo autor (2023).

Substituindo a relação obtida entre a velocidade do vento e a velocidade angular ótima do rotor na equação (2.8), obtém-se a potência ótima, denominada  $P_{MPPT}$ , conforme a equação a seguir.

$$P_{MPPT} = \frac{1}{2} \rho A \frac{(\omega_{r,opt} R_t)^3}{\lambda_{opt}^3} C_p \quad (2.13)$$

Pode-se escrever a relação entre a potência  $P_{MPPT}$  e a velocidade angular ótima do rotor da seguinte forma:

$$P_{MPPT} = K_{opt} \omega_{r,opt}^3 \quad (2.14)$$

Onde  $K_{opt}$  é dado por:

$$K_{opt} = \frac{1}{2} \rho A \frac{R_t^3}{\lambda_{opt}^3} C_p \quad (2.15)$$

Pode-se adotar como potência base da turbina eólica ( $P_{B,t}$ ) o seu valor de potência máxima ( $P_{MPPT}$ ) na velocidade nominal do vento. Isto é:

$$P_{B,t} = \frac{1}{2} \rho A V_{W,B}^3 C_{p,B} \quad (2.16)$$

Onde  $V_{W,B}$  é o valor de base da velocidade do vento, que para este trabalho será adotada igual a  $12m/s$  e  $C_{p,B}$  é valor base para o coeficiente de potência, que neste trabalho será adotado como sendo igual a  $C_{p,opt}$ . Assim, obtém-se a potência normalizada conforme a seguir:

$$P_{m,t}^{p.u.} = (V_W^{p.u.})^3 C_p^{p.u.} \quad (2.17)$$

Realizando procedimento análogo para a velocidade relativa da turbina, obtém-se seu valor normalizado conforme a seguir:

$$\lambda^{p.u.} = \frac{\omega_r^{p.u.}}{V_W^{p.u.}} \quad (2.18)$$

Onde  $\omega_r^{p.u.}$  é o valor normalizado da velocidade angular do rotor da turbina, cujo valor base é seu valor ótimo à velocidade do vento nominal ( $12m/s$ ). Com base na equação (2.15) pode-se escrever também:

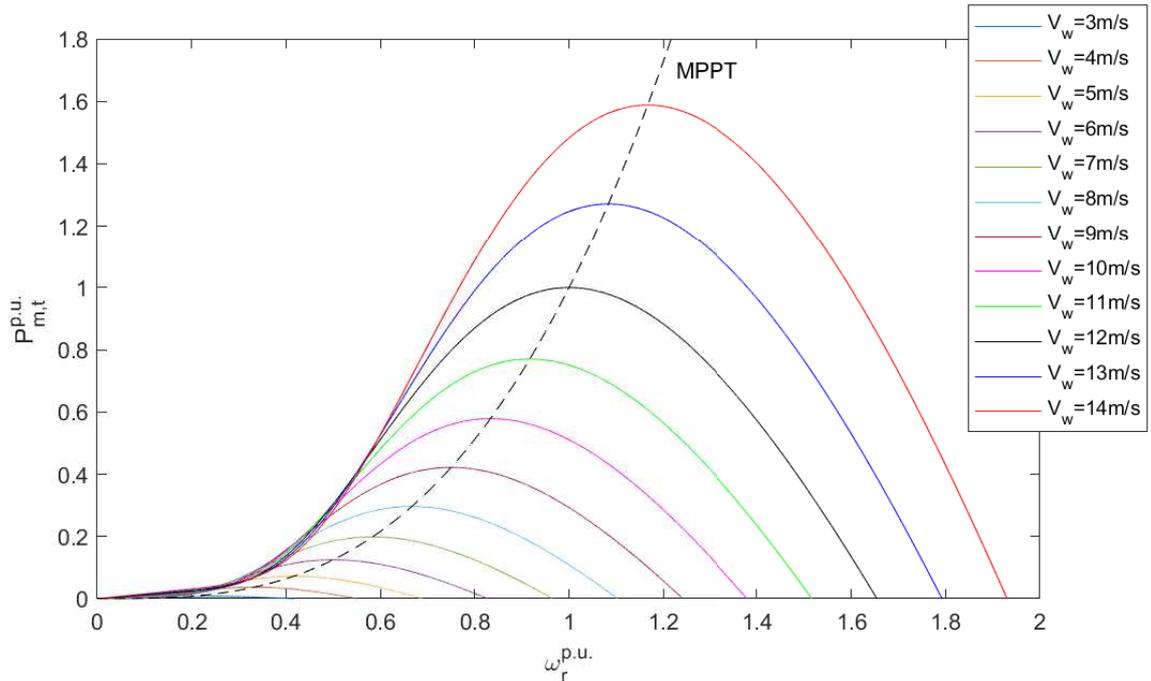
$$P_{MPPT}^{p.u.} = K_{opt}^{p.u.} (\omega_{r,opt}^{p.u.})^3 \quad (2.19)$$

A Figura 9 mostra as curvas de potência *versus* velocidade do rotor da turbina eólica para várias velocidades de vento, considerando  $\beta = 0^\circ$ . A curva *MPPT*, relativa à potência ótima,  $P_{MPPT}$ , dada pela equação (2.19), também é apresentada na figura.

Convencionalmente, as turbinas eólicas operam de forma a extrair a máxima potência possível disponível no vento a todo momento, ou seja, operam de forma a maximizar o aproveitamento da energia do vento [52, 53]. Isso pode se realizado através do rastreamento do ponto de máxima potência [54]. No entanto, neste modo de operação, a turbina não possui reserva de geração, pois já entrega sua máxima potência. O controle MPPT pode ser realizado através do controle de velocidade do rotor da turbina, fazendo com que a turbina eólica opere com valor máximo do coeficiente de potência ( $C_p$ ) para cada velocidade do vento, isto é, opere sobre a curva MPPT, Figura 9.

Existem algumas maneiras convencionais de se empregar o controle MPPT nas turbinas eólicas. Uma delas se baseia no controle do torque ótimo (do inglês, *optimal torque control*), podendo também, analogamente, ser realizado o controle da potência ótima (do inglês, *optimal power control*). Este utiliza  $P_{MPPT}$ , dada na equação (2.14), como referência a ser comparada com a potência elétrica medida no gerador da unidade eólica. O erro proveniente dessa comparação é processado por uma malha de controle implementado no conversor que conecta o aerogerador à rede elétrica [55].

Figura 9 – Curvas de potência da turbina eólica e curva MPPT



Fonte: elaborado pelo autor (2023).

Outra alternativa é o controle da velocidade relativa da turbina (do inglês, *Tip Speed Ratio control - TSR Control*) [56]. Esta estratégia visa controlar a velocidade da turbina de forma a manter a sua velocidade específica em seu valor ótimo ( $\lambda_{opt}$ ). Para encontrar o valor de  $\lambda_{opt}$  pode-se tomar a derivada parcial de  $C_p(\lambda, \beta)$  em relação a  $\lambda$  e igualá-la a zero. Assim,  $\lambda_{opt}$  é o valor de  $\lambda$  que satisfaz a equação (2.20) [55].

$$\frac{\partial C_p(\lambda, \beta)}{\partial \lambda} = 0 \quad (2.20)$$

Neste método, é necessário que seja medida a velocidade do vento assim como do rotor da turbina eólica, para que seja calculada a velocidade específica da turbina, dada pela equação (2.9). Tais medições devem ser precisas e ocorrer em tempo real, o que dificulta sua implementação [57].

Já estratégia denominada *Power Signal Feedback (PSF) control* é baseada no controle de potência da turbina [58]. Nessa estratégia, a referência de velocidade ótima pode ser definida a partir de uma análise das curvas de potência *versus* velocidade da turbina. Para isso, o conhecimento da curva de potência ótima da turbina é necessário. É gerada uma potência de referência através dessa curva a partir da velocidade medida no rotor da turbina.

Uma outra estratégia, denominada *Hill Climb Search (HCS)*, também chamada de controle de perturbação e observação, é baseada em uma pesquisa sendo a curva de potência da turbina eólica desconhecida. Este controle é realizado perturbando-se

continuamente uma variável do sistema e observando outra variável (variável objetivo) até que sua derivada seja nula (ponto ótimo). Pode-se, por exemplo, perturbar a velocidade do rotor da turbina eólica e observar o comportamento da potência mecânica do gerador. Assim, obtém-se o ponto de máxima potência da turbina eólica.

A estratégia de controle MPPT fornece a máxima eficiência das turbinas eólicas, maximizando o lucro dos proprietários das turbinas. No entanto, operar a turbina nesse modo, entregando a máxima potência possível, reduz significativamente seu desempenho no controle de frequência da rede, visto que a turbina não possui reserva de potência para lidar com desequilíbrios entre carga e geração. A fim de que a geração eólica possua uma reserva de geração, pode-se optar por operar as turbinas no modo descarregado (do inglês, *de-loaded mode*). Neste modo, a turbina entrega uma potência abaixo da máxima disponível, e a diferença entre a potência máxima e a potência produzida pela turbina é usada como reserva de geração. Dessa forma, a geração eólica pode participar ativamente da manutenção do equilíbrio entre carga e geração. Esta estratégia será mais bem discutida no Capítulo 4.

### 2.3 CONCLUSÕES

Neste capítulo, foi apresentada uma revisão dos trabalhos e dos conceitos básicos relacionados à geração eólica. Inicialmente, discutiu-se a fonte originária da energia eólica, os tipos de sistemas de conversão de energia eólica e os aspectos construtivos básicos da conexão de uma turbina eólica com velocidade variável à rede. Posteriormente, foi apresentado o equacionamento da potência disponível no vento e da potência aproveitada pela turbina eólica, com a definição do coeficiente de potência e das curvas de potência da turbina. Por fim, discutiu-se a operação da turbina no ponto de máxima potência.

### 3 O CONTROLE CARGA-FREQUÊNCIA

O LFC é um controle que se baseia na operação de geradores síncronos, que compõem as formas tradicionais de geração de energia, maioria nos sistemas de potência de grande porte, tais como térmicas e hidráulicas. Tal mecanismo de controle é responsável por manter a frequência elétrica do sistema na faixa desejada, de forma a manter a operação síncrona dos geradores síncronos do sistema. Além disso, o LFC atua para garantir o suprimento de todas as cargas do sistema, mantendo o equilíbrio entre carga e geração [22].

Portanto, para compreender o funcionamento do LFC, é preciso definir alguns conceitos relacionados aos geradores síncronos, o que será feito a seguir.

#### 3.1 GERADORES SÍNCRONOS

Nos geradores síncronos, a produção de eletricidade ocorre da seguinte forma: um campo magnético é produzido no rotor, que é acionado por uma máquina primária que o movimenta e produz um campo magnético girante. O campo magnético girante, então, induz tensões trifásicas nos enrolamentos do estator [59]. Como o próprio nome já diz, os geradores síncronos são sincronizados com a frequência da rede elétrica, isto é, a velocidade mecânica de rotação do rotor de um gerador síncrono está sincronizada com a frequência elétrica produzida no estator. A relação entre a velocidade angular mecânica do rotor e a frequência elétrica do estator é dada pela equação (3.1), onde  $\omega_e$  é a frequência elétrica angular produzida, em radianos elétricos por segundo (rad el/s),  $\omega_{ms}$  é a velocidade angular mecânica síncrona do rotor (que é a mesma do campo magnético), em rad/s e  $P$  é o número de polos do gerador.

$$\omega_e = \frac{P}{2}\omega_{ms} \quad (3.1)$$

##### 3.1.1 Equação de Oscilação dos Geradores Síncronos

A equação de oscilação da máquina síncrona (do inglês, *swing equation*) expressa a variação do ângulo de abertura do rotor em função de um desequilíbrio entre os torques aplicados ao rotor da máquina [60]. Essa equação é obtida através da aplicação da 2ª Lei de Newton para o movimento das massas girantes conectadas ao eixo do conjunto turbina-gerador. A 2ª Lei de Newton para o movimento rotativo estabelece que o torque resultante do sistema é igual à variação no tempo do momento angular, conforme a equação (3.2). O torque resultante é representado por  $\tau_{res}$  e  $\vec{L}$  é o momento angular, que é apresentado na equação (3.3).

$$\vec{\tau}_{res} = \frac{d\vec{L}}{dt} \quad (3.2)$$

$$\vec{L} = J\vec{\omega}_m \quad (3.3)$$

Onde  $J$  é o momento de inércia da massa girante e  $\vec{\omega}_m$  é a velocidade angular mecânica. Portanto, o torque resultante pode ser reescrito de acordo com a equação (3.4).

$$\vec{\tau}_{res} = \frac{d}{dt}(J\vec{\omega}_m) \quad (3.4)$$

Aplicando a regra do produto para derivada na equação (3.4), obtém-se a equação (3.5).

$$\vec{\tau}_{res} = \frac{dJ}{dt}\vec{\omega}_m + J\frac{d\vec{\omega}_m}{dt} \quad (3.5)$$

Considerando sistemas com momento de inércia constante no tempo, tem-se que:

$$\frac{dJ}{dt}\vec{\omega}_m = 0 \quad (3.6)$$

Logo, o torque resultante para este tipo de sistema é dado pela equação (3.7).

$$\vec{\tau}_{res} = J\frac{d\vec{\omega}_m}{dt} \quad (3.7)$$

Considerando o caso do gerador síncrono, o torque resultante no eixo da máquina é dado pela diferença entre o torque mecânico aplicado pela máquina primária ( $\vec{\tau}_m$ ) e o torque do fluxo eletromagnético nos enrolamentos do rotor que é produzido pelas correntes da carga que circulam pelos enrolamentos do estator ( $\vec{\tau}_e$ ). O torque mecânico é acelerante, enquanto o torque eletromagnético é frenante. Portanto, tem-se:

$$\vec{\tau}_m - \vec{\tau}_e = J\frac{d\vec{\omega}_m}{dt} \quad (3.8)$$

Considerando que a máquina está operando em sua velocidade síncrona ( $\omega_m = \omega_{ms}$ ), a velocidade angular pode ser medida em radianos elétricos por segundo, de acordo com a equação (3.1). Considerando as grandezas em p.u., tem-se que  $\omega_e = \omega_{ms}$ .

Portanto, a equação (3.8) se torna:

$$\tau_m - \tau_e = J\frac{d\omega_e}{dt} \quad (3.9)$$

Pode-se escrever a equação (3.9) em termos de potência ao invés de torque. Para tal, multiplica-se os membros da equação por  $\omega_m$ , obtendo:

$$\omega_e \tau_m - \omega_e \tau_e = J \omega_e \frac{d\omega_e}{dt} \quad (3.10)$$

E que resulta em:

$$P_m - P_e = J \omega_m \frac{d\omega_e}{dt} \quad (3.11)$$

Considerando pequenas variações de  $\omega_e$  em torno do ponto de equilíbrio a equação de oscilação pode ser reescrita usando a constante de inércia  $H$  ao invés do momento de inércia  $J$ , conforme a seguir:

$$2H \frac{d\omega_e}{dt} = P_m - P_e \quad (3.12)$$

Onde  $H$  (segundos) é definida como a relação entre a energia cinética armazenada no rotor à velocidade nominal e sua potência aparente nominal. Isto é, representa o tempo em segundos durante o qual a energia cinética armazenada na massa girante poderia ser convertida em potência elétrica nominal da máquina sem o aumento de alimentação da turbina.

No LFC, é usual a utilização do sistema linearizado em torno de um ponto de equilíbrio, assim o modelo deve representar o comportamento do sistema após uma perturbação. Portanto, a equação de oscilação deve ser reescrita a partir do procedimento de linearização. Para isso, os parâmetros  $\omega_e$ ,  $P_m$  e  $P_e$  são escritos da seguinte forma:

$$\omega_e = \omega_0 + \Delta\omega_e \quad (3.13)$$

$$P_m = P_m^0 + \Delta P_m \quad (3.14)$$

$$P_e = P_e^0 + \Delta P_e \quad (3.15)$$

Onde  $\omega_0$ ,  $P_m^0$  e  $P_e^0$  representam o ponto de equilíbrio ou a condição de operação de estado estacionário para a velocidade angular, a potência mecânica e a potência elétrica, respectivamente, e  $\Delta\omega_e$ ,  $\Delta P_m$  e  $\Delta P_e$  representam os desvios dessas grandezas em relação à condição de estado estacionário. Portanto, a equação (3.12) pode ser reescrita conforme a seguir:

$$2H \frac{d(\omega_0 + \Delta\omega_e)}{dt} = P_m^0 + \Delta P_m - (P_e^0 + \Delta P_e) \quad (3.16)$$

Como  $\omega_0$  é constante, o termo derivativo  $\frac{d(\omega_0 + \Delta\omega_e)}{dt}$  se torna  $\frac{d(\Delta\omega_e)}{dt}$ . Além disso, as potências mecânica e elétrica estão em equilíbrio em regime permanente e, então,  $P_m^0 = P_e^0$ . A partir da equação (3.12) e das considerações acima, a equação (3.17) é obtida.

$$2H \frac{d\Delta\omega_e}{dt} = \Delta P_m - \Delta P_e \quad (3.17)$$

Note que a equação (3.17) é formulada em função dos desvios  $\Delta\omega_e$ ,  $\Delta P_m$  e  $\Delta P_e$ , o que é mais usual na análise do LFC [21, 22]. Como a velocidade angular é a taxa de variação angular em relação ao tempo, pode-se escrever também a equação (3.18), onde  $\theta_e$  é a posição angular em radianos elétricos, ou seja, o ângulo de fase.

$$\frac{d\theta_e}{dt} = \omega_e \quad (3.18)$$

A equação de oscilação dos geradores síncronos, equação (3.17), representa a resposta inercial da máquina frente a perturbações de carga (ou geração), fornecendo a variação de velocidade (frequência) ao liberar a energia cinética armazenada na massa rotativa perante à variação de potência do sistema.

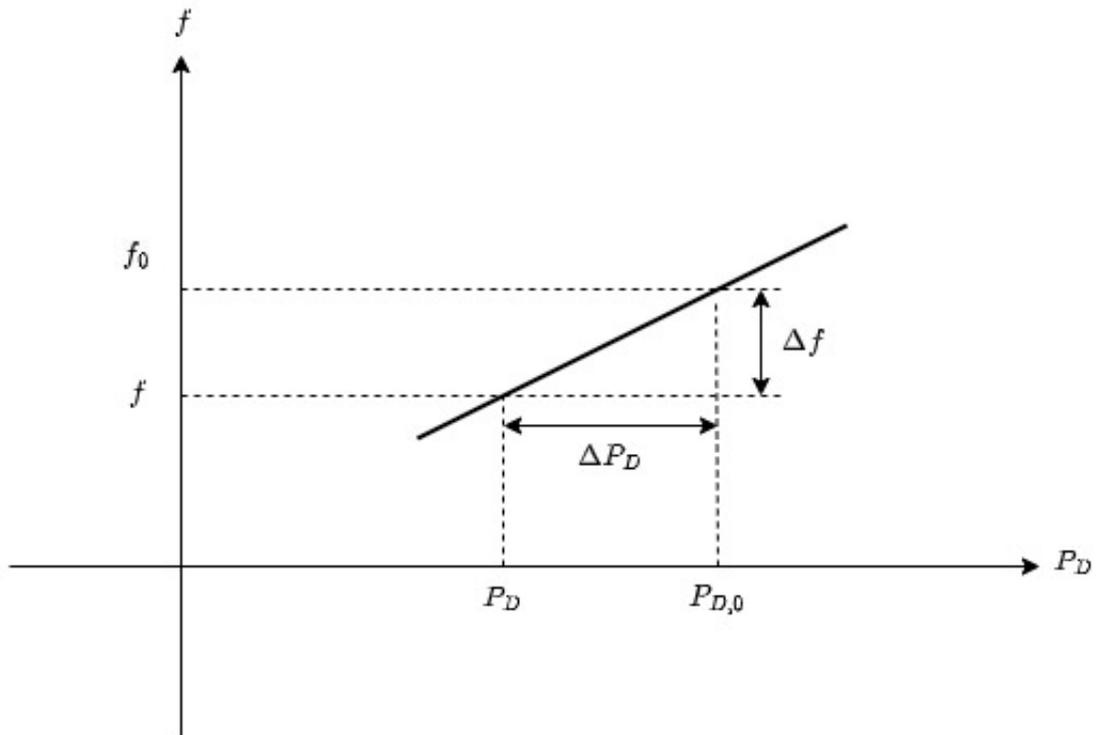
### 3.2 REGULAÇÃO PRÓPRIA DO SISTEMA

O sistema elétrico de potência possui uma característica de auto-regulação, devido ao comportamento da carga do sistema perante às variações de frequência da rede [61]. Os motores, por exemplo, possuem um comportamento em que sua potência demandada varia de acordo com a frequência elétrica, devido aos enrolamentos amortecedores presentes nessas máquinas [62]. Tomando como exemplo o caso em que ocorre um aumento na carga do sistema, a frequência elétrica da rede cai, devido à resposta inercial, em função disso, ocorre também uma redução na potência demandada, devido às cargas que variam com a frequência. Assim, o sistema atinge naturalmente um novo ponto de equilíbrio [61]. A relação entre a variação da carga e a variação da frequência da rede é denominada coeficiente de amortecimento da carga,  $D$ , conforme a equação abaixo. Onde  $\Delta P_D$  representa a variação da carga e  $\Delta f$  a variação de frequência da rede.

$$D = \frac{\Delta P_D}{\Delta f} \quad (3.19)$$

A Figura 10 ilustra este comportamento da regulação própria do sistema. Observe-se que, partindo de um ponto de equilíbrio inicial  $(f_0, P_{D,0})$ , com a ocorrência de uma perturbação que ocasione a redução da frequência de  $f_0$  para  $f$ , o sistema atinge um novo ponto de equilíbrio, com a redução da potência demandada pela carga, de  $P_{D,0}$  para  $P_D$ , sendo o coeficiente  $D$  definido pela inclinação da reta que conecta estes dois pontos de equilíbrio.

Figura 10 – Característica da regulação própria do sistema



Fonte: elaborado pelo autor (baseado em [61]).

Os valores típicos de  $D$  em sistemas de grande porte são relativamente pequenos, geralmente para uma variação de cerca de 1% a 2% de carga, tem-se de 1% a 2% de variação na frequência do sistema [62].

Adicionando a regulação própria do sistema, isto é, o amortecimento da carga, na equação de oscilação dos geradores síncronos, dada pela equação (3.17), tem-se a equação (3.20). Lembrando que  $\Delta\omega$  é proporcional a  $\Delta f$ , portanto, basta fazer o devido ajuste em  $D$  para obtê-lo em relação a  $\Delta\omega$ .

$$2 \cdot H \cdot \frac{d\Delta\omega}{dt} = \Delta P_m - \Delta P_e - D \cdot \Delta\omega \quad (3.20)$$

Apenas a regulação própria do sistema não é o suficiente para evitar o colapso do mesmo perante às perturbações, tendo em vista que valores inadmissíveis de frequência podem ocorrer [61]. Desta forma, é evidente a necessidade de um sistema de controle adequado para restaurar continuamente o equilíbrio entre carga e geração e evitar grandes distorções na frequência da rede, que é o controle carga-frequência. Nas seções seguintes são apresentados os controles primário e secundário de frequência que realizam o LFC de sistemas elétricos de potência.

### 3.3 CONTROLE PRIMÁRIO DE FREQUÊNCIA

O controle primário de frequência (CPF) é realizado por meio de reguladores automáticos de velocidade das unidades geradoras, ou seja, é um controle local, implementado em cada máquina do sistema [61]. Estes reguladores ajustam as válvulas das máquinas primárias (turbinas hidráulicas, turbinas à vapor, entre outras) de forma a alterar a potência elétrica fornecida pelas usinas, com o intuito de restabelecer o equilíbrio entre carga e geração de forma rápida após a ocorrência de uma perturbação [22, 63]. O objetivo deste controle é limitar a variação da frequência quando ocorre um desequilíbrio entre a carga e a geração, corrigindo esse desequilíbrio e evitando o colapso do sistema. O regulador de velocidade faz com que o gerador aumente ou reduza sua geração de acordo com a variação de carga do sistema.

Existem alguns tipos de reguladores de velocidade. Um deles é o regulador isócrona, que é pouco utilizado, uma vez que ele não é usado em sistemas multi-máquinas, isto é, com mais de uma unidade de geração operando em paralelo, sendo possível ser utilizado apenas em sistemas compostos por um único gerador [22]. Isso se deve ao fato de que o regulador isócrona tem a característica de um integrador (controlador do tipo integral - I), dado pela equação (3.21), onde  $\Delta A$  é a variação da abertura da válvula de admissão da turbina,  $\Delta f$  é o desvio de frequência e  $k$  é o ganho do controlador.

$$\Delta A = \frac{-k}{s} \Delta f \quad (3.21)$$

Logo, a variação da válvula de admissão da turbina só irá cessar quando o desvio de frequência for nulo. Um acréscimo de carga causaria uma variação de frequência e com o regulador isócrona todo o acréscimo de carga teria que ser absorvido exclusivamente pela unidade geradora a qual pertence. A característica do regulador isócrona impossibilita a divisão de carga adequada entre os geradores de um sistema multi-máquinas e, ademais, geradores síncronos operando conectados ao mesmo sistema precisam ter exatamente a mesma velocidade [64]. Os geradores acabariam competindo para zerar o erro de frequência individual e nunca haveria convergência de valores [61]. Logo, este regulador não será utilizado neste trabalho.

Outro tipo é o regulador com queda de velocidade (ou, regulador *speed droop*), que é o regulador mais utilizado nos sistemas elétricos de potência. O regulador *droop* se baseia no regulador isócrona e busca solucionar o problema da divisão de carga entre os geradores [22]. Esta nova configuração é obtida inserindo na malha de controle uma realimentação no processo de regulação da própria abertura da válvula de admissão da turbina, adicionando esta realimentação ao erro de frequência que será utilizado como entrada do integrador [61]. Desta forma, o regulador com queda de velocidade pode atingir o equilíbrio mais rapidamente, entretanto, em um ponto diferente do inicial, em um valor

de frequência fora da nominal.

A função de transferência do regulador queda de velocidade é dada pela equação (3.22). Onde  $T_1$  é a constante de tempo do regulador. Além disso, pode-se considerar que a variação da potência fornecida pela turbina,  $\Delta P$ , é proporcional a variação da válvula de admissão e considerar  $\Delta P = \Delta A$  nas equações (3.21) e (3.22). Pode-se interpretar o regulador *speed droop* como um controlador proporcional com ganho  $-G_1$  e com um atraso de tempo, que é oriundo das constantes de tempo dos atuadores mecânicos [22].

$$\frac{\Delta A}{\Delta f} = \frac{-G_1}{1 + sT_1} \quad (3.22)$$

$G_1$  geralmente é expresso pela equação (3.23), onde  $R$  é o estatismo permanente da máquina, que assume valores em torno de 5% em relação à potência nominal da máquina, e é responsável pela divisão da carga entre os geradores do sistema, ou seja, define o quanto cada gerador vai alterar sua geração para corrigir o desequilíbrio entre carga e geração do sistema, uma vez que representa a capacidade de variação de geração em devido a variação de frequência.

$$G_1 = \frac{1}{R} \quad (3.23)$$

Como foi mencionado anteriormente, o CPF, por ser geralmente realizado por um regulador do tipo queda de velocidade, não consegue sozinho restaurar a frequência do sistema ao seu valor nominal após uma perturbação. Portanto, é necessário que haja um controle adicional a fim de realizar esta tarefa. este controle é denominado Controle Secundário de Frequência (CSF) e será descrito na Seção a seguir.

### 3.4 CONTROLE SECUNDÁRIO DE FREQUÊNCIA

O CSF possui a tarefa restabelecer a frequência do sistema ao seu valor programado. Além disso, em sistemas interconectados com mais de uma área de controle, o CSF também tem a missão de manter, e restabelecer quando ocorre uma perturbação, os valores de potência de intercâmbio nas linhas de interligação entre as áreas, aos valores programados [22, 61]. O CSF é realizado pelas unidades geradoras participantes do Controle Automático de Geração (CAG).

Para anular o erro de frequência e o erro de intercâmbio em regime permanente, o CSF deve ser um controlador do tipo integral, podendo a ele ser adicionado um controle proporcional ou proporcional derivativo, dependendo da necessidade e complexidade do sistema. O controlador do tipo Proporcional Integral e Derivativo (PID) vem sendo amplamente empregado na Literatura para estudos de LFC de sistemas interligados. O erro que será processado pelo controlador deve ser uma combinação dos desvios de frequência e de potência de intercâmbio. Este erro é chamado de Erro de Controle de Área

(ECA) e é dado pela equação (3.24). Onde  $\Delta T$  é o desvio da potência de intercâmbio,  $\beta$  (dado em  $MW/Hz$ ) é um parâmetro de conversão denominado *BIAS*, responsável por adequar o sinal de frequência com o sinal de intercâmbio. Além disso, o *BIAS* define a responsabilidade da área no CSF de um sistema interligado. O parâmetro  $g$  determina a responsabilidade da área na eliminação do erro de intercâmbio.

$$ECA = \beta \Delta f + g \Delta T \quad (3.24)$$

Tanto para realizar o CPF quanto para realizar o CSF, é necessário que as usinas possuam reserva de geração suficiente. Dessa forma, conforme descrito no Capítulo 2, a operação da geração eólica no modo MPPT inviabiliza sua participação no CPF e no CSF. Já a operação no modo descarregado permite sua inclusão nestes controles.

### 3.5 MODELAGEM DO LFC DE TURBINAS HIDRÁULICAS

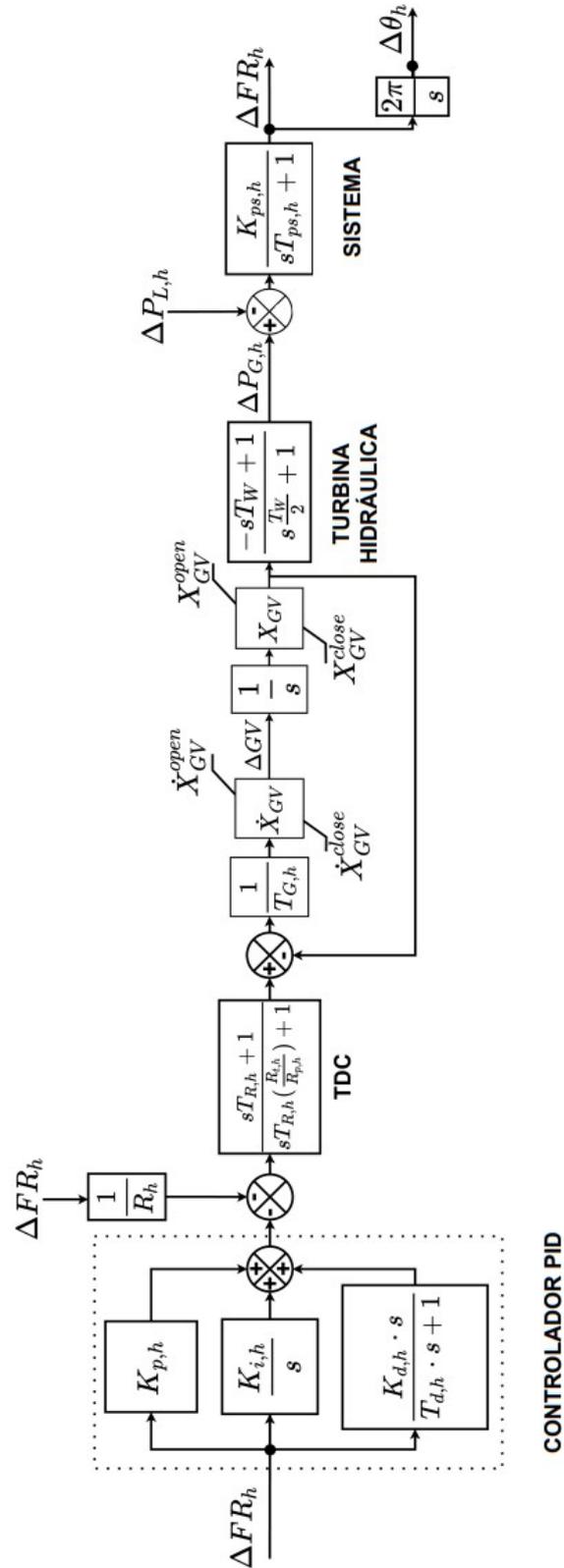
A modelagem padrão de uma usina hidráulica operando isolada pode ser representada pelo diagrama de blocos linearizado em torno do ponto de equilíbrio apresentado na Figura 11 [21]. Neste modelo, um controlador PID (CSF) aliado ao *Transient Droop Compensator* (TDC) [21] e ao regulador de velocidade da turbina (CPF) têm sido amplamente utilizados para realizar o LFC adequadamente dada a característica da turbina hidráulica.

É bem conhecido o fato de que uma turbina hidráulica apresenta uma resposta inversa transitória diante de uma perturbação, que é representada pela constante de tempo da água ( $T_W$ ), o que causa um atraso de tempo para que o fluxo de água atinja um novo valor estável e a turbina recupere o ponto normal de operação [22, 65]. Portanto, as turbinas hidráulicas apresentam uma resposta relativamente lenta quando comparadas, por exemplo, com turbinas a vapor [66]. Para superar esta desvantagem, o TDC é usado para o controle de turbinas hidráulicas para reduzir a característica de resposta inversa [21, 67]. O TDC é necessário para fornecer um controle de velocidade estável para a usina, limitando o *overshoot* do servomotor da válvula da turbina durante uma condição transitória. Normalmente, o TDC é formado por um parâmetro de queda transitória, [21, 67]. Usualmente, o TDC é formado por um parâmetro de estatismo transitório ( $R_{t,h}$ ) e um alto tempo de reinicialização (do inglês, *resetting time* -  $T_R$ ) [22, 68, 69].

O controlador PID tem sido usado como ação de controle suplementar (CSF) para manter a frequência em seu valor nominal no regime permanente. Os parâmetros desse controlador são os ganhos proporcional, integral e derivativo,  $K_{p,h}$ ,  $K_{i,h}$  e  $K_{d,h}$  respectivamente, e a constante de tempo do filtro derivativo,  $T_{d,h}$ , para minimizar o efeito de ruídos.

O desequilíbrio entre carga e geração resulta em um desvio de frequência de acordo

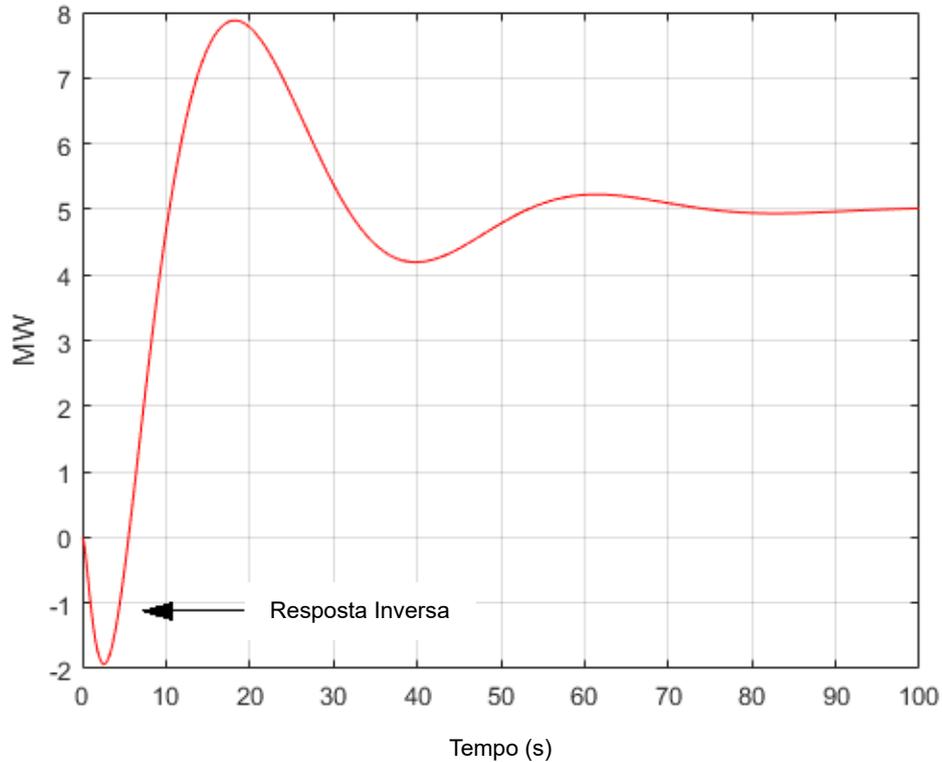
Figura 11 – Diagrama de blocos da usina hidráulica



Fonte: elaborado pelo autor (2022).

com a equação de oscilação do sistema (resposta inercial), representada na Figura 11 pelo bloco do “sistema”.

Figura 12 – Curva característica de potência de geração de turbinas hidráulicas após uma perturbação.



Fonte: elaborado pelo autor (2021).

Deve-se enfatizar que este modelo possui seis variáveis:  $K_{p,h}$ ,  $K_{i,h}$ ,  $K_{d,h}$  e  $T_{d,h}$  do controlador PID e  $T_R$  e  $R_{t,h}$  do *transient droop compensator*. Com o propósito de garantir um comportamento estável sob a ocorrência de alguma perturbação, os parâmetros mencionados devem ser otimizados ao mesmo tempo, como mostrado na Seção 4.3.

A Figura 12 mostra a curva da resposta da potência de geração típica de uma turbina hidráulica considerando uma variação de carga ( $\Delta P_{L,h}$ ) igual a 5 MW, assim como a ação do PID e do TDC. É possível notar que a turbina hidráulica apresenta uma resposta inversa de 2 MW durante os segundos iniciais. Este valor representa 40% da variação de carga considerada, evidenciando a dificuldade do LFC de usinas hidráulicas ocasionada pela resposta inversa.

### 3.6 CONCLUSÕES

Este capítulo abordou alguns conceitos importantes relacionados ao controle-carga frequência de sistemas elétricos de potência. Inicialmente, foram apresentados os conceitos

básicos relacionados ao LFC, em seguida, realizou-se uma descrição a respeito dos geradores síncronos, abordando alguns aspectos construtivos, a equação de oscilação e a resposta inercial. Posteriormente, discutiu-se a regulação própria do sistema, o CPF, o CSF e o controle de intercâmbio. Por fim, foi apresentada a modelagem do LFC de unidades de geração hidráulicas.

## 4 METODOLOGIA PROPOSTA

A metodologia proposta neste trabalho consiste em inserir a geração eólica no LFC através da técnica de controle do gerador síncrono virtual. Utilizando este mecanismo, é possível fazer com que os aerogeradores forneçam resposta inercial frente às perturbações da rede. Ademais, considera-se a operação descarregada das turbinas eólicas, o que permite, além da resposta inercial, que as usinas eólicas também contribuam para a regulação primária e a regulação secundária de frequência por um certo período de tempo após a ocorrência de uma perturbação.

Aliado à esta estratégia, é inserido o Controle de Despacho da Geração Eólica (CDGE), que faz com que, após contribuir na regulação da frequência por um período de tempo, os geradores eólicos retornem ao nível de geração pré-perturbação, e toda a variação de carga do sistema é repassada lentamente para as usinas convencionais, no caso deste trabalho, as usinas hidráulicas.

O conjunto de condições descritas acima e que compõem a estratégia de operação proposta, permite uma significativa redução nos desvios de frequência do sistema, uma vez que aumenta a inércia equivalente do mesmo e conta com o reforço dos aerogeradores no CPF e no CSF. Além disso, a típica resposta inversa das turbinas hidráulicas também é reduzida, devido à rápida ação do GSV, permitindo que as usinas eólicas assumam a maior parte da variação de carga nos primeiros instantes após a perturbação.

### 4.1 GERADOR SÍNCRONO VIRTUAL

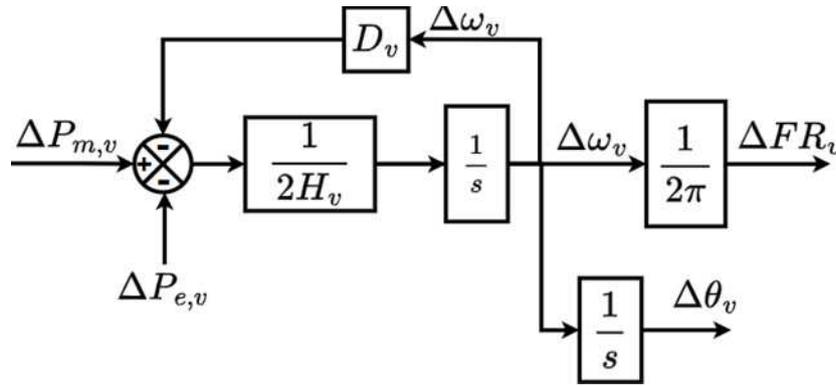
O gerador síncrono virtual é uma estratégia de controle implementada em conversores eletrônicos de potência conectados à rede, que visa simular o comportamento de um gerador síncrono real, através de uma malha de controle baseada na equação de oscilação dos geradores síncronos [70, 71], dada pela equação (3.20). A equação de oscilação do GSV é dada abaixo.

$$2 \cdot H_v \cdot \frac{d\Delta\omega_v}{dt} = \Delta P_{m,v} - \Delta P_{e,v} - D_v \cdot \Delta\omega_v \quad (4.1)$$

$$\frac{d\Delta\theta_v}{dt} = \Delta\omega_v \quad (4.2)$$

Onde  $H_v$  é a constante de inércia virtual,  $\Delta\omega_v$  é o desvio da velocidade angular virtual,  $\Delta P_{m,v}$  é o desvio da potência mecânica virtual (potência de entrada do inversor no qual GSV é implementado),  $\Delta P_{e,v}$  é o desvio da potência elétrica virtual (potência de saída do inversor, isto é, a potência entregue à rede),  $D_v$  é o coeficiente de amortecimento virtual e  $\Delta\theta_v$  é o desvio do ângulo de fase virtual. Reorganizando os termos da equação

Figura 13 – Diagrama de blocos do GSV



Fonte: elaborado pelo autor (2021).

(4.1) e aplicando a transformação de Laplace em (4.1) e (4.2), são obtidas as equações (4.3) e (4.4).

$$\Delta\omega_v = \frac{\Delta P_{m,v} - \Delta P_{e,v} - D_v \cdot \Delta\omega_v}{2 \cdot H_v} \cdot \frac{1}{s} \quad (4.3)$$

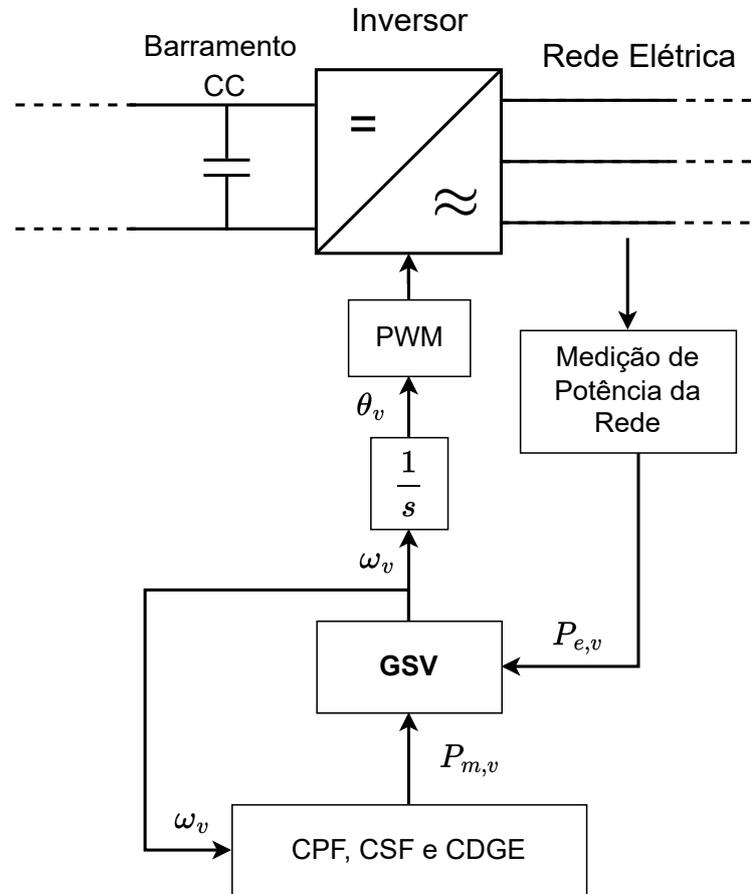
$$\Delta\theta_v = \frac{1}{s} \Delta\omega_v \quad (4.4)$$

Através do GSV, as turbinas eólicas são capazes de fornecer resposta inercial e regulação de frequência à rede [14, 72], devido ao fato de que, através do GSV, a turbina é capaz de perceber as variações de potência e frequência do sistema.

A Figura 13 mostra a malha de controle do GSV definida à partir das equações (4.3) e (4.4), onde  $\Delta FR_v$  é o desvio de frequência do GSV em  $Hz$ . Na operação de um gerador eólico baseado na técnica do GSV, as saídas da malha do GSV,  $\omega_v$  e  $\theta_v$ , mostradas na Figura 13, são os sinais de referência para o controle do inversor da unidade eólica [73]. Assim, o GSV define o ângulo de fase da tensão para a modulação PWM do inversor conectado à rede [55, 74], conforme ilustrado na Figura 14.

Uma vantagem do GSV em relação aos geradores síncronos reais é que no GSV o valor da constante de inércia, por ser virtual, pode ser variável e ajustado de acordo com as necessidades do sistema. Já no gerador síncrono real, a constante de inércia é fixa e depende dos aspectos físicos da máquina. A Figura 15 exemplifica a resposta típica do GSV, com CPF e CSF, frente à uma variação de carga de  $5MW$ , para três diferentes valores de  $H_v$ . Através deste gráfico, percebe-se que o GSV apresenta uma rápida resposta quando comparado às turbinas hidráulicas. Esta ação rápida pode ser explicada devido à existência reduzida de limitações físicas e constantes de tempo mecânicas, tendo em vista que os parâmetros do GSV são virtuais e implementados em um equipamento eletrônico de potência (neste caso, o conversor do lado da rede da turbina eólica). Portanto, a ação do GSV pode ser considerada rápida em comparação aos geradores síncronos reais, e este

Figura 14 – Controle do inversor com GSV

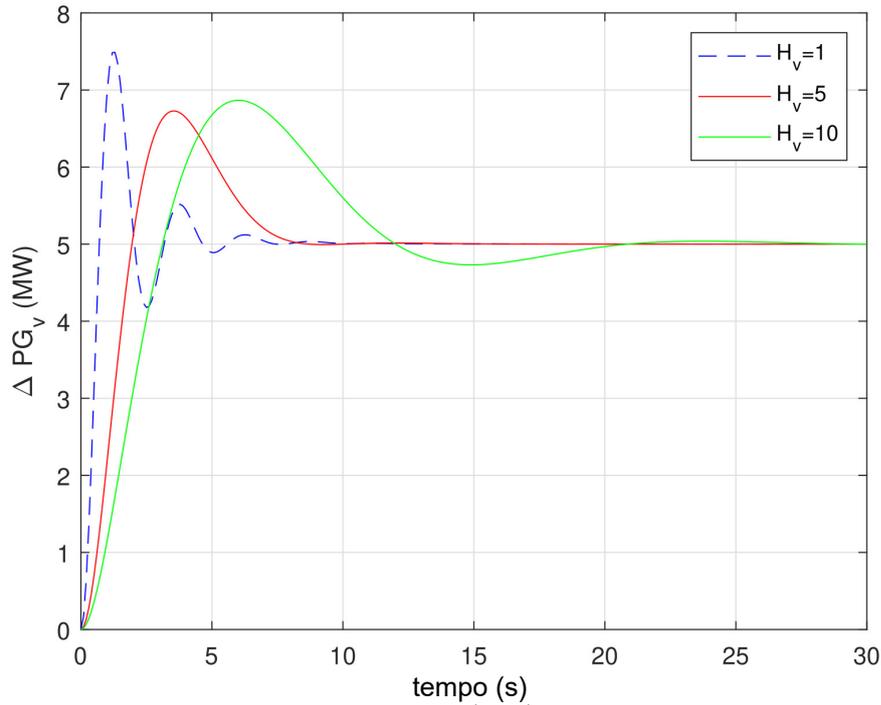


Fonte: elaborado pelo autor (2023).

recurso pode ser utilizado para amortecer oscilações de um sistema hidro-eólico, conforme proposto neste trabalho.

Através da Figura 15, pode-se perceber que a estabilidade e o amortecimento aumentam quando  $H_v$  é maior e as curvas gradualmente se torna próximas uma da outra. Logo, nas simulações realizadas neste trabalho, optou-se por usar valores próximos a  $H_v = 5p.u.$  referidos à potência nominal da máquina (devendo-se fazer a conversão para a potência base do sistema), o que funciona bem no problema do LFC. Os valores usados em cada caso são apresentados nos respectivos apêndices.

Considerando que a turbina eólica opere no modo descarregado, na região de sobrevelocidade, conforme será descrito na Seção 4.2, em condições de prover regulação primária e secundária de frequência, o estatismo “droop” virtual ( $R_v$ ) é adicionado à malha de controle do GSV (CPF) assim como um controlador PI (CSF). Deve-se destacar que a operação no modo descarregado reduz os lucros do proprietário da usina eólica. No entanto, a reserva de geração de energia obtida com o uso deste modo de operação permite que as turbinas eólicas forneçam serviços ancilares para a rede, tais como regulação de frequência e amortecimento de oscilações na linha de intercâmbio. Portanto, a redução

Figura 15 – Resposta típica do GSV para três condições de  $H_v$ 

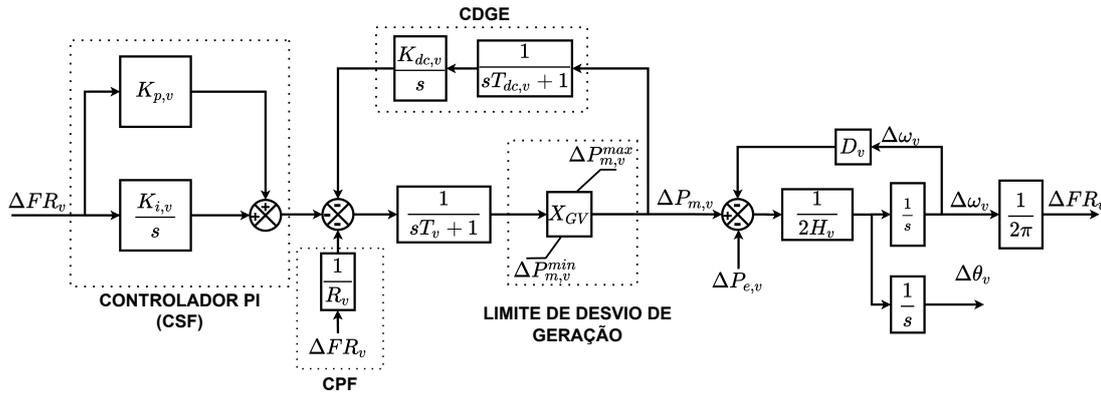
Fonte: elaborado pelo autor (2021).

dos lucros pode ser compensada através da prestação de serviços ancilares.

Neste trabalho, também é adicionado ao GSV o Controle de Despacho da Geração Eólica, que faz com que a turbina eólica volte ao ponto de potência de geração pré-perturbação, estando apta para lidar com perturbações futuras no sistema [75]. O CDGE é composto por um integrador com ganho  $K_{dc,v}$  e por uma constante de atraso de tempo  $T_{dc,v}$  igual a 10 segundos. O CDGE tem uma atuação lenta, permitindo que a geração da usina eólica contribua com a regulação de frequência por um período de tempo longo o suficiente para auxiliar no LFC e depois volte lentamente ao ponto programado.

O diagrama de blocos da Figura 16 representa a malha de controle do GSV modelada a partir da equação (4.3) e com a inclusão do CPF, do CSF e do CDGE. Este modelo possui um atuador virtual, com uma constante de tempo  $T_v$  para simular o comportamento dos atuadores mecânicos dos geradores síncronos reais. Ademais, os limites para a variação de potência do GSV são adicionados, estabelecidos de acordo com o nível de reserva de geração disponível na turbina eólica.

Figura 16 – Malha de controle do GSV com CPF, CSF e CDGE



Fonte: elaborado pelo autor (2022).

## 4.2 OPERAÇÃO NO MODO DESCARREGADO

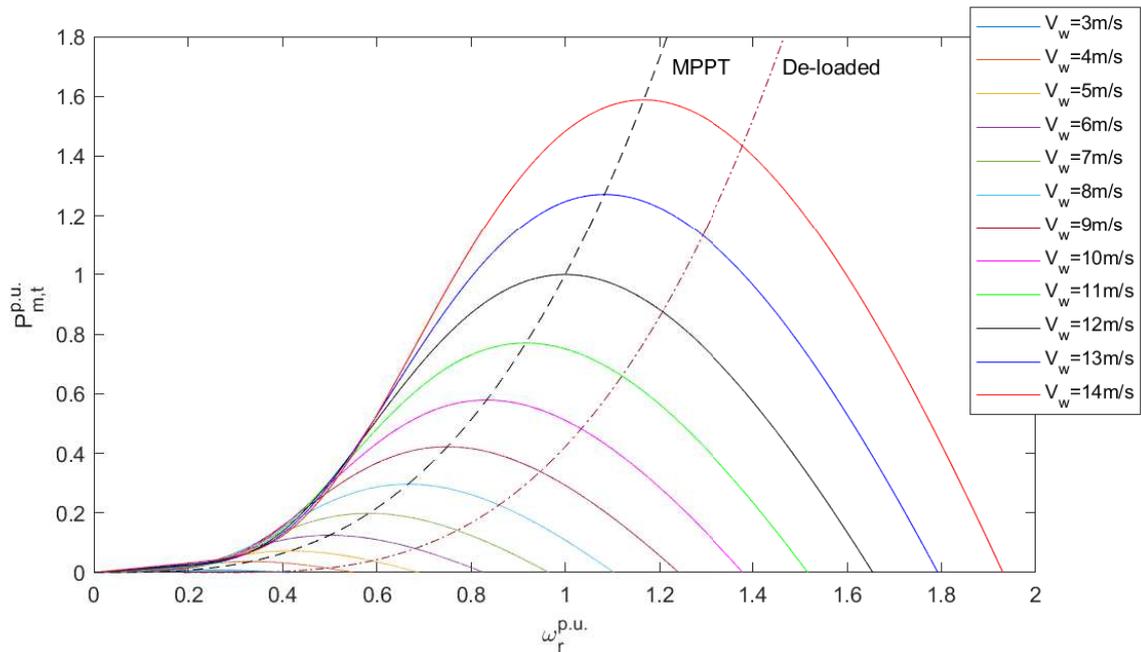
Uma maneira de conferir às usinas eólicas uma reserva de geração para lidar com os desequilíbrios entre carga e geração do sistema é operar a turbina eólica descarregada, ao invés do modo MPPT, isto é, abaixo do ponto de máxima potência [76]. Com isso, passa ser possível a integração das unidades eólicas na regulação da frequência e na manutenção do equilíbrio entre carga e geração do sistema, com sua inserção no CPF e no CSF [77].

Para operar a turbina abaixo do MPP, pode-se utilizar o controle do ângulo de passo das pás da turbina (do inglês, *Pitch Angle Control* - PAC) e/ou o controle de velocidade do rotor (do inglês, *Rotor Speed Control* - RSC) [78]. No caso do PAC, como visto anteriormente (Figura 8), a potência máxima fornecida pela turbina ocorre quando  $\beta = 0^\circ$ . Logo, para se obter uma margem de reserva de geração, o operador pode optar por operar a turbina em um ângulo de passo maior que zero, ou seja, abaixo do MPP [79].

Para um melhor entendimento do RSC, considere a Figura 17. Esta Figura é uma reprodução da Figura 9, apresentada no Capítulo 2, com a adição da curva “*de-loaded*”, que mostra uma sugestão de curva para a operação descarregada. Com relação ao RSC, a operação no modo descarregado pode ser realizada através do controle de velocidade do rotor da turbina, de forma a mantê-lo em um valor de velocidade diferente do valor ótimo, isto é, diferente da velocidade do MPP. Pode-se operar a turbina abaixo da sua velocidade ótima, na região de subvelocidade, que é a região à esquerda da curva MPPT na Figura 17, ou acima da velocidade ótima, na região de sobrevelocidade, à direita da curva MPPT na Figura 17 [76, 78].

A melhor região e que confere a maior estabilidade para a operação da turbina no modo descarregado é a região de sobrevelocidade [78, 80]. Ao operar em uma velocidade maior do que a velocidade ótima, sobre a curva “*de-loaded*” na Figura 17, por exemplo, durante a resposta inercial, a turbina libera energia cinética e desacelera, ou seja, a velocidade da turbina reduz, aproximando-se da ótima e atingindo naturalmente um ponto

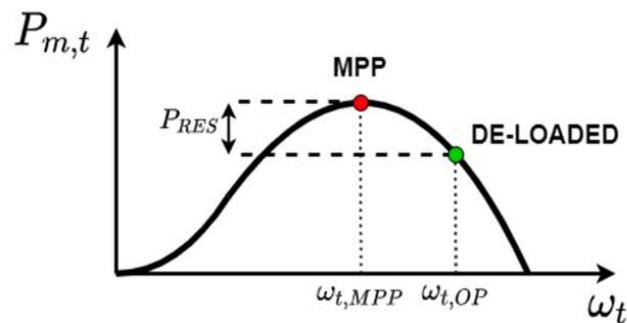
Figura 17 – Curvas de potência da turbina eólica, curva MPPT e curva de-loaded



Fonte: elaborado pelo autor (2023).

de maior potência [14]. A Figura 18 mostra uma curva genérica de potência *versus* velocidade do rotor da turbina para uma dada velocidade de vento. Nesta figura, estão destacados os pontos de máxima potência e o ponto de operação no modo descarregado (*de-loaded*). Onde  $P_{RES}$  é a reserva de potência de geração obtida ao se operar a turbina eólica no ponto descarregado proposto.

Figura 18 – Curva de potência mecânica *vs* velocidade do rotor da turbina eólica evidenciando o ponto da operação descarregada e o MPP



Fonte: elaborado pelo autor (2022).

O presente trabalho considera, para a inclusão da geração eólica no LFC, que as turbinas eólicas operam no modo descarregado e possuem margem de geração suficiente para auxiliar na regulação de frequência atuando no CPF e no CSF.

### 4.3 MÉTODO DE OTIMIZAÇÃO UTILIZADO

Os parâmetros dos controladores que realizam o LFC, isto é, o controlador PI do GSV, o CDGE, o controlador PID da usina hidráulica, além do TDC da usina hidráulica, são definidos via otimização.

Os controladores das usinas utilizados neste trabalho são otimizados utilizando o pacote de otimização não linear do MatLab baseado no método dos pontos interiores *fmincon* [81]. O problema de otimização é baseado na resposta no domínio do tempo e a função objetivo adotada é a integral do erro ao quadrado (integral square error - ISE), que é amplamente utilizada em estudos de LFC [82]. O problema é escrito como:

$$\text{Min} \sum_{t=1}^{t_{end}} \Delta f(t)^2 + \sum_{t=1}^{t_{end}} \rho^u \cdot (\Delta z(t) - z_{sat}^u)^2 + \sum_{t=1}^{t_{end}} \rho^d \cdot (\Delta z(t) - z_{sat}^d)^2 \quad (4.5)$$

Sujeito a:

$$X_i^{min} < X_i < X_i^{max} \quad (i = 1, \dots, N_{val}) \quad (4.6)$$

Onde:

- $t$  é o instante de tempo;
- $\Delta f(t)$  é o desvio de uma grandeza de saída do sistema dependente do tempo, que pode ser o desvio de frequência de uma área, para o caso de otimização do CSF das usinas individualmente, pode ser a soma dos desvios de frequência de diferentes áreas para uma otimização conjunta de todas as usinas do sistema ou pode ser o desvio da potência de intercâmbio, para a otimização dos bias e dos parâmetros de intercâmbio;
- $\Delta z(t)$  é o desvio de saída dependente do tempo considerando o efeito dos limitadores, que compreendem o limite de desvio de potência de geração (para o caso do GSV que possui reserva de geração limitada), o limite de velocidade da válvula da turbina hidráulica e o limite da posição da válvula;
- $z_{sat}^u$  e  $z_{sat}^d$  representam os valores de saturação superiores e inferiores da variável  $\Delta z(t)$ , respectivamente;
- $\rho^u$  and  $\rho^d$  são os parâmetros de penalidade que são utilizados para garantir que o limites de  $\Delta z(t)$  sejam respeitados. O valor de  $\rho^u$  e  $\rho^d$  são iguais a zero se  $\Delta z(t)$  permanece dentro dos limites, caso contrário,  $\rho^u$  e  $\rho^d$  são iguais a 1000 se  $\Delta z(t)$  extrapola os limites de saturação estabelecidos. Um alta valor de penalidade é usado para garantir um tempo de resposta adequado sem violação dos limites.
- $X$  é o vetor de variáveis que devem ser otimizadas;

- $t_{end}$  representa o tempo final de simulação;
- $N_{val}$  é o número de variáveis de otimização.

A função objetivo (FOB) dada pela equação (4.5) consiste no desvio quadrático do ponto de regime estacionário e as restrições em (4.6) representam os limites das variáveis de otimização. Em outras palavras,  $X$  deve minimizar a oscilação de  $\Delta f(t)$  e garantir que os limites de  $\Delta z(t)$  não sejam violados.

O problema de otimização (4.5)-(4.6) é solucionado usando o pacote de otimização do MatLab, *fmincon* [81], conforme mencionado anteriormente. O ponto inicial ( $X_i^0$ ) para as variáveis de otimização é dado pela média dos valores mínimos ( $X_i^{min}$ ) e máximos ( $X_i^{max}$ ) para cada  $i$ , conforme apresentado nos apêndices. Durante o processo iterativo baseado em Newton-Raphson do método de pontos interiores, as variáveis de otimização  $X$  são avaliadas sob os respectivos valores de  $\Delta f(t)$  e  $\Delta z(t)$ , que são obtidos usando o pacote *simulink* do MatLab [83]. Então,  $X$  é otimizado para reduzir a oscilação de  $\Delta f(t)$  enquanto mantém  $\Delta z(t)$  dentro dos respectivos limites.

#### 4.4 CONCLUSÕES

Este Capítulo detalhou a metodologia proposta no presente trabalho para a inclusão da geração eólica no LFC. A modelagem e os aspectos de funcionamento do GSV foram descritos. Posteriormente, realizou-se a descrição da operação descarregada de turbinas eólicas. Por fim, apresentou-se o método de otimização utilizado para ajustar os valores dos parâmetros dos controladores que realizam o LFC do sistema.

## 5 SIMULAÇÕES E RESULTADOS

Neste capítulo, são apresentadas as simulações realizadas a fim de verificar a eficácia da metodologia proposta e suas vantagens perante a abordagem convencional de operação da geração eólica. Os resultados obtidos são amplamente discutidos. As simulações foram divididas nos seguintes casos:

- Caso 1-A: sistema com uma área, formada por uma usina eólica (do inglês, *Wind Farm Power Plant* - WFPP) e uma usina hidráulica (do inglês, *Hydro Power Plant* - HPP). Neste caso apenas a hidráulica participa do LFC;
- Caso 1-B: mesmo sistema do Caso 1-A, porém com a inclusão da geração eólica no LFC através do GSV com CPF, CSF e CDGE;
- Caso 2-A: sistema com duas áreas, em que a Área-1 é composta por uma usina hidráulica (HPP 1) e uma usina eólica (WFPP) e a Área-2 é formada apenas por uma usina hidráulica (HPP 2). Neste caso, apenas as hidráulicas participam do LFC;
- Caso 2-B: mesmo sistema do Caso 2-A, porém neste caso a eólica é inserida no LFC através da metodologia proposta;
- Caso 3: sistema com duas áreas de controle, em que a Área-1 é constituída por uma usina hidráulica (HPP) e a Área-2 é formada por uma usina eólica (WFPP). Neste caso, ambas participam do LFC;
- Caso 4: sistema de duas áreas, ambas formadas por usinas hidráulicas;
- Caso 5: Sistema formado por três áreas de controle, sendo a Área-1 (hidráulica - HPP 1) e a Área-2 (eólica - WFPP) idênticas ao sistema do Caso 3, e Área-3 (hidráulica - HPP 2) idêntica a Área-2 do Caso 4. Ou seja, este sistema é formado adicionando-se uma área hidráulica ao sistema hidro-eólico do Caso 3;

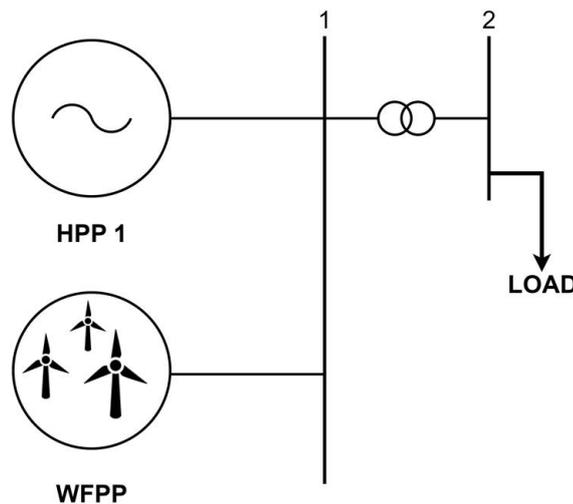
### 5.1 CASOS 1-A E 1-B

Para o Caso 1-A e o Caso 1-B, é utilizado o sistema hidro-eólico de uma área cuja topologia básica é apresentada na Figura 19. A Figura 20 mostra o diagrama de blocos de controle deste sistema. A parte superior da figura mostra o GSV com CPF (realizado pelo regulador *droop*), CSF (realizado por um controlador do tipo integral com ganho  $K_{i,v}$ ) e o CDGE. A parte inferior da figura mostra o diagrama da unidade hidráulica, onde  $K_{p,1}$ ,  $K_{i,1}$  e  $K_{d,1}$  são, respectivamente, os ganhos proporcional, integral e derivativo do controlador PID, responsável pelo controle secundário de frequência da usina hidráulica e amplamente empregado na Literatura.  $T_{d,1}$  é a constante de tempo do filtro derivativo do

PID,  $\frac{1}{R_1}$  é o regulador *droop*,  $R_{t,1}$  é o parâmetro droop transitório,  $R_{p,1}$  é o parâmetro do regulador de velocidade permanente,  $T_{R1}$  é o tempo de recomposição,  $T_{G,1}$  é a constante de tempo do regulador de velocidade,  $T_{W1}$  é a constante de tempo de início da água,  $X_{GV1}$  é a posição da válvula,  $\dot{X}_{GV1}$  é a velocidade da válvula. Além disso,  $\Delta P_{G,1}$  é o desvio de potência de geração da usina hidráulica,  $\Delta P_{G,v}$  é o desvio de potência do GSV e  $\Delta FR_1$  é o desvio de frequência do sistema. Os parâmetros do bloco que representa o sistema,  $K_{ps,1}$  (ganho do sistema) e  $T_{ps,1}$  (constante de tempo do sistema), são calculados de acordo com a inércia equivalente do sistema e de acordo com o coeficiente de amortecimento equivalente, levando em consideração todas as usinas da respectiva área de controle que participam do LFC, conforme apresentado no Apêndice A.

No Caso 1-A, apenas a usina hidráulica participa do LFC, enquanto a eólica opera no modo convencional, isto é, no modo MPPT, e não fornece resposta inercial ao sistema, assim como não participa do CPF e do CSF. Portanto, para este caso, a inércia equivalente do sistema é a própria inércia da usina hidráulica, assim como o coeficiente de amortecimento. Além disso, desconsidera-se a parte superior do diagrama da Figura 20, já que a eólica não participa do LFC. No Caso 1-B, em que a eólica é incluída no LFC, operando no modo descarregado, com resposta inercial virtual, CPF, CSF e CDGE, considera-se o diagrama completo apresentado na Figura 20 e os parâmetros do bloco que representa o sistema são calculados considerando a inércia da hidráulica e a inércia virtual, o coeficiente de amortecimento da hidráulica e o virtual.

Figura 19 – Topologia básica do sistema de um área dos Casos 1-A e 1-B

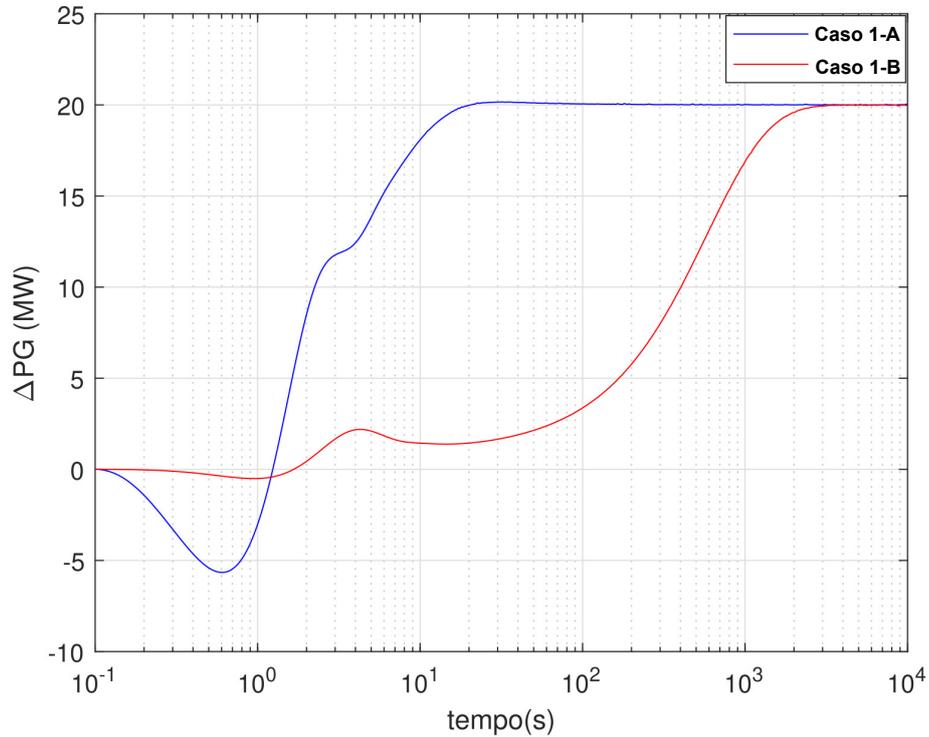


Fonte: elaborado pelo autor (2023).

A variação de carga considerada para os casos 1-A e 1-B foi um aumento de 20 MW. Os demais parâmetros da usina hidráulica e da usina eólica que compõem o sistema de uma área usado nestes casos são apresentados no Apêndice A.



Figura 22 – Desvio de geração da hidráulica Casos 1-A e 1-B



Fonte: elaborado pelo autor (2023).

Os valores do controlador PID e do TDC da usina hidráulica, assim como do controlador integral do GSV, são obtidos através do processo de otimização descrito na Seção 4.3, em que a FOB é o desvio quadrático da frequência do sistema ( $\Delta FR_1$ ).

A Tabela 1 apresenta os resultados obtidos para o PID e o TDC do Caso 1-A, neste caso não há o controlador integral do GSV, pois este não é considerado no LFC. A Tabela 2 mostra os resultados da otimização para o Caso 1-B. Além disso, foi obtido  $K_{dc,v} = 0,0077$  e  $K_{i,v} = 0,3208$ , já que neste caso a eólica é inserida no LFC, através do GSV. Deve-se observar que a inclusão do GSV no Caso 1-B alterou a inércia do sistema representada pelas constantes ( $K_{ps,1}$  e  $T_{ps,1}$ ), conforme apresentado no Apêndice A, conduzindo em alterações nos parâmetros do controlador da turbina hidráulica.

Tabela 1 – Parâmetros otimizados do controlador PID e do TDC com a eólica excluída do LFC

$K_{p,1}$	$K_{i,1}$	$K_{d,1}$	$T_{d,1}$	$T_{R,1}$	$R_{T,1}$
-0,0017	0,0203	4,9557	0,0531	18,9943	45,3828

Fonte: elaborado pelo autor (2023).

As Figuras 21 a 23 apresentam os resultados obtidos para os casos 1-A e 1-B. A Figura 21 mostra o desvio de frequência do sistema para ambos os casos. Para o Caso 1-B,

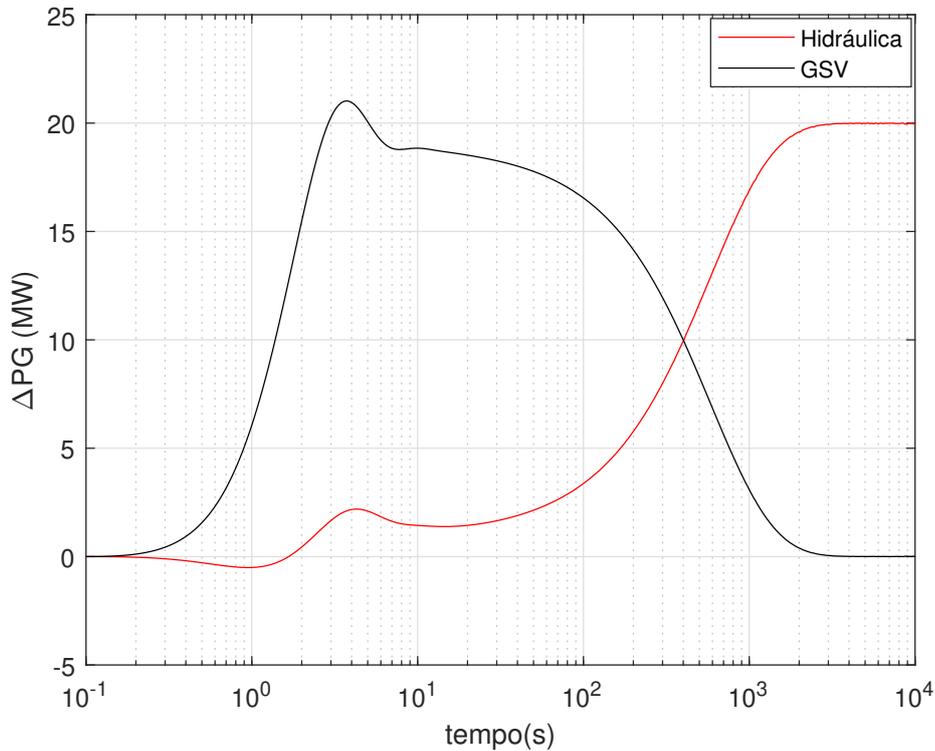
Tabela 2 – Parâmetros otimizados do controlador PID e do TDC com a eólica participando do LFC

$K_{p,1}$	$K_{i,1}$	$K_{d,1}$	$T_{d,1}$	$T_{R,1}$	$R_{T,1}$
-0,3993	0,0774	0,1161	0,7849	14,1049	66,3581

Fonte: elaborado pelo autor (2023).

o afundamento máximo de frequência (frequency nadir) é bem menor quando comparado ao Caso 1-A (cerca de 61,5% menor). Além disso, o tempo de eliminação do desvio é menor no Caso 1-B. Isto mostra que a inclusão da geração eólica no LFC através do GSV influencia de maneira positiva na redução e na correção dos desvios de frequência do sistema.

Figura 23 – Desvio de geração Caso 1-B: GSV e hidráulica



Fonte: elaborado pelo autor (2023).

A Figura 22 representa o gráfico dos desvios de potência de geração da usina hidráulica para os casos 1-A e 1-B. Pode-se observar que no Caso 1-A a turbina hidráulica apresenta uma resposta inversa significativamente maior, de aproximadamente 5,5 MW, assim como variações mais bruscas de potência. Já no Caso 1-B, a resposta inversa é muito menor e a geração da usina hidráulica aumenta gradativamente e de forma suave até atingir a variação de carga total do sistema em regime permanente. A Figura 23 mostra a variação da potência de geração da hidráulica e do GSV para o Caso 1-B. Neste gráfico,

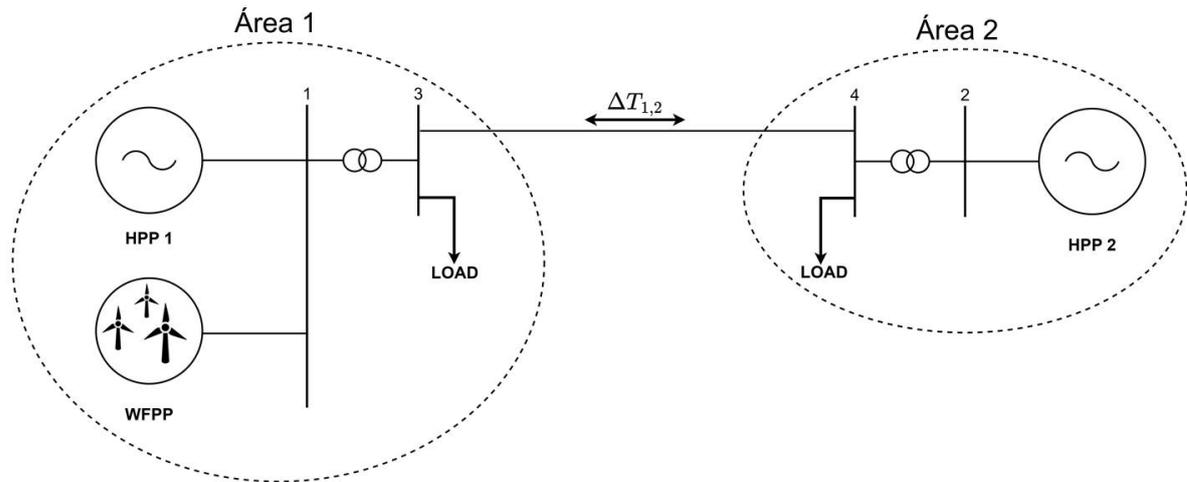
observa-se que o GSV assume grande parte da variação da carga nos primeiros instantes após a perturbação e, lentamente, essa carga é assumida pela geração hidráulica, já que ocorre a ação do CDGE e a eólica retorna para o valor de geração pré-perturbação.

## 5.2 CASOS 2-A E 2-B

Ao sistema de uma área utilizado nos Casos 1-A e 1-B foi adicionada uma segunda área de controle, formada por uma usina hidráulica. Logo, a Área-1 é idêntica ao sistema dos Casos 1-A e 1-B. A Figura 24 apresenta a topologia básica e a Figura 25 apresenta o diagrama de blocos do sistema completo utilizado nos Casos 2-A e 2-B. Os dados relativos à Área-2 também são apresentados no Apêndice A. As seguintes observações são pertinentes:

- Para o Caso 2-A, os valores otimizados para a Área-1 já foram apresentados na Tabela 1, que considerou a Área-1 operando isoladamente e com apenas a hidráulica atuando no LFC. Já para a Área-2 os valores otimizados dos controladores são apresentados na Tabela 3. Para estas condições do Caso 2-A, os parâmetros de interligação otimizados são dados na Tabela 4. A otimização dos parâmetros de intercâmbio ( $B_1$ ,  $B_2$ ,  $g_1$  e  $g_2$ ) são otimizados através do processo descrito na Seção 4.3, considerando como função objetivo o desvio quadrático da potência de intercâmbio e utilizando para os parâmetros dos controladores de cada usina os valores previamente otimizados, de forma que as variáveis de otimização sejam apenas os parâmetros de interligação.
- Para o Caso 2-B, os valores otimizados para a Área-1 foram dados na Tabela 2 onde se considerou a Área-1 operando isolada com a hidráulica e a eólica com GSV participando do LFC. Para a Área-2, os valores foram dados na Tabela 3. Para este Caso 2-B, os parâmetros de interligação otimizados são apresentados na Tabela 5, obtidos a partir do mesmo processo de otimização utilizado no Caso 2-A.

Figura 24 – Topologia básica do sistema de um área dos Casos 2-A e 2-B



Fonte: elaborado pelo autor (2023).

Tabela 3 – Parâmetros otimizados do controlador PID e do TDC para a hidráulica da Área-2

$K_{p,2}$	$K_{i,2}$	$K_{d,2}$	$T_{d,2}$	$T_{R,2}$	$R_{T,2}$
-0,1351	0,0833	4,1331	0,1497	0,8962	57,0219

Fonte: elaborado pelo autor (2023).

Tabela 4 – Valores otimizados para Bias e parâmetros de interligação sem a participação da eólica no LFC

$B_1$	$B_2$	$g_1$	$g_2$
2,3392	0,7937	0,0208	0,0527

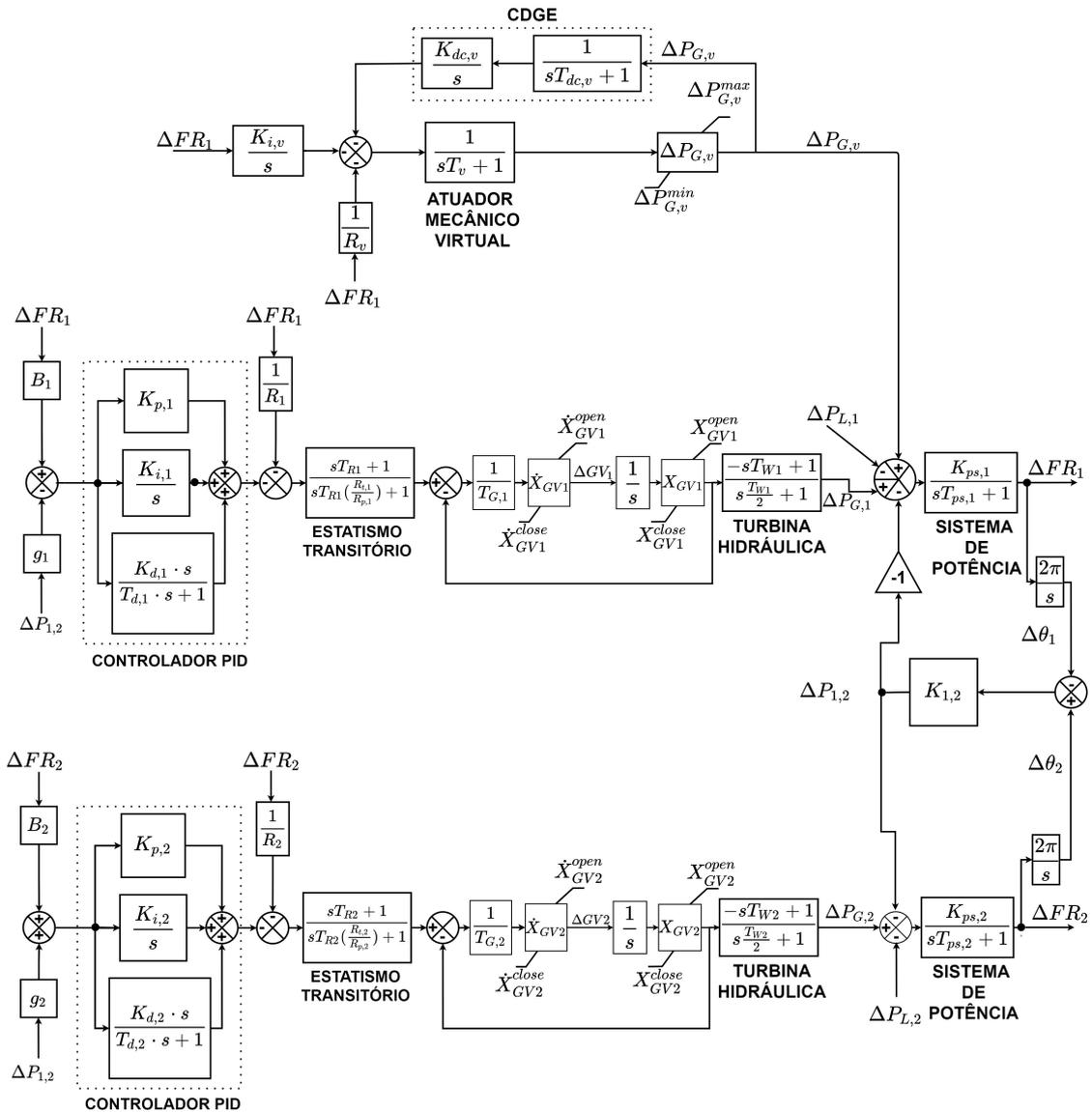
Fonte: elaborado pelo autor (2023).

Tabela 5 – Valores otimizados para Bias e parâmetros de interligação com a participação da eólica no LFC

$B_1$	$B_2$	$g_1$	$g_2$
2,2953	1,0128	0,0378	0,0691

Fonte: elaborado pelo autor (2023).

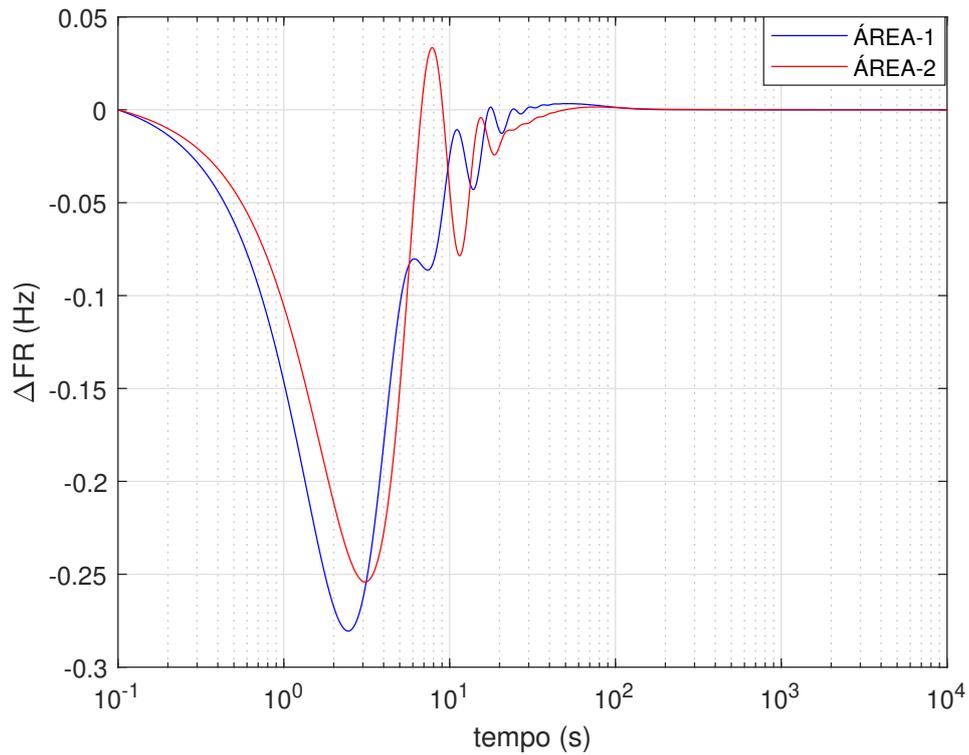
Figura 25 – Diagrama de blocos do sistema hidro-eólico com duas áreas utilizado nos Casos 2-A e 2-B



Fonte: elaborado pelo autor (2023).

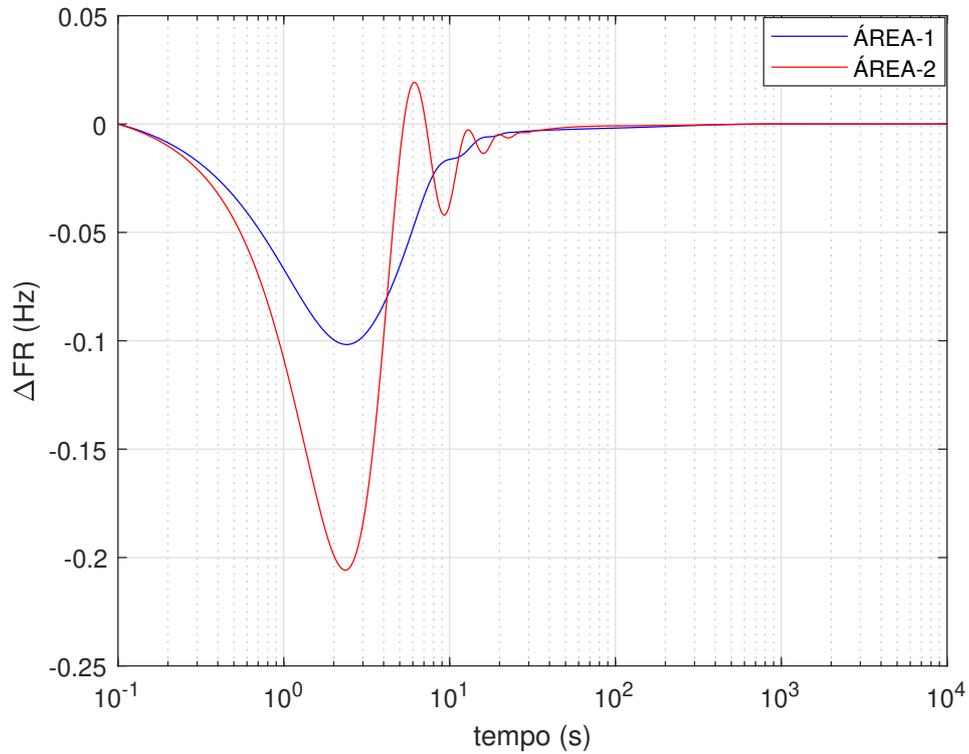
Com os parâmetros otimizados, procedeu-se a simulação dos casos 2-A e 2-B. As Figuras 26 e 27 representam os desvios de frequência para os casos 2-A e 2-B, respectivamente. Pode-se observar que para o caso 2-B (Figura 27), os desvios de frequência de ambas as áreas são significativamente menores e apresentam menos oscilações e variações bruscas do que no caso 2-A (Figura 26), principalmente na Área-1, onde está localizado o GSV, evidenciando a eficiência da inclusão da geração eólica no LFC através do GSV.

Figura 26 – Desvio de frequência Caso 2-A



Fonte: elaborado pelo autor (2023).

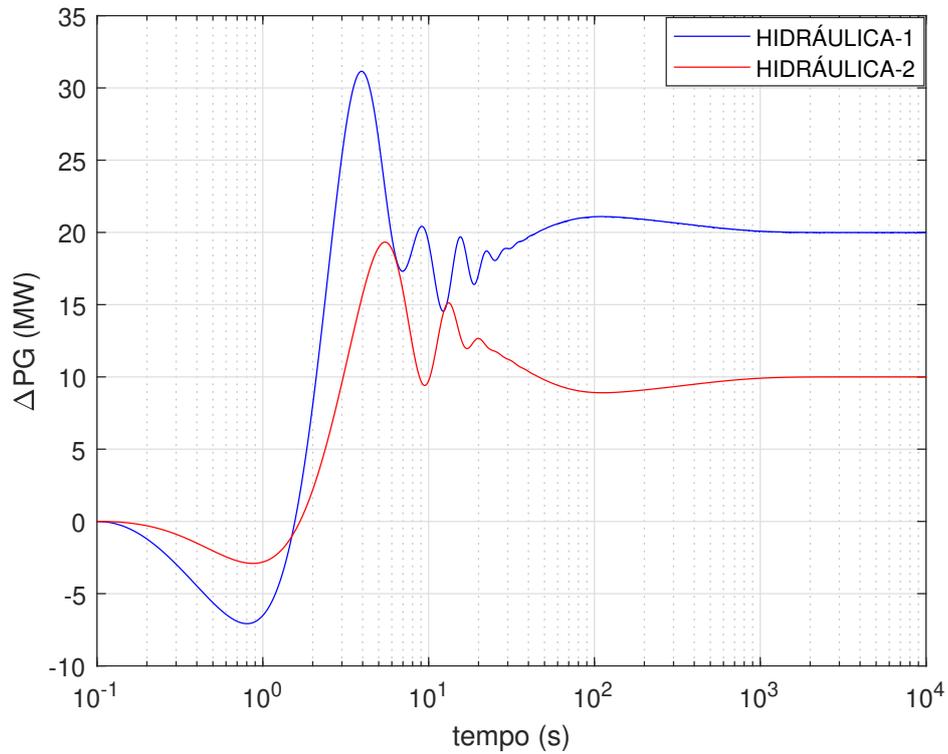
Figura 27 – Desvio de frequência Caso 2-B



Fonte: elaborado pelo autor (2023).

Já as Figuras 28 e 29 representam os desvios de geração para os Casos 2-A e 2-B, respectivamente. Pode-se observar, comparando as figuras, uma redução da resposta inversa da usina hidráulica da Área-1 devido à ação do GSV, Caso 2-B. Além disso, percebe-se que no Caso 2-B a curva do desvio de geração da usina hidráulica da Área-1 é mais suave, indicando que a usina aumenta a geração lentamente até assumir toda a variação de carga da sua área, enquanto a eólica assume grande parte da variação de carga no primeiro momento e depois retorna para o nível de geração anterior à perturbação.

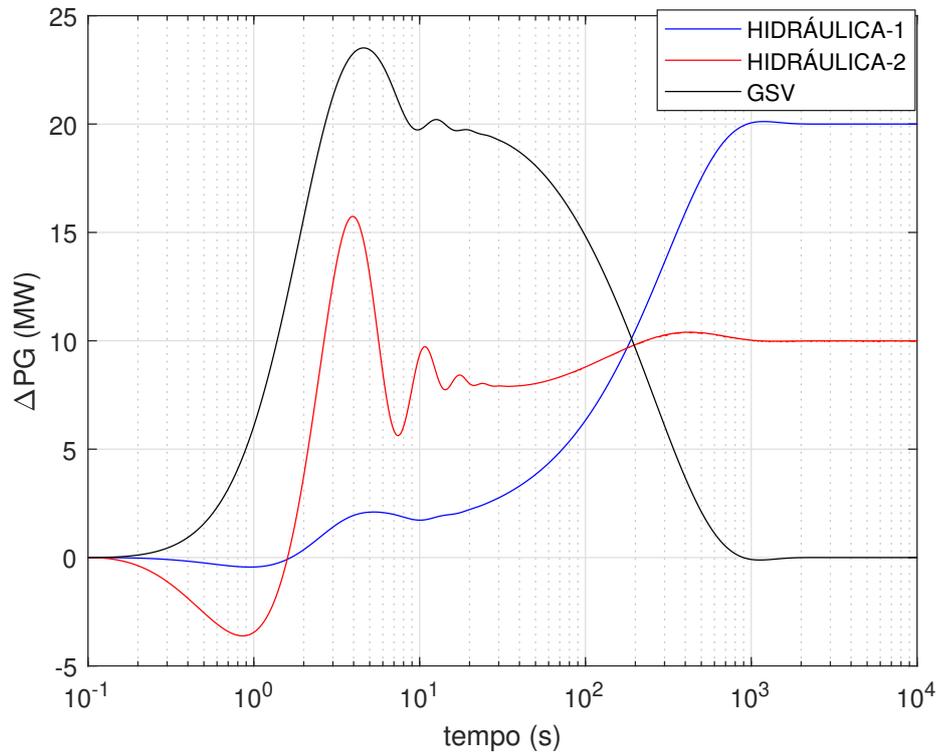
Figura 28 – Desvio de geração Caso 2-A



Fonte: elaborado pelo autor (2023).

A Figura 30 mostra os desvios de intercâmbio para os Casos 2-A e 2-B. Pode-se observar da figura que as variações de intercâmbio com a ação do GSV são reduzidas tendo em vista menores variações de frequência nas áreas quando o GSV participa da resposta inercial e da regulação de frequência do sistema. Adicionalmente, verifica-se uma inversão de fluxo devido a injeção de potência da eólica da Área-1 para Área-2.

Figura 29 – Desvio de geração Caso 2-B

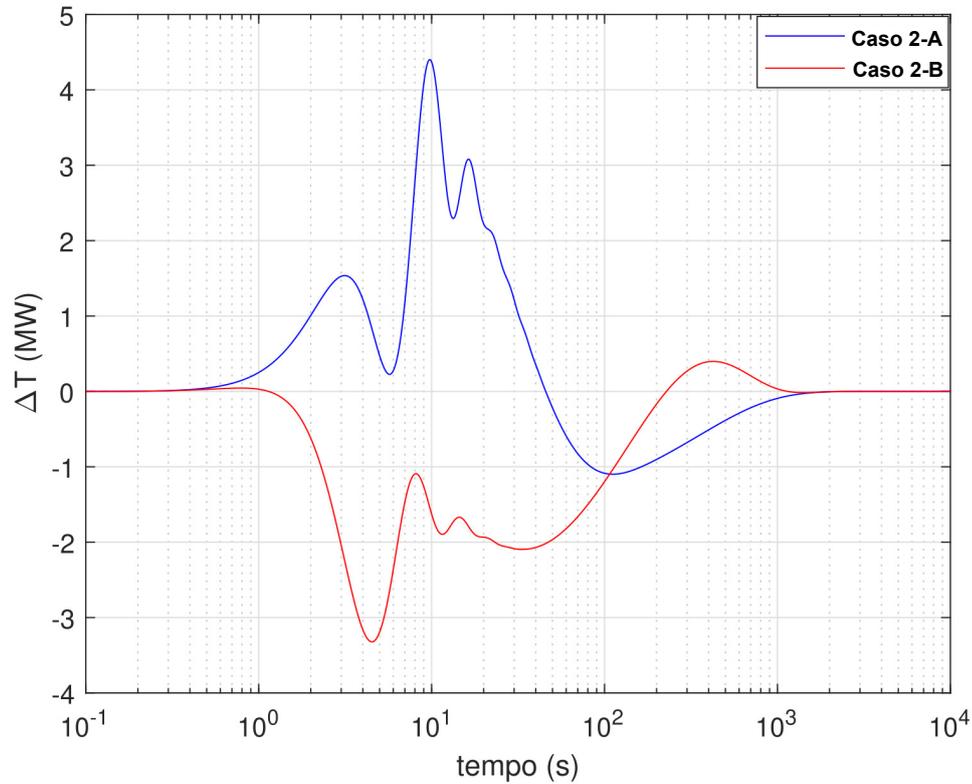


Fonte: elaborado pelo autor (2023).

Além das simulações realizadas com os dados de variação de carga apresentados no Apêndice-A, foram realizadas simulações com variações de carga tanto maiores quanto menores, porém, como o sistema está linearizado, o “*mode shape*” dos resultados obtidos é o mesmo, alterando-se apenas as amplitudes dos gráficos.

Deve-se enfatizar, portanto, que a inclusão da geração eólica no LFC através do GSV reduz os desvios de frequência, alivia o esforço das turbinas hidráulicas reduzindo a resposta inversa, assim como para casos de sistemas interligados, reduz os desvios na potência de intercâmbio.

Figura 30 – Desvio de intercâmbio: Casos 2-A e 2-B

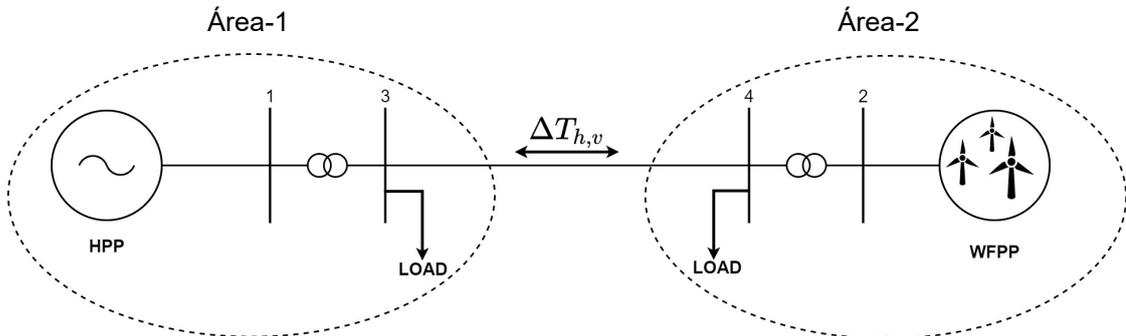


Fonte: elaborado pelo autor (2023).

### 5.3 CASO 3

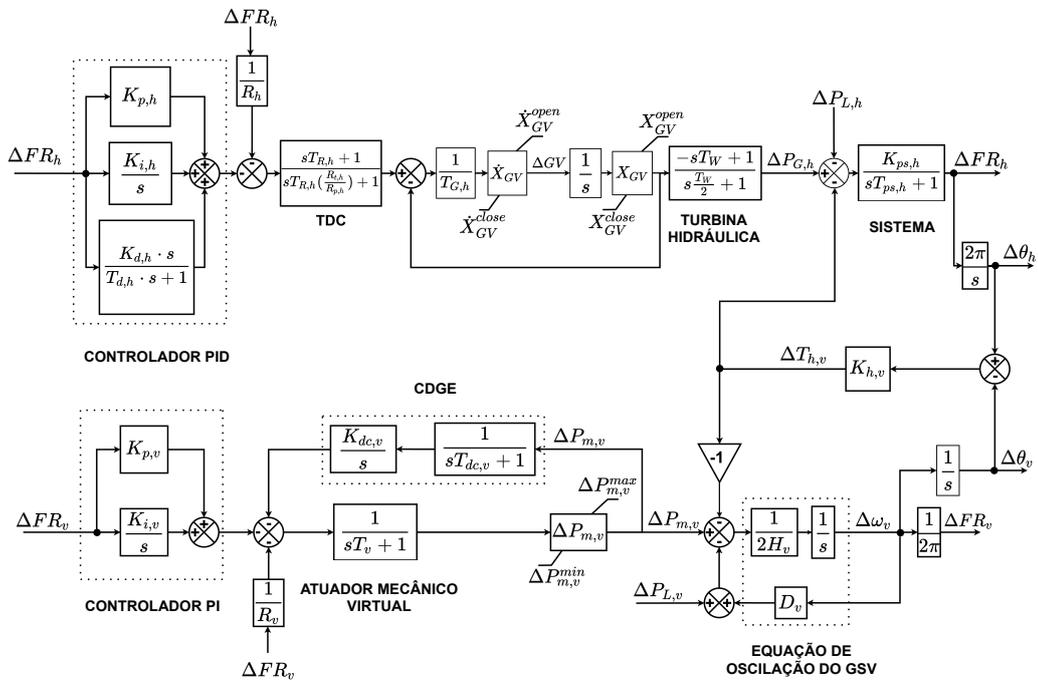
O Caso 3 considera um sistema interligado de duas áreas, onde a Área-1 é composta por uma usina hidráulica (HPP) e a Área-2 por uma usina eólica (WFPP) operando no LFC via GSV com CPF, CSF e com o CDGE, conforme a metodologia proposta no Capítulo 4. Neste caso, o CSF é realizado por um controlador PI, já que o sistema é mais complexo, com intercâmbio entre a eólica e a hidráulica. A hidráulica utilizada neste sistema se difere da utilizada nos Casos 1 e 2, principalmente, com relação ao tempo de reinício da água,  $T_W$ , que está relacionado à resposta inversa da turbina. Para este caso, houve um aumento de 2 segundos para 3 segundos, o que aumenta a complexidade e a dificuldade de operação do sistema. A Figura 31 mostra a topologia básica do sistema. Adicionalmente, a Figura 32 mostra o diagrama de blocos de controle do sistema em questão. Destaca-se que, neste sistema, o erro de controle de área é composto apenas pelos desvios de frequência, de forma que a potência de intercâmbio não retorna ao valor pré-perturbação (o desvio de intercâmbio não é zerado em regime permanente), portanto, não há realimentação de intercâmbio no controlador do CSF. Isto deve ser feito devido à ação do CDGE, que retorna o despacho da área eólica para o valor pré-perturbação em

Figura 31 – Topologia básica do sistema do Caso 3



Fonte: elaborado pelo autor (2021).

Figura 32 – Diagrama de blocos do sistema hidro-eólico interconectado do Caso 3



Fonte: elaborado pelo autor (2021).

regime permanente, logo, a área hidráulica deve assumir a variação de carga da área eólica em regime permanente através da linha de intercâmbio.

O Apêndice B mostra os dados relativos a esse sistema, tanto para a usina hidráulica quanto para a eólica. A variação de carga considerada é um aumento de  $5MW$  na Área-1 e de  $20MW$  na Área-2. A constante de tempo do CDGE é definida como  $T_{dc,v} = 10s$ , e precisa ser maior do que as outras constantes de tempo para fornecer um atraso de tempo na recuperação do despacho programado para a eólica, permitindo sua contribuição na regulação de frequência por um período de tempo. Em outras palavras, a potência eólica programada é a última variável a atingir o estado estacionário, para que a frequência da rede

Tabela 6 – Parâmetros otimizados do PID e do TDC da HPP

$K_{p,h}$	$K_{i,h}$	$K_{d,h}$	$T_{d,h}$	$T_{R,h}$	$R_{t,h}$
-1,6397	0,3217	5,5161	0,1586	10,3488	58,5426

Fonte: elaborado pelo autor (2023).

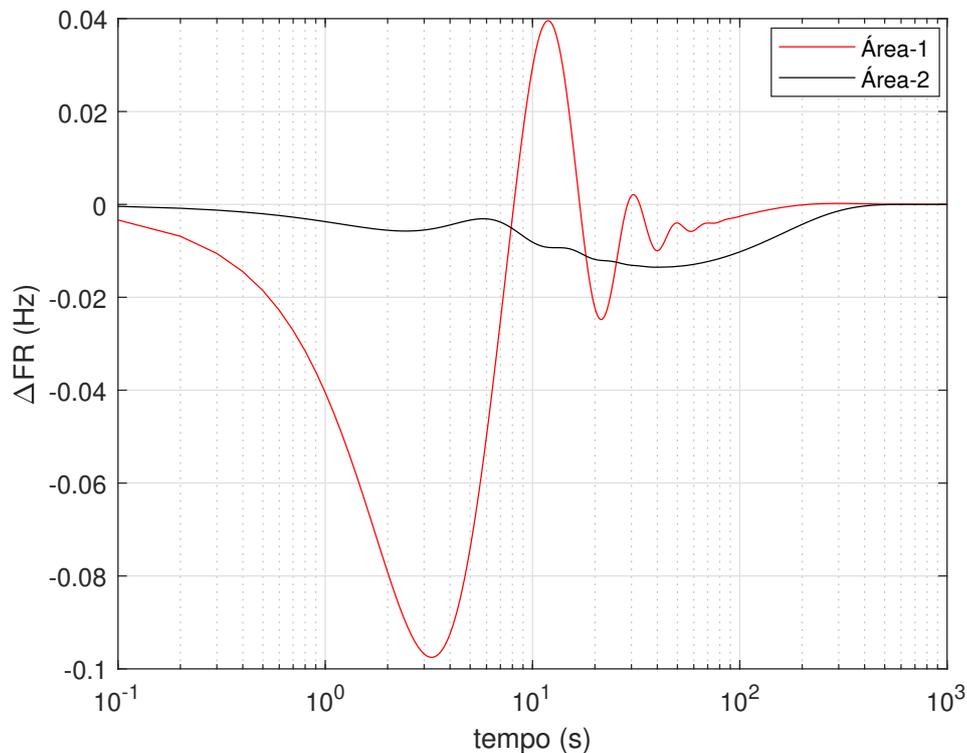
Tabela 7 – Parâmetros otimizados do PI e do CDGE do GSV

$K_{p,v}$	$K_{i,v}$	$K_{dc,v}$
23,7366	14,8321	0,9750

Fonte: elaborado pelo autor (2023).

possa ser corrigida primeiro. A abordagem de otimização proposta na Seção 4.3 é aplicada para obter os parâmetros ótimos dos controladores do sistema hidro-eólico interconectado, isto é, o PID e o TDC da hidráulica e o PI e o CDGE da eólica. Todos os parâmetros são otimizados ao mesmo tempo, devido à complexidade do sistema, possibilitando uma maior estabilidade na operação interligada do sistema. O objetivo é minimizar os desvios de frequência nas áreas 1 e 2, ou seja, a FOB é o somatório dos desvios quadráticos de frequência, sujeito aos limites da válvula da turbina hidráulica e o limite de variação de potência do GSV. Os valores ótimos obtidos são apresentados nas Tabelas 6 e 7.

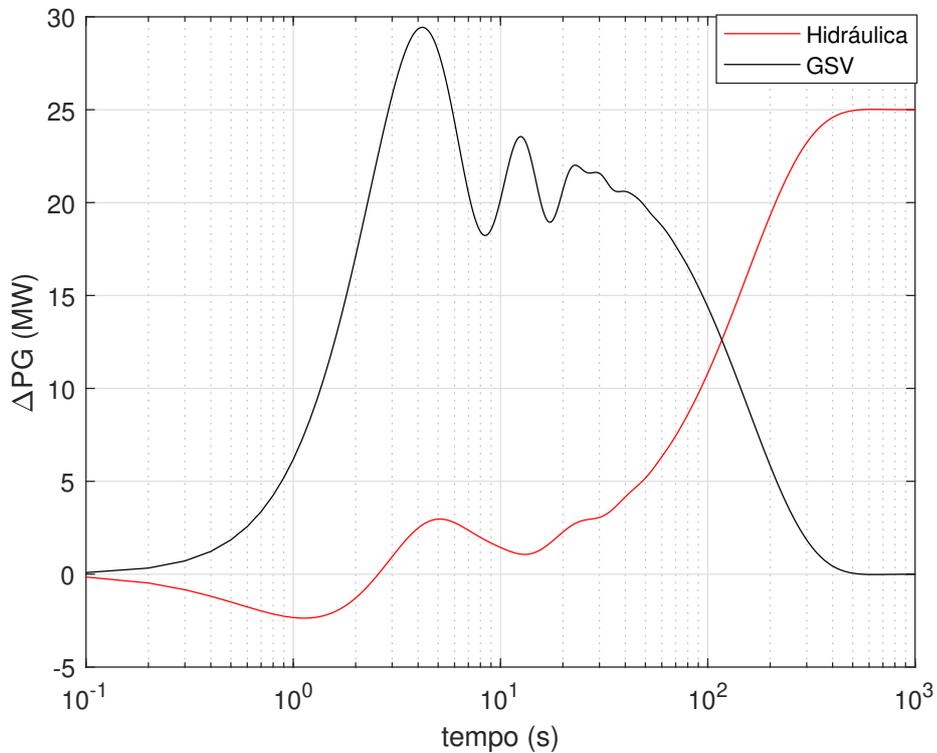
Figura 33 – Desvios de frequência do Caso 3



Fonte: elaborado pelo autor (2023).

A Figura 33 apresenta os desvios de frequência das áreas 1 e 2 após a ocorrência da perturbação de carga. Nota-se que, após a perturbação, ocorre um afundamento de frequência de aproximadamente 0,1 Hz na Área-1 (hidráulica) e leva aproximadamente 30 segundos para que o desvio de frequência se torne relativamente próximo de zero, valor em que o estado estacionário é alcançado. Como o GSV é implementado nos conversores das unidades eólicas, ele apresenta uma ação rápida devido à grande flexibilidade dos equipamentos eletrônicos de potência. Como consequência, o desvio de frequência do GSV é muito pequeno quando comparado às unidades geradoras convencionais, tais como usinas hidráulicas.

Figura 34 – Desvios de potência de geração do Caso 3



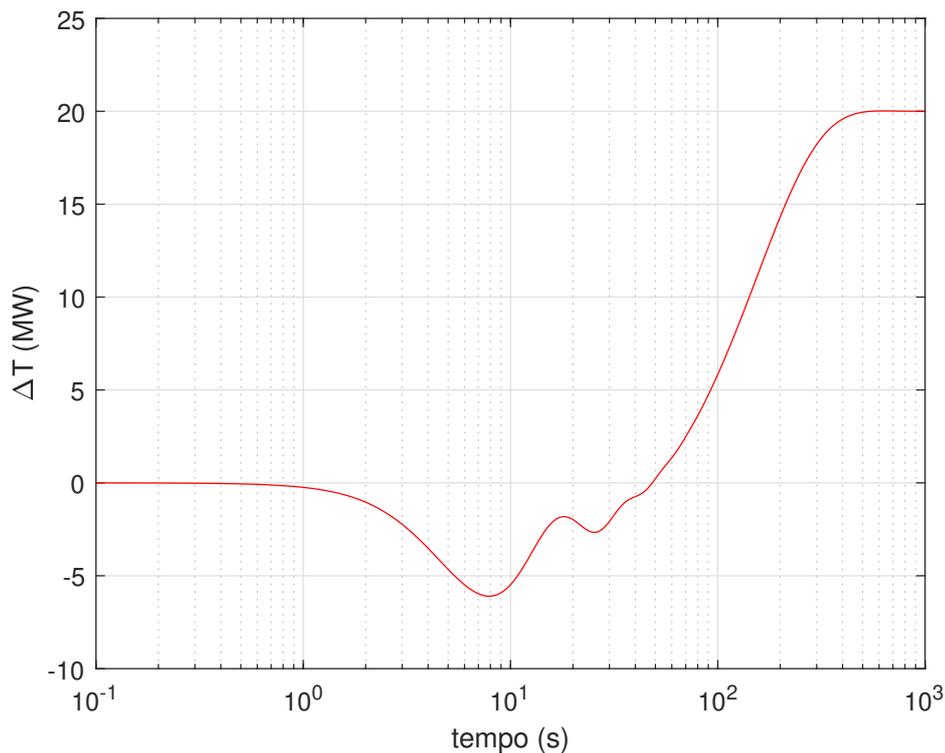
Fonte: elaborado pelo autor (2023).

A Figura 34 mostra os desvios de potência de geração da usina hidráulica e do GSV. Pode-se destacar que o GSV fornece a maior resposta à variação de carga nos primeiros instantes após a ocorrência da perturbação. Porém, com o passar do tempo, a carga é transferida lentamente para a usina hidráulica devido à ação do CDGE, o que leva o desvio de potência do GSV a zero em regime permanente. Neste caso, a turbina eólica auxilia o sistema durante 10 minutos, tempo suficiente para a hidráulica assumir a variação de carga total suavemente. Ademais, pode-se observar que a resposta inversa da turbina hidráulica é pequena, em torno de 2,37 MW, e a potência gerada pela usina hidráulica cresce de forma gradual e suave até atingir o valor de regime permanente. Adicionalmente,

a variação da potência gerada na Área hidráulica (Área-1) em regime permanente é 25 MW, o que corresponde à variação total de carga em ambas as áreas do sistema, o que mostra que a hidráulica assume toda a carga adicional após a perturbação em estado estacionário, e, portanto, a variação de geração do GSV em regime permanente é igual a zero. Isto significa que a turbina eólica retorna ao ponto de geração descarregado, conforme programado.

A Figura 35 mostra o desvio de potência na linha de intercâmbio do sistema hidro-eólico interconectado. Pode-se perceber que a potência que flui da Área-1 (hidráulica) para a Área-2 (eólica-GSV) aumenta gradativamente ao longo do tempo até atingir 20 MW em regime permanente, mostrando que a hidráulica assume toda a variação de carga da Área-2 através da linha de intercâmbio. Nota-se também que a potência de intercâmbio não apresenta grandes oscilações bruscas, devido ao amortecimento fornecido pelo GSV durante a transferência de potência através da linha de transmissão de interligação.

Figura 35 – Desvio de potência de intercâmbio do Caso 3

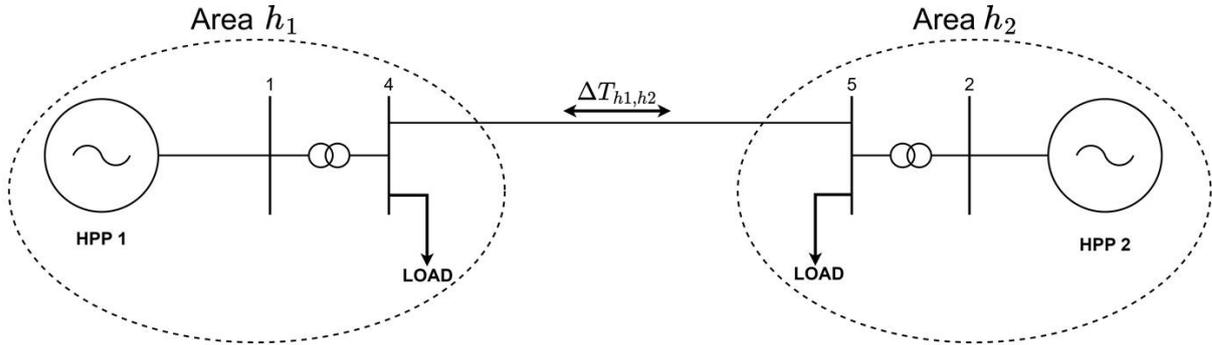


Fonte: elaborado pelo autor (2023).

#### 5.4 CASO 4

Para fins de comparação, outra simulação (Caso 4) foi realizada considerando um sistema tradicional composto por duas áreas hidráulicas. Neste caso, a área eólica do Caso 3 é substituída por uma área hidráulica (Área 2/HPP 2) de mesma capacidade (400 MW),

Figura 36 – Topologia básica do sistema do Caso 4



Fonte: elaborado pelo autor (2021).

enquanto a área hidráulica (Área 1/HPP 1) do Caso 3 é mantida idêntica. A Figura 36 mostra a topologia básica deste sistema. Os dados adicionais da nova área hidráulica (Área-2) são apresentados no Apêndice B. Os parâmetros do PID e do TDC das hidráulicas são otimizados aplicando a abordagem de otimização proposta na Seção 4.3, da mesma forma que foi realizado para o Caso 3. Os valores ótimos encontrados para a hidráulica da Área-1 e para a hidráulica da Área-2 são dados nas Tabelas 8 e 9, respectivamente.

Tabela 8 – Parâmetros otimizados do controlador PID e do TDC da HPP-1

$K_{p,h1}$	$K_{i,h1}$	$K_{d,h1}$	$T_{d,h1}$	$T_{R,h1}$	$R_{T,h1}$
-0,8794	0,0379	1,4333	0,8338	7,8750	33,6797

Fonte: elaborado pelo autor (2023).

Tabela 9 – Parâmetros otimizados do controlador PID e do TDC da HPP-2

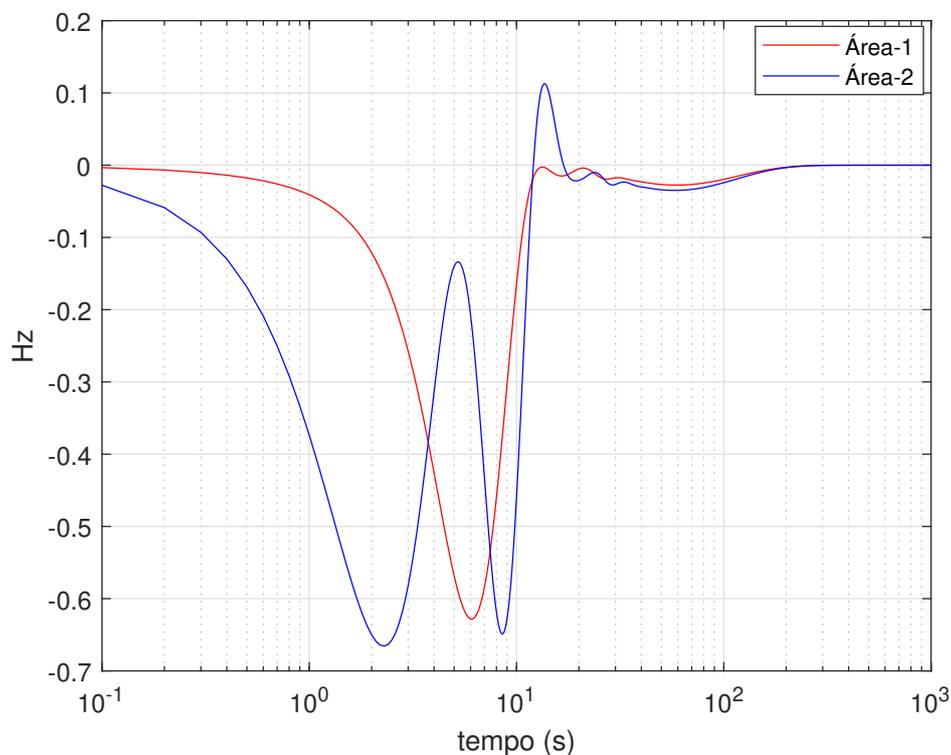
$K_{p,h2}$	$K_{i,h2}$	$K_{d,h2}$	$T_{d,h2}$	$T_{R,h2}$	$R_{T,h2}$
-0,8099	0,0248	2,5675	0,0410	1,9060	41,5029

Fonte: elaborado pelo autor (2023).

Para comparar as respostas da hidráulica da Área-2 (Caso 4) e da eólica (Caso 3), um controle terciário é adicionado à Área-2 no Caso 4 (análogo ao CDGE do Caso 3) para manter seu despacho de potência programado. Este controle é implementado usando o valor otimizado  $K_{dc,h} = 0,0225$ . Logo, neste caso também não há a anulação do desvio de intercâmbio em regime permanente, de forma análoga ao Caso 3, de forma a permitir a comparação entre os dois casos em igualdade de condições.

Como considerado para o CDGE no Caso 3, a constante de tempo para o controle de despacho da hidráulica na Área-2,  $T_{dc,h}$ , é igual a 10 segundos e significa um atraso de tempo para que a hidráulica da Área-2 atinja o despacho programado. Os resultados são apresentados pelas Figuras 37 a 39.

Figura 37 – Desvios de frequência do Caso 4

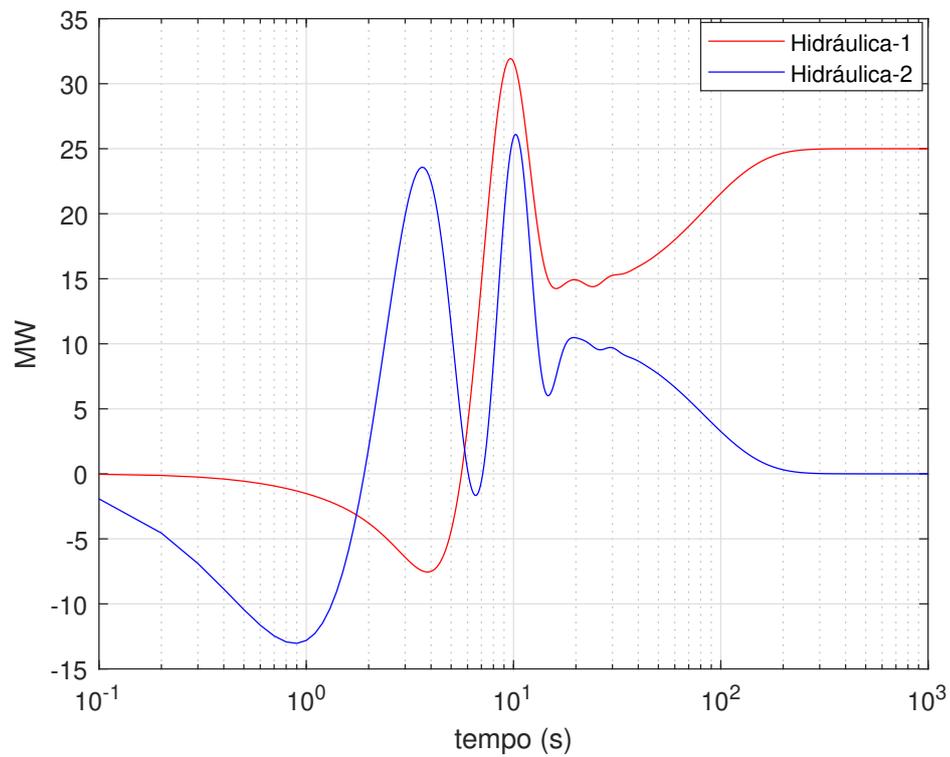


Fonte: elaborado pelo autor (2023).

A Figura 37 mostra o desvio de frequência em ambas as áreas hidráulicas. Pode-se notar que a oscilação de frequência na Área-1 no Caso 4 é muito maior do que aquela observada para a mesma área no Caso 3 (Figura 33). Na Figura 37, o afundamento de frequência é de aproximadamente 0,62 Hz, seis vezes maior do que o obtido no Caso 3 com a presença da ação do GSV.

A Figura 38 mostra a variação de potência de geração nas áreas 1 e 2. É evidente através da análise da figura que a resposta inversa da turbina hidráulica aumentou consideravelmente em relação ao Caso 3 (Figura 34). Por fim, a Figura 39 mostra a variação de potência na linha de intercâmbio até que o regime permanente seja alcançado. Deve-se enfatizar que as oscilações são maiores no Caso 4 quando comparado ao Caso 3 (Figura 35), devido ao fato da maior resposta inversa das hidráulicas e de possuírem um atraso maior em sua resposta perante uma perturbação.

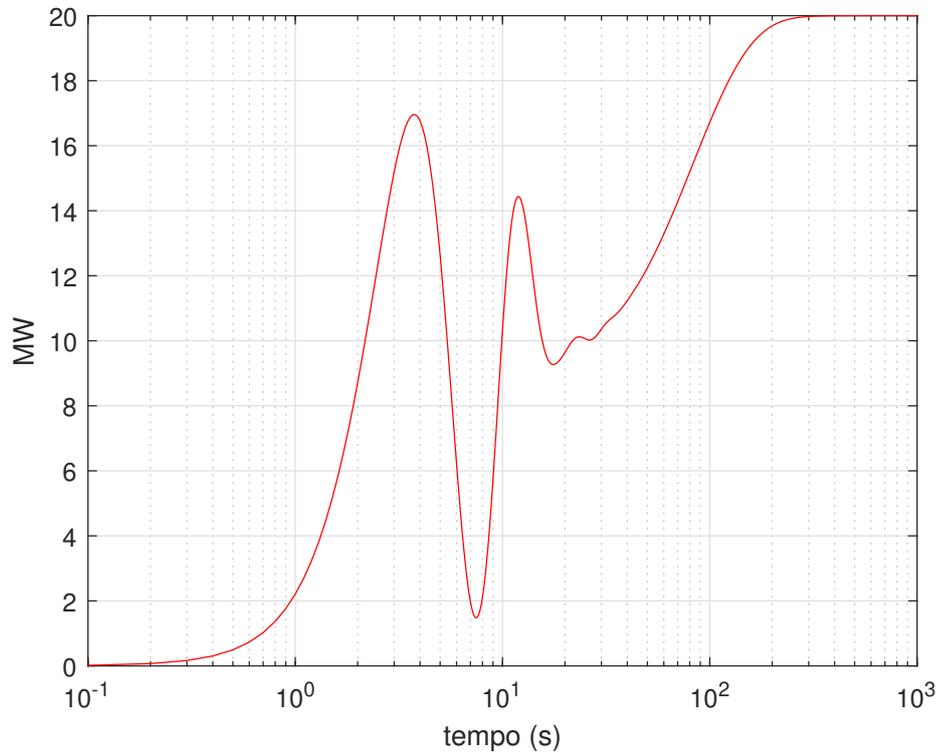
Figura 38 – Desvios de potência de geração do Caso 4



Fonte: elaborado pelo autor (2023).

Note que, como a usina eólica operando na condição descarregada é adequada para fornecer regulação de frequência, redução na resposta inversa e amortecimento de oscilações na linha de intercâmbio, ela pode ser remunerada por esse serviço auxiliar para compensar o despacho descarregado das turbinas. Essa questão deve ser mais discutida.

Figura 39 – Desvio de potência na linha de intercâmbio do Caso 4

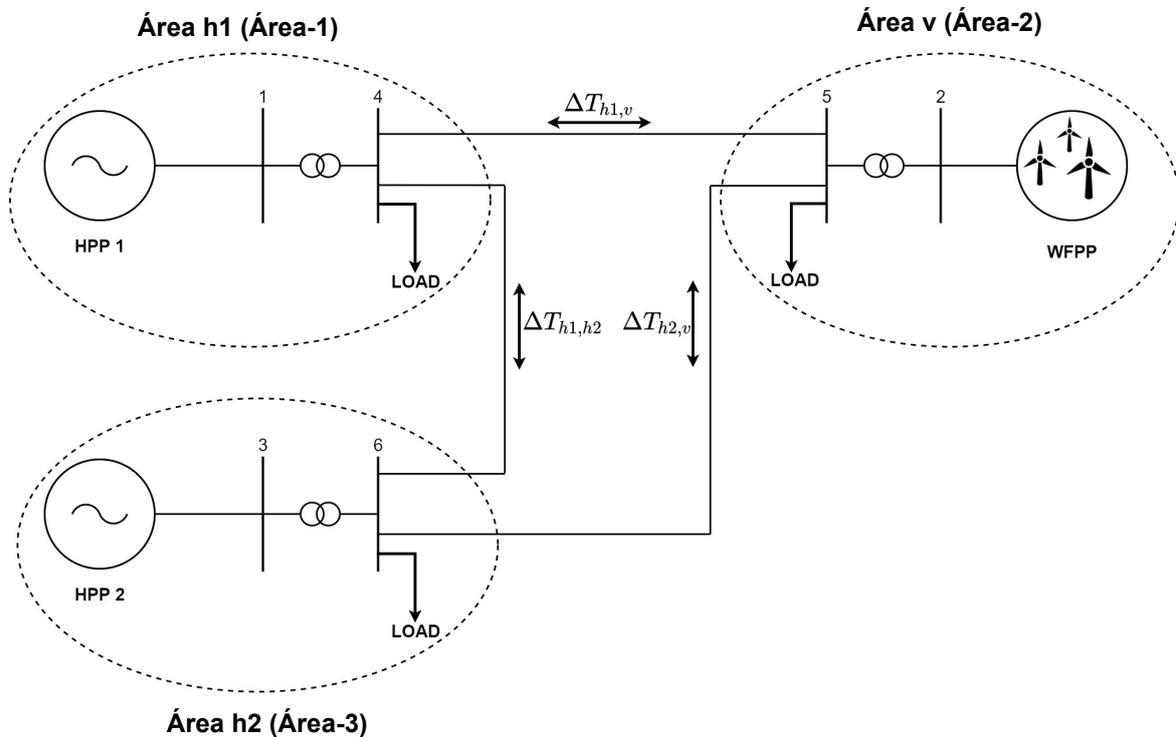


Fonte: elaborado pelo autor (2023).

## 5.5 CASO 5

Para o Caso 5 é considerado um sistema com três áreas de controle. A Área-1 é composta pela usina hidráulica utilizada nos Casos 3 e 4 (HPP-1), a Área-2, pelo GSV (WFPP), utilizado no Caso 3 e a Área-3 pela usina hidráulica utilizada na Área-2 do Caso 4 (HPP-2). A topologia básica do sistema é mostrada na Figura 40. Este sistema foi obtido adicionando uma área hidráulica ao sistema do Caso 3, representado pela Figura 32. Deve-se observar que as variações de potência nas *tie-lines*,  $\Delta T_{h1,h2}$ ,  $\Delta T_{h1,v}$  e  $\Delta T_{h2,v}$ , são, respectivamente, a variação de intercâmbio entre as áreas hidráulicas (Área-1 e Área-3), entre a hidráulica da Área-1 e o GSV (Área-1 e Área-2) e entre a hidráulica da Área-3 e o GSV (Área-2 e Área-3).

Figura 40 – Topologia básica do sistema de três áreas do Caso 5



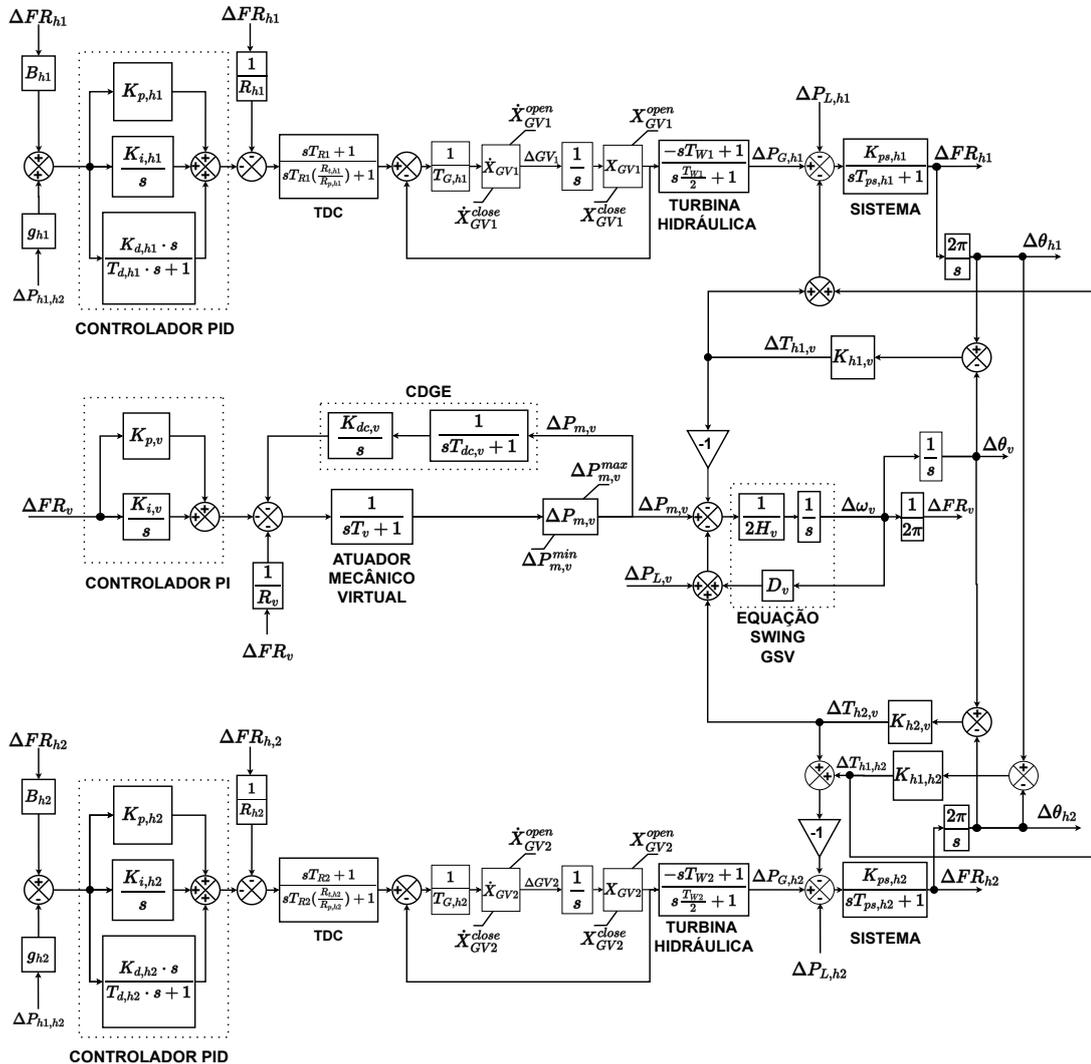
Fonte: elaborado pelo autor (2023).

Os dados das usinas hidráulicas e do GSV são os mesmos dos casos anteriores, apresentados no Apêndice B, e os parâmetros otimizados da HPP-1 e do GSV foram apresentados nas Tabelas 6 e 7, no Caso 3. O diagrama de blocos de controle do sistema é mostrado na Figura 41. Como pode-se observar através da figura, as áreas formadas pelas usinas hidráulicas são equipadas com o controle de intercâmbio relativo à linha que as conecta, aplicando o Controle Automático de Geração, através da injeção do ECA no PID de ambas as usinas hidráulicas. Neste caso, o ECA é igual a soma do bias de frequência ( $B_h$ ) e o ganho de realimentação de intercâmbio ( $g_h$ ). Neste caso, a variação de carga considerada é de 10 MW na Área-1 (HPP-1), 15 MW na Área-2 (GSV) e 5 MW na Área-3 (HPP-2).

Aplicando o método de otimização descrito na Seção 4.3, os controladores da usina hidráulica que foi adicionada ao sistema formando a Área-3 e os parâmetros de interligação são calculados. A Tabela 10 mostra os valores otimizados para os parâmetros da HPP-2 e os parâmetros de interligação podem ser encontrados na Tabela 11.

Após o ajuste de todos os controladores, a simulação é realizada e os resultados obtidos. A Figura 42 mostra os desvios de frequência das três áreas, onde o GSV apresenta o menor desvio, devido à sua rápida ação quando comparado às usinas convencionais. A

Figura 41 – Diagrama de blocos de controle do sistema hidro-eólico de três áreas



Fonte: elaborado pelo autor (2021).

Figura 43 mostra a variação da potência de geração de cada usina após a perturbação de carga até atingir o regime permanente. Pode-se notar que o GSV auxilia o sistema durante o tempo em que a geração das hidrelétricas ainda não atingiu os valores necessários, ou seja, durante a lacuna de geração das hidráulicas. Em regime permanente, o GSV retorna ao despacho programado, sem desvio de geração. A Figura 44 mostra os desvios de potência nas linhas de intercâmbio do sistema. Pode-se destacar a contribuição do GSV durante o período dinâmico da simulação. Quando o sistema atinge o regime permanente, a variação de carga da área do GSV (Área-2) é totalmente suprida através do sistema de interligação (*tie - lines*) pelas usinas hidráulicas (Área-1 e Área-2), já que o GSV retorna sua geração para o ponto pré-perturbação.

Tabela 10 – Parâmetros otimizados do controlador PID e do TDC da usina hidráulica 2 (Área-3)

$K_{p,h2}$	$K_{i,h2}$	$K_{d,h2}$	$T_{d,h2}$	$T_{R,h2}$	$R_{T,h2}$
-1,2661	0,5985	2,8898	0,0105	5,4140	62,2186

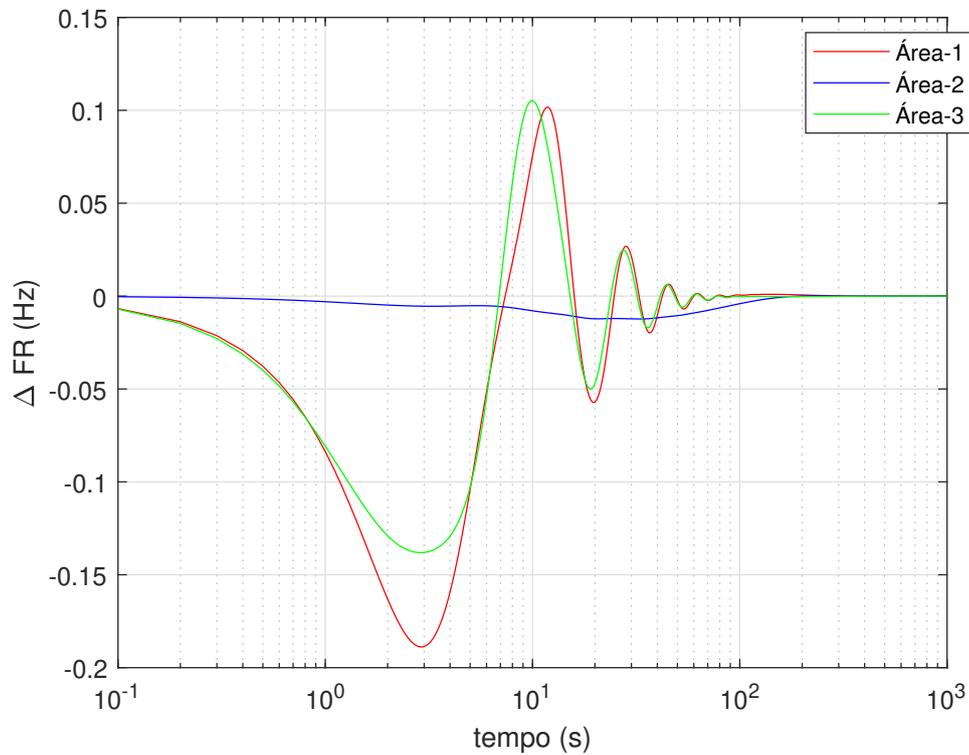
Fonte: elaborado pelo autor (2023).

Tabela 11 – Parâmetros de interligação das áreas hidráulicas

$B_{h1}$	$B_{h2}$	$G_{h1}$	$G_{h2}$
1,0676	1,0674	0,01	0,0487

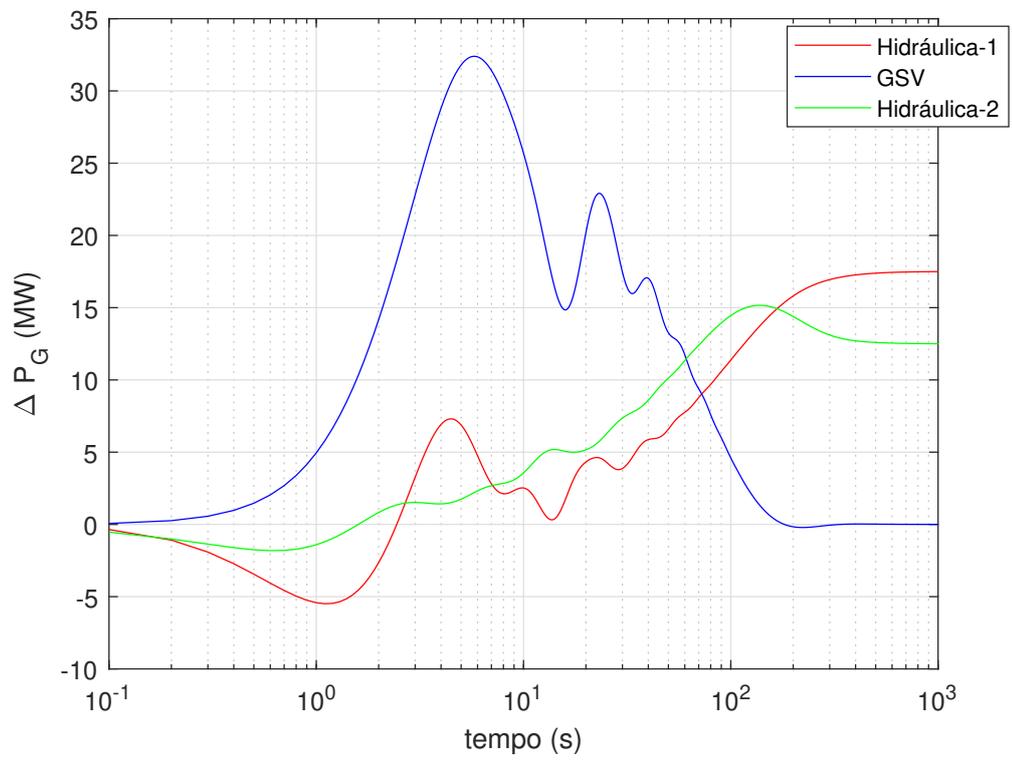
Fonte: elaborado pelo autor (2023).

Figura 42 – Desvios de frequência do Caso 5



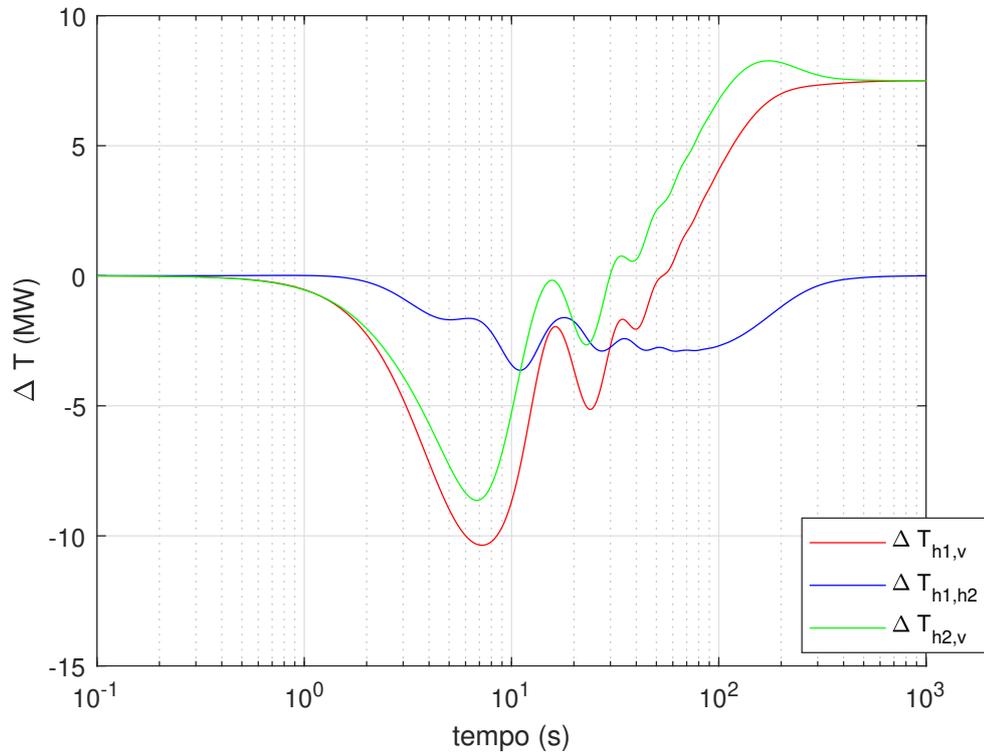
Fonte: elaborado pelo autor (2023).

Figura 43 – Desvios de potência de geração do Caso 5



Fonte: elaborado pelo autor (2023).

Figura 44 – Desvios de potência de intercâmbio do Caso 5



Fonte: elaborado pelo autor (2023).

## 5.6 CONCLUSÕES

Este Capítulo apresentou todas as simulações que foram realizadas neste trabalho, com o intuito de verificar a eficácia da metodologia proposta. Foram simulados sete casos, sendo eles: Caso 1-A, Caso 1-B, Caso 2-A, Caso 2-B, Caso 3, Caso 4 e Caso 5. Em todos os casos foram considerados sistemas compostos por usinas hidráulicas e eólicas, com o intuito de observar o comportamento deste tipo de sistema perante a participação ou não da geração eólica no LFC. Verificou-se a influência do GSV na resposta inversa das usinas hidráulicas, fato que ainda não havia sido discutido em outros trabalhos da Literatura. Os resultados mostraram que a inclusão da geração eólica no LFC através da metodologia proposta é eficaz na redução dos desvios de frequência do sistema, da resposta inversa das turbinas hidráulicas e das oscilações de intercâmbio, indicando a grande contribuição da metodologia proposta para a estabilidade na operação de sistemas hidro-eólicos.

## 6 CONCLUSÕES FINAIS

Este trabalho apresentou uma abordagem para investigar e modelar uma estratégia para a inclusão da geração eólica no problema do LFC, visando o aprimoramento do amortecimento de oscilações em sistemas interconectados. Para tanto, foi utilizada a técnica do Gerador Síncrono Virtual, aliada à operação descarregada das turbinas eólicas, permitindo sua inclusão na resposta inercial, no CPF e no CSF do sistema. Além disso, foi proposto o CDGE para manter a turbina eólica em um valor de geração descarregado em regime permanente. Adicionalmente, foi proposto um método de otimização para definir os valores dos parâmetros dos controladores do sistema que realizam o LFC. A fim de verificar o funcionamento da metodologia proposta foram realizadas várias simulações. A partir dos resultados obtidos, os seguintes aspectos podem ser enfatizados:

- A ação do GSV reduz significativamente a resposta inversa das turbinas hidráulicas presentes no sistema e evita grandes e bruscas variações na potência gerada pelas hidráulicas. Isto se deve ao fato de que o GSV é implementado em um equipamento eletrônico de potência, que possui limitações físicas reduzidas quando comparados aos GS reais e seus parâmetros são virtuais. Logo, o GSV apresenta uma resposta mais rápida do que as turbinas hidráulicas;
- Os desvios de frequência do sistema são reduzidos ao se incluir a geração eólica no LFC via GSV, devido ao incremento na inércia equivalente do sistema com a adição da inércia virtual e à rápida ação do GSV;
- A potência nas linhas de intercâmbio apresenta variações menos bruscas e menos repentinas nos sistemas com a presença do GSV, quando comparados a sistemas em que apenas as usinas hidráulicas convencionais participam do LFC;

Apesar da operação descarregada das turbinas eólica reduzir os lucros da usina, o seu suporte ao LFC como serviço ancilar pode resultar em receitas que cobrem a perda monetária com a redução do fornecimento de energia.

### 6.1 PERSPECTIVAS PARA FUTURAS PESQUISAS

Como perspectivas para trabalhos futuros e continuidade desta linha de pesquisa pode-se destacar:

- Inclusão da variação de velocidade de vento no modelo proposto;
- Investigação da integração de geração solar no LFC em sistemas hidro-eólico-solares;

- Estudo da otimização da constante de inércia virtual e do coeficiente de amortecimento virtual de acordo com as necessidades do sistema.
- Precificação do serviço ancilar de controle carga frequência promovido pelo GSV.
- Desenvolver estudos envolvendo controle com realimentação em hardware, *hardware-in-the-loop* (HIL) em inglês, para avaliar o comportamento do sistema interconectado de modo mais realista e permitir a tomada de decisão em tempos aceitáveis. Mais especificamente, modelar controladores utilizando o processador digital de sinais e plataforma de controle *dSPACE*, e representar as turbinas hidráulica e eólica com o sistema de potência no simulador digital em tempo real RTDS.

## REFERÊNCIAS

- 1 Muhammad Kamran Khan, Hai Hong Trinh, Ikram Ullah Khan, and Subhan Ullah. Sustainable economic activities, climate change, and carbon risk: an international evidence. *Environment, Development and Sustainability*, 24(7):9642–9664, 2022.
- 2 Tanveer Ahmad, Hongcai Zhang, and Biao Yan. A review on renewable energy and electricity requirement forecasting models for smart grid and buildings. *Sustainable Cities and Society*, 55:102052, 2020.
- 3 IEA. Energy transitions indicators, tracking energy transitions. *International Energy Agency*, 2020.
- 4 IEA. Renewables 2022 executive summary. *International Energy Agency*, 2022.
- 5 IEA. Fuel and technologies: Renewables. *International Energy Agency*, 2022.
- 6 GWEC. Global wind report 2022. 2022.
- 7 IEA. Denmark. *International Energy Agency*, 2022.
- 8 ONS. Histórico da operação - capacidade instalada. *Operador Nacional do Sistema*, 2022.
- 9 Guorui Ren, Jinfu Liu, Jie Wan, Yufeng Guo, and Daren Yu. Overview of wind power intermittency: Impacts, measurements, and mitigation solutions. *Applied Energy*, 204:47–65, 10 2017.
- 10 Ehsan Rahimi, Abdorreza Rabiee, J. Aghaei, Kashem Muttaqi, and Ali Esmaeel Nezhad. On the management of wind power intermittency. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 28:643–653, 12 2013.
- 11 ONS. Histórico da operação - geração de energia. *Operador Nacional do Sistema*, 2022.
- 12 Hossein Asgharpour-Alamdari. Optimal fractional-order adaptive neuro fuzzy inference system-based droop controller for dfig-wind turbine to control load frequency of hybrid microgrid. *International Journal of Numerical Modelling: Electronic Networks, Devices and Fields*, 35(1):e2942, 2022.
- 13 Dongyeong Lee, Hyunwook Kim, Junghun Lee, Changhee Han, and Gilsoo Jang. Autonomous frequency smoothing control of offshore wind-linked hvdc for low-inertia system. *Electric Power Systems Research*, 216:109034, 2023.
- 14 H. J. Tessaro and R. V. de Oliveira. Impact assessment of virtual synchronous generator on the electromechanical dynamics of type 4 wind turbine generators. *IET Generation, Transmission Distribution*, 13(23):5294–5304, 2019.
- 15 Md Nahid Haque Shazon, Atik Jawad, et al. Frequency control challenges and potential countermeasures in future low-inertia power systems: A review. *Energy Reports*, 8:6191–6219, 2022.
- 16 Hongbo Liu, Chong Zhang, Xiaoyu Peng, and Shuyu Zhang. Configuration of an energy storage system for primary frequency reserve and inertia response of the power grid. *IEEE Access*, 9:41965–41975, 2021.

- 17 Mostafa Kheshti, Shuyue Lin, Xiaowei Zhao, Lei Ding, Minghui Yin, and Vladimir Terzija. Gaussian distribution-based inertial control of wind turbine generators for fast frequency response in low inertia systems. *IEEE Transactions on Sustainable Energy*, 2022.
- 18 Johan Morren, Jan Pierik, and Sjoerd WH De Haan. Inertial response of variable speed wind turbines. *Electric power systems research*, 76(11):980–987, 2006.
- 19 Xuan Chau Le, Minh Quan Duong, and Kim Hung Le. Review of the modern maximum power tracking algorithms for permanent magnet synchronous generator of wind power conversion systems. *Energies*, 16(1):402, 2023.
- 20 Hossam HH Mousa, Abdel-Raheem Youssef, and Essam EM Mohamed. State of the art perturb and observe mppt algorithms based wind energy conversion systems: A technology review. *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*, 126:106598, 2021.
- 21 Edimar J Oliveira, Leonardo M Honório, Alexandre H Anzai, Leonardo W Oliveira, and Exuperry B Costa. Optimal transient droop compensator and pid tuning for load frequency control in hydro power systems. *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*, 68:345–355, 2015.
- 22 Prabha S Kundur and Om P Malik. *Power system stability and control*. McGraw-Hill Education, 2022.
- 23 Working Group Prime Mover and Energy Supply. Hydraulic turbine and turbine control models for system dynamic studies. *IEEE Transactions on Power Systems*, 7(1):167–179, 1992.
- 24 ONS. Histórico da operação - fator de capacidade. *Operador Nacional do Sistema*, 2022.
- 25 Bo Long, XingYu Li, Jose Rodriguez, Josep M Guerrero, and Kil To Chong. Frequency stability enhancement of an islanded microgrid: A fractional-order virtual synchronous generator. *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*, 147:108896, 2023.
- 26 Feng Guo, Jie Yu, Qiulong Ni, Zhiyi Zhang, Jianhui Meng, and Yi Wang. Grid-forming control strategy for pmsg wind turbines connected to the low-frequency ac transmission system. *Energy Reports*, 9:1464–1472, 2023.
- 27 Khalid Mehmood Cheema. A comprehensive review of virtual synchronous generator. *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*, 120:106006, 2020.
- 28 Jiangbei Xi, Hua Geng, and Xin Zou. Decoupling scheme for virtual synchronous generator controlled wind farms participating in inertial response. *Journal of Modern Power Systems and Clean Energy*, 9(2):347–355, 2020.
- 29 Gaber Magdy, G Shabib, Adel A Elbaset, and Yasunori Mitani. Renewable power systems dynamic security using a new coordination of frequency control strategy based on virtual synchronous generator and digital frequency protection. *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*, 109:351–368, 2019.

- 30 Navid Nouri and S Masoud Barakati. Implementing virtual synchronous generator to load-frequency control with penetration of wind turbine considering limitation of storage system capacity. In *Electrical Engineering (ICEE), Iranian Conference on*, pages 1280–1285. IEEE, 2018.
- 31 Weichao Zhang, Xiangwu Yan, and Hanyan Huang. Emulation strategies and economic dispatch for inverter-based renewable generation under vsg control participating in multiple temporal frequency control. *Applied Sciences*, 10(4):1303, 2020.
- 32 Johan Driesen and Klaas Visscher. Virtual synchronous generators. In *2008 IEEE power and energy society general meeting-conversion and delivery of electrical energy in the 21st century*, pages 1–3. IEEE, 2008.
- 33 Zakaria Afshar, Mahmoud Mollayousefi Zadeh, SMT Bathaee, and GB Gharehpetian. Primary and secondary frequency control of low-inertia microgrids with battery energy storage and intermittent renewable energy resources. In *2020 11th Power Electronics, Drive Systems, and Technologies Conference (PEDSTC)*, pages 1–6. IEEE, 2020.
- 34 Aksher Bhowon, Khaled M Abo-Al-Ez, and Marco Adonis. Variable-speed wind turbines for grid frequency support: A systematic literature review. *Mathematics*, 10(19):3586, 2022.
- 35 Dingwen Lu, Kai Liao, Yangwu Shen, and Ming Ma. A robust control strategy of wind turbines for frequency regulation support in power systems based on second-order sliding mode. In *2022 5th International Conference on Energy, Electrical and Power Engineering (CEEPE)*, pages 914–918. IEEE, 2022.
- 36 Ahmadreza Abazari, Mehdi Ghazavi Dozein, Hassan Monsef, and Bin Wu. Wind turbine participation in micro-grid frequency control through self-tuning, adaptive fuzzy droop in de-loaded area. *IET Smart Grid*, 2(2):301–308, 2019.
- 37 Janaka Ekanayake, Lee Holdsworth, and Nick Jenkins. Control of dfig wind turbines. *Power Engineer*, 17(1):28–32, 2003.
- 38 Ahmadreza Abazari, Hassan Monsef, and Bin Wu. Load frequency control by de-loaded wind farm using the optimal fuzzy-based pid droop controller. *IET Renewable Power Generation*, 13(1):180–190, 2019.
- 39 Mun-Kyeom Kim. Optimal control and operation strategy for wind turbines contributing to grid primary frequency regulation. *Applied Sciences*, 7(9):927, 2017.
- 40 Ziping Wu, Wenzhong Gao, Jianhui Wang, and Shusheng Gu. A coordinated primary frequency regulation from permanent magnet synchronous wind turbine generation. In *2012 IEEE Power Electronics and Machines in Wind Applications*, pages 1–6. IEEE, 2012.
- 41 Trevor M Letcher. *Wind energy engineering: A handbook for onshore and offshore wind turbines*. Academic Press, 2017.
- 42 Milton de Oliveira Pinto et al. Fundamentos de energia eólica. *Rio de Janeiro: LTC*, 1, 2013.
- 43 Amina Bensalah, Georges Barakat, and Yacine Amara. Electrical generators for large wind turbine: trends and challenges. *Energies*, 15(18):6700, 2022.

- 44 Anudipta Chaudhuri, Rajkanya Datta, Muthuselvan Praveen Kumar, João Paulo Davim, and Sumit Pramanik. Energy conversion strategies for wind energy system: Electrical, mechanical and material aspects. *Materials*, 15(3):1232, 2022.
- 45 Bin Wu, Yongqiang Lang, Navid Zargari, and Samir Kouro. *Power conversion and control of wind energy systems*. John Wiley & Sons, 2011.
- 46 C Carrillo, AF Obando Montaña, J Cidrás, and Eloy Díaz-Dorado. Review of power curve modelling for wind turbines. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 21:572–581, 2013.
- 47 Arman Goudarzi, Innocent E Davidson, Afshin Ahmadi, and Ganesh K Venayagamoorthy. Intelligent analysis of wind turbine power curve models. In *2014 IEEE symposium on computational intelligence applications in smart grid (CIASG)*, pages 1–7. IEEE, 2014.
- 48 A Betz. The maximum of the theoretically possible exploitation of wind by means of a wind motor. *Wind Engineering*, 37(4):441–446, 2013.
- 49 Siegfried Heier. *Grid integration of wind energy: onshore and offshore conversion systems*. John Wiley & Sons, 2014.
- 50 Yuanye Xia, Khaled H Ahmed, and Barry W Williams. Wind turbine power coefficient analysis of a new maximum power point tracking technique. *IEEE transactions on industrial electronics*, 60(3):1122–1132, 2012.
- 51 Marisa Blackwood. Maximum efficiency of a wind turbine. *Undergraduate Journal of Mathematical Modeling: One+ Two*, 6(2):2, 2016.
- 52 Dipesh Kumar and Kalyan Chatterjee. A review of conventional and advanced mppt algorithms for wind energy systems. *Renewable and sustainable energy reviews*, 55:957–970, 2016.
- 53 Jogendra Singh Thongam and Mohand Ouhrouche. Mppt control methods in wind energy conversion systems. *Fundamental and advanced topics in wind power*, 15:339–360, 2011.
- 54 Erdal Bekiroglu and Muhammed Duran Yazar. Mppt control of grid connected dfig at variable wind speed. *Energies*, 15(9):3146, 2022.
- 55 Heitor Jose Tessaro et al. Controle de frequência por meio da geração eólica operando como gerador síncrono virtual considerando a otimização do ponto de operação da turbina eólica. Master’s thesis, Universidade Tecnológica Federal do Paraná, 2018.
- 56 DA Caixeta, GC Guimaraes, MLR Chaves, JC Oliveira, and AF Bonelli. Maximization of variable speed wind turbine power including the inertia effect. In *11th International Conference on Electrical Power Quality and Utilisation*, pages 1–6. IEEE, 2011.
- 57 Odilio de Souza Duarte et al. Algoritmo mppt para sistema de geração de energia eólica de pequeno porte com pmsg. Master’s thesis, Universidade Tecnológica Federal do Paraná, 2017.

- 58 Rajin M Linus and Perumal Damodharan. Maximum power point tracking method using a modified perturb and observe algorithm for grid connected wind energy conversion systems. *IET Renewable Power Generation*, 9(6):682–689, 2015.
- 59 Stephen J Chapman. *Electric machinery fundamentals*. McGraw-Hill, 2004.
- 60 Arthur Eugene Fitzgerald, Charles Kingsley, Stephen D Umans, and B James. *Electric machinery*, volume 5. McGRAW-hill New York, 2003.
- 61 Xisto Vieira Filho. *Operação de sistemas de potência com controle automático de geração*. Campus, 1984.
- 62 Olle Ingemar Elgerd. *Electric energy systems theory: an introduction*. 1982.
- 63 Angel Molina-Garcia, François Bouffard, and Daniel S Kirschen. Decentralized demand-side contribution to primary frequency control. *IEEE Transactions on Power Systems*, 26(1):411–419, 2010.
- 64 Antonio Manoel Batista da Silva et al. Análise do desempenho de geradores síncronos distribuídos com controladores dotados de modos de operação comutáveis. 2016.
- 65 M. Mahdavian, G. Shahgholian, M. Janghorbani, B. Soltani, and N. Wattanapongsakorn. Load frequency control in power system with hydro turbine under various conditions. In *2015 12th International Conference on Electrical Engineering/Electronics, Computer, Telecommunications and Information Technology (ECTI-CON)*, pages 1–5, 2015.
- 66 L. Gao, J. Xia, and Y. Dai. Analysis of power system frequency responses with hydro turbines incorporating load shedding. In *2010 5th IEEE Conference on Industrial Electronics and Applications*, pages 893–897, 2010.
- 67 Ali Thaeer Hammid, Mojgan Hojabri, Mohd Herwan Sulaiman, Ahmed Abdalla, and Atheer Kadhim. Load frequency control for hydropower plants using pid controller. *Journal of Telecommunication, Electronic and Computer Engineering (JTEC)*, 8:47–51, 01 2016.
- 68 Ramezan Ali Naghizadeh, Saeed Jazebi, and Behrooz Vahidi. Modeling hydro power plants and tuning hydro governors as an educational guideline. *International Review on Modelling and Simulations*, 5, 01 2012.
- 69 Ghazanfar Shahgholian. Power system stabilizer application for load frequency control in hydro-electric power plant. volume 3, pages 148–157, 2017.
- 70 Gaber Magdy, Hossam Ali, and Dianguo Xu. Effective control of smart hybrid power systems: Cooperation of robust lfc and virtual inertia control system. *CSEE Journal of Power and Energy Systems*, 2021.
- 71 Heitor José Tessaro, Ricardo Vasques de Oliveira, and Bruno Augusto Bastiani. A frequency control approach based on wind generation operating as virtual synchronous generator. In *2018 Simposio Brasileiro de Sistemas Eletricos (SBSE)*, pages 1–6. IEEE, 2018.
- 72 Wenju Sang, Wenyong Guo, Shaotao Dai, Chenyu Tian, Suhang Yu, and Yuping Teng. Virtual synchronous generator, a comprehensive overview. *Energies*, 15(17):6148, 2022.

- 73 Hassan Bevrani, Toshifumi Ise, and Yushi Miura. Virtual synchronous generators: A survey and new perspectives. *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*, 54:244–254, 2014.
- 74 Toshihisa Funabashi. *Integration of distributed energy resources in power systems: implementation, operation and control*. Academic Press, 2016.
- 75 Gabriel S da Silva, Edimar J de Oliveira, Leonardo W de Oliveira, Arthur N de Paula, Jhonatan S Ferreira, and Leonardo M Honório. Load frequency control and tie-line damping via virtual synchronous generator. *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*, 132:107108, 2021.
- 76 KV Vidyanandan and Nilanjan Senroy. Primary frequency regulation by deloaded wind turbines using variable droop. *IEEE transactions on Power Systems*, 28(2):837–846, 2012.
- 77 Ziping Wu, Wenzhong Gao, Tianqi Gao, Weihang Yan, Huaguang Zhang, Shijie Yan, and Xiao Wang. State-of-the-art review on frequency response of wind power plants in power systems. *Journal of Modern Power Systems and Clean Energy*, 6(1):1–16, 2018.
- 78 Guo Shu-Feng, Zhang Jie-Tan, Asaah Philip, Hao Li-Li, and Ji Jing. A review of wind turbine deloaded operation techniques for primary frequency control in power system. In *2018 China International Conference on Electricity Distribution (CICED)*, pages 63–71. IEEE, 2018.
- 79 Francisco Díaz-González, Melanie Hau, Andreas Sumper, and Oriol Gomis-Bellmunt. Coordinated operation of wind turbines and flywheel storage for primary frequency control support. *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*, 68:313–326, 2015.
- 80 Zhen Dong, Zhongguo Li, Yi Dong, Shuoying Jiang, and Zhengtao Ding. Fully-distributed deloading operation of dfig-based wind farm for load sharing. *IEEE Transactions on Sustainable Energy*, 12(1):430–440, 2020.
- 81 Matlab Documentation Center. Optimization toolbox, constrained optimization, fmincon. 2020.
- 82 Hamed Shabani, Behrooz Vahidi, and Majid Ebrahimpour. A robust pid controller based on imperialist competitive algorithm for load-frequency control of power systems. *ISA transactions*, 52(1):88–95, 2013.
- 83 Simulink Documentation. Simulation and model-based design, 2020.

## APÊNDICE A – Dados dos Sistemas Utilizados nas Simulações dos Casos 1-A, 1-B, 2-A e 2-B

Este apêndice apresenta os dados das usinas que compõem cada um dos sistemas utilizados nas simulações dos casos 1-A, 1-B, 2-A e 2-B deste trabalho.

A potência base e a frequência base são, respectivamente, 100Mw e 60Hz. A Área-1 é composta por uma usina hidráulica de 900MW de capacidade e uma eólica de 400MW. Os dados para a usina hidráulica na base do sistema são:

$$T_{G,1} = 0,5s;$$

$$R_1 = 0,333Hz/p.u.MW;$$

$$T_{W1} = 1s;$$

$$X_{GV1}^{aberto} = 0,9;$$

$$X_{GV1}^{fechado} = 0,9;$$

$$\dot{X}_{GV1}^{aberto} = 1,44;$$

$$\dot{X}_{GV1}^{fechado} = 1,44;$$

$$H_1 = 45p.u.;$$

$$D_1 = 0,07p.u.MW/Hz.$$

A Tabela 12 mostra os limites inferiores e superiores dos parâmetros do controlador PID, bem como os limites do TDC que foram considerados na otimização.

Tabela 12 – Limites dos parâmetros do controlador PID e do TDC da hidráulica da Área-1

Parâmetro	Mín	Máx
$K_{p,1}$	$-\frac{1}{R_1}$	0
$K_{i,1}$	0,001	0,1
$K_{d,1}$	0,01	6
$T_{D,1}$	0,05	1,1
$T_{R,1}$	0,11	19
$R_{t,1}(\%)$	5	120

Fonte: elaborado pelo autor (2023).

Os dados da usina eólica referidos na base do sistema são:

$$R_v = 0,60Hz/p.u.MW;$$

$$T_v = 0,6s;$$

$$T_{dc,v} = 10s.$$

$$H_v = 24p.u.;$$

$$D_v = 0,18p.u.MW/Hz$$

$$\Delta P_{G,v}^{max} = 0,4p.u$$

$$\Delta P_{G,v}^{min} = -0,1p.u$$

Os parâmetros do bloco do sistema são calculados da seguinte forma:

$$K_{ps} = \frac{1}{D_{eq}}$$

$$T_{ps} = \frac{2 \cdot H_{eq}}{D_{eq} \cdot f_B}$$

Onde  $D_{eq}$  e  $H_{eq}$  são, respectivamente, o coeficiente de amortecimento equivalente e a constante de inércia equivalente do sistema, que são calculados levando em conta as usinas que compõem a área.

Para o bloco do sistema na Área-1, quando a eólica não participa do LFC com inércia virtual, tem-se:

$$H_{eq} = H_1 = 45p.u.;$$

$$D_{eq} = D_1 = 0,07p.u.MW/Hz$$

$$K_{ps,1} = 14,29Hz/p.u.MW;$$

$$T_{ps,1} = 21,43s.$$

Quando a eólica é incluída no LFC, adicionando inércia virtual e amortecimento virtual, tem-se:

$$H_{eq} = H_1 + H_v = 69p.u.;$$

$$D_{eq} = D_1 + D_v = 0,25p.u.MW/Hz$$

$$K_{ps,1} = 4,0Hz/p.u.MW;$$

$$T_{ps,1} = 9,20s.$$

A variação de carga considerada para a Área-1 nas simulações é  $\Delta P_{L,1} = 0,20p.u.$

A Área-2 é composta por uma usina hidráulica de 600MW de capacidade. Os dados para esta usina hidráulica na base do sistema são:

$$T_{G2} = 0,5;$$

$$R_{h2} = 0,50Hz/p.u.MW;$$

$$T_{W2} = 1;$$

$$H_2 = 30p.u.;$$

$$D_2 = 0,05p.u.MW/Hz.$$

$$K_{ps,2} = 20,20Hz/p.u.MW;$$

$$T_{ps,2} = 20,20s;$$

$$X_{GV2}^{aberto} = 0,60;$$

$$X_{GV2}^{fechado} = 0,60;$$

$$\dot{X}_{GV2}^{aberto} = 0,96;$$

$$\dot{X}_{GV2}^{fechado} = 0,96;$$

$$\Delta P_{L,2} = 0,1p.u$$

A Tabela 13 mostra os limites inferiores e superiores dos parâmetros do controlador PID, bem como os limites TDC que foram considerados na otimização.

Tabela 13 – Limites dos parâmetros do controlador PID e do TDC da hidráulica da Área-2

Parâmetro	Mín	Máx
$K_{p,2}$	$-\frac{1}{R_2}$	0
$K_{i,2}$	0,001	0.1
$K_{d,2}$	0,01	6
$T_{D,2}$	0,05	1.1
$T_{R,2}$	0,11	19
$R_{t,2}(\%)$	5	120

Fonte: elaborado pelo autor (2023).

Tabela 14 – Parâmetros de intercâmbio

Parâmetro	Mín	Máx
$B_1$	0,3	3
$B_2$	0,3	3
$g_1$	0,001	0,1
$g_2$	0,001	0,1

Fonte: elaborado pelo autor (2023).

Para o sistema de duas áreas, o parâmetro de intercâmbio é  $K_{1,2} = 0,0225$ . A Tabela 14 mostra os limites para os parâmetros Bias e ganhos de intercâmbio que foram

considerados na otimização.

## APÊNDICE B – Dados dos Sistemas Utilizados nas Simulações dos Casos 3, 4 e 5

Este apêndice apresenta os dados dos sistemas utilizados nas simulações referentes aos casos 3, 4 e 5. Os valores são relativos à capacidade de potência nominal da usina ( $P_N$ ). Os valores base do sistema são:

$$P_B = 100MW$$

$$f_B = 60Hz$$

$$\omega_B = 2\pi f_B$$

Onde  $P_B$ ,  $f_B$  e  $\omega_B$  são a potência base, a frequência base e a velocidade angular base, respectivamente. Os dados relativos à usina hidráulica da Área-1 são apresentados abaixo:

$$P_{N,h} = 900MW$$

$$T_G = 0.5$$

$$T_W = 3$$

$$H_h = 5$$

$$D_h = 1.5(\%/Hz)$$

$$R_{p,h} = 5\%$$

$$P_{L,h} = 0.75 \cdot P_{N,h}$$

$$\Delta P_{L,h} = 5MW$$

$$X_{GV}^{open} = 0.1$$

$$X_{GV}^{close} = 0.1$$

$$\dot{X}_{GV}^{open} = 0.16$$

$$\dot{X}_{GV}^{close} = 0.16$$

Os parâmetros apresentados acima, conforme já mencionado, são relativos à potência nominal da usina. Estes valores referidos à potência base do sistema são:

$$D_h = \frac{1.5}{100} \cdot \frac{P_{L,h}}{P_B} = 0.015 \cdot \frac{0.75 \cdot 900}{100} = 0.10125 p.u. MW/Hz$$

$$H_h = 5 \cdot \frac{P_{N,h}}{P_B} = 5 \cdot \frac{900}{100} = 45p.u.$$

$$K_{ps,h} = \frac{1}{D_h} = \frac{1}{0.10125} = 9.87654Hz/p.u.MW$$

$$T_{ps,h} = \frac{2 \cdot H}{D_h \cdot f_n} = \frac{2 \cdot 45}{0.10125 \cdot 60} = 14.81481s$$

$$R_h = \frac{R_{p,h}}{100} \cdot \frac{f \cdot P_B}{P_N} = \frac{5}{100} \cdot \frac{60 \cdot 100}{900} = 0.3333Hz/p.u.MW$$

$$\Delta_{PL,h} = \frac{5}{P_B} = \frac{5}{100} = 0.05p.u.$$

$$X_{GV}^{open} = 0.1 \cdot \frac{P_{N,h2}}{P_B} = 0.1 \cdot \frac{900}{100} = 0.9$$

$$X_{GV}^{close} = 0.1 \cdot \frac{P_{N,h2}}{P_B} = 0.1 \cdot \frac{900}{100} = 0.9$$

$$\dot{X}_{GV}^{open} = 0.16 \cdot \frac{P_{N,h2}}{P_B} = 0.16 \cdot \frac{900}{100} = 1.44$$

$$\dot{X}_{GV}^{close} = 0.16 \cdot \frac{P_{N,h2}}{P_B} = 0.16 \cdot \frac{900}{100} = 1.44$$

A Tabela 15 mostra os limites inferiores e superiores para os parâmetros do controlador PID e do TDC da usina hidráulica.

Tabela 15 – Limites dos parâmetros do controlador PID e do TDC

Parâmetro	Mín	Máx
$K_{p,h}$	$-\frac{1}{R_h}$	0
$K_{i,h}$	0.001	0.1
$K_{d,h}$	0.01	6
$T_{D,h}$	0.05	1.1
$T_{R,h}$	0.11	19
$R_{t,h}(\%)$	5	120

Fonte: elaborado pelo autor (2023).

Os dados para a usina eólica (GSV) são indicados com o subscrito  $v$ , que faz referência a "virtual", e são apresentados abaixo:

$$P_{N,v} = 400MW$$

$$R_{p,v} = 5\%$$

$$P_{L,v} = 0.3 \cdot P_N$$

$$\Delta P_{L,v} = 20MW$$

Considerando que a usina eólica apresenta o valor máximo de potência  $P_{MPPT} = 170MW$  e opera com um fator de descarregamento igual a 30%, ou seja, a turbina eólica entrega 70% da potência do MPP para a rede, os seguintes limites são definidos para a variação de potência de geração do GSV:

$$\Delta P_{m,v}^{max} = 50MW$$

$$\Delta P_{m,v}^{min} = -10MW$$

Os dados do GSV, referidos a à capacidade nominal da usina eólica, são :

$$H_v = 5.6p.u.$$

$$D_v = 6p.u.MW/p.u.(rad/s)$$

$$T_v = 0.6s$$

Os parâmetros acima referidos à potência base do sistema resultam em :

$$D_v = 6 \cdot \frac{P_{L,v}}{P_B} = 6 \cdot \frac{0.3 \cdot 400}{100} = 7.2p.u.MW/p.u.(rad/s)$$

Reescrevendo  $D_v$  como  $p.u.MW/(rad/s)$ :

$$D_v = \frac{7.2}{2 \cdot \pi \cdot f_B} = 0.0191p.u.MWs/rad$$

$$H_v = 5.6 \cdot \frac{P_{N,v}}{P_B} = 5.6 \cdot \frac{400}{100} = 22.4p.u.$$

$$R_v = \frac{R_{p,v}}{100} \cdot \frac{f \cdot P_B}{P_{N,v}} = \frac{5}{100} \cdot \frac{60 \cdot 100}{400} = 0.75Hz/p.u.MW$$

$$\Delta P_{L,v} = \frac{20}{P_B} = \frac{20}{100} = 0.2p.u.$$

$$\Delta P_{m,v}^{max} = \frac{50}{P_B} = \frac{40}{100} = 0.5p.u.$$

$$\Delta P_{m,v}^{min} = \frac{-10}{P_B} = \frac{-10}{100} = -0.1p.u.$$

A Tabela 16 mostra os limites inferiores e superiores para a otimização dos parâmetros de controle do GSV.

Tabela 16 – Limites dos parâmetros de controle do GSV

Parâmetro	Mín	Máx
$K_{p,v}$	12	30
$K_{i,v}$	0.01	15
$K_{dc,v}$	0.001	1.5

Fonte: elaborado pelo autor (2023).

Os dados para a outra usina hidráulica, utilizada como Área-2 no Caso 4 e como Área-3 no Caso 5, com 400 MW de capacidade, são apresentados a seguir.

$$P_{N,h2} = 400MW$$

$$T_{G2} = 0.5$$

$$T_{W2} = 2$$

$$H_{h2} = 5.6$$

$$D_{h2} = 1.5(\%/Hz)$$

$$R_{p,h2} = 5\%$$

$$P_{L,h2} = 120MW$$

$$\Delta P_{L,h2} = 20MW$$

$$X_{GV2}^{open} = 0.1$$

$$X_{GV2}^{close} = 0.1$$

$$\dot{X}_{GV2}^{open} = 0.16$$

$$\dot{X}_{GV2}^{close} = 0.16$$

Os parâmetros acima referidos na base de potência do sistema resultam em:

$$D_{h2} = \frac{1.5}{100} \cdot \frac{P_{L,h2}}{P_B} = 0.015 \cdot \frac{120}{100} = 0.018p.u.MW/Hz$$

$$H_{h2} = 5.6 \cdot \frac{P_{N,h2}}{P_B} = 5.6 \cdot \frac{400}{100} = 22.4p.u.$$

$$K_{ps,h2} = \frac{1}{D_{h2}} = \frac{1}{0.018} = 55.5556Hz/p.u.MW$$

$$T_{ps,h2} = \frac{2 \cdot H}{D_h \cdot f_n} = \frac{2 \cdot 22.4}{0.018 \cdot 60} = 41.4815s$$

$$R_{h2} = \frac{R_{p,h2}}{100} \cdot \frac{f \cdot P_B}{P_{N,h2}} = \frac{5}{100} \cdot \frac{60 \cdot 100}{400} = 0.75 Hz/p.u.MW$$

$$\Delta P_{L,h2} = \frac{20}{P_B} = \frac{20}{100} = 0.2 p.u.$$

$$X_{GV2}^{open} = 0.1 \cdot \frac{P_{N,h2}}{P_B} = 0.1 \cdot \frac{400}{100} = 0.4$$

$$X_{GV2}^{close} = 0.1 \cdot \frac{P_{N,h2}}{P_B} = 0.1 \cdot \frac{400}{100} = 0.4$$

$$\dot{X}_{GV2}^{open} = 0.16 \cdot \frac{P_{N,h2}}{P_B} = 0.16 \cdot \frac{400}{100} = 0.64$$

$$\dot{X}_{GV2}^{close} = 0.16 \cdot \frac{P_{N,h2}}{P_B} = 0.16 \cdot \frac{400}{100} = 0.64$$

A Tabela 17 mostra os limites inferiores e superiores para os parâmetros do controlador PID e do TDC.

Tabela 17 – Limites dos parâmetros do controlador PID e do TDC

Parâmetro	Mín	Máx
$K_{p,h2}$	$-\frac{1}{R_{h2}}$	0
$K_{i,h2}$	0.001	0.1
$K_{d,h2}$	0.01	6
$T_{D,h2}$	0.05	1.1
$T_{R,h2}$	0.11	19
$R_{t,h2}(\%)$	5	120

Fonte: elaborado pelo autor (2023).