

UNIVERSIDADE FEDERAL DE MATO GROSSO DO SUL  
FACULDADE DE ENGENHARIAS, ARQUITETURA E URBANISMO E GEOGRAFIA  
PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA ELÉTRICA

EDIGAR NUNES DE SIQUEIRA JÚNIOR

MÉTODO DE MPPT HÍBRIDO PARA CONTROLE DE UM  
MICROGERADOR HIDROKINÉTICO DE CANAIS ABERTOS EM  
MODO CONECTADO À REDE ELÉTRICA

CAMPO GRANDE – MS

2024

EDIGAR NUNES DE SIQUEIRA JÚNIOR

**MÉTODO DE MPPT HÍBRIDO PARA CONTROLE DE UM  
MICROGERADOR HIDROKINÉTICO DE CANAIS ABERTOS EM  
MODO CONECTADO À REDE ELÉTRICA**

Dissertação submetida ao Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica da Universidade Federal de Mato Grosso do Sul, como requisito parcial à obtenção do grau de Mestre em Engenharia Elétrica na área de Sistemas de Energia.

Orientador: Prof. Dr. Luigi Galotto Junior

CAMPO GRANDE – MS

2024

EDIGAR NUNES DE SIQUEIRA JÚNIOR

**MÉTODO DE MPPT HÍBRIDO PARA CONTROLE DE UM  
MICROGERADOR HIDROCINÉTICO DE CANAIS ABERTOS EM  
MODO CONECTADO À REDE ELÉTRICA**

Dissertação submetida ao Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica da Universidade Federal de Mato Grosso do Sul, como requisito parcial à obtenção do grau de Mestre em Engenharia Elétrica na área de Sistemas de Energia.

Banca Examinadora:

---

Prof. Dr. Luigi Galotto Junior – Orientador  
Universidade Federal de Mato Grosso do Sul

---

Prof. Dr. Moacyr Aureliano Gomes de Brito  
Universidade Federal de Mato Grosso do Sul

---

Prof. Dr. Leonardo Poltronieri Sampaio  
Universidade Tecnológica Federal do Paraná

CAMPO GRANDE – MS

2024

# Resumo

A busca por matrizes mais limpas e sustentáveis se tornou uma tendência global e, de certa forma, tem favorecido o desenvolvimento de tecnologias que antes eram tratadas apenas conceitualmente. Um exemplo é a conversão hidrocínética que, devido à razoável previsibilidade e ao reduzido impacto ambiental, vem conquistando notoriedade entre as fontes renováveis. Nesse contexto, esta dissertação propõe o desenvolvimento de um algoritmo de seguimento do ponto de máxima potência (*maximum power point tracking* – MPPT) destinado ao controle de um microgerador hidrocínético de canais abertos em modo conectado à rede elétrica. A estratégia, que alia a flexibilidade do tradicional método de “perturbação e observação” com a estabilidade da curva V–P (tensão–potência), visa maximizar a captação energética e garantir a confiabilidade operacional. A central geradora, com capacidade de 10 kW, é composta por uma turbina de correnteza, gerador síncrono de ímã permanente, retificador não controlado em ponte completa e inversor fonte de tensão trifásico. O estágio de controle, além do subsistema de MPPT, é formado por um regulador da tensão do barramento CC, compensadores das correntes de saída, malhas de captura de fase (*phase-locked loops* – PLLs), detectores de ilhamento por desvio de frequência no modo escorregamento (*slip mode frequency shift* – SMS) e dispositivo de modulação por largura de pulso senoidal (*sinusoidal pulse width modulation* – SPWM). Abordando uma metodologia baseada em simulação na plataforma MATLAB/Simulink<sup>®</sup>, a técnica foi validada a partir das respostas do modelo perante a variação das condições de fluxo, alcançando um fator de rastreamento médio de 96,21%.

**Palavras-chave:** conversão hidrocínética; detecção de ilhamento; geração distribuída; técnica de MPPT.

# Abstract

The search for cleaner and more sustainable sources has become a global trend and, in a way, has favored the development of technologies which were previously treated only conceptually. Hydrokinetic energy conversion, for instance, has been gaining notoriety among renewable energy sources due to its reasonable predictability and reduced environmental impact. In this context, this dissertation proposes the development of a maximum power point tracking (MPPT) algorithm for controlling an open-channel hydrokinetic microgenerator in grid-connected mode. The strategy, which combines the flexibility of the traditional “perturb and observe” method with the stability of the V–P (voltage–power) curve, aims to maximize energy capture and ensure operational reliability. The 10-*kW* unit consists of a current turbine, a permanent magnet synchronous generator, an uncontrolled full-bridge rectifier, and a three-phase voltage source inverter. In addition to MPPT subsystem, the control stage is composed of a DC bus voltage regulator, output current compensators, phase-locked loops (PLLs), a slip mode frequency shift (SMS) islanding detector and a sinusoidal pulse width modulation (SPWM) device. Using a simulation-based approach on MATLAB/Simulink<sup>®</sup> platform, the technique has been validated based on the model’s response under varying flow conditions, achieving a tracking efficiency of 96.21%.

**Keywords:** hydrokinetic conversion; islanding detection; distributed generation; MPPT technique.

# Lista de Ilustrações

Figura 1	–	Histórico e projeção da participação das fontes renováveis no setor elétrico mundial . . . . .	19
Figura 2	–	Linha do tempo acerca do desenvolvimento de alguns sistemas hidrocinéticos . . . . .	20
Figura 3	–	Componentes de uma tradicional unidade de geração hidrocinética	21
Figura 4	–	Mapa da capacidade hidrocinética fluvial teórica dos países . . . . .	24
Figura 5	–	Desafios da tecnologia hidrocinética . . . . .	26
Figura 6	–	Estágios de potência e controle do microgerador hidrocinético de canais abertos . . . . .	30
Figura 7	–	Tradicionais tipos de THCs . . . . .	32
Figura 8	–	Curva de desempenho de uma THC . . . . .	33
Figura 9	–	Curva de potência de uma THC . . . . .	35
Figura 10	–	Diagrama esquemático da máquina síncrona trifásica de ímã permanente . . . . .	38
Figura 11	–	Retificador trifásico em ponte completa . . . . .	41
Figura 12	–	Formas de onda e tempos de condução dos diodos . . . . .	42
Figura 13	–	Inversor fonte de tensão trifásico . . . . .	47
Figura 14	–	Diagrama do sistema de controle . . . . .	49
Figura 15	–	Fluxograma do algoritmo de MPPT híbrido . . . . .	50
Figura 16	–	Formas de onda moduladas por largura de pulso senoidal . . . . .	54
Figura 17	–	Diagrama de blocos de uma PLL elementar . . . . .	55
Figura 18	–	Estratégia do algoritmo de detecção de ilhamento por SMS . . . . .	56
Figura 19	–	Modelo proposto por Albuquerque e Vásquez . . . . .	57
Figura 20	–	Modelo proposto por Ashourianjozdani, Lopes e Pillay . . . . .	57
Figura 21	–	Modelo proposto por Shafei <i>et al.</i> . . . . .	58
Figura 22	–	Modelo proposto por Pudur e Gao . . . . .	59
Figura 23	–	Modelo proposto por Wise <i>et al.</i> . . . . .	59
Figura 24	–	Modelo proposto por Chihaiia <i>et al.</i> . . . . .	60
Figura 25	–	Modelo proposto por Lescano . . . . .	61
Figura 26	–	Modelo proposto por Ngancha, Kusakana e Markus . . . . .	62
Figura 27	–	Modelo proposto por Vásquez, Oliveira e Junior . . . . .	62
Figura 28	–	Esquema do estágio de potência do modelo de simulação do gerador hidrocinético . . . . .	65
Figura 29	–	Curvas do coeficiente de potência e torque . . . . .	66

Figura 30	–	Gabarito para dimensionamento da turbina sob fluxo nominal de $3 \text{ m/s}$ . . . . .	67
Figura 31	–	Curvas de potência hidrocínética e mecânica . . . . .	68
Figura 32	–	Curvas hidrodinâmicas . . . . .	68
Figura 33	–	Modelo da turbina com o sistema de transmissão . . . . .	69
Figura 34	–	Abas da janela de atributos do modelo do GSIP . . . . .	70
Figura 35	–	Esquema do conjunto TGR . . . . .	72
Figura 36	–	Curvas I–V do conjunto TGR . . . . .	73
Figura 37	–	Curvas P–V do conjunto TGR . . . . .	73
Figura 38	–	Curva V–P de máxima potência do conjunto TGR . . . . .	74
Figura 39	–	Subsistema de MPPT . . . . .	75
Figura 40	–	Diagrama de Bode da FTMAi(s) . . . . .	77
Figura 41	–	Subsistema das malhas de corrente . . . . .	78
Figura 42	–	Diagrama de Bode da FTMAv(s) . . . . .	80
Figura 43	–	Subsistema da malha de tensão . . . . .	80
Figura 44	–	Subsistema de PWM . . . . .	81
Figura 45	–	Subsistema das PLLs . . . . .	81
Figura 46	–	Subsistema de detecção de ilhamento . . . . .	82
Figura 47	–	Gráfico do perfil de correnteza . . . . .	86
Figura 48	–	Gráficos das grandezas da turbina: (a) Velocidade rotacional, (b) TSR e (c) Coeficiente de potência . . . . .	87
Figura 49	–	Gráficos das grandezas do GSIP: (a) Velocidade rotacional e (b) Torque eletromagnético . . . . .	88
Figura 50	–	Gráficos das grandezas do GSIP: (a) Potência, (b) Tensão e (c) Corrente . . . . .	89
Figura 51	–	Espectro harmônico da corrente do GSIP . . . . .	89
Figura 52	–	Gráficos das grandezas de saída do retificador: (a) Potência, (b) Tensão e (c) Corrente . . . . .	90
Figura 53	–	Gráfico detalhado da tensão de saída do retificador com a estratégia de MPPT híbrida . . . . .	91
Figura 54	–	Curva do FR obtida com o algoritmo de MPPT híbrido . . . . .	91
Figura 55	–	Gráficos das grandezas de saída do inversor: (a) Potência, (b) Tensão eficaz de fase e (c) Corrente eficaz de fase . . . . .	92
Figura 56	–	Gráficos das grandezas de saída do inversor: (a) Tensão instantânea e (b) Corrente instantânea . . . . .	93
Figura 57	–	Gráfico detalhado da tensão de saída do retificador com a estratégia de MPPT baseada apenas na curva V–P . . . . .	94
Figura 58	–	Curva do FR obtida com o algoritmo de MPPT baseado apenas na curva V–P . . . . .	94

Figura 59	–	Curvas do algoritmo SMS e da carga local . . . . .	95
Figura 60	–	Frequência no PAC durante o ilhamento . . . . .	96
Figura 61	–	Gráficos das grandezas do GSIP durante o ilhamento: (a) Potência, (b) Tensão e (c) Corrente . . . . .	96
Figura 62	–	Gráficos das grandezas de saída do inversor durante o ilhamento: (a) Potência, (b) Tensão e (c) Corrente . . . . .	97

# Lista de Tabelas

Tabela 1	–	Dados financeiros da planta hidrocínética Groblershoop . . . . .	26
Tabela 2	–	Comparação das turbinas hidrocínéticas de eixo horizontal e vertical	36
Tabela 3	–	Comparativo entre os sistemas pesquisados . . . . .	63
Tabela 4	–	Requisitos do sistema . . . . .	64
Tabela 5	–	Requisitos da interface de eletrônica de potência . . . . .	71
Tabela 6	–	Especificações do microgerador hidrocínético . . . . .	83

# Lista de Abreviaturas e Siglas

ABNT	Associação Brasileira de Normas Técnicas
ANEEL	Agência Nacional de Energia Elétrica
BBO	<i>Biogeography-Based Optimization</i> (Otimização Baseada em Biogeografia)
CA	Corrente Alternada
CC	Corrente Contínua
CC–CV	<i>Constant Current–Constant Voltage</i> (Corrente Constante–Tensão Constante)
COE	<i>Cost of Energy</i> (Custo de Energia)
DHT	Distorção Harmônica Total
FMM	Força Magnetomotriz
FPB	Filtro Passa-Baixas
FR	Fator de Rastreamento
FT	Função de Transferência
FTMA	Função de Transferência de Malha Aberta
FTMF	Função de Transferência de Malha Fechada
GEE	Gases de Efeito Estufa
GI	Gerador de Indução
GSIP	Gerador Síncrono de Ímã Permanente
I–V	Corrente–Tensão
IEA	<i>International Energy Agency</i> (Agência Internacional de Energia)
IGBT	<i>Insulated Gate Bipolar Transistor</i> (Transistor Bipolar de Porta Isolada)
LCOE	<i>Levelized Cost of Energy</i> (Custo Nivelado de Energia)
LF	<i>Loop Filter</i> (Laço de Filtro)

MF	Margem de Fase
MME	Ministério de Minas e Energia
MPPT	<i>Maximum Power Point Tracking</i> (Seguimento do Ponto de Máxima Potência)
P-V	Potência-Tensão
P&O	<i>Perturb and Observe</i> (Perturbação e Observação)
PAC	Ponto de Acoplamento Comum
PCH	Pequena Central Hidrelétrica
PD	<i>Phase Detector</i> (Detector de Fase)
PI	Proporcional-Integral
PID	Proporcional-Integral-Derivativo
PLL	<i>Phase-Locked Loop</i> (Malha de Captura de Fase)
PRM	<i>Power Regulation Mode</i> (Modo de Regulação de Potência)
PWM	<i>Pulse Width Modulation</i> (Modulação por Largura de Pulso)
SMS	<i>Slip Mode Frequency Shift</i> (Desvio de Frequência no Modo Escorregamento)
SPWM	<i>Sinusoidal Pulse Width Modulation</i> (Modulação por Largura de Pulso Senoidal)
TGR	Turbina-Gerador-Retificador
THC	Turbina Hidrocinética
TSR	<i>Tip Speed Ratio</i> (Taxa de Velocidade de Ponta)
UHE	Usina Hidrelétrica (de grande porte)
V-P	Tensão-Potência
VCO	<i>Voltage-Controlled Oscillator</i> (Oscilador Controlado por Tensão)
VSI	<i>Voltage Source Inverter</i> (Inversor Fonte de Tensão)

# Lista de Símbolos

$\alpha$	Ângulo referente ao momento de carga do capacitor
$\beta$	Ângulo de inclinação das pás
$\Delta i_L$	Ondulação da corrente de saída
$\Delta P$	Variação de potência
$\eta_{ct}$	Eficiência de transmissão
$\eta_g$	Eficiência do gerador
$\eta_r$	Eficiência/razão de retificação
$\theta_m$	Ângulo espacial entre o eixo direto do rotor e o eixo da fase $a$ do estator
$\theta_{me}$	Ângulo elétrico do gerador
$\theta_{max}$	Ângulo máximo admitido
$\theta_{SMS}$	Ângulo de saída do algoritmo detector de ilhamento
$\lambda$	Taxa de velocidade de ponta
$\lambda_{ideal}$	Taxa de velocidade de ponta ideal
$\mu$	Viscosidade dinâmica
$\rho$	Densidade do fluido
$\tau_{i(i)}$	Relação entre os ganhos do compensador de corrente
$\tau_{i(v)}$	Relação entre os ganhos do compensador de tensão
$\phi_{PI_i}$	Contribuição de fase do compensador de corrente
$\phi_{PI_v}$	Contribuição de fase do compensador de tensão
$\Psi_d, \Psi_q$	Fluxo magnético dos enrolamentos do estator nos eixos $dq$
$\Psi_{IP}$	Fluxo magnético do ímã permanente do rotor
$\omega$	Frequência angular do gerador
$\omega_c$	Frequência central da PLL
$\omega_e$	Velocidade elétrica rotacional do gerador

$\omega_m$	Velocidade mecânica rotacional do gerador
$\omega_m \text{ nominal}$	Velocidade mecânica rotacional nominal do gerador
$\omega_r$	Frequência angular da rede
$\omega_T$	Velocidade rotacional da turbina
$\omega_T \text{ nominal}$	Velocidade rotacional nominal da turbina
$A_C$	Área da seção transversal do canal
$A_T$	Área de varredura da turbina
$B$	Taxa de bloqueio
$C_f$	Capacitância do filtro capacitivo
$C_p$	Coefficiente de performance/potência
$C_t$	Coefficiente de torque
$D$	Parcela constante do passo variável
$D^*$	Índice do passo variável
$E_C$	Energia de carga do capacitor
$E_G$	Energia fornecida pelo gerador durante um ciclo
$E_o$	Energia dissipada na carga durante um ciclo
$f$	Frequência elétrica do gerador
$FC$	Fator de crista
$fc_i$	Frequência de cruzamento de ganho da malha de corrente
$fc_v$	Frequência de cruzamento de ganho da malha de tensão
$FF$	Fator de forma
$f_g$	Fator de multiplicação de transmissão
$f_{max}$	Frequência máxima admitida
$f_{nominal}$	Frequência nominal da rede
$FO$	Fator de ondulação/ <i>ripple</i>
$FP$	Fator de potência

$f_{PLL}$	Frequência de saída da PLL
$Fr$	Número de Froude
$f_s$	Frequência de chaveamento do inversor
$FTMAi(s)$	Função de transferência de malha aberta de corrente
$FTMAv(s)$	Função de transferência de malha aberta de tensão
$FTMFi(s)$	Função de transferência de malha fechada de corrente
$FUG$	Fator de utilização do gerador
$g$	Aceleração da gravidade
$g_1, g_3, g_5$	Ondas moduladas quadradas de alta frequência
$G_{im}(s)$	Função de transferência do inversor que relaciona a perturbação da corrente de saída à do índice de modulação
$G_{vi}(s)$	Função de transferência do inversor que relaciona a perturbação da tensão de entrada à do valor de pico da corrente de saída
$H_C$	Profundidade do canal aberto
$I_A, I_B, I_C$	Correntes de saída do inversor
$I_{CC}$	Valor médio da corrente de saída do retificador
$i_{Cp}$	Corrente de pico do capacitor
$i_d, i_q$	Correntes dos enrolamentos do estator nos eixos $dq$
$I_{(d,q)_{inv}}$	Correntes de saída do inversor nos eixos $dq$
$I_{D(rms)}$	Valor eficaz da corrente do diodo
$I_G$	Corrente eficaz de fase do gerador
$\hat{i}_L(s)$	Perturbação da corrente de saída do inversor
$I_m$	Valor de pico da corrente de fase do gerador
$i_p$	Valor de pico da corrente de saída do retificador com o filtro capacitivo
$\hat{i}_{pico}(s)$	Perturbação do valor de pico da corrente de saída do inversor
$i_R$	Corrente de carga
$I_{rms}$	Valor eficaz da corrente de saída do retificador

$J_h$	Inércia total no lado do gerador
$ki_i$	Ganho integral do compensador de corrente
$K_i(s)$	Função de transferência do sensor de corrente
$ki_v$	Ganho integral do compensador de tensão
$kp_i$	Ganho proporcional do compensador de corrente
$kp_v$	Ganho proporcional do compensador de tensão
$K_{PWM}(s)$	Função de transferência do modulador
$K_v(s)$	Função de transferência do sensor de tensão
$L_d, L_q$	Indutâncias dos enrolamentos do estator nos eixos $dq$
$L_f$	Indutância da bobina de conexão
$L_T$	Comprimento característico da turbina
$m$	Índice de modulação
$m_A, m_B, m_C$	Ondas modulantes senoidais de baixa frequência
$Mag_{i\ p/comp}$	Magnitude da malha de corrente parcialmente compensada
$Mag_{v\ p/comp}$	Magnitude da malha de tensão parcialmente compensada
$MFi_{desejada}$	Margem de fase desejada da malha de corrente
$MFi_{n/comp}$	Margem de fase da malha de corrente não compensada
$MFv_{desejada}$	Margem de fase desejada da malha de tensão
$MFv_{n/comp}$	Margem de fase da malha de tensão não compensada
$\hat{m}(s)$	Perturbação do índice de modulação
$N$	Fator de idealidade
$p$	Número de pares de polos do gerador
$P$	Potência ativa do gerador
$P_{CA}$	Potência CA de saída do retificador
$P_{CC}$	Potência CC de saída do retificador
$P_g$	Potência ativa do inversor

$P_{hct}$	Potência hidrocínética
$PI_i(s)$	Função de transferência do compensador de corrente
$PI_i(s)_{parcial}$	Função de transferência parcial do compensador de corrente
$PI_v(s)$	Função de transferência do compensador de tensão
$PI_v(s)_{parcial}$	Função de transferência parcial do compensador de tensão
$P_{mec}$	Potência mecânica rotacional
$P_o$	Potência da carga
$Q$	Potência reativa do gerador
$Q_f$	Fator de qualidade da carga
$Q_g$	Potência reativa do inversor
$R$	Resistência da carga
$Re$	Número de Reynolds
$R_f$	Resistência da bobina de conexão
$R_s$	Resistência dos enrolamentos do estator por fase
$R_T$	Raio da turbina
$S_a, S_b, S_c$	Representação da corrente, tensão ou fluxo do gerador nos eixos $abc$
$S_d, S_q, S_0$	Representação da corrente, tensão ou fluxo do gerador nos eixos $dq0$
$T_{em}$	Torque eletromagnético
$T_{mec}$	Torque mecânico
$T_s$	Período de chaveamento do inversor
$v$	Sinal de entrada da PLL
$v'$	Sinal estimado pela PLL
$v_0(t)$	Função da tensão instantânea de saída do retificador
$V_{6h}$	Valor eficaz da sexta harmônica da tensão de saída do retificador
$V_A, V_B, V_C$	Tensões de fase da rede
$V_{(A,B,C)_{inv}}$	Tensões terminais do inversor

$v_{ab}, v_{bc}, v_{ca}$	Tensões instantâneas de linha do gerador
$v_{an}, v_{bn}, v_{cn}$	Tensões instantâneas de fase do gerador
$V_{CA}$	Valor eficaz da componente CA da tensão de saída do retificador
$V_{CC}$	Valor médio da tensão de saída do retificador
$\hat{v}_{CC}(s)$	Perturbação da tensão de entrada do inversor
$V_{Cmin}$	Valor da tensão instantânea mínima do filtro capacitivo
$V_{curva}$	Equação da curva característica V-P
$v_d, v_q$	Tensões terminais do gerador nos eixos $dq$
$V_d, V_q$	Tensões de fase da rede nos eixos $dq$
$V_{(d,q)_{inv}}$	Tensões terminais do inversor nos eixos $dq$
$V_F$	Velocidade do fluxo
$V_F \text{ nominal}$	Velocidade nominal do fluxo
$V_G$	Tensão eficaz de fase do gerador
$V_L$	Tensão da bobina de conexão
$V_m$	Valor de pico da tensão de fase do gerador
$V_{mpp}$	Tensão de máxima potência
$V_{pico}$	Valor de pico da tensão de fase da rede
$v_{port}$	Onda portadora triangular de alta frequência
$V_{port}$	Valor de pico da onda portadora
$V_{rms}$	Valor eficaz da tensão de saída do retificador

# Sumário

<b>1</b>	<b>Introdução</b>	<b>19</b>
1.1	Contextualização	19
1.2	A Conversão Hidrocinética	20
1.2.1	Comparativo com a conversão eólica	21
1.2.2	Vantagens técnicas	22
1.2.3	Potencial energético	23
1.2.4	Impactos ambientais	24
1.2.5	Custo de energia	25
1.2.6	Desafios e perspectivas	26
1.3	Objetivos	28
1.3.1	Objetivo geral	28
1.3.2	Objetivos específicos	28
1.4	Organização do Trabalho	28
<b>2</b>	<b>Revisão Bibliográfica</b>	<b>30</b>
2.1	Fundamentação Teórica	30
2.1.1	Turbina hidrocinética	31
2.1.2	Gerador síncrono de ímã permanente	37
2.1.3	Interface de eletrônica de potência	41
2.1.3.1	Ponte retificadora trifásica não controlada	41
2.1.3.2	Filtro capacitivo	45
2.1.3.3	Inversor fonte de tensão trifásico	46
2.1.3.4	Filtro indutivo de conexão	48
2.1.4	Estágios do controlador	48
2.1.4.1	Algoritmo de seguimento do ponto de máxima potência (MPPT)	49
2.1.4.2	Malhas de corrente	50
2.1.4.3	Malha de tensão	52
2.1.4.4	Circuitos de modulação por largura de pulso (PWM)	53
2.1.4.5	Malhas de captura de fase (PLLs)	54
2.1.4.6	Detectores de ilhamento	55
2.2	Estado da Arte	56
<b>3</b>	<b>Metodologia</b>	<b>65</b>
3.1	Modelagem da Turbina	65
3.2	Configuração do Modelo do Gerador Elétrico	69

---

3.3	Modelagem da Interface de Eletrônica de Potência . . . . .	70
3.3.1	Configuração do modelo do retificador . . . . .	70
3.3.2	Configuração do modelo do filtro capacitivo . . . . .	71
3.3.3	Configuração do modelo do inversor . . . . .	71
3.3.4	Configuração do modelo do filtro indutivo . . . . .	72
3.4	Levantamento das curvas I–V e P–V do conjunto TGR . . . . .	72
3.5	Implementação do Controlador . . . . .	74
3.5.1	Configuração do subsistema de MPPT . . . . .	74
3.5.2	Configuração das malhas de corrente . . . . .	76
3.5.3	Configuração da malha de tensão . . . . .	78
3.5.4	Configuração do subsistema de PWM . . . . .	80
3.5.5	Configuração do subsistema das PLLs . . . . .	81
3.5.6	Configuração do subsistema de detecção de ilhamento . . . . .	82
3.6	Especificações da Planta . . . . .	83
<b>4</b>	<b>Resultados . . . . .</b>	<b>86</b>
4.1	Resposta da Turbina . . . . .	87
4.2	Resposta do Gerador Elétrico . . . . .	87
4.3	Resposta do Retificador . . . . .	90
4.4	Resposta do Inversor . . . . .	92
4.5	Comparação com o Método de MPPT Baseado Apenas na Curva V–P . . . . .	93
4.6	Teste de Detecção de Ilhamento . . . . .	94
	<b>Conclusões Gerais e Trabalhos Futuros . . . . .</b>	<b>98</b>
	<b>Referências . . . . .</b>	<b>99</b>
	<b>APÊNDICE A Códigos de Programação . . . . .</b>	<b>103</b>
A.1	Código do Método de MPPT Híbrido . . . . .	103
A.2	Código do Método de MPPT Baseado Apenas na Curva V–P . . . . .	105

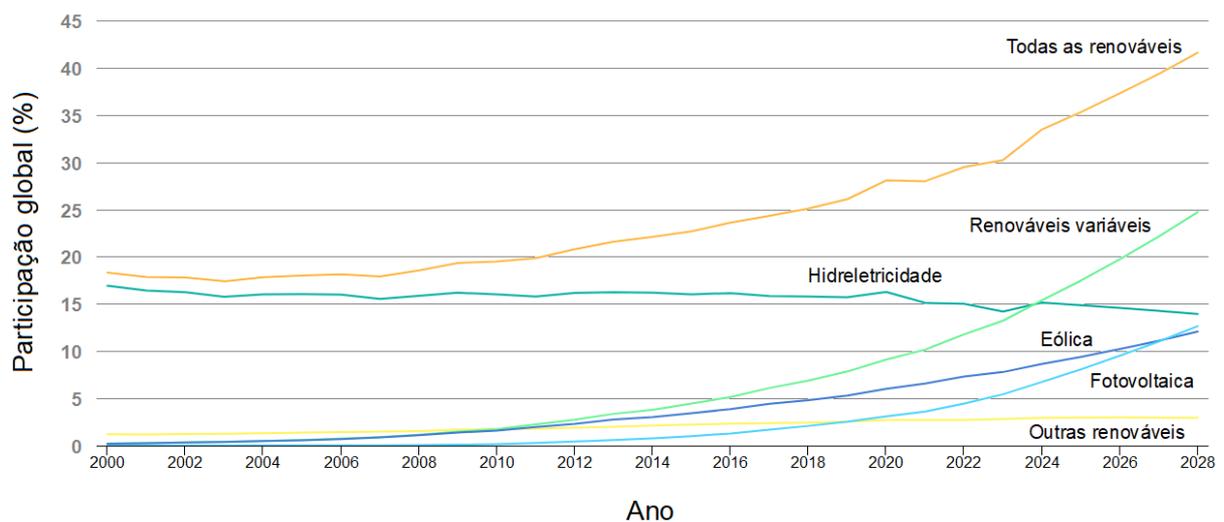
# 1 Introdução

## 1.1 Contextualização

Os eventos climáticos extremos ocorridos nos últimos anos evidenciam a necessidade de se reduzir urgentemente a emissão de carbono no planeta. Sabe-se que a presença moderada desse elemento na atmosfera é essencial à manutenção da vida; contudo, sua elevada concentração favorece a formação de gases de efeito estufa (GEE), que são altamente poluentes e prejudiciais ao meio ambiente. Dentre esses compostos gasosos, destaca-se o dióxido de carbono ( $\text{CO}_2$ ), também conhecido como gás carbônico. Atualmente a queima de combustíveis fósseis, como petróleo e carvão, é responsável pela emissão de grande parte de  $\text{CO}_2$  na natureza e, portanto, um dos principais causadores desse desequilíbrio ecológico.

A fim de mitigar esse problema, regras ambientais cada vez mais rígidas estão sendo adotadas em todo o mundo. O desafio de suprir a crescente demanda de energia, enquanto se promove a descarbonização das matrizes, está impelindo os países a uma “corrida” denominada *transição energética* (Brasil, 2023). Essa tendência é corroborada pelo gráfico da Figura 1 que revela uma ampliação da participação das fontes renováveis no setor elétrico mundial nos últimos anos, podendo suprir 42% da demanda global até 2028 (IEA, 2024).

Figura 1 – Histórico e projeção da participação das fontes renováveis no setor elétrico mundial



Fonte: IEA (2024).

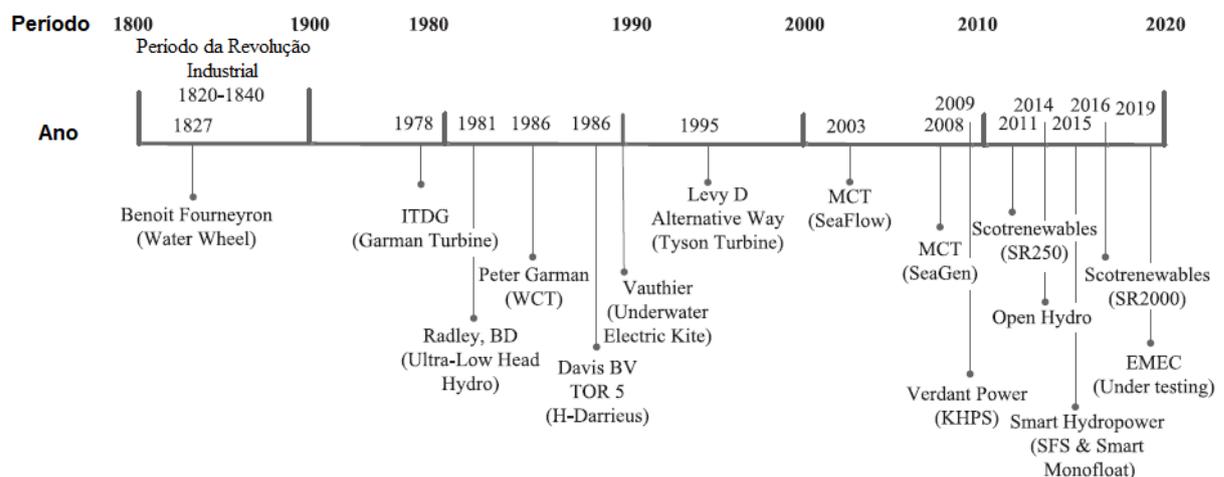
A América Latina, devido à variedade e à alta disponibilidade de recursos energéticos, tem plena capacidade de protagonizar esse processo, triplicando sua produção de energia limpa até 2050, conforme aponta relatório da Agência Internacional de Energia (IEA, 2023). Portanto, o momento é oportuno para o Brasil, considerando sua hegemonia econômica e territorial na região, liderar esse grupo de nações rumo ao desenvolvimento verdadeiramente sustentável. Isso pode ser alcançado por meio do estabelecimento de políticas justas e inclusivas, voltadas ao fomento de tecnologias de baixo ou zero carbono; como a *conversão hidrocínética*, foco deste trabalho.

## 1.2 A Conversão Hidrocínética

A geração de eletricidade a partir de recursos hídricos pode ser realizada tanto pelo método estático quanto pelo método cinético. No primeiro caso, conhecido como conversão hidrostática, explora-se a energia potencial gravitacional de águas fluviais acumuladas em grandes reservatórios artificiais (represas). No segundo caso, conhecido como conversão hidrocínética, a extração de energia depende apenas do movimento natural de qualquer corpo de água, seja ela de natureza doce ou salgada (Sood; Singal, 2019; Ridgill *et al.*, 2022).

A roda d'água é um dos equipamentos hidrocínéticos mais antigos. Há séculos, ela é utilizada como fonte de energia mecânica para instrumentos de irrigação e moagem de grãos. No entanto, a produção de energia elétrica a partir do movimento espontâneo de rios e mares ganhou força somente na última década, período em que o avanço tecnológico viabilizou seu aproveitamento (Ibrahim *et al.*, 2021). A Figura 2 mostra a linha do tempo acerca do desenvolvimento de alguns sistemas do gênero.

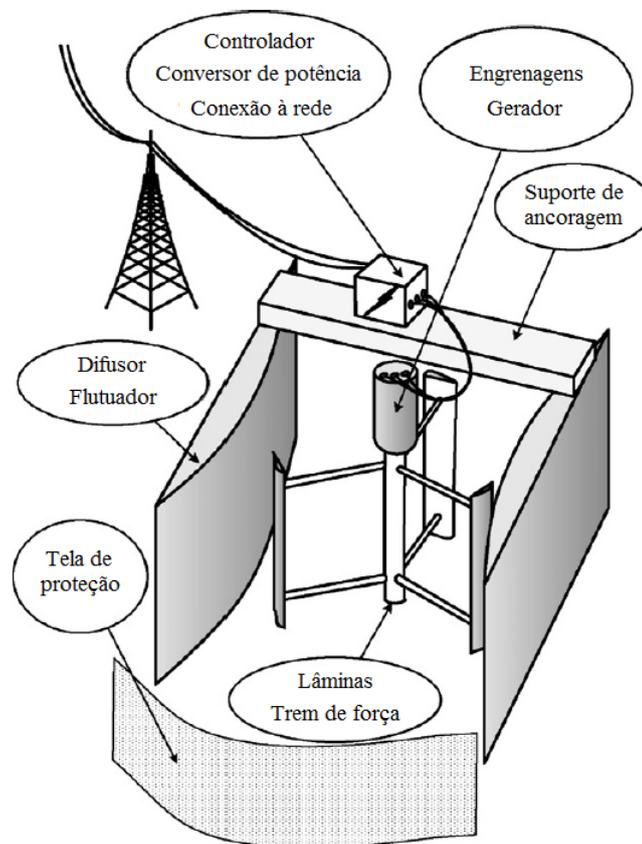
Figura 2 – Linha do tempo acerca do desenvolvimento de alguns sistemas hidrocínéticos



Fonte: Ibrahim *et al.* (2021).

Diversas fontes naturais, incluindo correntes oceânicas, agitação de ondas e marés, podem ser utilizadas para captação de energia. Todavia, este estudo se limita a técnicas aplicadas a rios, canais artificiais ou qualquer outro meio que apresente fluxo de água contínuo, linear e unidirecional. Um típico sistema de geração elétrica é constituído, basicamente, por uma turbina de correnteza acoplada mecanicamente ao rotor de um gerador, além, é claro, de conversores eletrônicos controlados que melhoram o desempenho do processo e garantem a qualidade da energia produzida. Todo o conjunto pode ser ancorado em uma estrutura fixa ou instalado sobre uma plataforma flutuante, conforme o esquema sugerido por [Khan, Iqbal e Quaicoe \(2008\)](#) representado na [Figura 3](#).

Figura 3 – Componentes de uma tradicional unidade de geração hidrocínética



Fonte: [Khan; Iqbal; Quaicoe \(2008\)](#).

### 1.2.1 Comparativo com a conversão eólica

Quanto aos princípios de operação, dispositivos e técnicas de otimização empregados, geradores hidrocínéticos são análogos aos aerogeradores ([Vermaak; Kusakana; Koko, 2014](#)). No entanto, as diferenças físicas e dinâmicas dos recursos explorados promovem disparidades em suas características estruturais e operacionais. [Khan, Iqbal e Quaicoe \(2008\)](#) enfatizam, por exemplo, que as turbinas de correnteza são menos complexas do

que as turbinas eólicas, pois não precisam de sensores e mecanismos de ajuste do ângulo de ataque das pás e alinhamento do rotor. Revelam, ainda, que os sistemas de controle e proteção são menos demandados no meio aquático por conta da variação mais lenta do fluxo, ocorrendo, geralmente, em intervalos de horas ou dias. [Pudur e Gao \(2016\)](#) acrescentam que, devido à densidade da água ser 835 vezes superior à do ar, até mesmo a capacidade de pequenas unidades hidrocínéticas já é considerada significativa.

[Vásquez, Oliveira e Junior \(2016\)](#) igualmente refletem acerca das similaridades dos sistemas hidrocínéticos e eólicos, sugerindo que os conceitos técnicos desses últimos são facilmente aplicados aos primeiros. No entanto, alertam que, no desenvolvimento das turbinas hidráulicas, alguns parâmetros importantes devem ser considerados, tais como: reduzida taxa de velocidade de ponta (*tip speed ratio* – TSR), elevado torque mecânico e considerável densidade fluidal. Ressaltam, inclusive, que ensaios de cavitação e testes de estanqueidade são imprescindíveis.

### 1.2.2 Vantagens técnicas

A preponderância da hidreletricidade entre as fontes renováveis é inquestionável. Com uma capacidade instalada global estimada em 1,3 TW, ela responde por 16% de toda a energia elétrica produzida no planeta ([Ridgill et al., 2022](#)). Contudo, a participação das grandes usinas hidrelétricas (UHEs) permaneceu praticamente estagnada na última década. [Sood e Singal \(2019\)](#) afirmam que a indisponibilidade de novos locais potencialmente viáveis e os famigerados impactos associados suscitarão a preferência dos investidores por pequenas centrais hidrelétricas (PCHs). Mesmo assim, questões financeiras e ambientais ainda têm sido obstáculos à propagação das hidrostáticas de menor capacidade. A conversão hidrocínética, por outro lado, vem ganhando notoriedade. Por não necessitarem de barragens e grandes infraestruturas, geradores de correnteza apresentam um custo de implantação reduzido, além de serem ecologicamente corretos. A topologia simples e confiável das unidades torna seu emprego particularmente vantajoso em áreas remotas sem acesso à rede da concessionária. Sistemas de pequeno porte, por exemplo, podem ser transportados e montados por integrantes da própria comunidade local ([Wise et al., 2021](#)). Além disso, a arquitetura compacta possibilita a disposição em arranjos, que podem ser expandidos de maneira modular.

Uma vez que a energia do movimento das águas não pode ser armazenada em sua forma original, esse método emergente de geração é caracterizado como uma fonte renovável *intermitente*, segundo os critérios da Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL). Essa definição aplica-se a todo sistema, tal como o solar e eólico, cuja operação é totalmente dependente da disponibilidade do recurso explorado, devendo submeter-se, portanto, às mesmas regras de conexão e faturamento. Contudo, [Kumar e Sarkar \(2016\)](#) salientam que o aproveitamento hidrocínético se destaca em três particularidades sobre

os demais, que são: alta densidade energética, considerável previsibilidade e reduzida “pegada ecológica”.

Uma das grandes dificuldades enfrentadas por qualquer tecnologia em fase de desenvolvimento é o alto custo de produção. [Tan, Kirke e Anyi \(2021\)](#) admitem que as centrais hidrocínéticas disponíveis no mercado são bem mais caras do que as plantas solares e eólicas de mesma potência. Entretanto, lembram que a capacidade de produção das primeiras é consideravelmente superior, principalmente em regiões tropicais de elevado índice pluviométrico. Por esse motivo, [Niebuhr \*et al.\* \(2019\)](#) e [Ibrahim \*et al.\* \(2021\)](#) garantem que turbinas de correnteza são, em muitos casos, a opção mais econômica e confiável no atendimento de cargas situadas próximo a recursos hídricos, sobretudo em áreas remotas e de pouca demanda.

### 1.2.3 Potencial energético

A estimativa do potencial energético de qualquer recurso natural pode ser realizada por três métodos: teórico, técnico e prático. O primeiro diz respeito à média anual de energia hipoteticamente disponível, desconsiderando qualquer forma de exploração. O segundo trata da quantidade dessa energia que poderá ser efetivamente convertida em eletricidade, de acordo com a tecnologia empregada. E o terceiro aborda outras questões envolvidas, como econômicas, sociais, ambientais e regulamentares.

A partir do histórico de 35 anos (1979-2013) de quase 3 milhões de trechos das principais malhas hidrográficas, [Ridgill \*et al.\* \(2021\)](#) estimam que o potencial hidrocínético fluvial do globo, sem contabilizar a área da Groenlândia, pode chegar a  $58.400 \text{ TWh/ano}$ , com a potência média de  $6,6 \text{ TW}$ . Com destaque à China, Rússia e Brasil, a [Figura 4](#) apresenta o mapa da capacidade energética teórica de cada país.

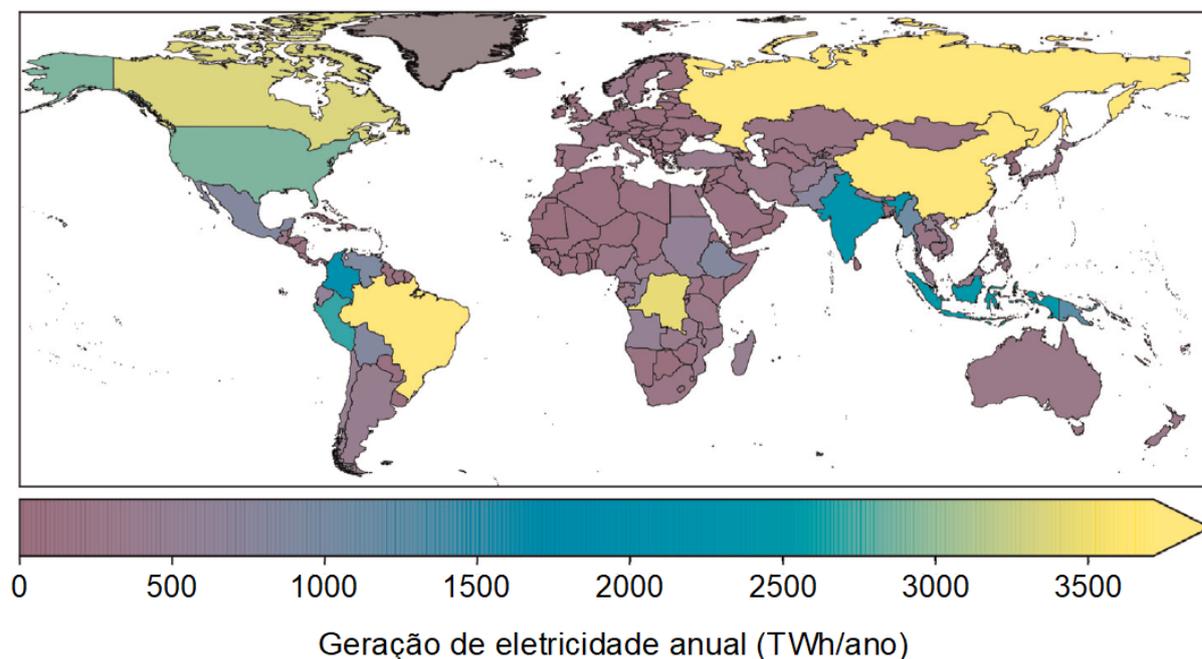
[Mutule e Kalnacs \(2014\)](#) asseguram que, preservando parte dos rios para transporte e recreação, até metade de suas seções transversais pode ser utilizada para geração de eletricidade. Como exemplo, eles demonstram que um trecho de  $1 \text{ km}$  de comprimento,  $200 \text{ m}$  de largura e  $3 \text{ m}$  de profundidade média pode atingir as seguintes capacidades energéticas:

- $1 \text{ MW}$  com produção de  $7,5 \text{ GWh/ano}$ , sob correnteza de  $0,8 \text{ m/s}$ ;
- $6 \text{ MW}$  com produção de  $50 \text{ GWh/ano}$ , sob correnteza de  $1,5 \text{ m/s}$ .

Números que chamam a atenção e evidenciam o poder que até mesmo fluxos hidráulicos mais vagarosos podem deter.

É oportuno salientar que cursos naturais de água são predominantemente lentos, condição que, de forma isolada, não os inviabiliza à geração de eletricidade. Para esses

Figura 4 – Mapa da capacidade hidrocínética fluvial teórica dos países



Fonte: Ridgill *et al.* (2021).

casos, diversos artifícios técnicos, como difusores e cones de direcionamento, podem ser utilizados a fim de ampliar a energia cinética e, conseqüentemente, maximizar o aproveitamento do recurso.

Dada a vasta gama de rios existentes, é fundamental identificar os melhores locais para colocação das unidades geradoras. Pela ausência de normas e padrões específicos, admite-se, com base em critérios analíticos, que os pontos mais adequados são aqueles situados em seções cuja escoadura seja relativamente uniforme ao longo do ano, com mínima propensão a enxurradas, turbulências, bem como variações drásticas de velocidade ou nível hidrométrico (Niebuhr *et al.*, 2019; Ridgill *et al.*, 2021). Por isso, a aplicação de modelos espaço-temporais para análises pontuais de viabilidade é válida, porém pode negligenciar informações importantes. Assim sendo, é recomendado o levantamento *in loco* das particularidades fluviais, que não servirá apenas para estimação mais precisa da densidade de potência, mas também será fundamental para a adequada escolha e instalação dos dispositivos (Khan; Iqbal; Quaicoe, 2008; Sood; Singal, 2019). Para empreendimentos de considerável escala, Ridgill *et al.* (2022) enfatizam o monitoramento mais prolongado dos parâmetros, a fim de minimizar o risco de erros nessa fase do projeto.

#### 1.2.4 Impactos ambientais

De modo geral, geradores hidrocínéticos são os mais inofensivos ao meio ambiente. Além de produzirem energia limpa, segura e renovável, eles não afetam a paisagem na-

tural e são razoavelmente silenciosos (Khan; Iqbal; Quaiocoe, 2008). Entretanto, Sood e Singal (2019) alertam que explorações massivas e concentradas podem desencadear sérias consequências nas morfologias fluviais, incluindo variação significativa de cota, deposição de sedimentos e erosão.

Anderson *et al.* (2015) ratificam que os efeitos cumulativos de múltiplos arranjos tendem a interferir negativamente em processos físicos e ecológicos de rios, resultando, por exemplo, no enfraquecimento do fluxo e na ameaça à vida de animais aquáticos. Como soluções, eles sugerem a estipulação de velocidades mínimas de escoamento para operação das máquinas, bem como o uso de telas de proteção junto às turbinas e destinação de áreas exclusivas à passagem de peixes. Acrescentam, ainda, a importância do monitoramento contínuo do cenário para elaboração de planos de controle e mitigação de impactos.

A partir da investigação de três tradicionais esquemas de hidrelétricas de pequeno porte a fio d'água, Kuriqi *et al.* (2021) certificam que a tipologia que não inclui barragens e desvios é a menos nociva à natureza. Além disso, os autores reforçam que o uso inadequado de bacias hidrográficas pode comprometer profundamente a integridade dos ecossistemas, principalmente em regiões de grandes altitudes e zonas de frágil biodiversidade.

### 1.2.5 Custo de energia

Um dos parâmetros fundamentais para avaliar o êxito de qualquer central de geração é o custo de energia (*cost of energy* – COE), o qual relaciona o gasto global do sistema com a produção energética em um ano (Sood; Singal, 2019). Assim, a fim de aumentar a viabilidade econômica da tecnologia, desenvolvedores buscam constantemente melhorar o desempenho e, paralelamente, reduzir as expensas de fabricação, implantação, operação e manutenção das estações geradoras (Kumar; Sarkar, 2016).

Niebuhr *et al.* (2019) analisam a rentabilidade de um arranjo composto por quatro turbinas hidrocínéticas, instalado no Canal de Irrigação de Boegoeberg na África do Sul. A planta, nomeada de Groblershoop, operou com capacidade média de 15,6 kW (3,9 kW por unidade) durante 89% de um ano completo, período em que a tarifa local de eletricidade oscilava em torno de US\$ 0,086/kWh. A partir da compilação dos dados, apresenta-se, na Tabela 1, os informes financeiros do empreendimento.

Para um tempo operacional previsto de 15 anos, o cálculo do custo nivelado de energia (*levelized cost of energy* – LCOE) da usina resultou em US\$ 0,068/kWh. Levando em conta a confiabilidade técnica e o crescente preço da *commodity*, esse caso reforça a ideia de que fluxos hídricos não devem ser vistos apenas como opções destinadas à eletrificação de áreas rurais, mas também como recursos promissores à produção e comercialização de energia em escala industrial.

Tabela 1 – Dados financeiros da planta hidrocínética Groblershoop

Valor total do investimento (arranjo de 4 turbinas)	US\$ 74,3 mil*
Rendimento anual	US\$ 10,7 mil*
Despesas anuais	US\$ 820*
Período de retorno aproximado	6,5 anos

\* Cotação da época.

Fonte: Convertida de Niebuhr *et al.* (2019).

### 1.2.6 Desafios e perspectivas

De acordo com o diagrama da Figura 5, a conversão hidrocínética, como toda tecnologia emergente, enfrenta desafios nas mais variadas áreas do conhecimento.

Figura 5 – Desafios da tecnologia hidrocínética



Fonte: Sood; Singal (2019).

Sood e Singal (2019) declaram que a escassez de literatura é, atualmente, o maior obstáculo. Por isso, esclarecem que, devido à necessidade de uma abordagem multidisciplinar, o compartilhamento eficaz de informações e a realização de investigações conjuntas são extremamente importantes. Acrescentam, também, que a viabilidade das explorações

em larga escala depende tanto do aprimoramento dos dispositivos quanto das condições de escoamento.

Ridgill *et al.* (2021) e Ridgill *et al.* (2022) corroboram que o volume limitado de produções científicas dedicadas à avaliação do potencial hidrocínético teórico de canais abertos compromete aplicações práticas. Além de estudos dedicados à melhoria de fluxo, Kumar e Sarkar (2016) também pedem mais pesquisas voltadas ao aumento da performance das turbinas e à atenuação de efeitos indesejados, como cavitação e desgaste por abrasão sedimentar. Vermaak, Kusakana e Koko (2014), por sua vez, sustentam que a falta de estudos que contemplem os benefícios técnicos, econômicos e ambientais dessa forma de exploração é uma barreira à conscientização de proprietários, investidores, projetistas e tomadores de decisão.

Para Niebuhr *et al.* (2019), a evolução da geração hidrocínética passa pela redução de custos, otimização e aumento da responsabilidade ambiental. Eles advertem que há poucos sistemas disponíveis no mercado e que muitos deles não se aplicam a diversas situações. Além disso, os autores estabelecem que o apoio de diversas autarquias competentes, como agências federais e estaduais, associações e gestores de recursos hídricos, é fundamental para a aceitação e consolidação da tecnologia junto à sociedade. Oportunamente, chamam a atenção para a potencialidade de canais de abastecimento ao seu impulsionamento.

Kirke (2020) ressalta que as centrais, salvo raras exceções, devem ser projetadas para condições desfavoráveis, isto é, cursos de água rasos e lentos, por ser esse o perfil típico das malhas hidrográficas. Critica o fato da maioria dos sistemas comercialmente disponíveis ser técnica e economicamente impraticável ao atendimento de comunidades remotas, principalmente aquelas localizadas em nações do terceiro mundo. Relaciona, inclusive, os principais problemas concernentes ao aproveitamento de rios, destacando:

- Elevado custo das estações geradoras;
- Dificuldade de instalação e manutenção dos equipamentos;
- Baixo fator de capacidade das plantas;
- Reduzida velocidade de escoamento hídrico;
- Trechos com largura ou profundidade inadequada;
- Obstruções ou danos causados por detritos flutuantes (ramos, galhos, troncos etc.);
- Ocorrências de turbulências, enxurradas ou inundações.

Para reduzir os custos das usinas, Khan, Iqbal e Quaioco (2008) recomendam o uso de componentes pré-fabricados nos projetos, como pás, geradores e conversores. Afirmam

que a configuração ideal de uma unidade completa é, por si só, uma tarefa desafiadora, considerando a variedade de elementos envolvidos. Dessa forma, aconselham a montagem de protótipos com interfaces elétricas embarcadas para execução de testes de desempenho, principalmente dos estágios de controle e potência, durante a fase de desenvolvimento.

Por fim, [Chihai et al. \(2020\)](#) apontam que a sensibilidade das turbinas às variações de escoamento ainda precisa ser aprimorada. Entretanto, admitem que houve uma melhora no desempenho dos dispositivos nos últimos anos e enaltecem os avanços na maximização da extração energética. Os autores sinalizam que a força de correntezas pode, no futuro, cooperar significativamente com o setor de fontes renováveis, haja vista o grande número de regiões no globo atravessadas por leitos fluviais.

## 1.3 Objetivos

### 1.3.1 Objetivo geral

Este trabalho tem como objetivo principal desenvolver um algoritmo de seguimento do ponto de máxima potência (*maximum power point tracking* – MPPT) para controle de um microgerador hidrocínético de canais abertos em modo conectado à rede elétrica, visando à máxima captação energética e à confiabilidade operacional.

### 1.3.2 Objetivos específicos

- Dimensionar e modelar os componentes do estágio de potência de acordo com os requisitos estabelecidos;
- Desenvolver o algoritmo de MPPT híbrido;
- Configurar os subsistemas do controlador;
- Simular o esquema na plataforma MATLAB/Simulink®;
- Comprovar a eficácia da técnica a partir das respostas do modelo diante da variação das condições de fluxo.

## 1.4 Organização do Trabalho

Este trabalho está organizado em quatro capítulos. Como visto, o [Capítulo 1](#) aborda a contextualização e os vários aspectos concernentes à conversão hidrocínética, procurando expor, de maneira intuitiva, os pontos que justificam a pesquisa (motivação). O [Capítulo 2](#) esclarece o sistema de geração, envolvendo, na sequência, a fundamentação

teórica acerca de todas as partes constituintes. Complementarmente, elenca trabalhos similares que servem de base ao modelo proposto. O [Capítulo 3](#) descreve, passo a passo, a modelagem e configuração dos estágios de potência e controle da planta no ambiente computacional. O [Capítulo 4](#) apresenta os gráficos das simulações acompanhados das devidas ponderações analíticas. Adicionalmente, a sessão de [Conclusões Gerais e Trabalhos Futuros](#) traz as considerações finais pertinentes.

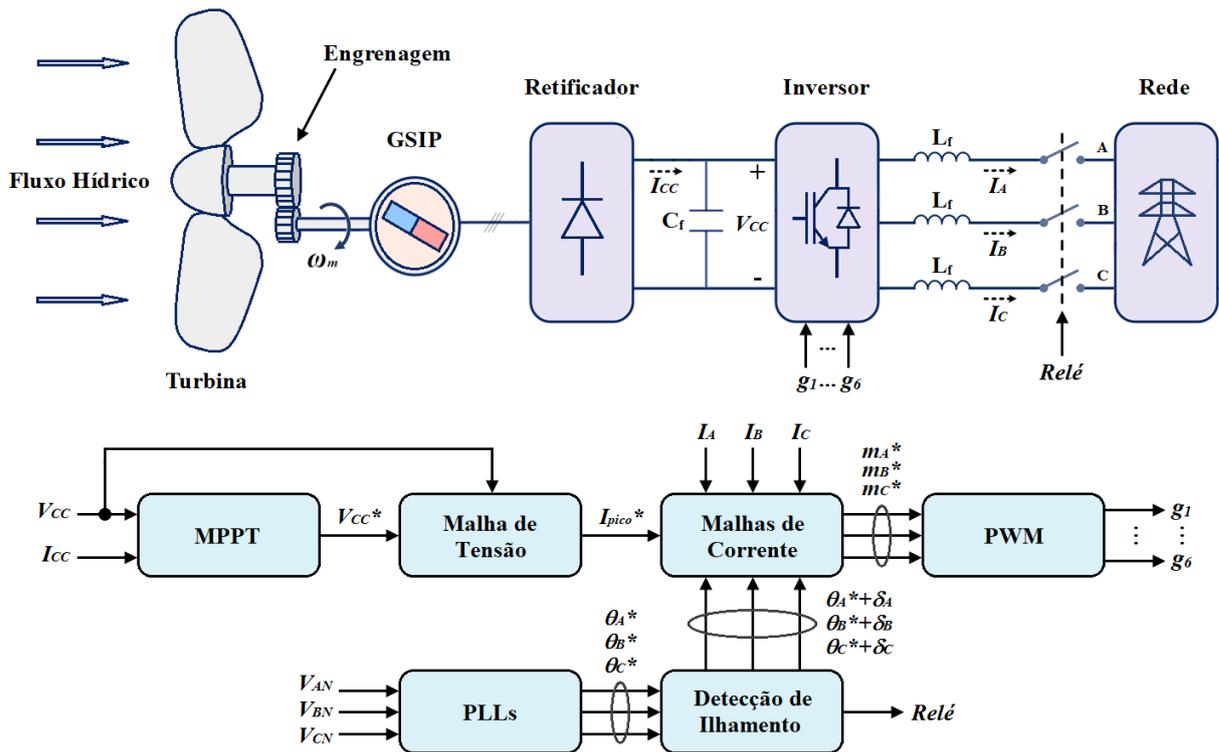
## 2 Revisão Bibliográfica

Dois grandes seções dividem este capítulo. A primeira (seção 2.1) trata dos conceitos teóricos relacionados aos elementos do sistema hidrocínético proposto. A segunda (seção 2.2) elenca os trabalhos investigados que oferecem respaldo às contribuições estabelecidas.

### 2.1 Fundamentação Teórica

Na Figura 6, constam os estágios de potência e controle do microgerador hidrocínético de canais abertos.

Figura 6 – Estágios de potência e controle do microgerador hidrocínético de canais abertos



Fonte: Elaboração própria.

O estágio de potência, representado na parte superior do diagrama, inclui os seguintes componentes: turbina, mecanismo de engrenagem, gerador síncrono de ímã permanente (GSIP), retificador não controlado, filtro capacitivo, inversor e filtro indutivo de conexão à rede elétrica. O princípio de funcionamento do conjunto se baseia no giro da turbina provocado pelo fluxo hídrico, que, por sua vez, movimenta o rotor do GSIP

com velocidade angular superior, graças ao mecanismo de engrenagem disposto entre eles. A potência alternada gerada é, então, convertida pelo retificador que, por intermédio do filtro capacitivo, alimenta o barramento CC. Em seguida, o inversor processa e transfere, através dos indutores de conexão, a energia produzida à rede.

Já o estágio de controle, representado na parte inferior do diagrama, é implementado por: subsistema de MPPT, malhas de tensão e corrente, subsistema das malhas de captura de fase (*phase-locked loops* – PLLs), subsistema de detecção de ilhamento por desvio de frequência no modo escorregamento (*slip mode frequency shift* – SMS) e subsistema de modulação por largura de pulso (*pulse width modulation* – PWM). A partir da amostra da tensão e corrente de saída do retificador, o algoritmo de MPPT, visando a maximização da extração energética, estabelece a referência da tensão do barramento CC à malha de tensão, que, por sua vez, determina a amplitude das correntes de saída às malhas de corrente. Ao mesmo tempo, essas últimas recebem os ângulos das fases da rede rastreados pelas PLLs e levemente perturbados pelos detectores de ilhamento, definindo assim os respectivos índices de modulação. Por fim, esses sinais são processados via PWM para geração dos pulsos de disparo dos interruptores do inversor.

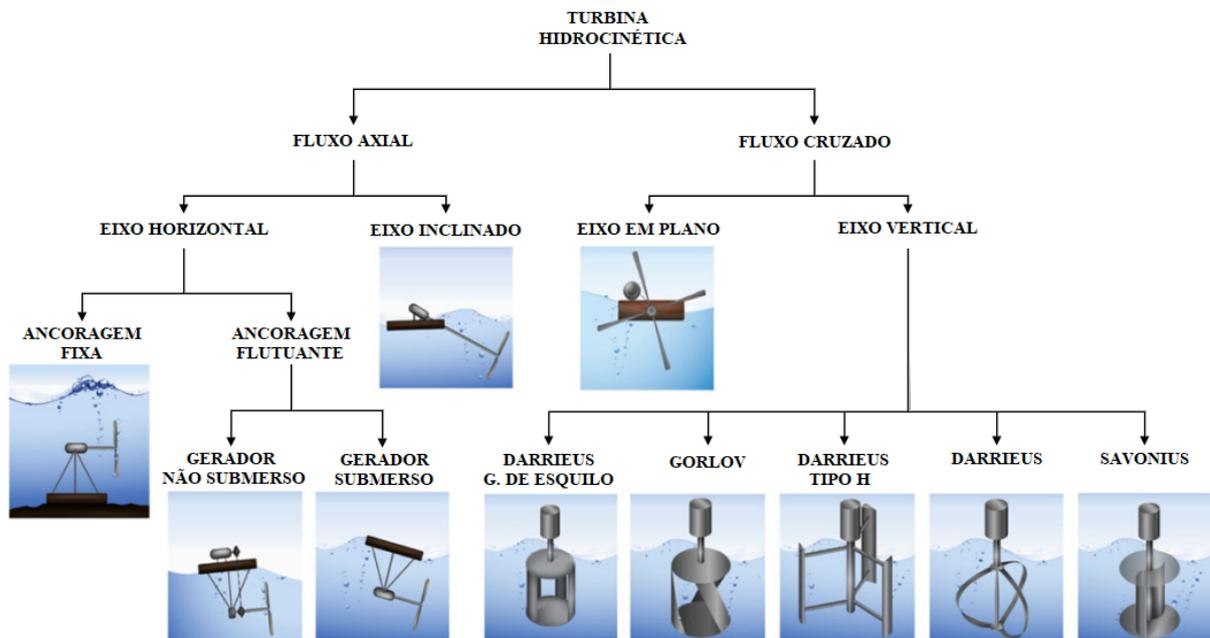
A seguir, será abordada a fundamentação teórica relacionada a cada uma das partes constituintes da planta.

### 2.1.1 Turbina hidrocínética

Existem diversos conceitos para o aproveitamento do movimento natural das águas de canais abertos, contudo, o uso de turbinas é o mais usual, eficaz e, do ponto de vista ambiental, menos invasivo (Vermaak; Kusakana; Koko, 2014; Cacciali *et al.*, 2021). Assim como os aerogeradores, esses aparelhos não dependem da pressão, mas sim da velocidade do fluido.

Denominadas como turbinas hidrocínéticas (THCs), fluviais ou de correnteza, elas se dividem em duas categorias: *de fluxo axial* ou *de fluxo cruzado*. Os dispositivos de fluxo axial dispõem seu eixo de rotação de forma paralela ou inclinada à direção de escoamento. Seus rotores, de formato discoide, são compostos por duas, três ou mais pás. Desenvolvidas comumente para ambientes marítimos e oceânicos, essas turbinas utilizam exclusivamente a componente de sustentação como força motriz. Já os equipamentos de fluxo cruzado apresentam seu eixo de rotação perpendicular ao movimento da água. Seus rotores, geralmente cilíndricos, são formados por lâminas (hidrofólios) ou placas curvas. Quanto ao impulsionamento, pode ser empregada, dependendo do modelo, tanto a força de sustentação quanto a força de arrasto (Sood; Singal, 2019). A Figura 7 mostra os tradicionais tipos de THCs.

Figura 7 – Tradicionais tipos de THCs



Fonte: Sood; Singal (2019).

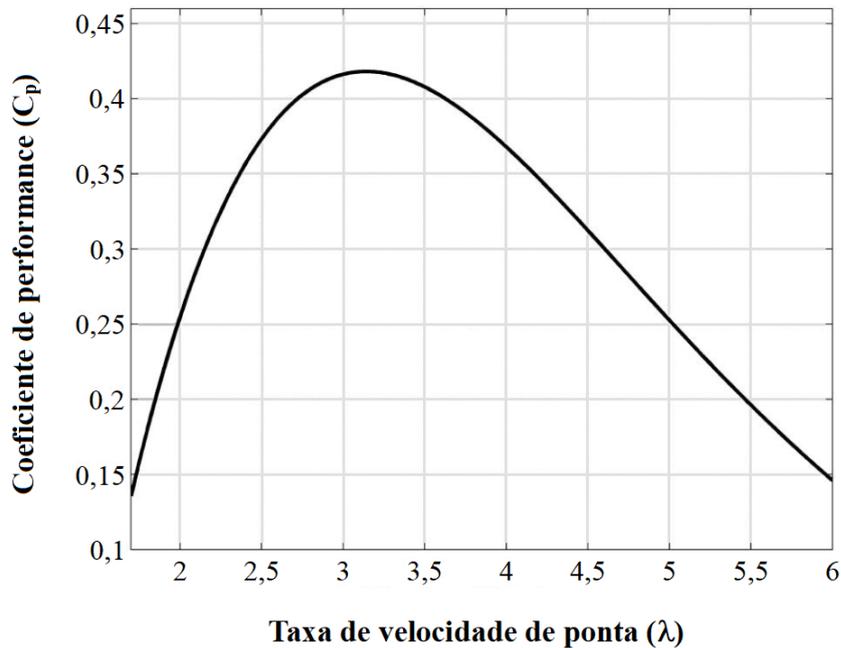
As THCs extraem a energia cinética do fluxo de água e a convertem em energia mecânica rotacional (Ashourianjozdani; Lopes; Pillay, 2016). Teoricamente, os rotores não confinados (livres) podem extrair, no máximo, 59,3% da energia disponível, índice conhecido como “limite de Betz”. Entretanto, o rendimento das típicas turbinas fluviais de baixa capacidade é bem menor (cerca de 25%), devido às perdas inerentes. Esse percentual, chamado de coeficiente de performance ou potência, relaciona-se diretamente à taxa de velocidade de ponta ( $\lambda$ ) e ao ângulo de inclinação das pás ( $\beta$ ) (Ngancha; Kusakana; Markus, 2017). Como as correntes de água doce são praticamente unidirecionais, o ajuste desse último é dispensável, o que justifica a utilização de artefatos puramente de passo fixo (Vásquez; Oliveira; Junior, 2016). Assim, o coeficiente de performance se torna uma função apenas de  $\lambda$ , sendo definido por

$$C_p(\lambda) = \frac{P_{mec}}{P_{hct}}, \quad (2.1)$$

em que  $P_{mec}$  é a potência mecânica transferida ao eixo e  $P_{hct}$  representa a potência hidrocinética disponível, ambas em  $W$ .

Como exemplo, a Figura 8 apresenta uma típica curva de desempenho de THC. Pelo gráfico, nota-se que o máximo coeficiente de potência é obtido sob uma específica taxa de velocidade de ponta. Por esse motivo, esse valor é considerado *ideal* ou *ótimo*.

Figura 8 – Curva de desempenho de uma THC



Fonte: Cavagnaro *et al.* (2016).

Como as turbinas de correnteza são regidas pelo mesmo princípio físico dos dispositivos eólicos, a potência mecânica produzida é, da mesma forma, determinada conforme

$$P_{mec} = \frac{1}{2} \rho A_T V_F^3 C_p(\lambda), \quad (2.2)$$

sendo  $\rho$  a densidade da água ( $1000 \text{ kg/m}^3$ ),  $A_T$  a área de varredura do rotor, em  $\text{m}^2$ , e  $V_F$  a velocidade de escoamento, em  $\text{m/s}$ .

Pode-se inferir, da equação anterior, que a energia produzida por um gerador hidrocínético cresce exponencialmente com o aumento da velocidade de escoadura, elevando, conseqüentemente, sua viabilidade econômica. Por isso, dutos de sucção (difusores) ou cones de direcionamento são comumente usados para incrementar a potência disponível a partir da concentração e aceleração do fluido em direção à área de varredura da turbina (Khan; Iqbal; Quaicoe, 2008). Tal prática amplia o coeficiente de performance do dispositivo, podendo, até mesmo, superar o limite de Betz, dado que seu cálculo não contempla a influência desses aparatos (Niebuhr *et al.*, 2019).

Além de garantir maior eficiência de conversão, as técnicas de confinamento ainda favorecem a compactação das unidades, elevam o torque de partida, protegem os mecanismos e, até mesmo, impedem o crescimento de ervas daninhas junto às partes móveis (Vermaak; Kusakana; Koko, 2014; Sood; Singal, 2019).

Uma maior oferta de potência hidrocínética também pode ser conseguida por meio de estreitamento de canal ou configuração em arranjo de múltiplas unidades, de modo a ampliar a taxa de bloqueio do fluxo, estabelecida por

$$B = \frac{A_T}{A_C}, \quad (2.3)$$

onde  $A_C$  é a área da seção transversal do curso de água, em  $m^2$ . Até certo ponto, a elevação dessa relação é aconselhável, especialmente para rios pequenos e médios onde a energia disponível é limitada (Kirke, 2020). No entanto, o alto grau de obstrução de correntes fluviais deve ser evitado, pois isso amplifica as ondulações de torque, vibrações e momentos fletores nas estruturas mecânicas das unidades geradoras, além de desencadear impactos ambientais graves, como elevação de nível (efeito de represamento), sedimentação e erosão (Cacciali *et al.*, 2021).

A curva de potência mecânica de uma THC abrange, basicamente, três zonas de operação, conforme apresenta a Figura 9. A “região de partida” situa-se na faixa de correnteza inoperante, isto é, insuficiente à movimentação da turbina. Após seu arranque, inicia a “região de seguimento de máxima potência” estabelecida dentro dos limites operacionais do dispositivo. Parte dela é formada pela “sub-região de proteção”, dedicada à restrição de potência de saída. Por último, encontra-se a “região de desligamento” localizada logo acima da velocidade de fluxo admissível, setor onde procedimentos para paralisação do equipamento são executados, de modo a preservar sua integridade perante condições extremas de escoamento (Khan; Iqbal; Quaicoe, 2008; Vásquez; Oliveira; Junior, 2016).

A taxa de velocidade de ponta é um parâmetro importante para avaliação das THCs. Essa grandeza, sem unidade de medida, exprime a característica hidrodinâmica do equipamento relacionando a velocidade periférica do rotor com a do fluido, da forma

$$\lambda = \frac{\omega_T R_T}{V_F}, \quad (2.4)$$

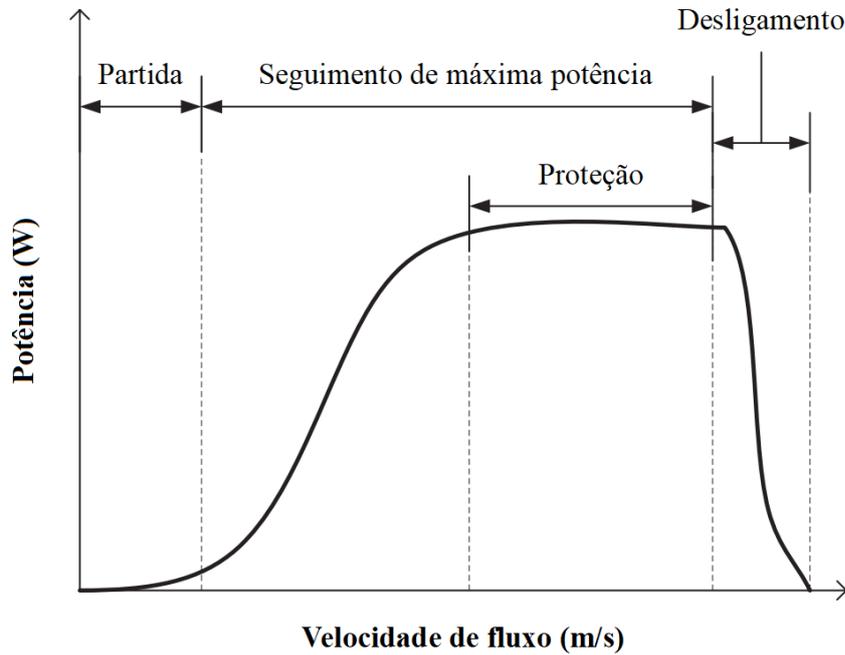
onde  $\omega_T$  é a velocidade angular da turbina, em  $rad/s$ , e  $R_T$  o raio do rotor, em  $m$ .

Complementarmente, pode-se obter o torque mecânico, em  $N.m$ , e o coeficiente de torque de acordo com

$$T_{mec} = \frac{P_{mec}}{\omega_T}, \quad (2.5)$$

$$C_t(\lambda) = \frac{C_p(\lambda)}{\lambda}. \quad (2.6)$$

Figura 9 – Curva de potência de uma THC



Fonte: Khan; Iqbal; Quaicoe (2008).

A escolha de trechos fluviais adequados é uma tarefa complexa, uma vez que diferentes dados precisam ser analisados, como taxa de fluxo, velocidade e profundidade durante o ano (Cacciali *et al.*, 2021). Além disso, investigações concernentes às propriedades de escoamento devem ser realizadas (Cavagnaro *et al.*, 2016; Niebuhr *et al.*, 2019). Dois parâmetros adimensionais relevantes ao levantamento são o número de Reynolds, que trata da razão entre as forças inerciais e viscosas do fluido, e o número de Froude, que relaciona as mesmas forças inerciais com as gravitacionais, conforme

$$Re = \frac{\rho V_F L_T}{\mu}, \quad (2.7)$$

$$Fr = \frac{V_F^2}{g H_C}, \quad (2.8)$$

em que  $L_T$  é o comprimento característico da turbina, em  $m$ ,  $\mu$  a viscosidade da água, em  $N.s/m^2$ ,  $g$  a aceleração da gravidade ( $9,81 m/s^2$ ) e  $H_C$  a profundidade do canal, em  $m$ .

A maioria das THCs de canal aberto disponíveis no mercado possui capacidade de 1 a 10 kW, obtendo resultados ótimos para velocidade de escoamento de 2,5 a 3 m/s (Vermaak; Kusakana; Koko, 2014; Niebuhr *et al.*, 2019). Turbinas de eixo horizontal e vertical são as mais tradicionais, porém, as segundas são preferíveis, devido à pequena capacidade, praticidade e baixo custo (Ibrahim *et al.*, 2021). Seu ponto fraco, contudo, é o reduzido poder de arranque e ocorrência de torque flutuante, devido à força de sustentação

pulsante incidente sobre as lâminas (Cacciali *et al.*, 2021). A Tabela 2 destaca as principais diferenças entre os dois tipos de dispositivos mencionados.

Tabela 2 – Comparação das turbinas hidrocínéticas de eixo horizontal e vertical

Características	Eixo horizontal	Eixo vertical
Velocidade operacional mínima de escoamento	0,5 m/s	1 m/s (necessita de velocidade maior para arrancar)
Taxa de velocidade de ponta (TSR) operacional	Mais rápida (TSR acima de 4,5)	Mais lenta (TSR abaixo de 3)
Coefficiente de performance ( $C_p$ )	46%	35%
Eficiência global	25% (calculado) (menor eficiência de transmissão)	26% (declarado) (maior eficiência de transmissão)
Resistência a detritos	Baixa	Alta
Ondulação de torque	Mais suave	Pulsante
Aspecto estrutural do rotor	Relativamente complexo	Simples
Quantidade e custo de material	Menos	Mais
Peso	Menor	Maior
Tamanho da plataforma	Menor (devido à compactidade)	Maior
Transmissão de potência mecânica	Complexa	Simples

Fonte: Anyi (2013).

Alguns critérios práticos devem ser adotados em projetos de THCs. É desaconselhável, por exemplo, a instalação de aparelhos próximo ao leito fluvial, pois essa região apresenta maior carga hidrodinâmica, elevada turbulência e alta concentração de sedimentos (Kumar; Sarkar, 2016). Além disso, a potência disponível tende a diminuir com a profundidade, devido ao aumento da tensão de cisalhamento. Geradores e controladores podem influir consideravelmente no desempenho dos equipamentos, portanto precisam ser meticulosamente selecionados. De modo a garantir a segurança e durabilidade dos sistemas, os rotores devem dispor de proteção contra velocidade excessiva de fluxo, além

de telas destinadas a barrar a passagem de corpos sólidos, como peixes e detritos (ramos, galhos, neve etc.). Em casos de manutenção ou enchentes, são indispensáveis medidas apropriadas de desligamento e resguardo (Khan; Iqbal; Quaicoe, 2008). É de suma importância que os aparelhos sejam fabricados com materiais leves e resistentes à fadiga e corrosão. Os compósitos geralmente utilizados são o polímero reforçado com fibra de vidro (PRFV), que possui boa propriedade mecânica, e o polímero reforçado com fibra de carbono (PRFC), que se destaca pelo desempenho. Vale lembrar que a qualidade dos insumos utilizados reflete diretamente na confiabilidade e custo de energia das plantas. Estima-se, aliás, que turbinas confeccionadas com ligas certificadas detêm vida útil superior a 20 anos (Kumar; Sarkar, 2016).

### 2.1.2 Gerador síncrono de ímã permanente

Máquinas síncronas e de indução são as mais empregadas em centrais hidrocinéticas, apesar das primeiras oferecerem mais vantagens em projetos de pequena escala (Vermaak; Kusakana; Koko, 2014). Particularmente, os GSIPs têm ganhado preferência tanto em topologias conectadas como isoladas, graças à sua simplicidade, confiabilidade, baixo ruído e densidade de potência. Como o aproveitamento se baseia no fluxo natural de canais, esses equipamentos eletromecânicos, originalmente desenvolvidos para operar sob velocidade constante, precisam ser associados a conversores eletrônicos, a fim de condicionar a energia produzida perante condições de frequência variável (Kirke, 2020).

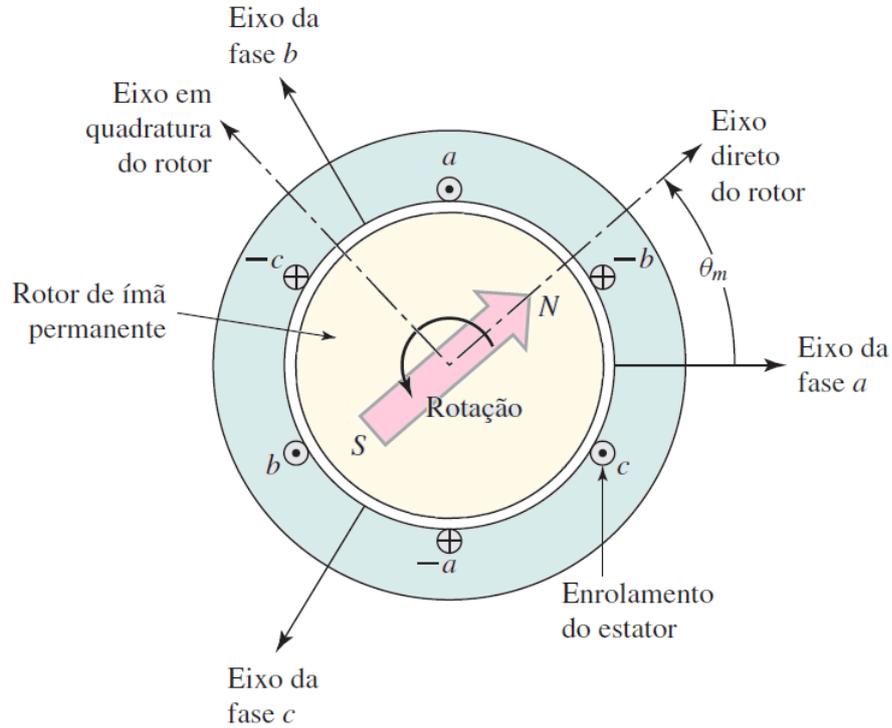
Para a modelagem da máquina síncrona trifásica, recorre-se ao *método das duas reações* de André Blondel, que propõe a decomposição das grandezas da armadura em duas componentes girantes fictícias, uma alinhada ao eixo polar, a componente de eixo *direto*, e outra ortogonal a ela, a componente de eixo *em quadratura*, conforme exposto na Figura 10.

Independentemente dos aspectos construtivos dos alternadores, esse conceito visa simplificar sua análise, considerando a interação sempre variável das ondas de fluxo e força magnetomotriz (FMM) na região de entreferro. Quando os parâmetros instantâneos do estator são convenientemente transmutados, passam a girar em sincronismo com o rotor, de modo que essas ondas se tornam constantes do novo ponto de vista adotado, separadas apenas por um ângulo fixo em regime permanente (Umans, 2014). A comutação do sistema  $abc$  para  $dq0$ , conhecida como *transformada de Park*, pode ser representada em termos do ângulo elétrico definido, em *graus* ou *radianos*, por

$$\theta_{me} = p \cdot \theta_m, \quad (2.9)$$

onde  $p$  é o número de pares de polos e  $\theta_m$  o ângulo espacial entre o eixo direto do rotor e

Figura 10 – Diagrama esquemático da máquina síncrona trifásica de ímã permanente



Fonte: Adaptada de [Umans \(2014\)](#).

o eixo da fase  $a$  do estator. Assim, essa operação se estabelece matricialmente, da forma direta, como

$$\begin{bmatrix} S_d \\ S_q \\ S_0 \end{bmatrix} = \frac{2}{3} \begin{bmatrix} \cos(\theta_{me}) & \cos(\theta_{me} - 120^\circ) & \cos(\theta_{me} + 120^\circ) \\ -\text{sen}(\theta_{me}) & -\text{sen}(\theta_{me} - 120^\circ) & -\text{sen}(\theta_{me} + 120^\circ) \\ \frac{1}{2} & \frac{1}{2} & \frac{1}{2} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} S_a \\ S_b \\ S_c \end{bmatrix} \quad (2.10)$$

e, da maneira inversa, conforme

$$\begin{bmatrix} S_a \\ S_b \\ S_c \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \cos(\theta_{me}) & -\text{sen}(\theta_{me}) & 1 \\ \cos(\theta_{me} - 120^\circ) & -\text{sen}(\theta_{me} - 120^\circ) & 1 \\ \cos(\theta_{me} + 120^\circ) & -\text{sen}(\theta_{me} + 120^\circ) & 1 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} S_d \\ S_q \\ S_0 \end{bmatrix}, \quad (2.11)$$

em que a letra  $S$  se refere à grandeza a ser transformada (corrente, tensão ou fluxo) e os índices  $d$  e  $q$  representam, respectivamente, o eixo direto e em quadratura. A *componente de sequência zero*, indicada pelo índice  $0$ , corresponde às componentes da corrente de armadura que produzem fluxo líquido nulo de entreferro, sendo, portanto, inexistentes em condições trifásicas equilibradas.

Seguindo essa abordagem, o fluxo de eixo direto ( $\Psi_d$ ) de uma máquina síncrona convencional resulta da circulação da corrente de eixo direto ( $i_d$ ) pelo enrolamento do estator, rotor e indutância de amortecimento de eixo direto. Da mesma maneira, o fluxo de eixo em quadratura ( $\Psi_q$ ) responde pela corrente de eixo em quadratura ( $i_q$ ) que atravessa o estator e a indutância de amortecimento de eixo em quadratura (Vásquez; Oliveira; Junior, 2016). Uma vez que o GSIP não possui circuito de amortecimento e o enrolamento de campo é substituído por magnetos, os fluxos concatenados nas coordenadas  $dq$ , de acordo com Krause, Wasynczuk e Pekarek (2012), são determinados por

$$\begin{cases} \Psi_d = L_d i_d - \Psi_{IP} \\ \Psi_q = L_q i_q \end{cases}, \quad (2.12)$$

em que  $L_d$  e  $L_q$  são as indutâncias equivalentes dos enrolamentos do estator nos eixos  $dq$  e  $\Psi_{IP}$  o fluxo gerado pelos ímãs permanentes.

Aplicando a lei das malhas de Kirchhoff, Jordão (2013) equaciona as tensões terminais de eixo direto e em quadratura da máquina síncrona de ímã permanente, na convenção de gerador, da forma

$$\begin{cases} v_d = -R_s i_d - L_d \frac{di_d}{dt} + \omega_e L_q i_q \\ v_q = -R_s i_q - L_q \frac{di_q}{dt} - \omega_e (L_d i_d - \Psi_{IP}) \end{cases}, \quad (2.13)$$

sendo  $R_s$  a resistência de cada enrolamento do estator e  $\omega_e$  a velocidade elétrica rotacional obtida por

$$\omega_e = p \cdot \omega_m = p \cdot f_g \cdot \omega_T, \quad (2.14)$$

onde  $\omega_m$  é a velocidade mecânica rotacional, em  $rad/s$ , e  $f_g$  o fator de multiplicação do sistema de transmissão.

Considerando um sistema trifásico equilibrado, Boldea (2006) expressa a potência ativa segundo

$$P = \frac{3}{2}(v_d i_d + v_q i_q). \quad (2.15)$$

Substituindo (2.12) e (2.13) em (2.15), tem-se

$$P = \frac{3}{2} \left[ -R_s (i_d^2 + i_q^2) - \left( i_d \frac{d\Psi_d}{dt} + i_q \frac{d\Psi_q}{dt} \right) + \omega_e (\Psi_{IP} i_q - (L_d - L_q) i_d i_q) \right]. \quad (2.16)$$

O primeiro termo da expressão representa as perdas ôhmicas nos enrolamentos do estator, o segundo se refere à taxa de variação da energia armazenada na região de acoplamento magnético e o último corresponde à potência de conversão eletromecânica, originada da interação dos fluxos dos magnetos do rotor e enrolamentos do estator.

A partir de  $P$ , determina-se então a eficiência do sistema eletromecânico por

$$\eta_g = \frac{P}{\eta_{ct} \cdot P_{mec}} \times 100\%, \quad (2.17)$$

sendo  $\eta_{ct}$  a eficiência de transmissão.

Já a potência reativa é representada conforme

$$Q = \frac{3}{2} (v_q i_d - v_d i_q). \quad (2.18)$$

Substituindo (2.13) em (2.18), encontra-se

$$Q = \frac{3}{2} \left[ \left( L_d i_q \frac{di_d}{dt} - L_q i_d \frac{di_q}{dt} \right) - \omega_e (L_d i_d^2 + L_q i_q^2) + \omega_e \Psi_{IP} i_d \right]. \quad (2.19)$$

Adicionalmente, a fim de obter o torque eletromagnético no eixo da máquina, basta dividir o terceiro termo de (2.16) por  $\omega_m$ , então

$$T_{em} = \frac{3p}{2} [\Psi_{IP} i_q - (L_d - L_q) i_d i_q]. \quad (2.20)$$

A primeira parcela da fórmula é chamada de *torque de reação mútua*, oriunda da interação entre os ímãs permanentes do rotor e correntes do estator. E a segunda, advinda das saliências magnéticas do rotor, é denominada *torque de relutância* que tende a alinhar os eixos de mínima relutância à direção do fluxo da armadura.

Supondo que o GSIP esteja conectado à turbina por um trem de força rígido de estágio único, estabelece-se o modelo que rege o movimento rotacional do conjunto por

$$J_h \frac{d\omega_m}{dt} = \frac{\eta_{ct}}{\omega_m} P_{mec} - T_{em}, \quad (2.21)$$

em que  $J_h$  representa a inércia total do eixo de alta velocidade, em  $kg.m^2$ .

### 2.1.3 Interface de eletrônica de potência

A intermitência dos recursos naturais é, sem dúvida, um grande desafio ao aproveitamento das energias renováveis (Ngancha; Kusakana; Markus, 2017). Por isso, é comum o uso de conversores eletrônicos destinados ao condicionamento da eletricidade produzida.

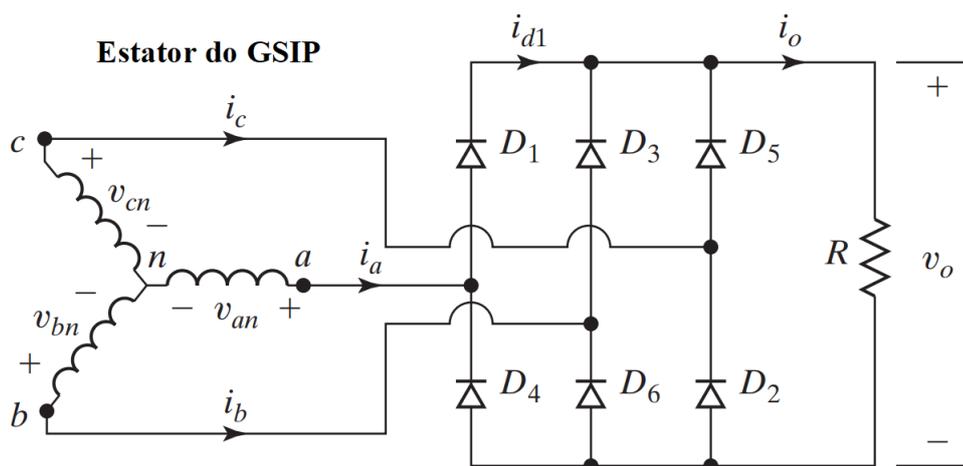
A interface de eletrônica de potência utilizada no modelo é composta de dois estágios: um retificador trifásico em ponte completa no lado da máquina e um inversor fonte de tensão trifásico no lado da rede, encontrando-se ambos desacoplados mediante um filtro capacitivo. Além dele, um filtro indutivo, dedicado à suavização das correntes de saída, também é utilizado. Todos os elementos mencionados serão abordados nesta seção.

#### 2.1.3.1 Ponte retificadora trifásica não controlada

As especificações dos diodos empregados em pontes retificadoras são normalmente definidas em termos da corrente média, eficaz e de pico, além, é claro, da tensão reversa máxima. Por isso é fundamental a análise do comportamento das grandezas elétricas inerentes a esses semicondutores em cada etapa da retificação.

O esquema do retificador trifásico em ponte completa é mostrado na Figura 11. Amplamente utilizado em aplicações de elevada potência, esse tipo de conversor CA-CC produz uma saída com ondulação de seis pulsos, gerados de acordo com as tensões instantâneas dos terminais da máquina. Assim, cada diodo opera durante  $120^\circ$  sob a sequência de condução:  $D_1 - D_2$ ,  $D_3 - D_2$ ,  $D_3 - D_4$ ,  $D_5 - D_4$ ,  $D_5 - D_6$  e  $D_1 - D_6$ .

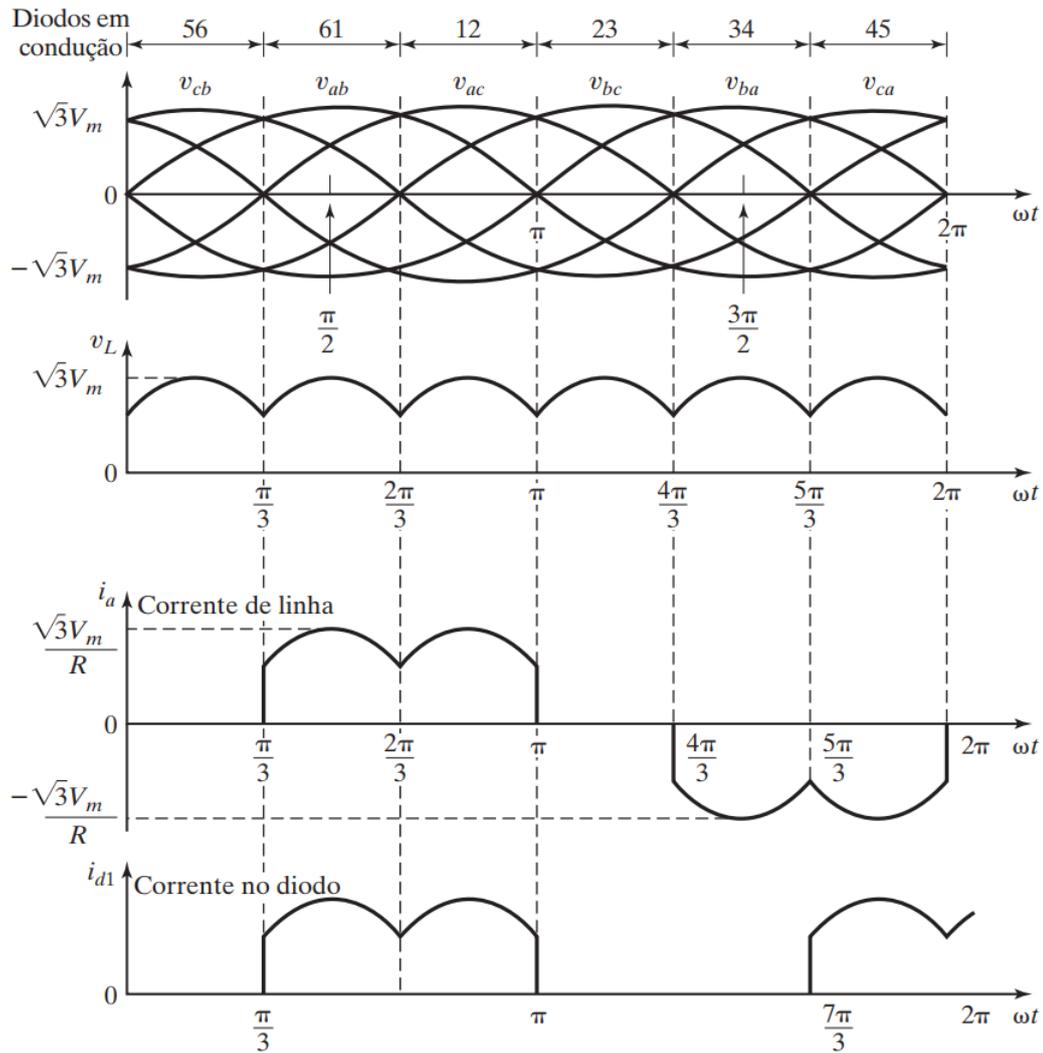
Figura 11 – Retificador trifásico em ponte completa



Fonte: Adaptada de Rashid (2014).

No diagrama anterior, o elemento resistivo “ $R$ ” representa a carga do inversor ao operar com fator de potência unitário, isto é, fornecendo exclusivamente energia ativa à rede. Nesse caso, as formas de onda resultantes são como mostradas na Figura 12.

Figura 12 – Formas de onda e tempos de condução dos diodos



Fonte: Rashid (2014).

Supondo  $V_m$  o valor de pico da tensão de fase do GSIP e  $\omega$  a frequência elétrica angular, as tensões instantâneas de fase são declaradas da forma

$$\begin{cases} v_{an} = V_m \text{sen}(\omega t) \\ v_{bn} = V_m \text{sen}(\omega t - 120^\circ) \\ v_{cn} = V_m \text{sen}(\omega t - 240^\circ) \end{cases} \quad (2.22)$$

E, adiantadas  $30^\circ$  em relação a essas, definem-se as tensões instantâneas de linha como

$$\begin{cases} v_{ab} = \sqrt{3}V_m \operatorname{sen}(\omega t + 30^\circ) \\ v_{bc} = \sqrt{3}V_m \operatorname{sen}(\omega t - 90^\circ) \\ v_{ca} = \sqrt{3}V_m \operatorname{sen}(\omega t - 210^\circ) \end{cases} . \quad (2.23)$$

Conforme exposto por [Rashid \(2014\)](#), o valor médio da tensão de saída do retificador pode ser obtido por

$$V_{CC} = \frac{2}{2\pi/6} \int_0^{\pi/6} \sqrt{3}V_m \cos \omega t d(\omega t) = \frac{3\sqrt{3}}{\pi} V_m = 1,654V_m \quad (2.24)$$

e o valor eficaz da tensão de saída a partir de

$$V_{rms} = \sqrt{\frac{2}{2\pi/6} \int_0^{\pi/6} 3V_m^2 \cos^2 \omega t d(\omega t)} = \sqrt{\frac{3}{2} + \frac{9\sqrt{3}}{4\pi}} V_m = 1,6554V_m. \quad (2.25)$$

Considerando  $R$  uma carga puramente resistiva, o valor de pico da corrente que atravessa um dos diodos é equivalente a  $I_m = \sqrt{3}V_m/R$ , sendo o valor eficaz dessa corrente igual a

$$I_{D(rms)} = \sqrt{\frac{4}{2\pi} \int_0^{\pi/6} I_m^2 \cos^2 \omega t d(\omega t)} = I_m \sqrt{\frac{1}{\pi} \left( \frac{\pi}{6} + \frac{1}{2} \operatorname{sen} \frac{2\pi}{6} \right)} = 0,5518I_m. \quad (2.26)$$

De maneira similar, obtém-se o valor eficaz da corrente de fase do gerador por

$$I_G = \sqrt{\frac{8}{2\pi} \int_0^{\pi/6} I_m^2 \cos^2 \omega t d(\omega t)} = I_m \sqrt{\frac{2}{\pi} \left( \frac{\pi}{6} + \frac{1}{2} \operatorname{sen} \frac{2\pi}{6} \right)} = 0,7804I_m. \quad (2.27)$$

Complementarmente, enuncia-se a função da tensão instantânea de saída do retificador trifásico de 6 pulsos conforme

$$v_0(t) = 0,9549V_m \left( 1 + \frac{2}{35} \cos(6\omega t) - \frac{2}{143} \cos(12\omega t) + \dots \right), \quad (2.28)$$

onde a sexta harmônica é dominante, com valor eficaz  $V_{6h} = 0,0386V_m$ .

Nota-se que a equação anterior é formada por duas parcelas: um valor CC e uma componente CA, denominada ondulação ou *ripple*. O levantamento dos parâmetros de desempenho da ponte retificadora depende, basicamente, da relação entre essas magnitudes.

Assim sendo, as potências CC e CA de saída são determinadas como

$$P_{CC} = V_{CC} \cdot I_{CC}, \quad (2.29)$$

$$P_{CA} = V_{rms} \cdot I_{rms}, \quad (2.30)$$

onde  $I_{CC}$  e  $I_{rms}$  são, respectivamente, o valor médio e eficaz da corrente de saída.

A partir dessas grandezas, determina-se a qualidade da forma de onda de saída por meio da eficiência ou razão de retificação, dada por

$$\eta_r = \frac{P_{CC}}{P_{CA}}, \quad (2.31)$$

de modo que, uma vez unitária, tal relação caracteriza um sinal CC absolutamente puro.

Com  $V_{rms}$  e  $V_{CC}$ , obtém-se o valor eficaz da componente CA da tensão de saída e seu fator de forma, segundo

$$V_{CA} = \sqrt{V_{rms}^2 - V_{CC}^2}, \quad (2.32)$$

$$FF = \frac{V_{rms}}{V_{CC}}. \quad (2.33)$$

Já o fator de ondulação ou *ripple* é definido por

$$FO = \frac{V_{CA}}{V_{CC}}. \quad (2.34)$$

Substituindo (2.32) em (2.34), também pode ser expresso como

$$FO = \sqrt{\left(\frac{V_{rms}}{V_{CC}}\right)^2 - 1} = \sqrt{FF^2 - 1}. \quad (2.35)$$

O fator de utilização do GSIP é considerado

$$FUG = \frac{P_{CC}}{3V_G I_G}, \quad (2.36)$$

em que  $V_G$  e  $I_G$  são, respectivamente, a tensão e corrente eficazes em cada enrolamento do estator. Ademais, admitindo a potência de entrada igual a  $P_{CA}$ , o fator de potência fica

$$FP = \frac{P_{CA}}{3V_G I_G}. \quad (2.37)$$

Usado habitualmente para especificar a capacidade de dispositivos e componentes eletrônicos, acha-se ainda o fator de crista conforme

$$FC = \frac{I_m}{I_G}. \quad (2.38)$$

### 2.1.3.2 Filtro capacitivo

A fim de reduzir a ondulação da tensão do barramento CC, propõe-se a utilização de um filtro capacitivo na saída da ponte retificadora trifásica. De acordo com [Barbi \(2006\)](#), a energia fornecida a esse capacitor a cada  $60^\circ$  é dada como

$$E_C = \frac{1}{2} C_f [(\sqrt{3}V_m)^2 - V_{Cmin}^2], \quad (2.39)$$

onde  $C_f$  é a capacitância e  $V_{Cmin}$  o valor da tensão instantânea mínima sobre ele.

Desse modo, no decorrer de um ciclo completo, a energia proveniente do GSIP resulta

$$E_G = \frac{12}{2} C_f [(\sqrt{3}V_m)^2 - V_{Cmin}^2] \quad (2.40)$$

e a energia dissipada na carga resistiva ( $E_o$ ) se dá por

$$E_o = \frac{P_o}{f}, \quad (2.41)$$

em que  $P_o$  é a potência da carga e  $f$  a frequência elétrica da máquina. Igualando  $E_G$  a  $E_o$ , estima-se o valor da capacitância do filtro conforme

$$C_f = \frac{P_o}{6f [(\sqrt{3}V_m)^2 - V_{Cmin}^2]}. \quad (2.42)$$

Define-se, também,

$$V_{Cmin} = \sqrt{3}V_m \cos \alpha, \quad (2.43)$$

sendo  $\alpha$  o ângulo referente ao tempo de carga do capacitor, tido por

$$\alpha = \cos^{-1} \left( \frac{V_{Cmin}}{\sqrt{3}V_m} \right). \quad (2.44)$$

Assim, a corrente de pico do capacitor é estabelecida como

$$i_{Cp} = \omega C_f \sqrt{3}V_m \sin \alpha. \quad (2.45)$$

Manipulando matematicamente a expressão, pode-se suprimir a relação trigonométrica da maneira

$$\begin{aligned} i_{Cp} &= \omega C_f \sqrt{3}V_m \sqrt{1 - \cos^2 \alpha} \\ &= \omega C_f \sqrt{3}V_m \sqrt{1 - \left( \frac{V_{Cmin}}{\sqrt{3}V_m} \right)^2} \\ &= \omega C_f \sqrt{(\sqrt{3}V_m)^2 - V_{Cmin}^2}. \end{aligned} \quad (2.46)$$

Logo, com o filtro capacitivo, o valor de pico da corrente de saída do retificador passa a ser determinado por

$$i_p = i_{Cp} + i_R, \quad (2.47)$$

onde  $i_R$  é a corrente de carga, dada por  $i_R \cong \sqrt{3}V_m/R$ .

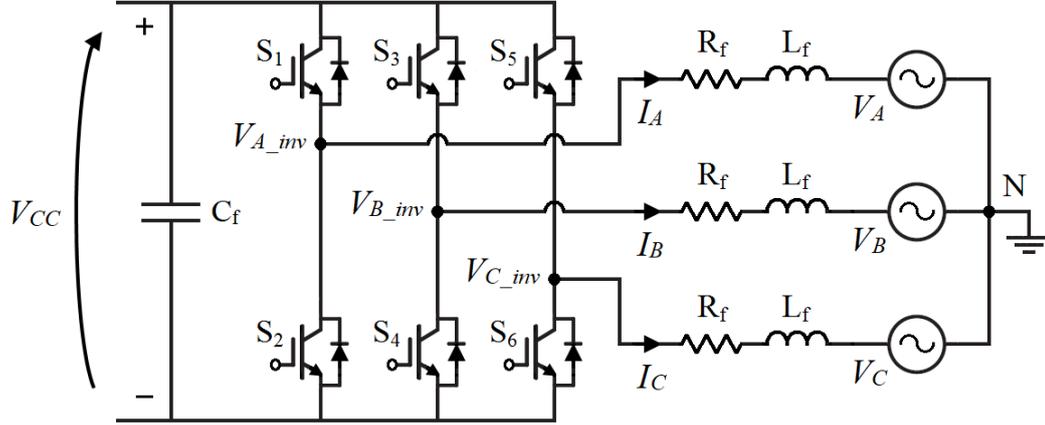
### 2.1.3.3 Inversor fonte de tensão trifásico

Um inversor fonte de tensão (*voltage source inverter* – VSI) é um equipamento eletrônico que, a partir de uma entrada CC, pode produzir tensão senoidal com magnitude, frequência e ângulo previamente determinados.

A estrutura de um VSI trifásico de três braços é mostrada na [Figura 13](#). No total, três pares de interruptores do tipo transistor bipolar de porta isolada (*insulated gate bipolar transistor* – IGBT) participam da configuração, sendo operados de modo

complementar e de acordo com a estratégia do controlador (Hart, 2012). Cada componente é provido de um diodo em antiparalelo que impede sobretensões durante a comutação. Ademais, um filtro indutivo conecta o circuito à rede elétrica.

Figura 13 – Inversor fonte de tensão trifásico



Fonte: Elaboração própria.

Desse modo, as tensões de saída do conversor podem ser equacionadas como

$$\begin{cases} V_{A\_inv} = R_f I_A + L_f \frac{dI_A}{dt} + V_A \\ V_{B\_inv} = R_f I_B + L_f \frac{dI_B}{dt} + V_B \\ V_{C\_inv} = R_f I_C + L_f \frac{dI_C}{dt} + V_C \end{cases}, \quad (2.48)$$

em que  $R_f$  e  $L_f$  são, respectivamente, a resistência e indutância dos indutores de conexão,  $I_A$ ,  $I_B$  e  $I_C$  as correntes de cada terminal,  $V_A$ ,  $V_B$  e  $V_C$  as tensões de fase da rede.

Para um sistema perfeitamente equilibrado, Pudur e Gao (2016) representam as tensões terminais de eixo direto e em quadratura conforme

$$\begin{cases} V_{d\_inv} = R_f I_d + L_f \frac{dI_d}{dt} - \omega_r L_f I_q + V_d \\ V_{q\_inv} = R_f I_q + L_f \frac{dI_q}{dt} + \omega_r L_f I_d + V_q \end{cases}, \quad (2.49)$$

sendo  $I_d$  e  $I_q$  as correntes de saída nos eixos  $dq$ ,  $\omega_r$  a frequência angular da rede,  $V_d$  e  $V_q$  as tensões de fase da rede nos eixos  $dq$ .

Ainda, expressam-se as equações da potência ativa e reativa segundo

$$P_g = \frac{3}{2}(V_d I_d + V_q I_q), \quad (2.50)$$

$$Q_g = \frac{3}{2}(V_q I_d - V_d I_q). \quad (2.51)$$

#### 2.1.3.4 Filtro indutivo de conexão

Com a função de suavizar as correntes de saída, indutores série são acoplados aos terminais do VSI. Considerando  $T_s$  o período de chaveamento, a tensão sobre cada um deles é obtida da forma

$$V_L = L_f \frac{di_L}{dt} = L_f \frac{\Delta i_L}{\Delta t} = L_f \frac{\Delta i_L}{m \cdot T_s}, \quad (2.52)$$

em que  $\Delta i_L$  é a ondulação da corrente de saída,  $m$  o índice de modulação, dado por

$$m = \frac{V_{pico}}{(V_{CC}/2)}, \quad (2.53)$$

e  $V_{pico}$  o valor de pico da tensão de fase da rede.

Logo, assume-se a indutância de cada componente como

$$L_f = \frac{V_L \cdot m \cdot T_s}{\Delta i_L} = \frac{(V_{CC}/2 - V_{pico}) \cdot m}{\Delta i_L \cdot f_s}, \quad (2.54)$$

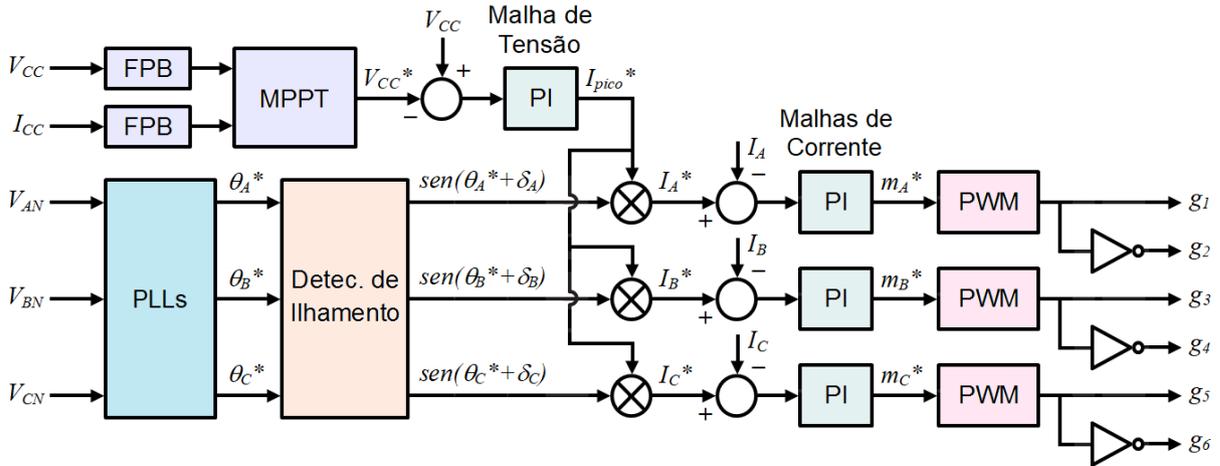
sendo  $f_s$  a frequência de chaveamento.

#### 2.1.4 Estágios do controlador

O controle do gerador hidrocínético visa, de modo geral, maximizar o aproveitamento energético, reduzir o estresse mecânico e melhorar o desempenho global dentro dos limites de segurança e operabilidade (Khan; Iqbal; Quaicoe, 2011).

A Figura 14 ilustra o diagrama do sistema de controle da planta. Na sequência, será caracterizado cada estágio detalhadamente.

Figura 14 – Diagrama do sistema de controle



Fonte: Elaboração própria.

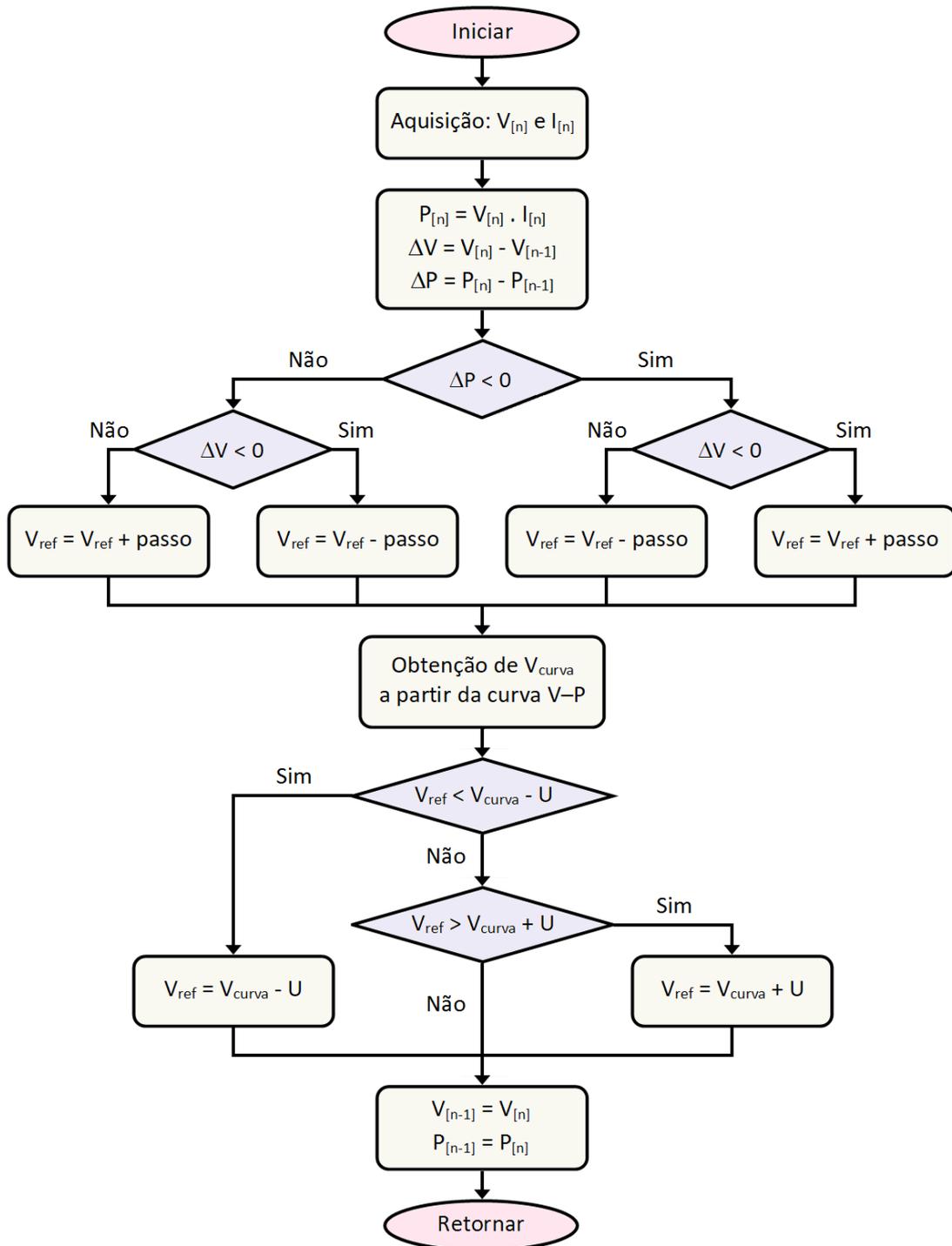
#### 2.1.4.1 Algoritmo de seguimento do ponto de máxima potência (MPPT)

A curva de desempenho típica, apresentada anteriormente na [Figura 8](#), sugere que a maximização do aproveitamento hidrocínético é baseada no adequado ajuste da velocidade rotacional da turbina perante as variações da intensidade de fluxo. Como as velocidades angulares do conjunto turbina-gerador estão intrinsecamente relacionadas à tensão do barramento CC, busca-se alcançar a condição ótima de funcionamento mediante a regulação dessa última por um algoritmo de MPPT. Além de otimizar o processo, essa abordagem dispensa, convenientemente, o uso de sensores externos que, além de caros, são relativamente imprecisos ([Ngancha; Kusakana; Markus, 2017](#)).

Entre os diversos métodos de MPPT existentes, o de perturbação e observação (*perturb and observe* – P&O) é o mais difundido. Apesar da simplicidade e coerência, a técnica apresenta certa limitação de performance quando configurada sob passo fixo, isso porque a velocidade de convergência e o nível de oscilação em estado estacionário não podem ser simultaneamente satisfatórios ([Chihaiia et al., 2020](#)). Sendo assim, propõe-se, neste trabalho, a inserção da curva característica V-P do conjunto turbina-gerador-retificador (TGR) no próprio código de programação, que proporcionará mais eficiência ao estipular, de antemão, a faixa de tensão perturbável do controlador.

A lógica do algoritmo pode ser assimilada pelo fluxograma da [Figura 15](#). A partir das amostras da tensão e corrente de saída da ponte retificadora suavizadas por filtros passa-baixas (FPB), a potência instantânea é calculada e comparada com o valor anterior. Caso a variação seja positiva, preserva-se o sentido de perturbação da tensão; senão, inverte-se, na proporção do passo e dentro dos limites impostos.

Figura 15 – Fluxograma do algoritmo de MPPT híbrido



Fonte: Elaboração própria.

#### 2.1.4.2 Malhas de corrente

O satisfatório desempenho das malhas de corrente depende da adequada sintonia dos controladores do tipo proporcional-integral (PI) que compensam os erros entre as referências ( $I_A^*$ ,  $I_B^*$  e  $I_C^*$ ) e os valores instantâneos das correntes de saída do inversor

( $I_A$ ,  $I_B$  e  $I_C$ ) (Ogata, 2010). Para isso, é necessária a modelagem, no domínio da frequência, dos elementos que compõem a função de transferência de malha aberta de corrente, sendo definida por

$$FTMAi(s) = G_{im}(s) \times K_{PWM}(s) \times K_i(s) \times PI_i(s), \quad (2.55)$$

onde  $G_{im}(s)$  representa o inversor,  $K_{PWM}(s)$  o modulador,  $K_i(s)$  o sensor de corrente e  $PI_i(s)$  o respectivo compensador.

Assim sendo, obtém-se, primeiramente, a função de transferência (FT) do inversor apresentada por Teodorescu, Liserre e Rodríguez (2011), que relaciona a perturbação da corrente de saída à perturbação do índice de modulação, da forma

$$G_{im}(s) = \frac{\hat{i}_L(s)}{\hat{m}(s)} = \frac{(V_{CC}/2)}{L_f \cdot s + R_f}. \quad (2.56)$$

Já a FT do modulador é caracterizada apenas como um ganho, conforme

$$K_{PWM}(s) = \frac{1}{V_{port}}, \quad (2.57)$$

sendo  $V_{port}$  o valor de pico da onda portadora.

Da mesma forma, a FT do sensor de corrente aparece como uma simples constante, sendo especificada de acordo com a relação de leitura.

Considerando a FT do compensador inicialmente unitária e estipulando a frequência de cruzamento de ganho da malha de corrente ( $fc_i$ ), traça-se o diagrama de Bode de  $FTMAi(s)$  de modo a estimar a margem de fase da planta não compensada ( $MFi_{n/comp}$ ). Atribuindo a margem de fase desejada ( $MFi_{desejada}$ ), estabelece-se a contribuição de fase do controlador ( $\phi_{PI_i}$ ) e a relação entre os ganhos ( $\tau_{i(i)}$ ) da maneira

$$\phi_{PI_i} = MFi_{desejada} - MFi_{n/comp}, \quad (2.58)$$

$$\tau_{i(i)} = \frac{\tan(\phi_{PI_i} + 90^\circ)}{2\pi fc_i}. \quad (2.59)$$

Logo, utilizando a FT parcial do controlador dada por

$$PI_i(s)_{parcial} = \frac{\tau_{i(i)} \cdot s + 1}{s}, \quad (2.60)$$

traça-se, novamente, o diagrama de Bode de  $FTMAi(s)$  para avaliação da magnitude da planta parcialmente compensada ( $Mag_{i\ p/comp}$ ), determinando-se, em seguida, os parâmetros do compensador segundo

$$\begin{cases} ki_i = \frac{1}{Mag_{i\ p/comp}} \\ kp_i = ki_i \cdot \tau_{i(i)} \end{cases} . \quad (2.61)$$

E, finalmente, tem-se

$$PI_i(s) = kp_i + \frac{ki_i}{s}. \quad (2.62)$$

#### 2.1.4.3 Malha de tensão

Analogamente, o projeto da malha de tensão se baseia na perfeita sintonia do controlador PI que compensa o erro entre a referência ( $V_{CC}^*$ ) e o valor instantâneo da tensão de entrada do inversor ( $V_{CC}$ ). Portanto, é necessária a modelagem, no domínio da frequência, dos elementos que compõem a função de transferência de malha aberta de tensão, sendo definida por

$$FTMAv(s) = G_{vi}(s) \times FTMFi(s) \times K_v(s) \times PI_v(s), \quad (2.63)$$

onde  $G_{vi}(s)$  representa o inversor,  $FTMFi(s)$  a função de transferência de malha fechada de corrente,  $K_v(s)$  o sensor de tensão e  $PI_v(s)$  o respectivo compensador.

Assim sendo, obtém-se, primeiramente, a FT do inversor apresentada por [Teodorescu, Liserre e Rodríguez \(2011\)](#), que relaciona a perturbação da tensão de entrada à perturbação do valor de pico da corrente de saída, da forma

$$G_{vi}(s) = \frac{\hat{v}_{CC}(s)}{\hat{i}_{pico}(s)} = \frac{\sqrt{3}m}{2C_f \cdot s}. \quad (2.64)$$

Na técnica de controle por corrente média, deve-se garantir o desacoplamento entre as malhas de tensão e corrente impondo à primeira uma frequência de corte menor do que 1/4 da frequência de ondulação da tensão do barramento CC ([Miranda-Terán et al., 2014](#)). Com isso, a função de transferência da malha fechada de corrente é vista simplesmente como um ganho, dada por

$$FTMFi(s) = \frac{1}{K_i(s)}. \quad (2.65)$$

Da mesma forma, a FT do sensor de tensão aparece como uma simples constante, sendo especificada de acordo com a relação de leitura.

Considerando a FT do compensador inicialmente unitária e estipulando a frequência de cruzamento de ganho da malha de tensão ( $fc_v$ ), traça-se o diagrama de Bode de  $FTMAv(s)$  de modo a estimar a margem de fase da planta não compensada ( $MFv_{n/comp}$ ). Atribuindo a margem de fase desejada ( $MFv_{desejada}$ ), estabelece-se a contribuição de fase do controlador ( $\phi_{PI_v}$ ) e a relação entre os ganhos ( $\tau_{i(v)}$ ) da maneira

$$\phi_{PI_v} = MFv_{desejada} - MFv_{n/comp}, \quad (2.66)$$

$$\tau_{i(v)} = \frac{\tan(\phi_{PI_v} + 90^\circ)}{2\pi fc_v}. \quad (2.67)$$

Logo, utilizando a FT parcial do controlador dada por

$$PI_v(s)_{parcial} = \frac{\tau_{i(v)} \cdot s + 1}{s}, \quad (2.68)$$

traça-se, novamente, o diagrama de Bode de  $FTMAv(s)$  para avaliação da magnitude da planta parcialmente compensada ( $Mag_{v\ p/comp}$ ), determinando-se, em seguida, os parâmetros do compensador segundo

$$\begin{cases} ki_v = \frac{1}{Mag_{v\ p/comp}} \\ kp_v = ki_v \cdot \tau_{i(v)} \end{cases}. \quad (2.69)$$

E, finalmente, tem-se

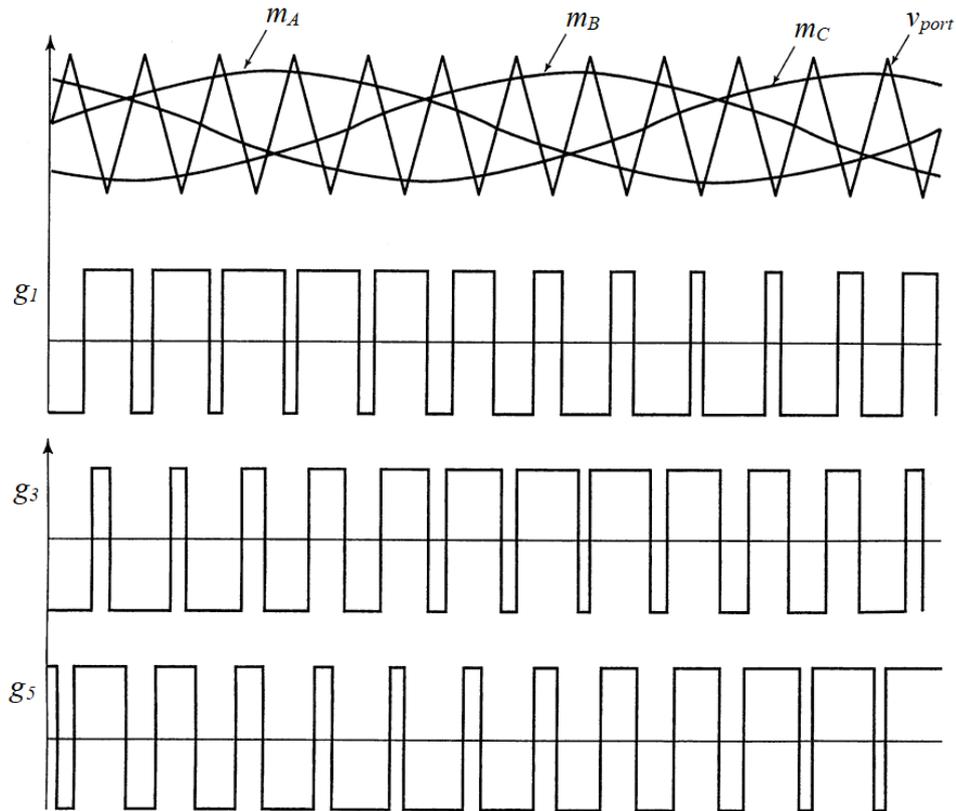
$$PI_v(s) = kp_v + \frac{ki_v}{s}. \quad (2.70)$$

#### 2.1.4.4 Circuitos de modulação por largura de pulso (PWM)

Para inversores trifásicos em ponte completa, a modulação por largura de pulso senoidal (*sinusoidal pulse-width modulation* – SPWM) a dois níveis é a mais aplicada (Ahmed, 2000). Nela, três ondas modulantes senoidais de baixa frequência,  $m_A$ ,  $m_B$  e  $m_C$ , defasadas entre si por um ângulo de  $120^\circ$  são comparadas a uma onda portadora triangular de alta frequência,  $v_{port}$ . Quando os sinais de referência ultrapassam  $v_{port}$ , os pulsos são positivos; do contrário, invertem-se.

A [Figura 16](#) mostra as ondas moduladas  $g_1$ ,  $g_3$  e  $g_5$  referentes, respectivamente, aos interruptores  $S_1$ ,  $S_3$  e  $S_5$  do inversor.

Figura 16 – Formas de onda moduladas por largura de pulso senoidal



Fonte: Adaptada de [Ahmed \(2000\)](#).

#### 2.1.4.5 Malhas de captura de fase (PLLs)

A estimativa do ângulo de fase da tensão é fundamental ao controle e monitoramento de aparelhos que operam em modo conectado à rede elétrica, como conversores eletrônicos, filtros ativos, compensadores estáticos, armazenadores de energia, entre outros. Para isso, faz-se necessário o uso de malhas de captura de fase que, além de rápidas e estáveis, devem produzir mínima distorção harmônica.

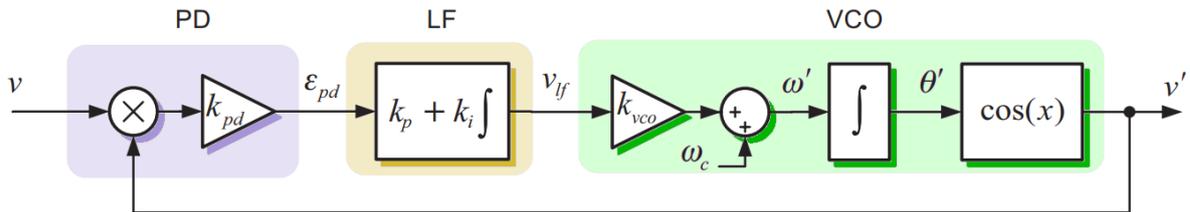
De acordo com [Teodorescu, Liserre e Rodríguez \(2011\)](#), diferentes técnicas podem ser utilizadas para implementar uma PLL. Contudo, sua estrutura básica consiste em três blocos fundamentais:

- Detector de fase (*phase detector* – PD): aquele que gera uma saída proporcional à diferença de fase entre o sinal de entrada ( $v$ ) e o estimado pelo oscilador interno ( $v'$ );

- Laço de filtro (*loop filter* – LF): aquele que atenua as componentes CA de alta frequência provenientes do PD, sendo constituído, normalmente, por um filtro passa-baixas de primeira ordem ou um controlador PI;
- Oscilador controlado por tensão (*voltage-controlled oscillator* – VCO): aquele que produz um sinal CA cuja frequência é deslocada em relação à frequência central ( $\omega_c$ ) como uma função da tensão de entrada fornecida pelo LF.

Na Figura 17, é mostrado o diagrama de blocos de uma PLL elementar.

Figura 17 – Diagrama de blocos de uma PLL elementar



Fonte: Teodorescu; Liserre; Rodríguez (2011).

#### 2.1.4.6 Detectores de ilhamento

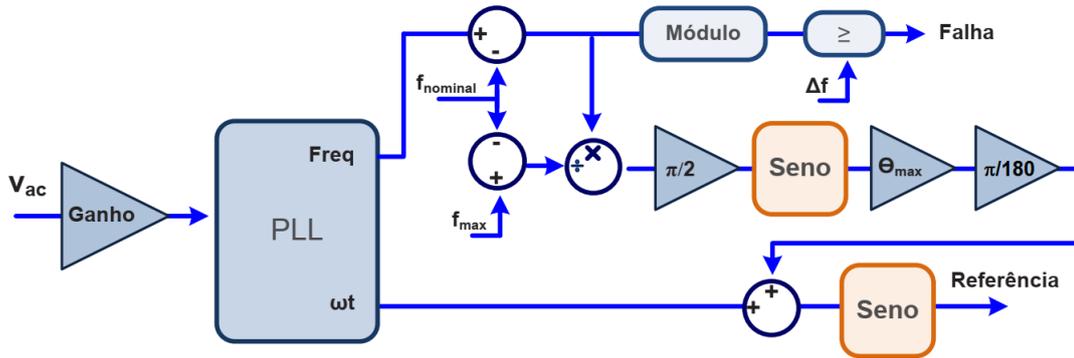
Além da sincronização, a detecção de ilhamento é crucial às centrais de geração que atuam conectadas à rede elétrica. Esse recurso impede que cargas locais continuem sendo alimentadas durante interrupções do fornecimento, o que acarretaria problemas relacionados à segurança, qualidade e confiabilidade do sistema.

Dentre os métodos anti-ilhamento existentes, recomendam-se os ativos configurados no próprio módulo do controlador, por apresentarem melhor custo-benefício. Brito *et al.* (2018) avaliam alguns deles e atestam o satisfatório desempenho do algoritmo por desvio de frequência no modo escorregamento, ou SMS. A estratégia, representada na Figura 18, consiste em identificar a ausência de rede com base na diferença de fase do inversor e do ponto de acoplamento comum (PAC), sendo regida pela equação

$$\theta_{SMS} = \theta_{max} \cdot \text{sen} \left( \frac{\pi f_{PLL} - f_{nominal}}{2 f_{max} - f_{nominal}} \right), \quad (2.71)$$

em que  $\theta_{SMS}$  é o ângulo de saída do algoritmo,  $\theta_{max}$  o ângulo máximo admitido,  $f_{PLL}$  a frequência de saída da PLL,  $f_{nominal}$  a frequência nominal da rede e  $f_{max}$  a frequência máxima admitida.

Figura 18 – Estratégia do algoritmo de detecção de ilhamento por SMS



Fonte: Brito *et al.* (2018).

Na presença de uma carga RLC, a efetiva detecção depende do adequado ajuste de  $\theta_{max}$ , que deve atender a inequação

$$\frac{\theta_{max}}{f_{max} - f_{nominal}} \geq \frac{12Q_f}{\pi^2}, \quad (2.72)$$

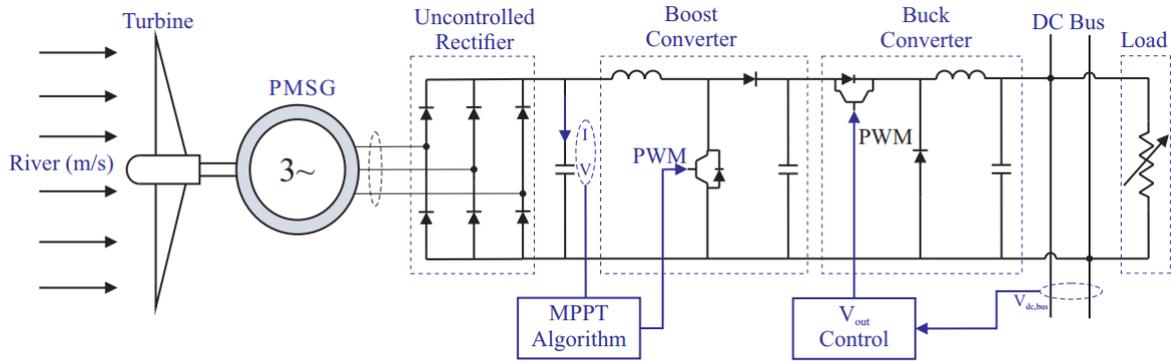
onde  $Q_f$  é o fator de qualidade da carga.

## 2.2 Estado da Arte

Nesta seção, referem-se nove sistemas investigados que se relacionam ao tema do presente estudo.

O primeiro deles é de [Albuquerque e Vásquez \(2021\)](#), que simulam um arranjo formado por três geradores hidrocinéticos alimentando uma carga resistiva através de um barramento CC. Com o objetivo de verificar o desempenho das unidades sob diferentes cenários, empregam, conforme ilustra a [Figura 19](#), um modelo de turbina de eixo horizontal ( $C_p = 0,39$ ), GSIP de 10 kW e interface de eletrônica de potência composta por uma ponte retificadora passiva, conversor *boost* controlado por algoritmo de MPPT e conversor *buck* para regulação da tensão de saída. Destaca-se, nesse estudo, a análise do comportamento de máquinas operando conjuntamente, uma abordagem ainda pouco explorada. Entretanto, as elevadas ondulações de tensão e corrente registradas entre alguns estágios do conversor são pontos que precisam ser aprimorados.

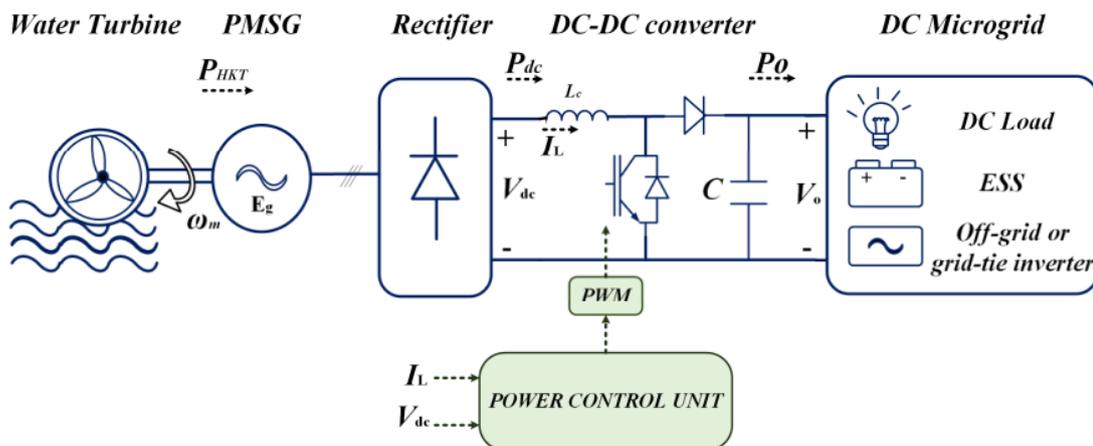
Figura 19 – Modelo proposto por Albuquerque e Vásquez



Fonte: Albuquerque; Vásquez (2021).

Ashourianjozdani, Lopes e Pillay (2016) apresentam uma estratégia de controle destinada a uma turbina de fluxo cruzado de passo fixo ( $C_p = 0,31$ ), almejando obter efetiva regulação de sua potência mecânica. De acordo com a Figura 20, a central geradora é constituída por um GSIP, retificador não controlado e conversor *boost* conectado a uma microrrede CC. Produzindo  $1,4\text{ kW}$  sob correnteza de  $2,8\text{ m/s}$ , o sistema é integralmente linearizado no ambiente MATLAB/Simulink<sup>®</sup> e emulado com auxílio de máquinas rotativas e conversores interligados a uma placa dSPACE<sup>®</sup>. Uma característica positiva é a proposta de dois tipos de controle, um baseado em modo de regulação de potência (*power regulation mode* – PRM) e outro por algoritmo de MPPT. Aponta-se, contudo, a dificuldade do primeiro método em conservar a potência de saída estável perante as variações de escoamento.

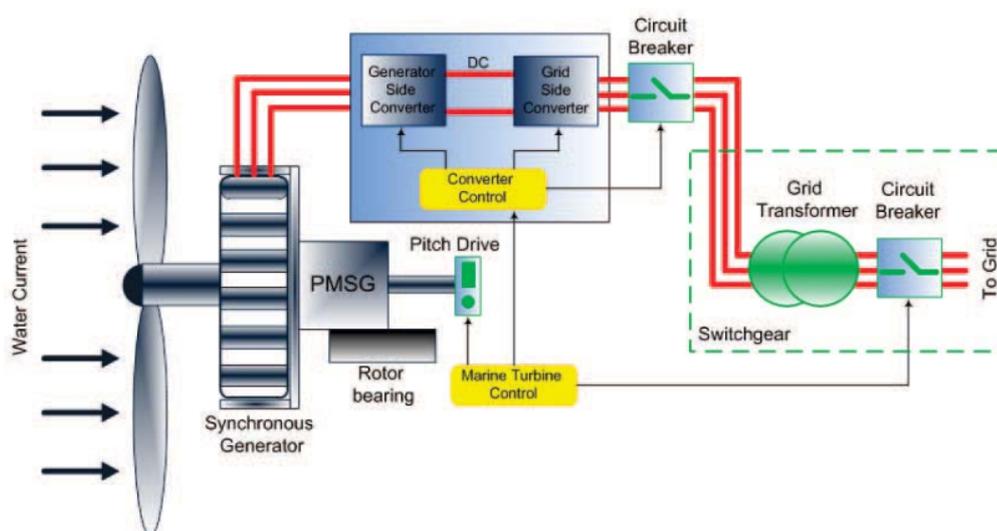
Figura 20 – Modelo proposto por Ashourianjozdani, Lopes e Pillay



Fonte: Ashourianjozdani; Lopes; Pillay (2016).

A fim de obter máxima potência de um dispositivo hidrocínético, [Shafei et al. \(2014\)](#) propõem a otimização baseada em biogeografia (*biogeography-based optimization* – BBO). A técnica, que estabelece os parâmetros dos compensadores PI do módulo de controle, é validada usando um modelo de sistema marítimo, formado por uma turbina de eixo horizontal ( $C_p = 0,4353$ ), GSIP e conversor *back-to-back* conectado à rede elétrica, como mostra a [Figura 21](#). O conjunto é simulado no programa MATLAB/Simulink® para variações discretas e estocásticas do fluxo. Apesar dos autores não revelarem o comportamento das tensões e correntes do conversor, os resultados chamam a atenção para a precisão do controlador, que faz a planta gerar 15 kW sob correnteza de 2,8 m/s. Paralelamente, eles discutem acerca dos efeitos dos desvios do TSR ótimo no funcionamento das turbinas eólicas e hidrocínéticas, explicando porque a falta de exatidão no controle dessas últimas compromete significativamente a taxa de conversão.

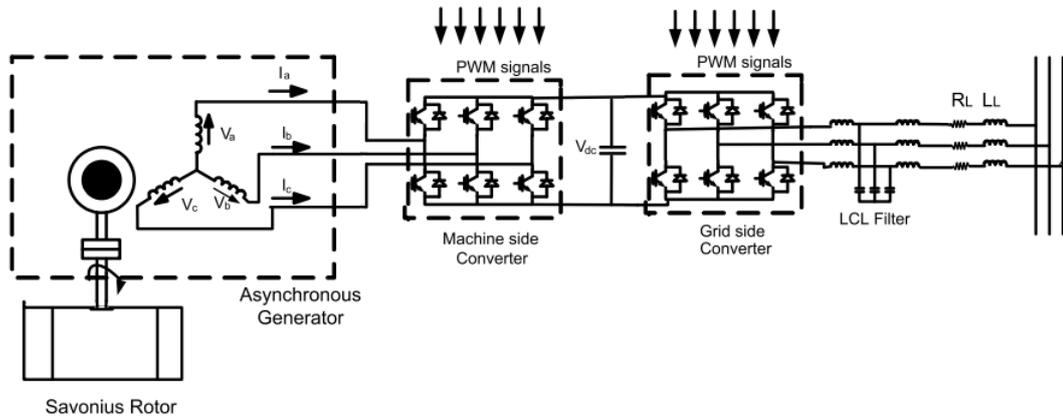
Figura 21 – Modelo proposto por Shafei et al.



Fonte: [Shafei et al. \(2014\)](#).

Aplicando um método de controle vetorial, [Pudur e Gao \(2016\)](#) executam, na plataforma MATLAB/Simulink®, um modelo de microgeração hidrocínética conectada à rede elétrica, que aparece na [Figura 22](#). A planta, implementada por uma turbina Savonius ( $C_p = 0,25$ ), gerador de indução (GI) de 7,5 kW, conversor CA–CC–CA e filtros de conexão LCL, é validada a partir da mudança da característica da carga (R e RL) e leve alteração da potência de entrada. Na simulação, o sistema produz 2 kW sob fluxo hídrico de 1,5 m/s, absorvendo 4,5 kVar da rede para manutenção do campo magnético da máquina. Ressalta-se a baixa ondulação da tensão do barramento CC e das potências circulantes, ainda que a estreita faixa de correnteza adotada (1,4 a 1,5 m/s) não permita análises mais assertivas.

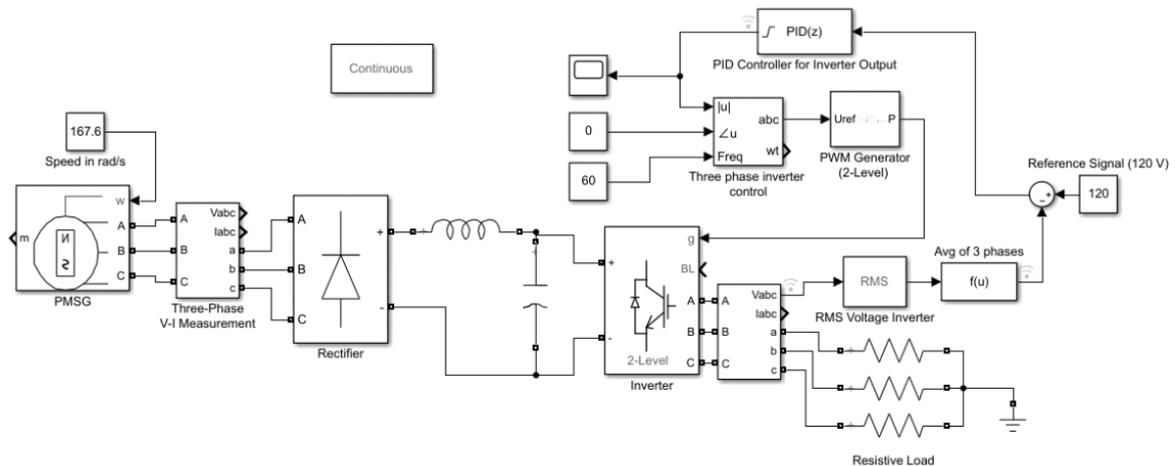
Figura 22 – Modelo proposto por Pudur e Gao



Fonte: Pudur; Gao (2016).

Em substituição às tradicionais turbinas rotativas, um oscilador vertical construído para extrair energia cinética de rios é avaliado por Wise *et al.* (2021). Visando integrá-lo às microrredes locais, os pesquisadores simulam, emulam e realizam o teste de campo do aparato, adicionando um GSIP de 7 kW e interface de conversão de dois estágios, composto por uma ponte retificadora não controlada e inversor, segundo esquema da Figura 23. A estabilidade da tensão de saída perante variações, em degrau e rampa, da velocidade do gerador comprova o bom desempenho do compensador proporcional-integral-derivativo (PID) empregado. Porém, a potência mecânica altamente variável do dispositivo hidrocínético é a principal inconveniência, que resulta em períodos de não geração e impulsos indesejados no eixo da máquina. Soma-se a isso, uma perceptível queda de eficiência em condição de baixa velocidade.

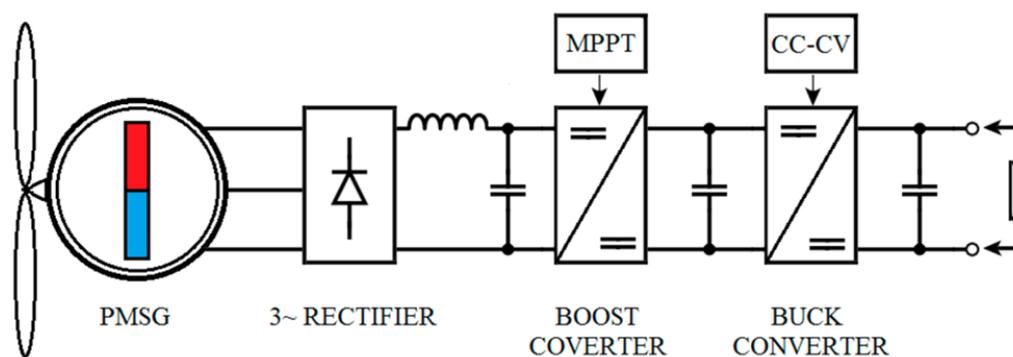
Figura 23 – Modelo proposto por Wise *et al.*



Fonte: Wise *et al.* (2021).

Partindo de resultados práticos, [Chihaia et al. \(2020\)](#) simulam um gerador hidrocínético de baixa capacidade. Como exibido na [Figura 24](#), o sistema dispõe de uma turbina de correnteza, GSIP, retificador passivo trifásico, conversor *boost*, operado por estratégia de MPPT baseada em P&O, e conversor *buck*, controlado por um método denominado corrente constante–tensão constante (*constant current–constant voltage – CC–CV*). O modelo é executado para faixa de correnteza de 0,83 a 1,33  $m/s$ , gerando até 105  $W$ . Revela-se, portanto, uma solução tecnicamente viável para diversas aplicações em regiões remotas, como carregamento de baterias, iluminação, dispositivos de comunicação etc. Apesar do algoritmo de MPPT contar com a precisão de, aproximadamente, 95% para correntezas acima de 1  $m/s$ , os autores ainda apontam a dificuldade no ajuste do passo e taxa de amostragem. Além disso, o projeto apresenta dois pontos desfavoráveis: o primeiro é a incapacidade do controlador em manter a tensão de saída constante e o segundo é o elevado número de estágios do conversor, que pode prejudicar a relação custo-benefício.

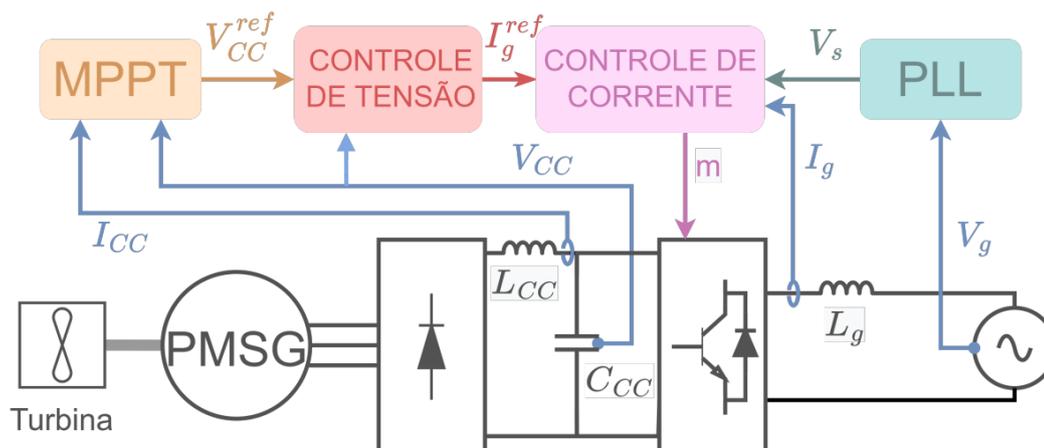
Figura 24 – Modelo proposto por [Chihaia et al.](#)



Fonte: [Chihaia et al. \(2020\)](#).

A partir de dados experimentais de um dispositivo hidrocínético, [Lescano \(2022\)](#) implementa um modelo de microgerador para injetar potência ativa na rede elétrica. Como mostra o esquema da [Figura 25](#), a unidade é montada por uma turbina Pelton ( $C_p = 0,79$ ), GSIP, retificador não controlado em ponte completa e inversor monofásico. Embarcando um algoritmo de MPPT e malha de sincronismo junto ao controlador, o sistema é validado no ambiente MATLAB/Simulink® para vazões de 0,0018 a 0,0036  $m^3/s$ , atingindo a potência de 1,3  $kW$ . Posteriormente, a metodologia é replicada para uma turbina de eixo horizontal ( $C_p = 0,45$ ). Infelizmente, o autor não registra o comportamento da velocidade rotacional da máquina primária e do gerador durante o ensaio, parâmetro importante em sistemas de conversão eletromecânicos. No entanto, destaca-se a técnica utilizada para a varredura dos pontos de operação do conjunto TGR, que serve de base à implementação do algoritmo de MPPT deste trabalho.

Figura 25 – Modelo proposto por Lescano

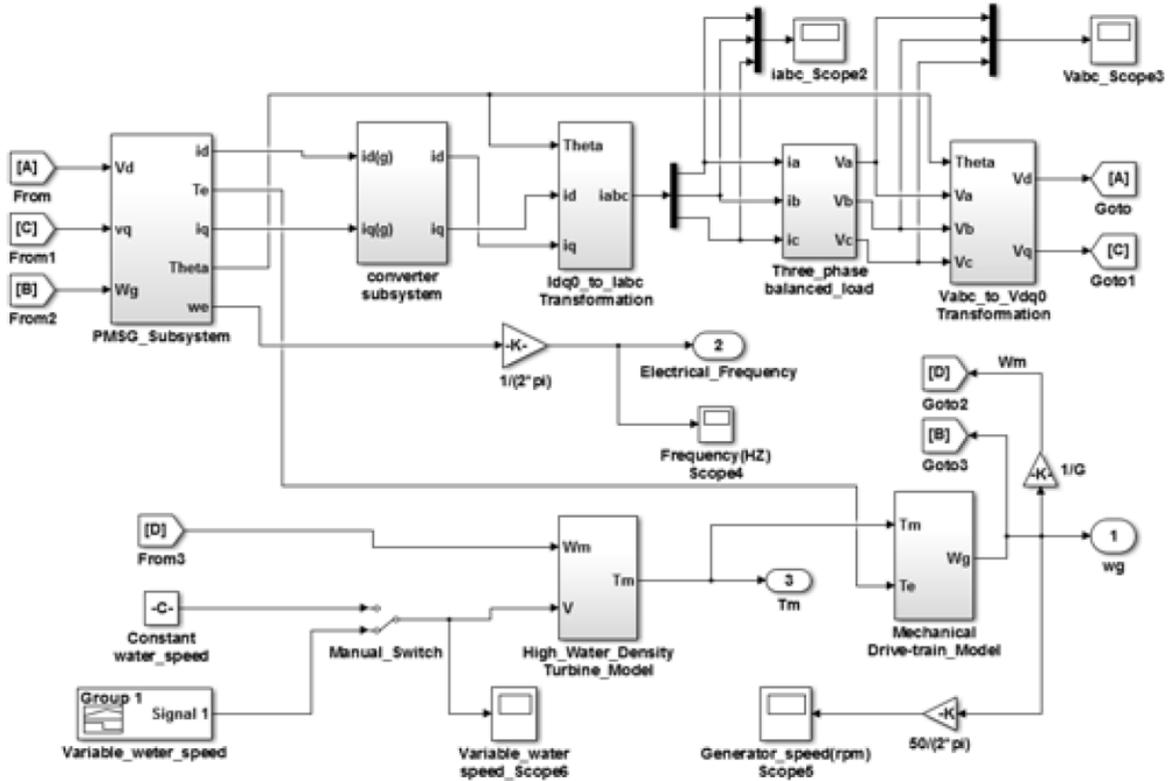


Fonte: Lescano (2022).

Com objetivo de alimentar uma carga resistiva, Ngancha, Kusakana e Markus (2017) desenvolvem o modelo de uma central hidrocínética controlada vetorialmente. A unidade, representada na Figura 26, é constituída por uma turbina de correnteza, GSIP de 2 kW e conversor CA-CC-CA, formado por um retificador PWM, conversor *boost* e inversor. O elemento intermediário tem a função de, a partir da regulação da tensão do barramento CC, maximizar o aproveitamento energético. Já o conversor do lado da carga é responsável por manter a amplitude e frequência da tensão de saída constantes. Os resultados da simulação no programa MATLAB/Simulink® comprovam a eficácia do controlador, embora o trabalho não apresente dados acerca das tensões e correntes entre os estágios do conversor para uma análise mais aprofundada.

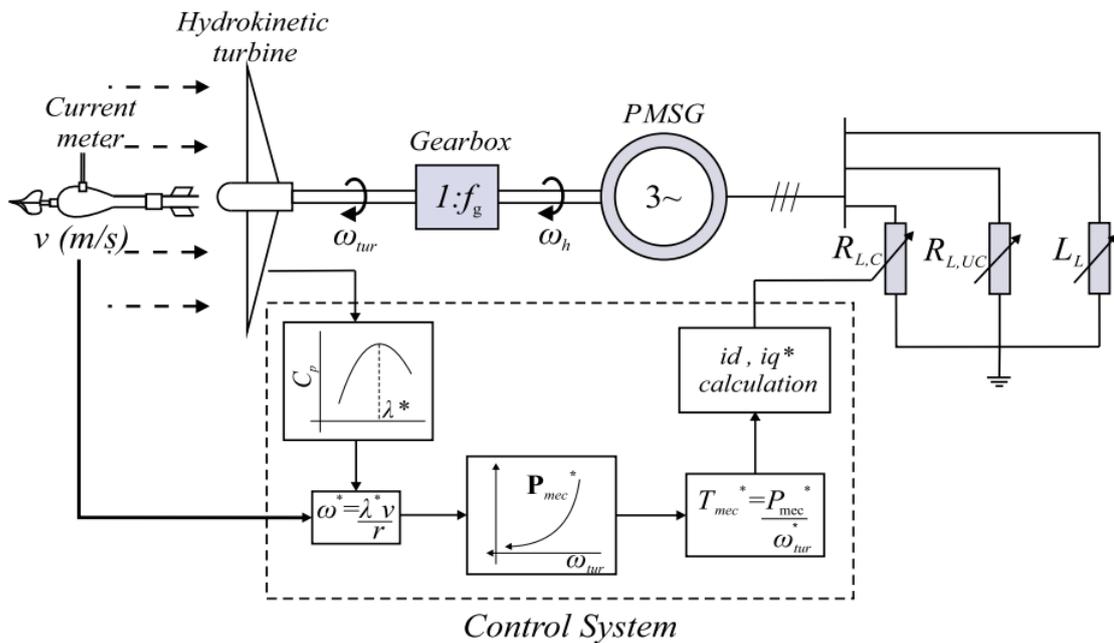
Vásquez, Oliveira e Junior (2016) otimizam o aproveitamento de uma usina hidrocínética a partir da regulação direta das correntes de saída. A central, esquematizada na Figura 27, é composta por uma turbina de eixo horizontal ( $C_p = 0,37$ ) acoplada a um GSIP mediante um sistema de transmissão de estágio único. Com o controle vetorial das correntes da carga RL, o modelo é executado computacionalmente para correnteza de 1,5 a 3 m/s, alcançando a potência de 380 kW. No mesmo trabalho, os autores ainda discutem como a carga e o aspecto hidrodinâmico do dispositivo se relacionam com a resposta elétrica da máquina, influenciando, por sua vez, na estabilidade e eficiência da planta. Mesmo dispensando o uso de conversores de potência, concluem que turbinas com baixo TSR são mais indicadas à alimentação de cargas indutivas, um dado seguramente relevante acerca da conversão hidrocínética.

Figura 26 – Modelo proposto por Ngancha, Kusakana e Markus



Fonte: Ngancha; Kusakana; Markus (2017).

Figura 27 – Modelo proposto por Vásquez, Oliveira e Junior



Fonte: Vásquez; Oliveira; Junior (2016).

De forma resumida, a [Tabela 3](#) estabelece um comparativo entre os sistemas investigados.

Tabela 3 – Comparativo entre os sistemas pesquisados

Autor(es)	Método <sup>1</sup>	Turbina <sup>2</sup>	Gerador	Conversor	Topologia <sup>3</sup>	Potência
Albuquerque e Vásquez (2021)	S	FA	GSIP	Retificador + <i>boost + buck</i>	I	10 kW
Ashourianjozdani, Lopes e Pillay (2016)	S	FC	GSIP	Retificador + <i>boost</i>	I	1,4 kW
Shafei <i>et al.</i> (2014)	S	FA	GSIP	<i>Back-to-back</i>	C	15 kW
Pudur e Gao (2016)	S	FC	GI	<i>Back-to-back</i>	C	2 kW
Wise <i>et al.</i> (2021)	S/E/T	ES	GSIP	Retificador + inversor	I	7,5 kW
Chihaia <i>et al.</i> (2020)	S	FA	GSIP	Retificador + <i>boost + buck</i>	I	105 W
Lescano (2022)	S	FA/FC	GSIP	Retificador + inversor	C	1,3 kW
Ngancha, Kusakana e Markus (2017)	S	NE	GSIP	Retificador + <i>boost +</i> inversor	I	2 kW
Vásquez, Oliveira e Junior (2016)	S	FA	GSIP	Inexistente	I	380 kW

<sup>1</sup> S – Simulação; E – Emulação; T – Teste de campo.

<sup>2</sup> FA – Fluxo axial; FC – Fluxo cruzado; ES – Especial; NE – Não especificada.

<sup>3</sup> I – Isolada; C – Conectada.

Fonte: Elaboração própria.

Com respaldo dos trabalhos apresentados, pode-se finalmente elaborar a representação computacional do microgerador hidrocínético. Aproveita-se, de antemão, o modelo da turbina de fluxo axial utilizado por [Albuquerque e Vásquez \(2021\)](#), cujos dados hidrodinâmicos já são previamente conhecidos. Para a conversão eletromecânica, opta-se pelo

GSIP, devido à sua ampla utilização em projetos do gênero, além das vantagens já mencionadas na [subseção 2.1.2](#). Primando pela eficiência e compacidade da unidade, almeja-se um conversor de apenas dois estágios, constituído por um retificador trifásico em ponte completa e um inversor, também trifásico, para conexão à rede elétrica.

Como contribuição principal, destaca-se a criação de um algoritmo de MPPT baseado no método de P&O associado à curva V-P (tensão-potência) do conjunto TGR, que garantirá estabilidade, rapidez de convergência e flexibilidade diante de pequenos desvios dos parâmetros originais da planta. Outra importante colaboração é a avaliação do desempenho do detector de ilhamento para essa modalidade de geração distribuída.

Enfim, a [Tabela 4](#) traz os requisitos do sistema proposto.

Tabela 4 – Requisitos do sistema

<b>Parâmetro</b>	<b>Valor</b>
Capacidade instalada	10 <i>kW</i>
Fluxo nominal	3 <i>m/s</i>
Profundidade mínima do canal	2,5 <i>m</i>
Tensão da rede	220/127 <i>V<sub>RMS</sub></i>
Frequência da rede	60 <i>Hz</i>

Fonte: Elaboração própria.

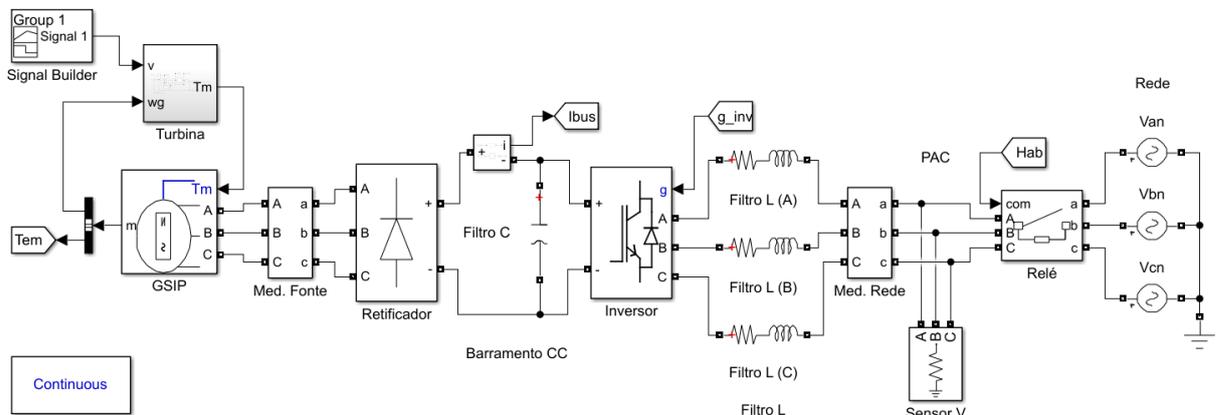
No próximo capítulo, serão tratados os detalhes da modelagem ou, se for o caso, a configuração de cada elemento da central geradora.

## 3 Metodologia

Devido ao considerável custo e grau de incertezas, a implementação de protótipos ainda na fase de concepção de qualquer projeto é altamente desaconselhável. Por isso, ferramentas computacionais são fundamentais para configuração e validação de modelos antes mesmo da realização dos primeiros testes práticos. Nesse sentido, faz-se uso da plataforma MATLAB/Simulink<sup>®</sup>, reconhecida pela versatilidade e precisão na representação de diversos sistemas, inclusive elétricos, o que justifica seu emprego em boa parte dos trabalhos investigados.

A Figura 28 mostra o estágio de potência do gerador hidrocínético desenvolvido no ambiente do simulador. As próximas seções abordarão a modelagem de cada elemento do esquema.

Figura 28 – Esquema do estágio de potência do modelo de simulação do gerador hidrocínético



Fonte: Elaboração própria.

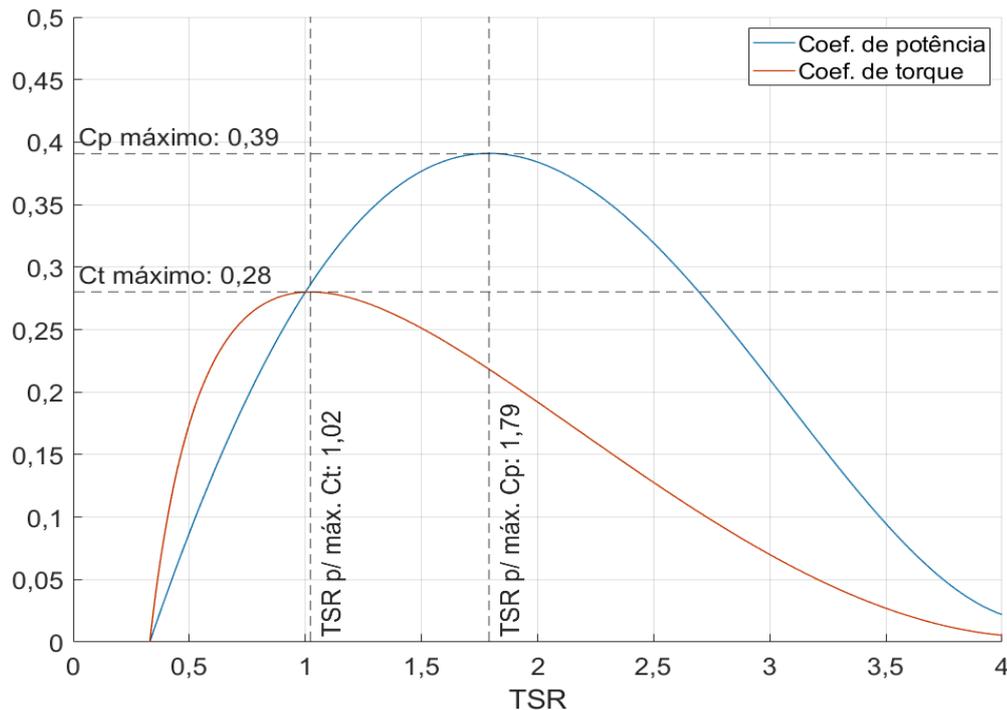
### 3.1 Modelagem da Turbina

Como mencionado na seção 2.2, utiliza-se, aqui, a curva  $C_p(\lambda)$  da turbina *de eixo horizontal* empregada por Albuquerque e Vásquez (2021), representada matematicamente da forma

$$C_p(\lambda) = 0,007\lambda^4 - 0,026\lambda^3 - 0,158\lambda^2 + 0,655\lambda - 0,198. \quad (3.1)$$

Percebe-se que a fórmula anterior é capaz de estabelecer a eficiência de conversão em função do TSR. Uma maneira de ver mais claramente essa relação se dá por meio do gráfico da [Figura 29](#), onde aparecem as curvas do coeficiente de potência e torque; essa última, obtida a partir de (2.6) da [subseção 2.1.1](#).

Figura 29 – Curvas do coeficiente de potência e torque



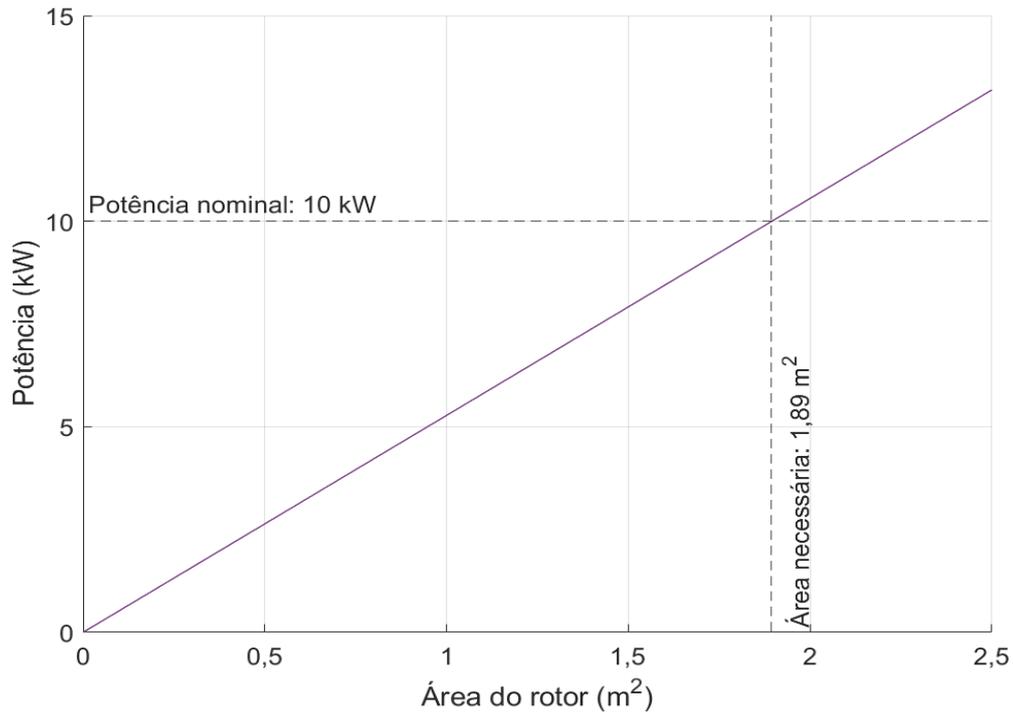
Fonte: Elaboração própria.

Observa-se, pelo gráfico, que o  $C_p$  máximo de 0,39 é obtido sob TSR de 1,79. Já o  $C_t$  máximo de 0,28 é atingido sob TSR de 1,02, valor consideravelmente abaixo do TSR ideal e, por isso, favorável à estabilidade do sistema.

Para estabelecer o tamanho da turbina, recomenda-se o levantamento da curva da potência mecânica em função da área de varredura, para a condição de fluxo nominal estabelecida. Então, atribuindo a correnteza de 3 m/s em (2.2), obtém-se o gráfico da [Figura 30](#).

Verifica-se, pelo diagrama, que o rotor deve possuir uma área de 1,89 m<sup>2</sup> para desenvolver a potência de 10 kW, o que lhe confere o diâmetro de 1,55 m; valor, inclusive, compatível com a profundidade mínima do canal de 2,5 m.

Figura 30 – Gabarito para dimensionamento da turbina sob fluxo nominal de 3 m/s



Fonte: Elaboração própria.

Já a velocidade de rotação nominal do dispositivo, segundo (2.4), é dada por

$$\omega_{T \text{ nominal}} = \frac{\lambda_{ideal} \cdot (V_F \text{ nominal})}{R_T} = \frac{1,79 \cdot 3,0}{\left(\frac{1,55}{2}\right)} = 6,93 \text{ rad/s} = 66,2 \text{ rpm}. \quad (3.2)$$

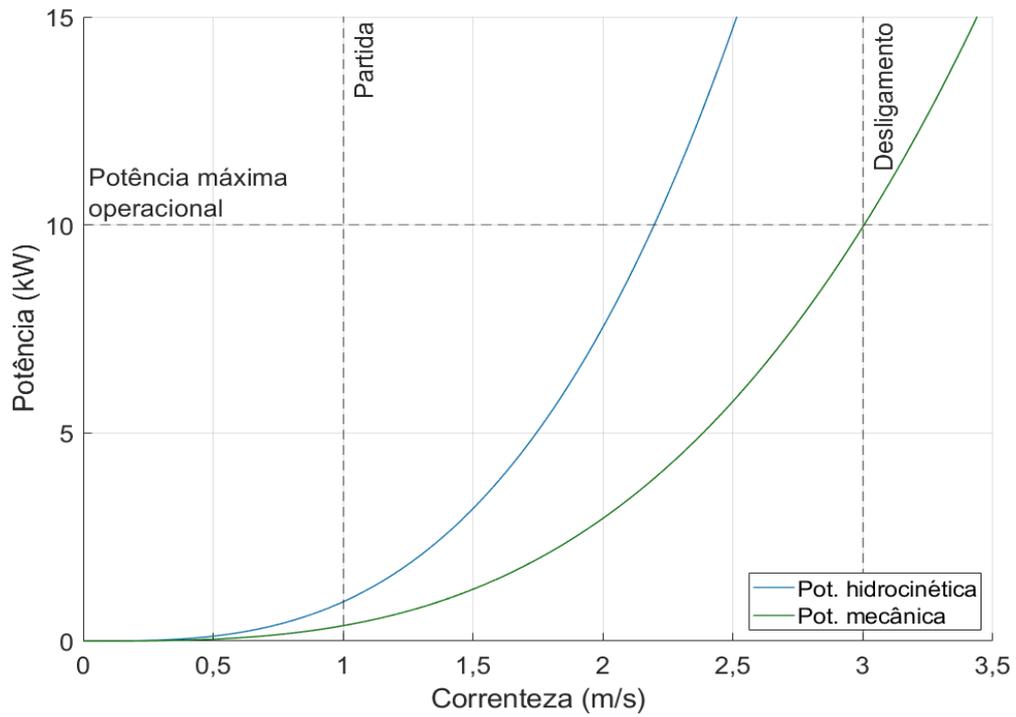
Como a velocidade de rotação nominal do gerador é 600 rpm, o fator de multiplicação do sistema de transmissão resulta em

$$f_g = \frac{\omega_m \text{ nominal}}{\omega_T \text{ nominal}} = \frac{600}{66,2} \approx 9. \quad (3.3)$$

Agora, de acordo com (2.1) e, novamente, (2.2), determinam-se, no gráfico da Figura 31, as curvas de potência hidrocínética e mecânica (máxima) em função da correnteza. Como visto, as referências para *partida* e *desligamento* do mecanismo são definidas em 1 m/s e 3 m/s, respectivamente.

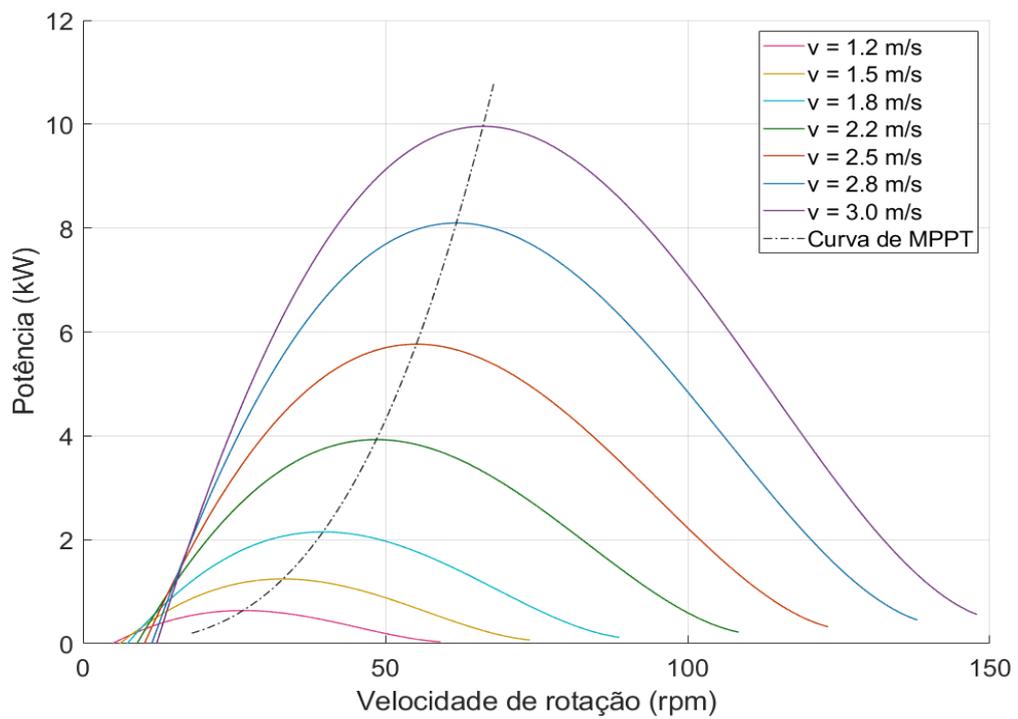
De forma complementar, o gráfico da Figura 32 traz sete curvas hidrodinâmicas que, juntas, demonstram a importância do ajuste da velocidade angular do aparelho para a maximização da extração energética diante das variações de fluxo. A curva de MPPT (linha traço e ponto) indica a condição ótima de funcionamento.

Figura 31 – Curvas de potência hidrocínética e mecânica



Fonte: Elaboração própria.

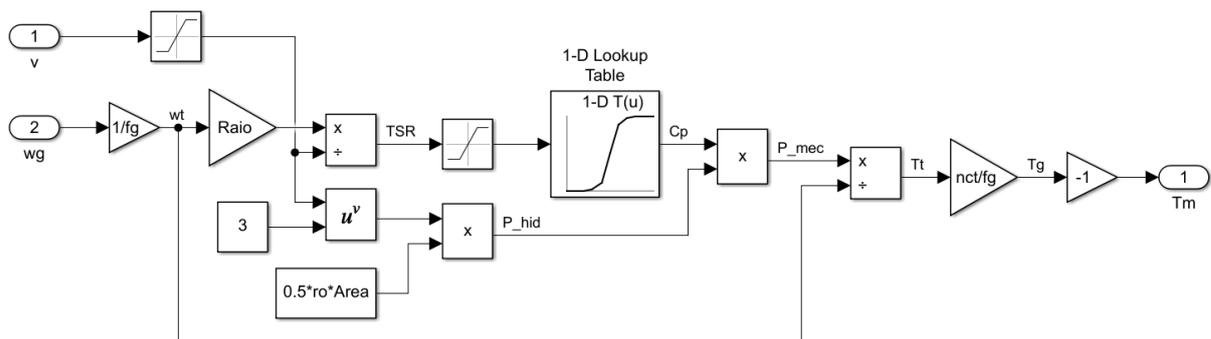
Figura 32 – Curvas hidrodinâmicas



Fonte: Elaboração própria.

A Figura 33 mostra o modelo matemático da turbina com o sistema de transmissão implementado no simulador. A partir da intensidade de fluxo e rotação do GSIP que entram, respectivamente, pelas portas “ $v$ ” e “ $wg$ ”, o TSR instantâneo é calculado. Em seguida, o coeficiente de performance correspondente é obtido pela curva  $C_p(\lambda)$ , presente no bloco “1-D Lookup Table”. A partir da potência mecânica, estima-se o torque que é entregue à máquina através da porta de saída “ $Tm$ ”.

Figura 33 – Modelo da turbina com o sistema de transmissão



Fonte: Elaboração própria.

Nota: as perdas do sistema de transmissão são desconsideradas, por isso a variável “ $nct$ ” é declarada unitária (ou 100%).

### 3.2 Configuração do Modelo do Gerador Elétrico

Na biblioteca “*Specialized Power Systems*” do simulador, é disponibilizada uma vasta gama de componentes e algoritmos específicos para sistemas elétricos. Isso confere às simulações mais praticidade e precisão, já que elementos complexos, como máquinas e conversores, necessitam apenas do ajuste de alguns parâmetros para sua perfeita representação.

O modelo do GSIP, por exemplo, é proporcionado pelo bloco “*Permanent Magnet Synchronous Machine*”. A primeira parte da janela de atributos solicita o número de fases, formato de onda da força contraeletromotriz, tipo de rotor e entrada mecânica. Já a segunda parte é dedicada à declaração dos parâmetros elétricos e mecânicos da máquina. Os campos devidamente preenchidos constam na Figura 34.

Figura 34 – Abas da janela de atributos do modelo do GSIP

The figure displays two screenshots of the software interface for configuring a GSIP model. The top screenshot shows the 'Configuration' and 'Parameters' tabs. The 'Parameters' tab is active, showing the following settings:

- Number of phases: 3
- Back EMF waveform: Sinusoidal
- Rotor type: Salient-pole
- Mechanical input: Torque  $T_m$
- Preset model: No
- Measurement output:  Use signal names to identify bus labels

The bottom screenshot shows the 'Machine parameters' section, which includes a button to 'Compute from standard manufacturer specifications.' and the following parameter values:

- Stator phase resistance  $R_s$  (Ohm): 0.4
- Inductances [  $L_d$ (H)  $L_q$ (H) ]: [8e-3 8e-3]
- Machine constant:
  - Specify: Voltage Constant ( $V_{peak}$  L-L / krpm)
  - Voltage constant:  $(\sqrt{2} * 440) / 0.6$
- Inertia, viscous damping, pole pairs, static friction [ J(kg.m<sup>2</sup>) F(N.m.s) p() Tf(N.m) ]: [0.0150 0.00080 6 0]
- Initial conditions [  $\omega_m$ (rad/s)  $\theta_{tam}$ (deg)  $i_a, i_b$ (A) ]: [0.1, 0, 0, 0]
- Rotor flux position when  $\theta = 0$ : 90 degrees behind phase A axis (modified Park)

Fonte: Elaboração própria.

### 3.3 Modelagem da Interface de Eletrônica de Potência

A interface de eletrônica de potência é composta por quatro elementos: retificador, filtro capacitivo, inversor e filtro indutivo de conexão. A seguir, serão tratados os detalhes da configuração de seus respectivos modelos no conjunto, com base nos requisitos da Tabela 5.

#### 3.3.1 Configuração do modelo do retificador

O modelo do retificador é obtido mediante um único bloco “*Universal Bridge*”, comumente usado na representação de conversores em geral. Na janela de atributos, basta configurá-lo como uma ponte de três braços formada exclusivamente por diodos, atribuindo, a cada um deles, uma queda de tensão de 1,6 V e mantendo os demais campos com seus valores-padrão.

Tabela 5 – Requisitos da interface de eletrônica de potência

Parâmetro	Valor
Potência nominal	10 <i>kW</i>
Faixa operacional de tensão do barramento CC	340 – 530 <i>V</i>
Máximo <i>ripple</i> de tensão do barramento CC	1%
Frequência de chaveamento do inversor	30 <i>kHz</i>
Máximo <i>ripple</i> de corrente de saída	4%
Tensão da rede	220/127 <i>V<sub>RMS</sub></i>
Frequência da rede	60 <i>Hz</i>

Fonte: Elaboração própria.

### 3.3.2 Configuração do modelo do filtro capacitivo

O modelo do filtro capacitivo é implementado por um bloco “*Series RLC Branch*” configurado apenas com o elemento “*C*”.

A fim de limitar a ondulação da tensão do barramento CC em 1%, o dimensionamento da capacitância, segundo (2.42) da subseção 2.1.3.2, é determinada da forma

$$C_f = \frac{P_o}{6f [(\sqrt{3}V_m)^2 - V_{Cmin}^2]} = \frac{10 \times 10^3}{6 \cdot 60 \cdot [(515)^2 - (0,99 \cdot 515)^2]} = 5,3 \text{ mF}. \quad (3.4)$$

Além disso, para reduzir o período de carga do componente, declara-se, na janela de atributos, a tensão inicial de 300 *V*.

### 3.3.3 Configuração do modelo do inversor

Um único bloco “*Universal Bridge*” configura o modelo do inversor. Na janela de atributos, basta configurá-lo como uma ponte de três braços composta por IGBTs e diodos em antiparalelo, atribuindo, a cada um deles, uma queda de tensão de 1,6 *V* e conservando os demais campos com seus valores-padrão.

### 3.3.4 Configuração do modelo do filtro indutivo

Três blocos “Series RLC Branch” configurados apenas com os elementos “R” e “L” representam o modelo do filtro indutivo de conexão.

No intuito de limitar a ondulação das correntes de saída do inversor em 4%, a indutância, de acordo com (2.54) da subseção 2.1.3.4, deve ser

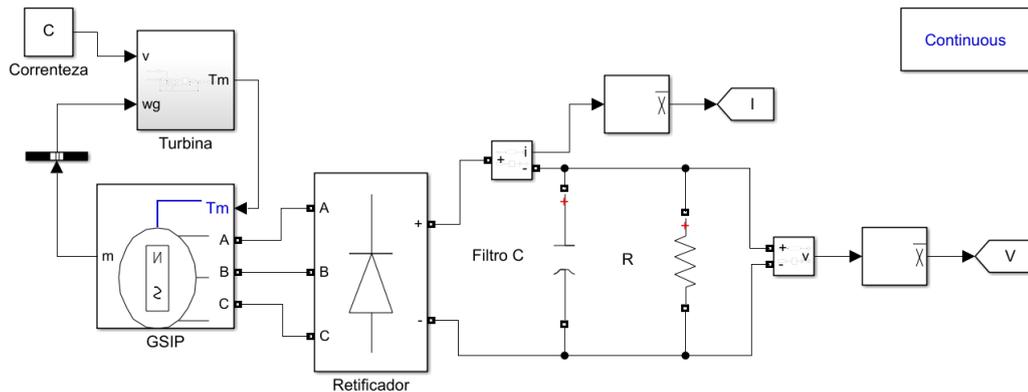
$$L_f = \frac{(V_{CC}/2 - V_{pico}) \cdot m}{\Delta i_L \cdot f_s} = \frac{(515/2 - 180) \cdot 0,70}{0,04 \cdot \left[ \sqrt{2} \cdot \frac{(10 \times 10^3)/3}{127} \right] \cdot (30 \times 10^3)} = 1,2 \text{ mH}. \quad (3.5)$$

Ainda, para cada componente, considera-se uma resistência interna de 0,1 Ω.

## 3.4 Levantamento das curvas I–V e P–V do conjunto TGR

Para o levantamento das curvas de corrente e potência de saída do retificador em função da tensão do barramento CC e da velocidade de fluxo, um modelo composto apenas pelo trio TGR é implementado, conforme demonstra a Figura 35.

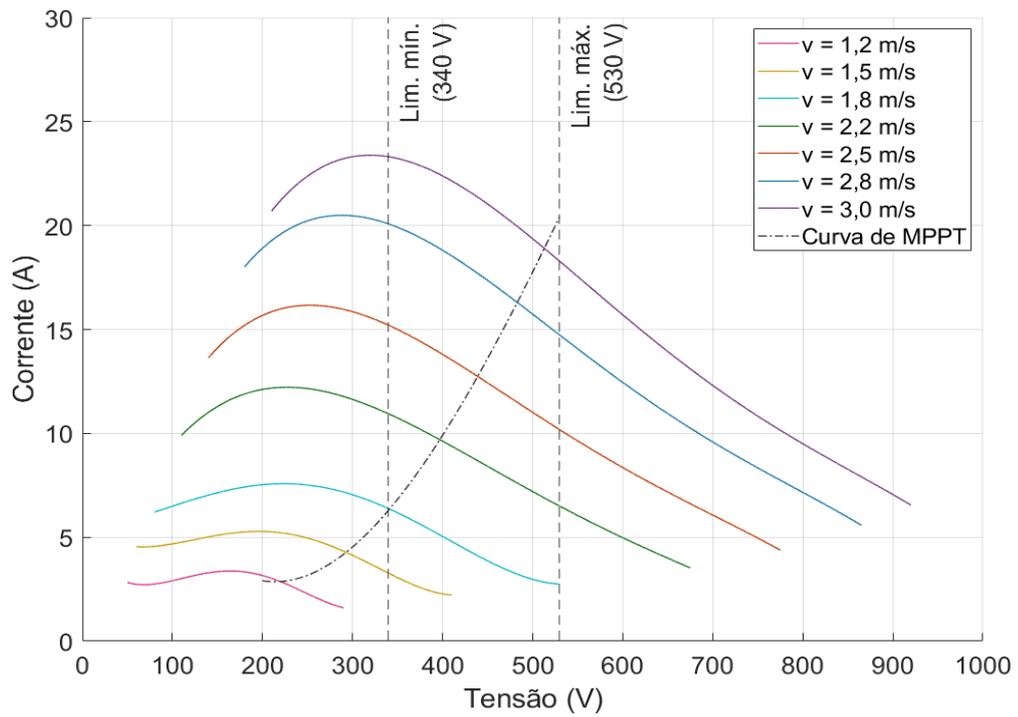
Figura 35 – Esquema do conjunto TGR



Fonte: Elaboração própria.

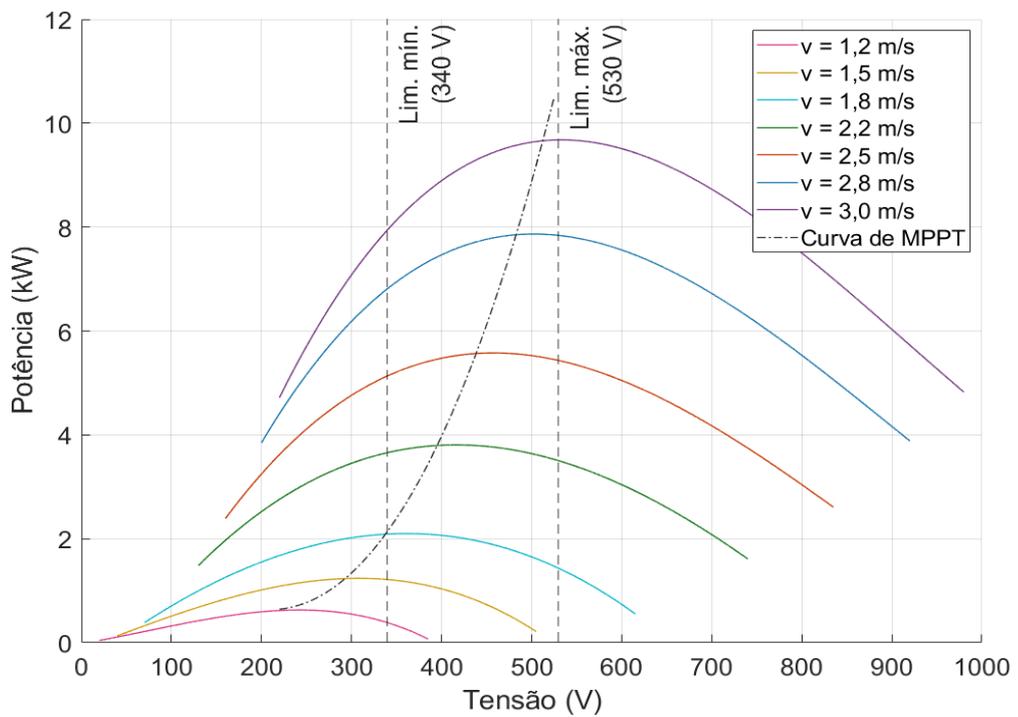
Com o intuito de reproduzir a carga equivalente do inversor, resistências de 10 Ω a 200 Ω são conectadas à saída do sistema para aquisição da tensão e corrente circulante perante uma determinada intensidade de correnteza. Posteriormente, essa última é modificada para a realização de novas medições. A Figura 36 e a Figura 37 apresentam as curvas I–V (corrente–tensão) e P–V (potência–tensão) geradas, respectivamente, por uma regressão polinomial de quarta e terceira ordem dos pontos obtidos.

Figura 36 – Curvas I-V do conjunto TGR



Fonte: Elaboração própria.

Figura 37 – Curvas P-V do conjunto TGR



Fonte: Elaboração própria.

Pode-se observar que a faixa de tensão operacional do barramento CC é estabelecida de 340 V a 530 V, de modo que o limite inferior não seja menor do que o valor de pico da tensão de linha da rede (311 V), sob o risco de inversão do fluxo de potência através dos diodos em antiparalelo do inversor. Já o limite superior é definido com base no valor aproximado da tensão de máxima potência ( $V_{mpp}$ ) em regime nominal e, principalmente, na capacidade do conversor eletrônico.

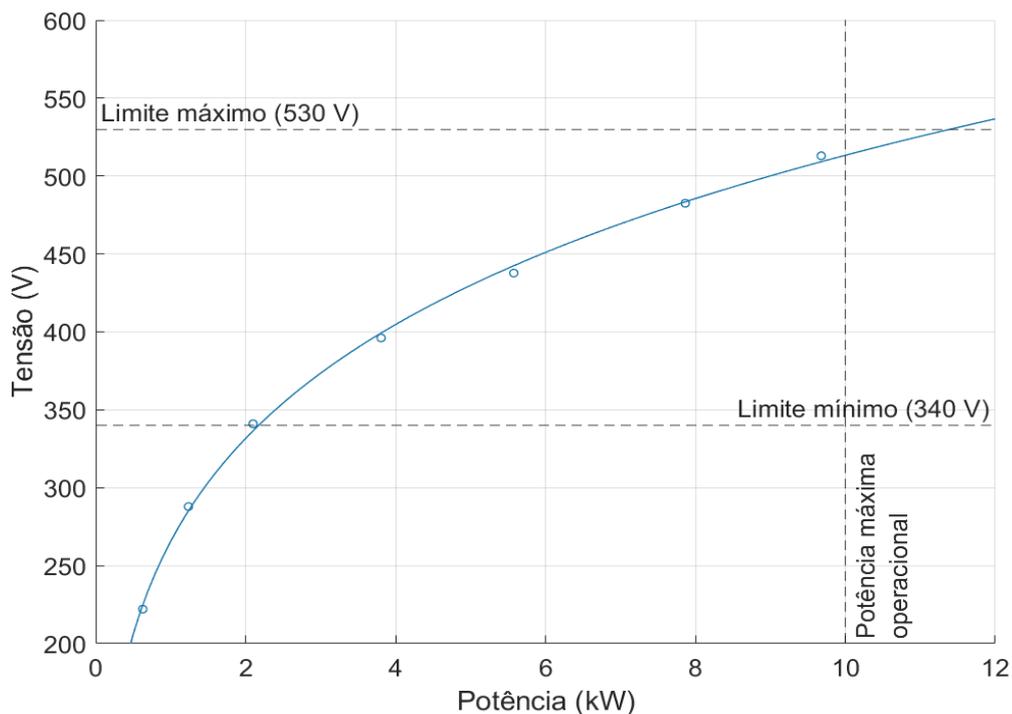
## 3.5 Implementação do Controlador

Adiante, serão reveladas as particularidades no desenvolvimento de cada subsistema do controlador.

### 3.5.1 Configuração do subsistema de MPPT

Nota-se que, pelos pontos máximos de cada curva do gráfico da [Figura 37](#) da [seção 3.4](#), pode-se obter a curva V-P de máxima potência da central geradora. Para isso, basta declará-los na ferramenta “*Curve Fitter*” do MATLAB® e escolher o tipo de regressão linear mais adequado. Os pontos e a curva, ajustada com coeficiente de determinação praticamente unitário ( $R^2 = 0,9988$ ), são vistos no gráfico da [Figura 38](#).

Figura 38 – Curva V-P de máxima potência do conjunto TGR



Fonte: Elaboração própria.

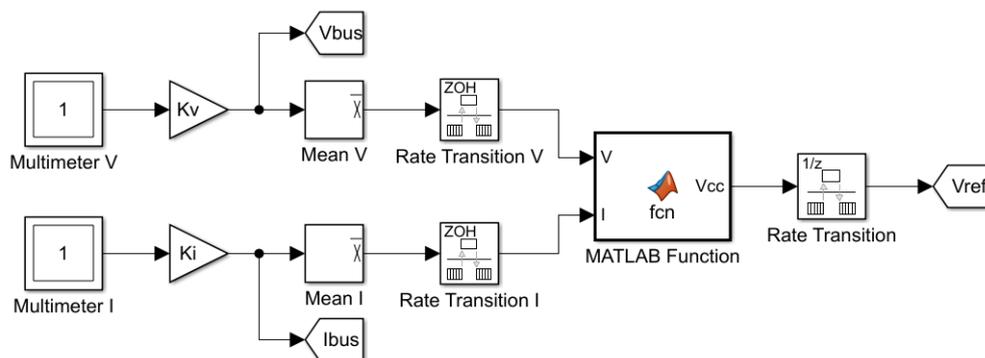
Modelada por uma equação de potenciação com grau de confiança de 95%, a curva V–P é expressa por

$$V_{curva}(P_{CC}) = 228,9 \cdot P_{CC}^{0,1452} - 358,7. \quad (3.6)$$

Na seção A.1 do Apêndice A, encontra-se o código de programação do subsistema de MPPT baseado no fluxograma da Figura 15 da subseção 2.1.4.1. Estruturalmente, ele se divide em duas partes: na primeira (linha 14 a 39), aplica-se a tradicional estratégia de P&O passo fixo e, na segunda (linha 41 a 64), impõe-se os limites de perturbação a partir da curva V–P, cuja fórmula aparece na linha 43 normalizada pelos ganhos dos sensores de tensão e corrente. Basicamente, sua função consiste em estimar, a partir da potência instantânea calculada (“P”), a tensão do barramento CC correspondente ao máximo aproveitamento energético (“ $V_{curva}$ ”), reduzindo, assim, o tempo de convergência. A faixa de tensão perturbável estabelecida, de maneira arbitrária, em  $\pm 10 V$  sobre esse valor permite a correção de eventuais imprecisões e desvios.

O subsistema de MPPT é implementado conforme a Figura 39. Os blocos “*Multimeter*” fazem a aquisição das grandezas de saída do retificador, que são multiplicadas pelas relações de leitura dos sensores, representadas pelos ganhos “ $K_v$ ” e “ $K_i$ ”. Posteriormente, os valores são suavizados pelos blocos “*Mean*”, na frequência fundamental de 50 Hz, e processados pelo bloco “*MATLAB Function*”, onde o algoritmo de MPPT é programado. Estabelecida nos blocos “*Rate Transition*” a montante, a taxa de amostragem, empiricamente ajustada em 4 Hz, deve condizer com a velocidade da malha de tensão, que recebe a referência “ $V_{ref}$ ” logo adiante.

Figura 39 – Subsistema de MPPT



Fonte: Elaboração própria.

### 3.5.2 Configuração das malhas de corrente

Conforme visto na [subseção 2.1.4.2](#), a configuração das malhas de corrente depende da determinação dos elementos da  $FTMAi(s)$ , que é representada por (2.55). Inicia-se, então, com a identificação da FT do inversor que, de acordo com (2.56), é

$$G_{im}(s) = \frac{(V_{CC}/2)}{L_f \cdot s + R_f} = \frac{257,5}{0,0012 \cdot s + 0,1}. \quad (3.7)$$

Atribuindo 20 V ao valor de pico da onda portadora, a representação do circuito de PWM, segundo (2.57), fica

$$K_{PWM}(s) = \frac{1}{V_{port}} = \frac{1}{20} = 0,05. \quad (3.8)$$

E, como o sensor de corrente é caracterizado apenas pela relação de leitura, tem-se  $K_i(s) = 1/10 = 0,1$ .

Considerando a FT do compensador inicialmente unitária ( $PI_i(s) = 1$ ) e ajustando a frequência de cruzamento de ganho da malha de corrente para 7,5 kHz, verifica-se, pelo diagrama de Bode, que a margem de fase da planta não compensada é 90°. Admitindo uma margem de fase de 60°, a contribuição de fase do controlador, de acordo com (2.58), deve ser

$$\phi_{PI_i} = MFi_{desejada} - MFi_{n/comp} = 60^\circ - 90^\circ = -30^\circ. \quad (3.9)$$

Assim a relação entre os ganhos, conforme (2.59), é extraída da forma

$$\tau_{i(i)} = \frac{\tan(\phi_{PI_i} + 90^\circ)}{2\pi f c_i} = \frac{\tan(-30^\circ + 90^\circ)}{2\pi \cdot 7500} = 3,68 \times 10^{-5}. \quad (3.10)$$

Com isso, identifica-se a FT parcial do controlador de corrente que, segundo (2.60), é

$$PI_i(s)_{parcial} = \frac{\tau_{i(i)} \cdot s + 1}{s} = \frac{(3,68 \times 10^{-5})s + 1}{s}. \quad (3.11)$$

Levando em conta a FT parcial do controlador, analisa-se, pelo diagrama de Bode, que a magnitude da planta parcialmente compensada é  $9,44 \times 10^{-7} \text{ dB}$ . Então, de acordo com (2.61), os parâmetros do compensador são

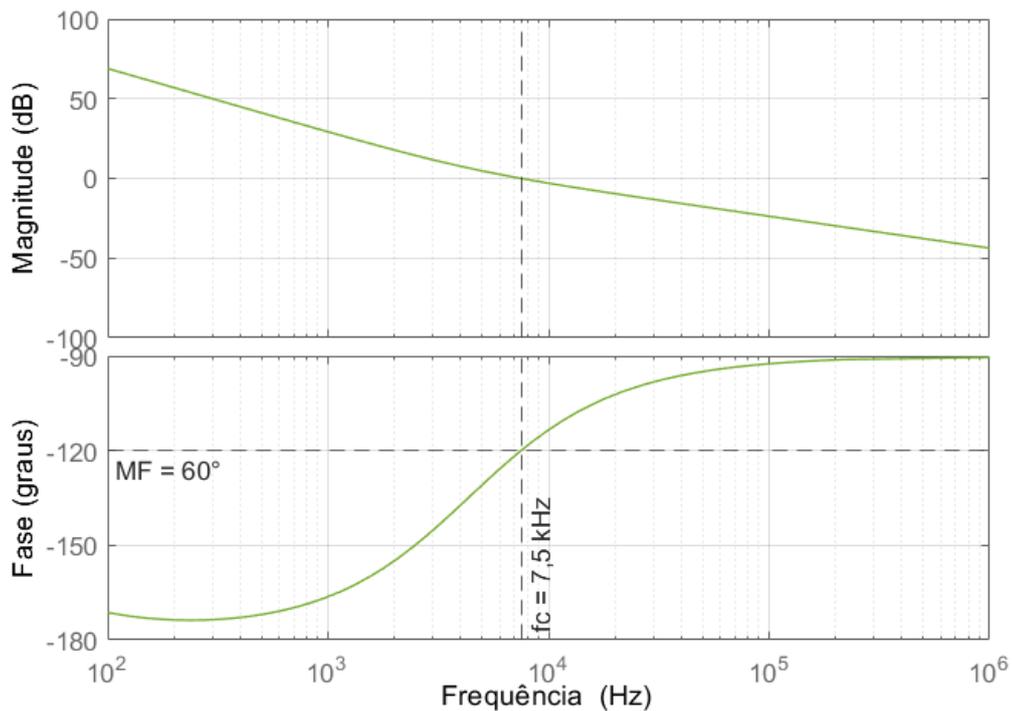
$$\begin{cases} ki_i = \frac{1}{Mag_{i\ p/comp}} = \frac{1}{9,44 \times 10^{-7}} = 1,059 \times 10^6 \\ kp_i = ki_i \cdot \tau_{i(i)} = (1,059 \times 10^6) \cdot (3,68 \times 10^{-5}) = 39,0 \end{cases} \quad (3.12)$$

Logo, a FT do compensador da malha de corrente, seguindo (2.62), é

$$PI_i(s) = kp_i + \frac{ki_i}{s} = 39,0 + \frac{1,059 \times 10^6}{s}. \quad (3.13)$$

O diagrama de Bode da planta devidamente compensada aparece na Figura 40. Como esperado, a FTMAi(s) apresenta a margem de fase de  $60^\circ$  na frequência de cruzamento de ganho de  $7,5\text{ kHz}$ .

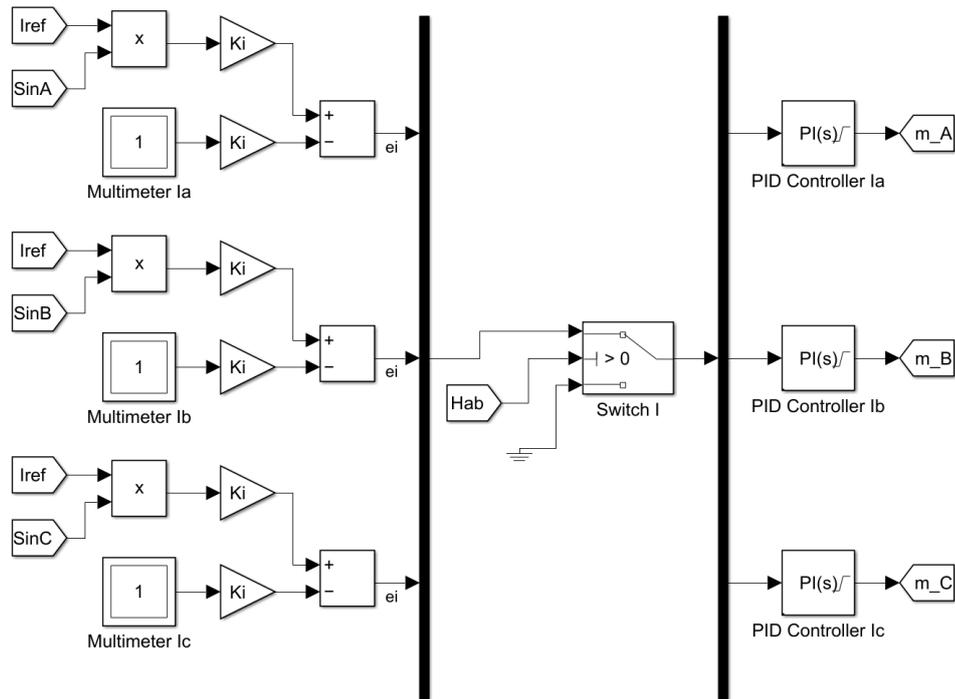
Figura 40 – Diagrama de Bode da FTMAi(s)



Fonte: Elaboração própria.

Já o subsistema das malhas de corrente está esquematizado na Figura 41. Pode-se notar que a multiplicação dos sinais provenientes da malha de tensão (“Iref”) e do subsistema de detecção de ilhamento (“SinA”, “SinB” e “SinC”) compõem as referências das correntes de saída do inversor (“Ia”, “Ib” e “Ic”). Após a comparação com os valores instantâneos, os erros resultantes são compensados pelos controladores “PI(s)”, gerando os índices de modulação “m\_A”, “m\_B” e “m\_C” ao subsistema de PWM.

Figura 41 – Subsistema das malhas de corrente



Fonte: Elaboração própria.

### 3.5.3 Configuração da malha de tensão

Conforme visto na [subseção 2.1.4.3](#), a configuração da malha de tensão depende da determinação dos elementos da  $FTMAv(s)$ , que é representada por (2.63). Inicia-se, então, com a identificação da FT do inversor que, de acordo com (2.64), é

$$G_{vi}(s) = \frac{\sqrt{3}m}{2C_f \cdot s} = \frac{\sqrt{3} \cdot 0,70}{2 \cdot 5,3 \times 10^{-3} \cdot s} = \frac{1,2124}{0,0106 \cdot s}. \quad (3.14)$$

A representação da  $FTMFi(s)$ , segundo (2.65), fica

$$FTMFi(s) = \frac{1}{K_i(s)} = \frac{1}{0,1} = 10. \quad (3.15)$$

E, como o sensor de tensão é caracterizado apenas pela relação de leitura, tem-se  $K_v(s) = 1/100 = 0,01$ .

Considerando a FT do compensador inicialmente unitária ( $PI_v(s) = 1$ ) e ajustando, de modo a garantir o desacoplamento da malha de corrente, a frequência de cruzamento de ganho da malha de tensão para  $24 \text{ Hz}$ , verifica-se, pelo diagrama de Bode,

que a margem de fase da planta não compensada é  $90^\circ$ . Aceitando uma margem de fase de  $80^\circ$ , a contribuição de fase do controlador, de acordo com (2.66), deve ser

$$\phi_{PI_v} = MFv_{desejada} - MFv_{n/comp} = 80^\circ - 90^\circ = -10^\circ. \quad (3.16)$$

Assim a relação entre os ganhos, conforme (2.67), é extraída da forma

$$\tau_{i(v)} = \frac{\tan(\phi_{PI_v} + 90^\circ)}{2\pi f c_v} = \frac{\tan(-10^\circ + 90^\circ)}{2\pi \cdot 24} = 3,76 \times 10^{-2}. \quad (3.17)$$

Com isso, identifica-se a FT parcial do controlador de tensão que, segundo (2.68), é

$$PI_v(s)_{parcial} = \frac{\tau_{i(v)} \cdot s + 1}{s} = \frac{(3,76 \times 10^{-2})s + 1}{s}. \quad (3.18)$$

Levando em conta a FT parcial do controlador, analisa-se, pelo diagrama de Bode, que a magnitude da planta parcialmente compensada é  $2,9 \times 10^{-3} \text{ dB}$ . Então, de acordo com (2.69), os parâmetros do compensador são

$$\begin{cases} ki_v = \frac{1}{Mag_{v \text{ p/comp}}} = \frac{1}{2,9 \times 10^{-3}} = 344,8 \\ kp_v = ki_v \cdot \tau_{i(v)} = 344,8 \cdot (3,76 \times 10^{-2}) = 13,0 \end{cases}. \quad (3.19)$$

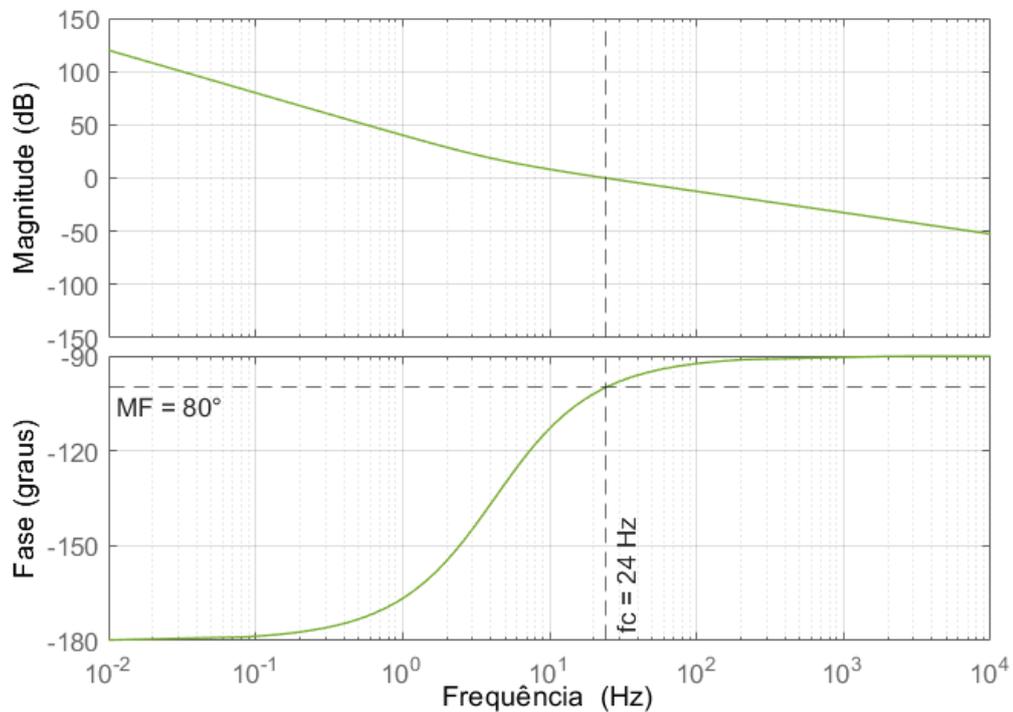
Logo, a FT do compensador da malha de tensão, seguindo (2.70), é

$$PI_v(s) = kp_v + \frac{ki_v}{s} = 13,0 + \frac{344,8}{s}. \quad (3.20)$$

O diagrama de Bode da planta devidamente compensada aparece na [Figura 42](#). Como esperado, a FTMAv(s) apresenta a margem de fase de  $80^\circ$  na frequência de cruzamento de ganho de  $24 \text{ Hz}$ .

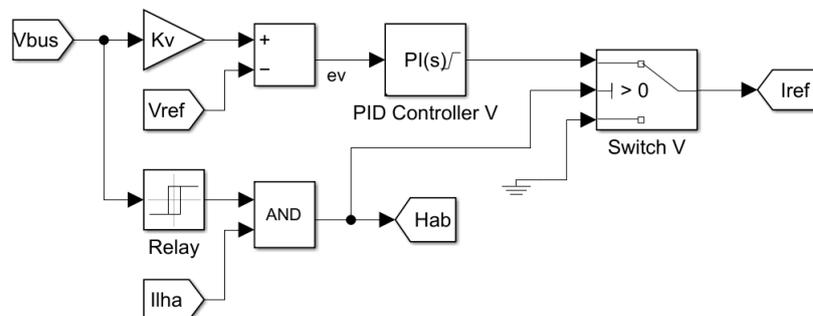
Já o subsistema da malha de tensão está esquematizado na [Figura 43](#). Pode-se notar que, no circuito superior, a tensão instantânea do barramento CC, normalizada pelo ganho do sensor, é comparada com a referência “Vref”, advinda do subsistema de MPPT. O erro resultante é compensado pelo controlador “PI(s)”, que especifica, na porta de saída “Iref”, a amplitude das correntes do inversor às malhas internas. O circuito inferior configura um habilitador, que, pelo sinal “Hab”, ativa o sistema de controle quando o filtro capacitivo atinge a tensão mínima operacional e a rede elétrica se encontra conectada.

Figura 42 – Diagrama de Bode da FTMAv(s)



Fonte: Elaboração própria.

Figura 43 – Subsistema da malha de tensão

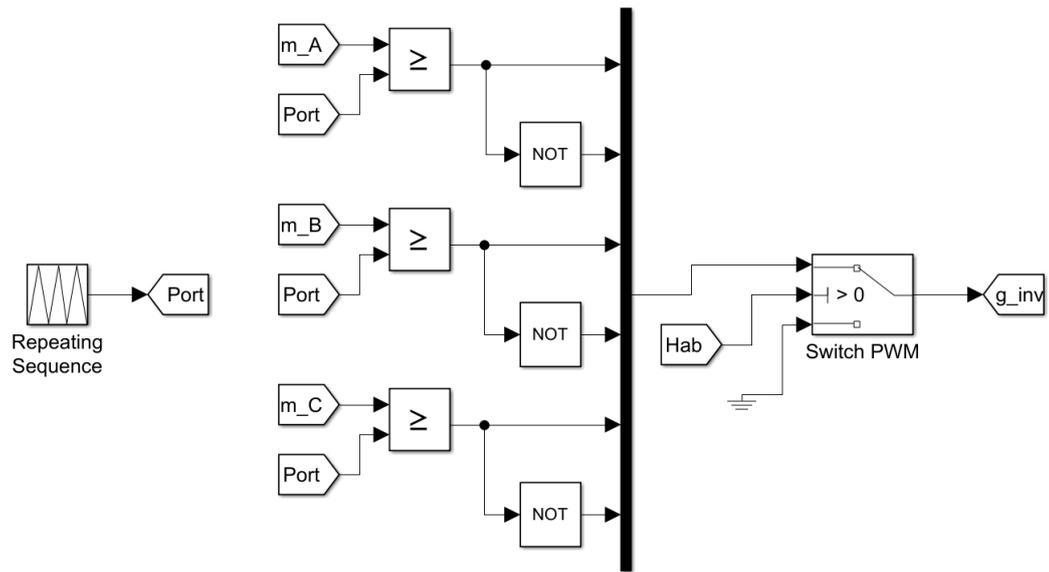


Fonte: Elaboração própria.

### 3.5.4 Configuração do subsistema de PWM

O subsistema de PWM pode ser visto na [Figura 44](#). A onda portadora de formato triangular, com frequência de  $30\text{ kHz}$  e valor de pico de  $20\text{ V}$ , é configurada em apenas um bloco “*Repeating Sequence*”, cuja saída é encaminhada a três blocos “*Relational Operator*”, para comparação com os índices de modulação provenientes das malhas de corrente. Em seguida, os pulsos de disparo produzidos são enviados aos respectivos interruptores do inversor.

Figura 44 – Subsistema de PWM

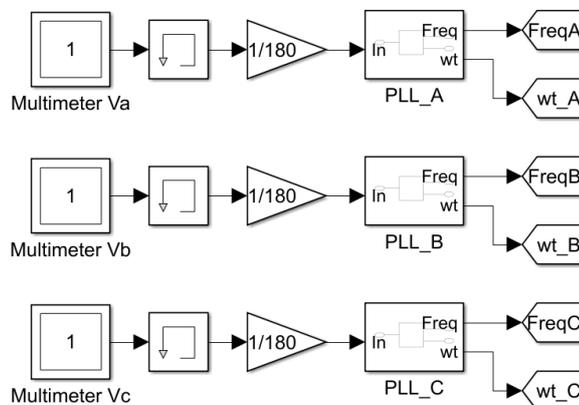


Fonte: Elaboração própria.

### 3.5.5 Configuração do subsistema das PLLs

Como o sistema de geração é trifásico, utilizam-se três PLLs, proporcionadas por blocos “*PLL*”. Suas configurações consistem no ajuste da frequência mínima, entradas iniciais, ganhos do regulador etc. Todos os três componentes preservam os parâmetros originais, exceto suas fases, que são defasadas entre si de  $120^\circ$  no intuito de acelerar a convergência. Suas saídas são encaminhadas às entradas do subsistema de detecção de ilhamento, conforme mostrado na [Figura 45](#).

Figura 45 – Subsistema das PLLs

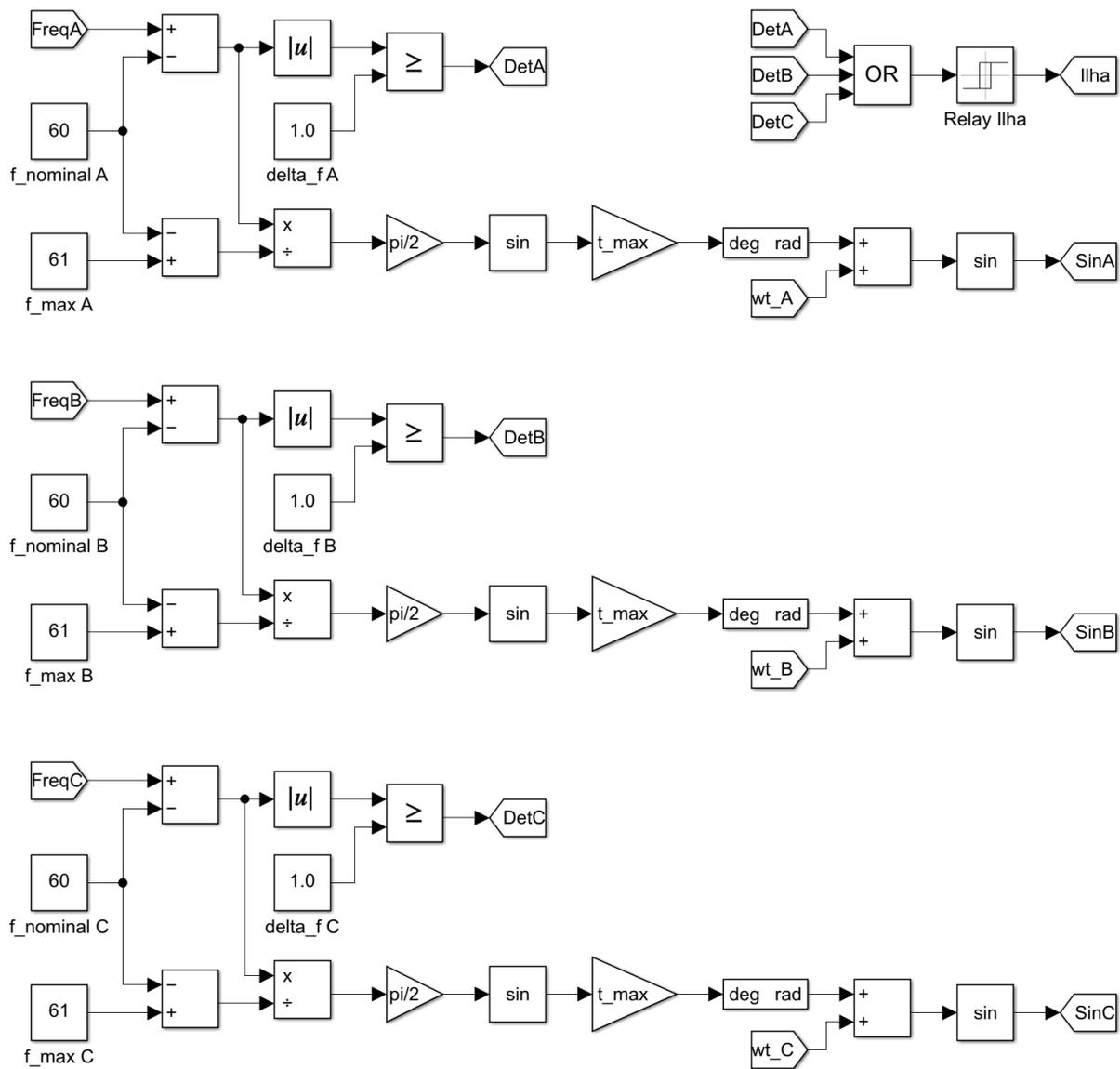


Fonte: Elaboração própria.

### 3.5.6 Configuração do subsistema de detecção de ilhamento

Seguindo o esquema da Figura 18 da subseção 2.1.4.6, implementa-se um subsistema composto por três detectores de ilhamento (um para cada fase), configurados com ângulo e frequência máximos de, respectivamente,  $8^\circ$  e  $1\text{ Hz}$ . Como demonstrado na Figura 46, cada conjunto possui duas estruturas: a primeira (superior) é constituída por um circuito comparador que avalia a diferença entre a frequência da rede “*Freq*”, estimada pelo bloco “*PLL*”, e o valor nominal de  $60\text{ Hz}$  (“*f\_nominal*”); a segunda (inferior) é formada por um circuito oscilador, que perturba levemente o sinal de saída “*wt*” antes de encaminhá-lo à respectiva malha de corrente.

Figura 46 – Subsistema de detecção de ilhamento



Fonte: Elaboração própria.

Além disso, a unidade conta com um minicircuito (representado no canto superior direito da figura) que, por meio da saída “*Ilha*”, desabilita o controlador e anula o torque mecânico do GSIP após a identificação de falta da rede elétrica. Isso representaria, na prática, o acionamento de algum mecanismo para bloqueio do fluxo ou travamento da turbina, de modo a suspender completamente a operação do estágio de potência da central de geração. Esse procedimento de segurança, como mencionado na [subseção 2.1.1](#), também é altamente recomendado em condições extremas de escoamento.

## 3.6 Especificações da Planta

De modo a sintetizar os dados de projeto, a [Tabela 6](#) apresenta as principais especificações da planta.

Tabela 6 – Especificações do microgerador hidrocínético

<b>Parâmetros da turbina</b>	
Tipo	Fluxo axial
Diâmetro do rotor	1,55 <i>m</i>
Taxa de velocidade de ponta (TSR)	1,79
Coefficiente de potência ( $C_p$ )	0,39
Fluxo nominal	3 <i>m/s</i>
Relação de transmissão	1 : 9
<b>Parâmetros do gerador</b>	
Tipo	Síncrono de ímã permanente
Potência máxima	10 <i>kW</i>
Tensão nominal	440 <i>V</i>
Frequência nominal	60 <i>Hz</i>
Velocidade nominal	600 <i>rpm</i>
Número de fases	3
Conexão	Estrela (com neutro interno)
Número de pares de polos	6
Resistência do estator por fase	0,4 $\Omega$
Indutâncias <i>d-q</i>	8 <i>mH</i> ; 8 <i>mH</i>
Momento de inércia	0,0150 <i>kg.m<sup>2</sup></i>
Amortecimento viscoso	0,0008 <i>N.m.s</i>
<b>Parâmetros do retificador</b>	

.....\*Continua na próxima página →

.....\*Continuação da Tabela 6

Configuração	Ponte completa
Queda de tensão (diodos)	1,6 V
Corrente média (diodos)	6,7 A
Máxima tensão reversa (diodos)	530 V
<b>Parâmetros do filtro capacitivo</b>	
Faixa operacional de tensão	340 – 530 V
Capacitância	5,3 mF
Ondulação máxima de tensão	1%
<b>Parâmetros do inversor</b>	
Configuração	Trifásico – 3 fios
Tipo dos interruptores	IGBT com diodos em antiparalelo
Frequência de chaveamento	30 kHz
Queda de tensão (interruptores)	1,6 V
<b>Parâmetros do filtro indutivo de conexão</b>	
Indutância	1,2 mH
Resistência interna	0,1 Ω
Ondulação máxima de corrente	4%
<b>Parâmetros da rede</b>	
Tensão	220/127 V <sub>RMS</sub>
Frequência	60 Hz
<b>Parâmetros do controlador</b>	
Taxa de amostragem do MPPT	4 Hz
Passo do MPPT	2,4 V
Faixa de tensão perturbável do MPPT	20 V
Relação de leitura do sensor de tensão	1/100
Margem de fase da FTMA <sub>v</sub> (s)	80°
Ganhos do compensador PI de tensão	$kp_v = 13,0; ki_v = 344,8$
Relação de leitura do sensor de corrente	1/10
Margem de fase da FTMA <sub>i</sub> (s)	60°
Ganhos do compensador PI de corrente	$kp_i = 39,0; ki_i = 1,059 \times 10^6$
Pico da tensão da onda portadora	20 V
Ângulo máx. do detec. ilhamento	8°
Desvio de freq. máx. do detec. ilhamento	1 Hz

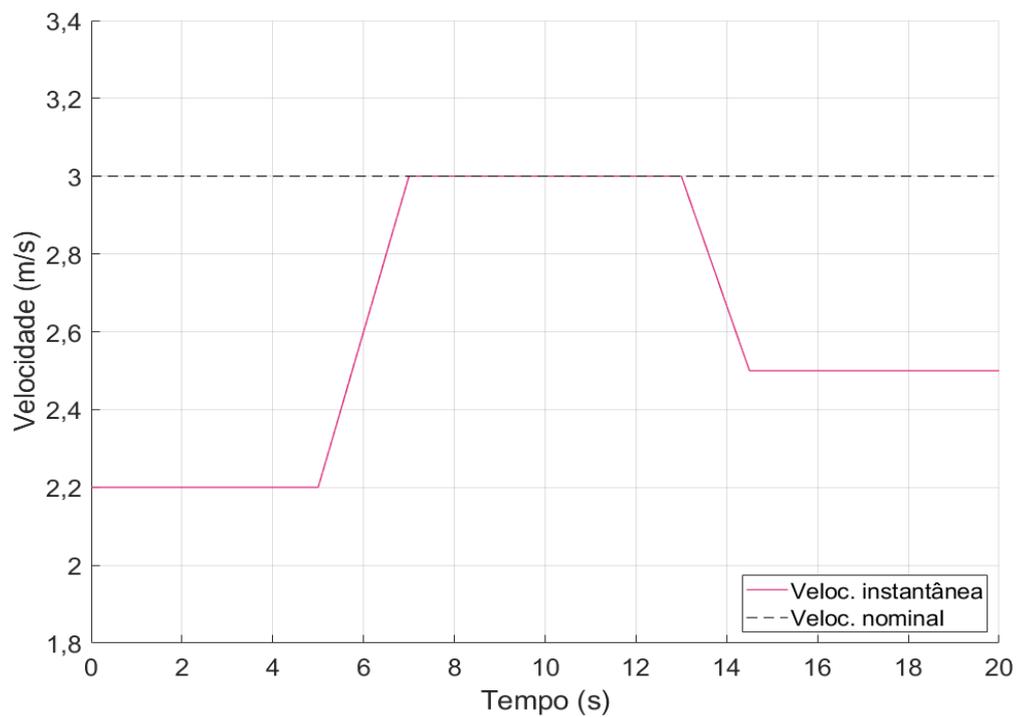
Tratados os aspectos acerca da modelagem e configuração dos estágios de potência e controle do microgerador hidrocínético, parte-se para a simulação propriamente dita, cujos resultados serão discutidos no capítulo seguinte.

## 4 Resultados

Este capítulo apresenta o comportamento dos parâmetros mecânicos e elétricos do microgerador hidrocínético perante as alterações das condições de fluxo.

No gráfico da [Figura 47](#), tem-se o perfil de correnteza, que transita, em rampa, entre as velocidades de  $2,2 \text{ m/s}$ ,  $3 \text{ m/s}$  e  $2,5 \text{ m/s}$  no decorrer de  $20 \text{ s}$ .

Figura 47 – Gráfico do perfil de correnteza



Fonte: Elaboração própria.

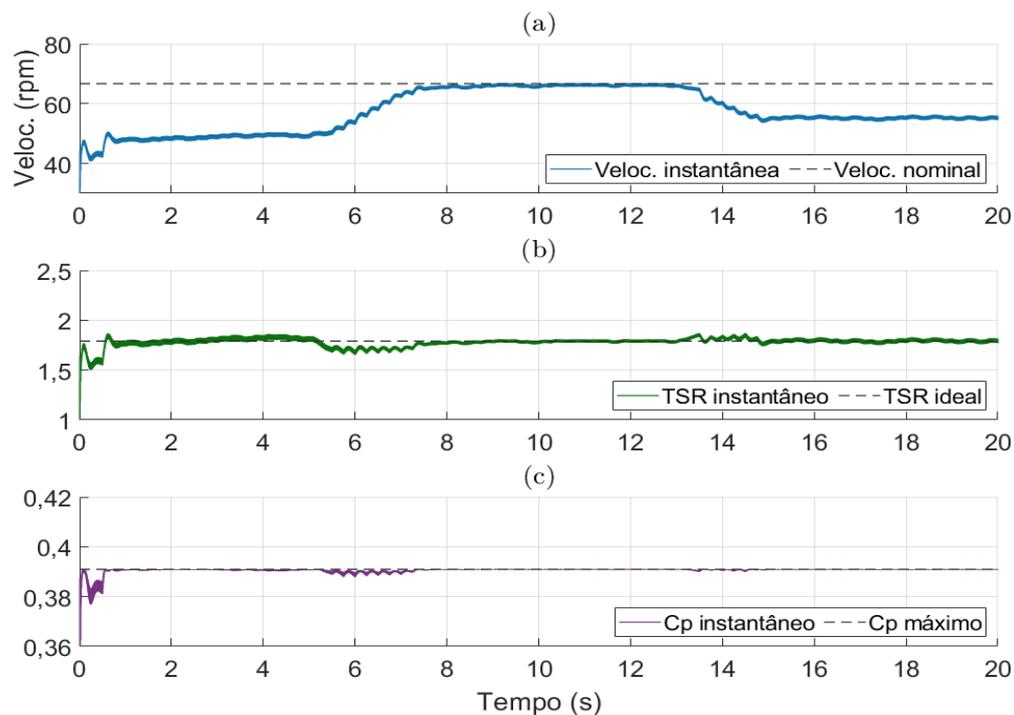
As seções seguintes trazem as respostas de cada elemento do sistema considerando a entrada imposta.

## 4.1 Resposta da Turbina

Como mencionado na [subseção 2.1.4.1](#), o máximo aproveitamento energético depende do adequado ajuste da velocidade angular do dispositivo hidrocínético dada a intensidade de escoamento. Por isso, a conservação do TSR próximo ao valor ideal é um bom indicador da eficácia do controlador.

Na [Figura 48](#), encontram-se os gráficos da velocidade rotacional, TSR e coeficiente de performance da turbina. Nota-se que o aparelho gira mais rapidamente com o aumento do fluxo e vice-versa, de modo a manter o TSR constantemente perto de 1,79, garantindo, por sua vez, o máximo  $C_p$  de 0,39.

Figura 48 – Gráficos das grandezas da turbina: (a) Velocidade rotacional, (b) TSR e (c) Coeficiente de potência



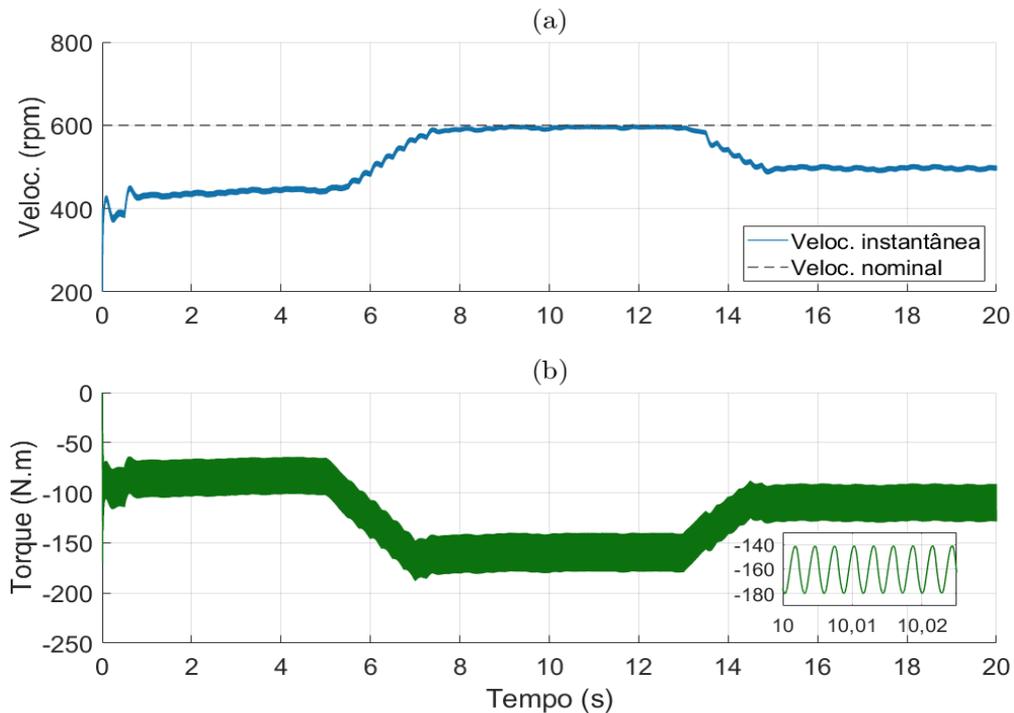
Fonte: Elaboração própria.

## 4.2 Resposta do Gerador Elétrico

Os gráficos da velocidade rotacional e torque eletromagnético desenvolvidos pelo GSIP aparecem na [Figura 49](#). O primeiro se assemelha ao gráfico da velocidade angular da turbina, normalizado apenas pelo fator de multiplicação do sistema de transmissão. Ratifica-se, a partir dele, que a máquina atinge a velocidade nominal (600 rpm) sob a correnteza de 3 m/s, conforme projetado. Já o segundo exprime o comportamento do

torque eletromagnético desenvolvido diante dos diferentes valores de potência disponível, o qual apresenta uma ondulação de  $40 \text{ N.m}$ , conforme mostra a janela em destaque.

Figura 49 – Gráficos das grandezas do GSIP: (a) Velocidade rotacional e (b) Torque eletromagnético

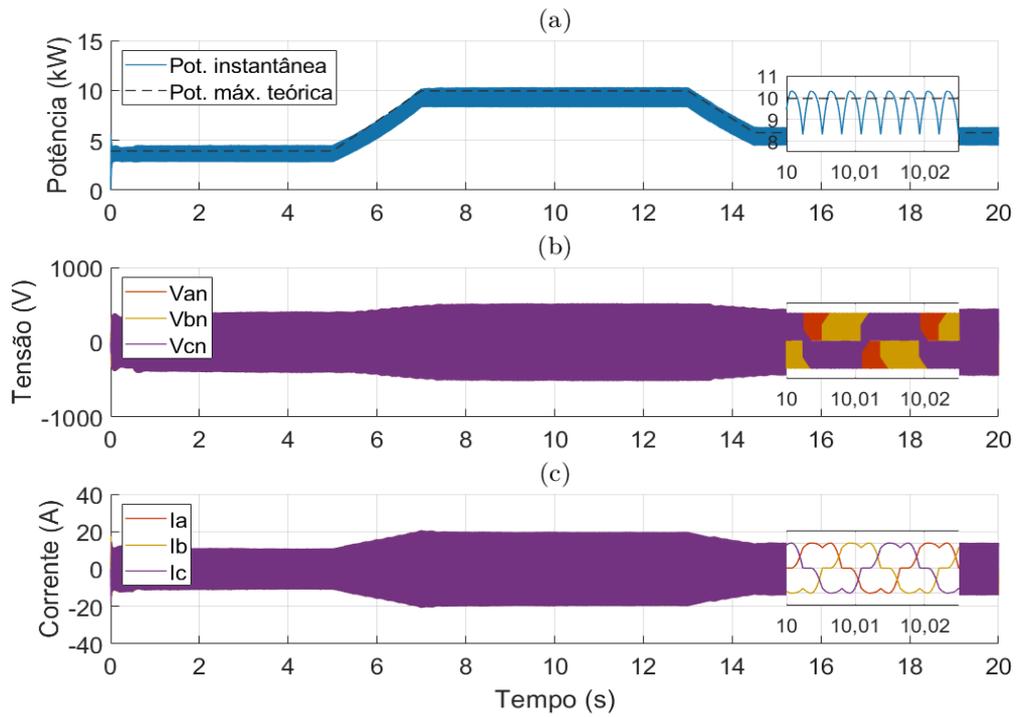


Fonte: Elaboração própria.

Pelos gráficos da potência, tensão e corrente do GSIP, presentes na [Figura 50](#), comprova-se que, devido à alta densidade do fluido, a variação de apenas alguns décimos da velocidade hidráulica influi consideravelmente na capacidade de geração elétrica. Outro ponto interessante a se observar é como as amplitudes de tensão e corrente dos enrolamentos da armadura se adaptam, de forma precisa, a cada condição de entrada, evidenciando, mais uma vez, o bom desempenho do controlador. Nas janelas destacadas, pode-se analisar, mais detalhadamente, cada uma das grandezas logo após o instante de 10s, momento em que o GSIP está sob máxima rotação. Nota-se que a ondulação de potência chega a  $2 \text{ kW}$ .

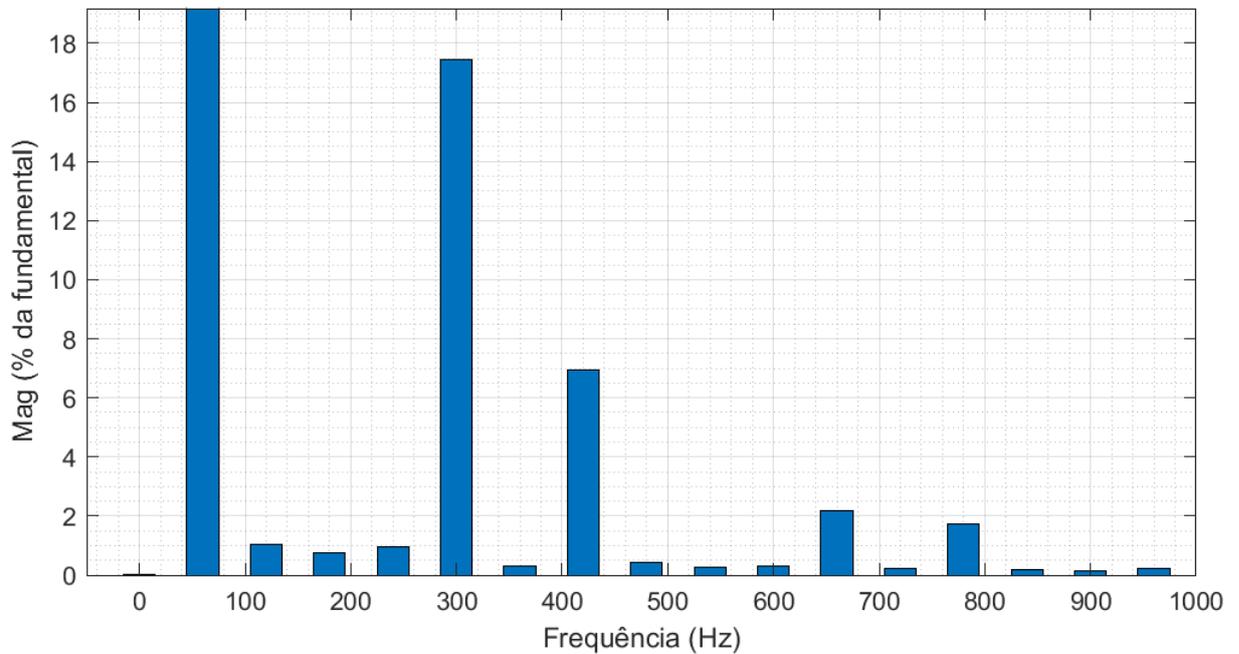
As séries de Fourier das correntes de entrada do retificador trifásico em ponte completa são compostas por termos na frequência fundamental do sistema CA e harmônicas da ordem  $6k \pm 1$  ( $k = 1, 2, 3, \dots$ ) ([Hart, 2012](#)). Isso é comprovado pelo espectro harmônico da amostra de um ciclo da corrente do GSIP sob regime nominal, presente na [Figura 51](#), que mostra as componentes de 5<sup>a</sup>, 7<sup>a</sup>, 11<sup>a</sup> e 13<sup>a</sup> ordem com as maiores magnitudes em relação à frequência fundamental de  $60 \text{ Hz}$ ; resultando em uma distorção harmônica total (DHT) de 19,14%.

Figura 50 – Gráficos das grandezas do GSIP: (a) Potência, (b) Tensão e (c) Corrente



Fonte: Elaboração própria.

Figura 51 – Espectro harmônico da corrente do GSIP

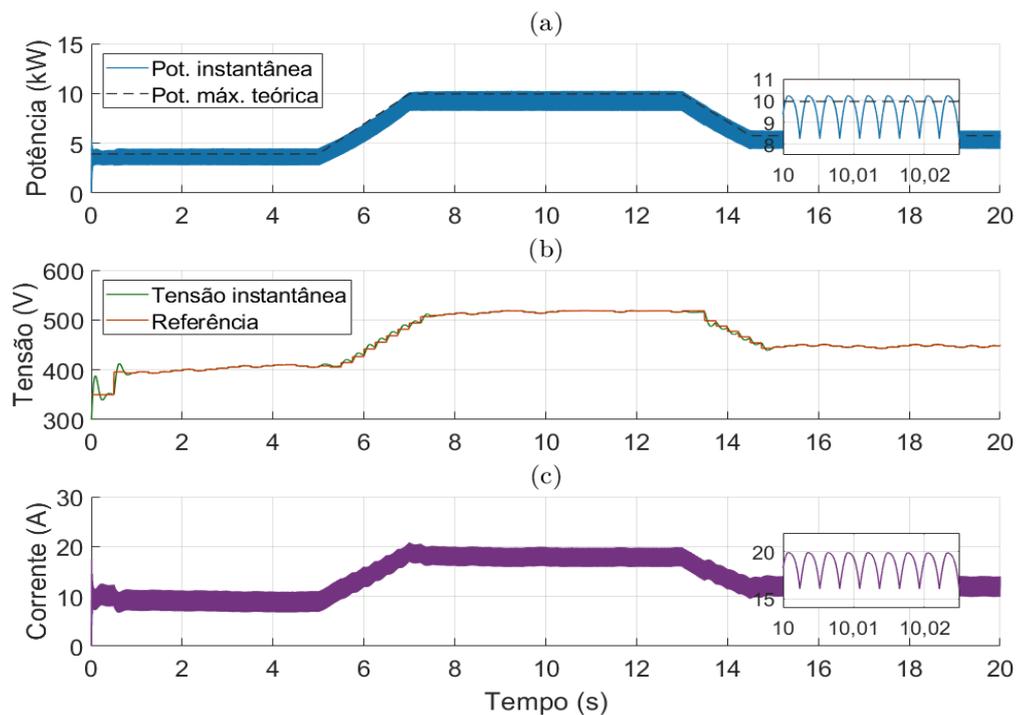


Fonte: Elaboração própria.

### 4.3 Resposta do Retificador

Os gráficos da potência, tensão e corrente do retificador são mostrados na [Figura 52](#). Apesar de uniformes e estáveis, as curvas de potência e corrente, apresentam certa ondulação característica, devido à natureza alternada da fonte geradora. Observa-se que a tensão do barramento CC (em verde) é capaz de rastrear a referência produzida pelo subsistema de MPPT (em vermelho), evidenciando a compatibilidade da taxa de amostragem desse último com a velocidade da malha externa, o que poderá ser comprovado mais claramente logo em seguida. Para melhor visualização das formas de onda, as janelas destacadas mostram um trecho ampliado dos gráficos logo após o instante de 10s. Observa-se que, mesmo atenuadas pela elevada indutância do GSIP, as ondulações de potência e corrente atingem, respectivamente,  $2\text{ kW}$  e  $4\text{ A}$ ; valores, no entanto, aceitáveis para o presente projeto.

Figura 52 – Gráficos das grandezas de saída do retificador: (a) Potência, (b) Tensão e (c) Corrente

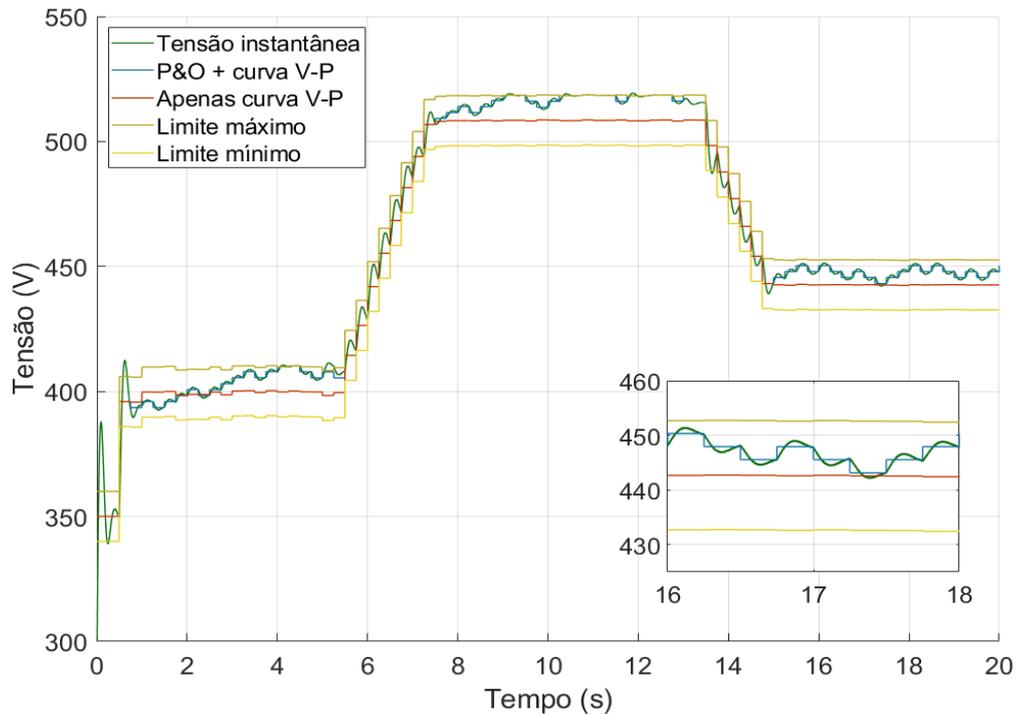


Fonte: Elaboração própria.

No gráfico da [Figura 53](#), destaca-se o comportamento da tensão do barramento CC (em verde) com base na estratégia de MPPT desenvolvida. Percebe-se que a referência produzida (em azul) não ultrapassa os limites máximo (em bege) e mínimo (em amarelo) da faixa perturbável de  $20\text{ V}$ , estabelecida a partir da curva V-P do conjunto TGR (em vermelho). Isso garante estabilidade ao método de P&O passo fixo associado, que busca corrigir eventuais desvios da curva. Na janela ampliada, confere-se a ondulação de tensão

bem abaixo de 1%, obtido graças à alta indutância da máquina que contribui enormemente para a suavização da saída do retificador.

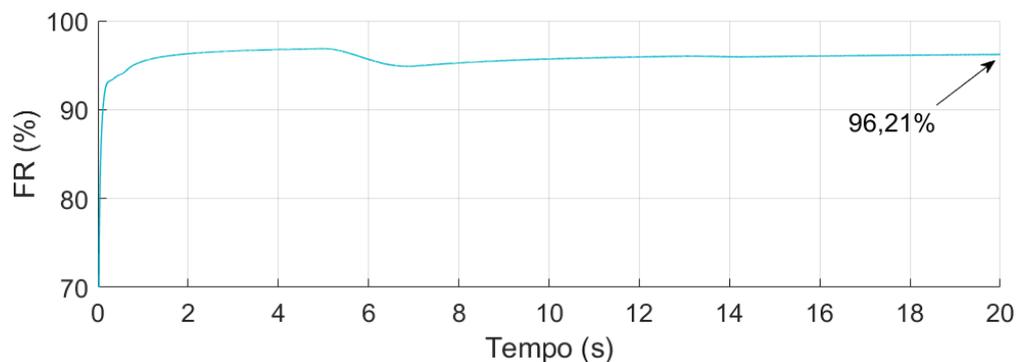
Figura 53 – Gráfico detalhado da tensão de saída do retificador com a estratégia de MPPT híbrida



Fonte: Elaboração própria.

Relacionando a energia gerada com a máxima teórica, traça-se, no gráfico da [Figura 54](#), a curva do fator de rastreamento (FR) referente ao método de MPPT híbrido. Observa-se que, mesmo com uma leve queda no decorrer da transição ascendente, uma satisfatória taxa de conversão de 96,21% é alcançada no final da simulação.

Figura 54 – Curva do FR obtida com o algoritmo de MPPT híbrido

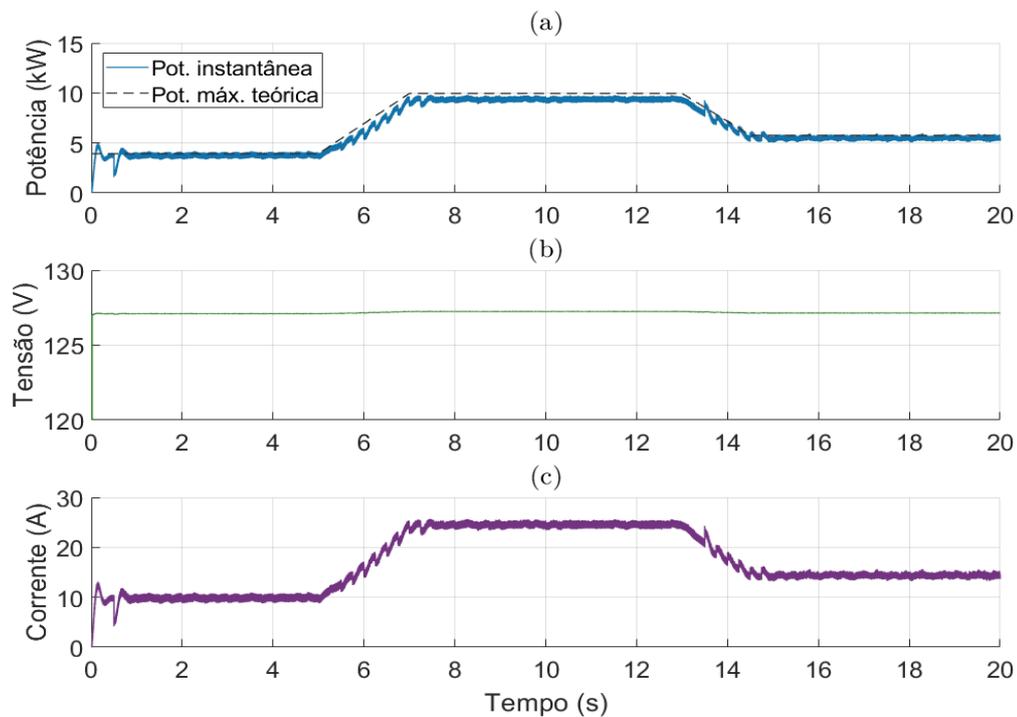


Fonte: Elaboração própria.

## 4.4 Resposta do Inversor

Na [Figura 55](#), são apresentados os gráficos da potência, tensão e corrente eficazes de fase do inversor. Pelo primeiro, nota-se que a potência de saída é mantida constantemente próximo à potência máxima teórica, indicando um pleno aproveitamento energético. Ressalta-se que a perceptível queda registrada durante o regime nominal do sistema, ou seja, no intervalo de 7s a 13s, é justificada pelas perdas ôhmicas no filtro indutivo de conexão, que são proporcionais ao quadrado da corrente injetada. Pelos outros gráficos, verifica-se a típica operação do VSI no modo corrente que, diante da invariabilidade da tensão da rede, regula a corrente de saída conforme as condições de fluxo.

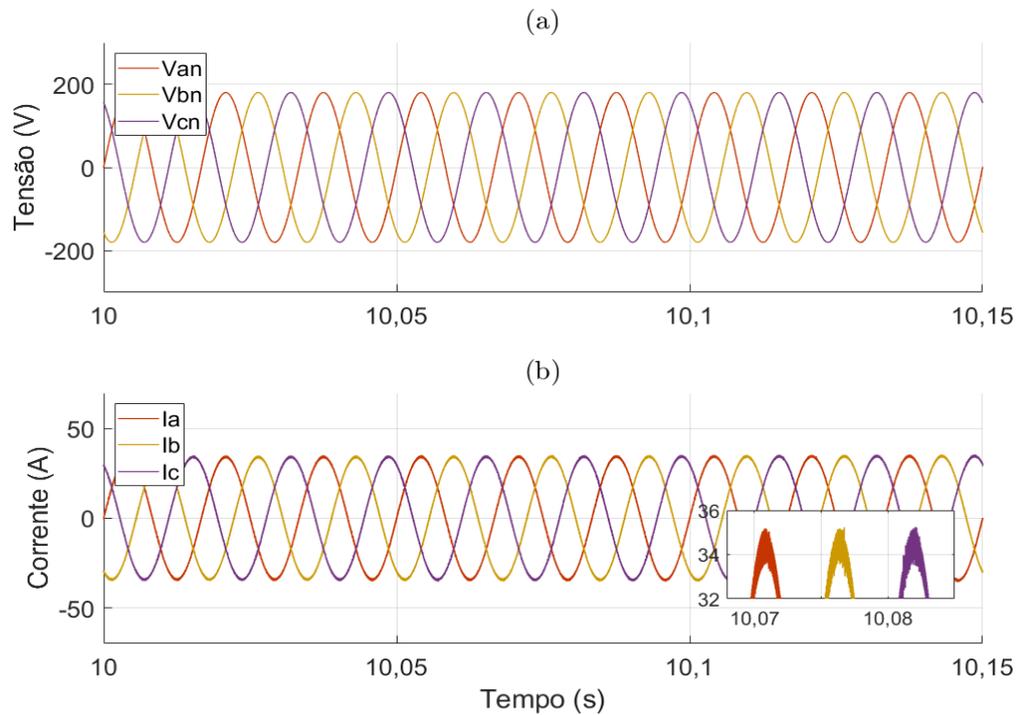
Figura 55 – Gráficos das grandezas de saída do inversor: (a) Potência, (b) Tensão eficaz de fase e (c) Corrente eficaz de fase



Fonte: Elaboração própria.

A [Figura 56](#) traz um trecho ampliado dos gráficos da tensão e corrente do inversor logo após o instante de 10s, para melhor visualização das formas de onda. Os gráficos evidenciam a adequada configuração das malhas internas, haja vista o perfeito sincronismo das ondas de corrente em relação às de tensão. Na janela em destaque, confirma-se o adequado dimensionamento do filtro indutivo de conexão, que mantém a ondulação de corrente em torno de 4%.

Figura 56 – Gráficos das grandezas de saída do inversor: (a) Tensão instantânea e (b) Corrente instantânea



Fonte: Elaboração própria.

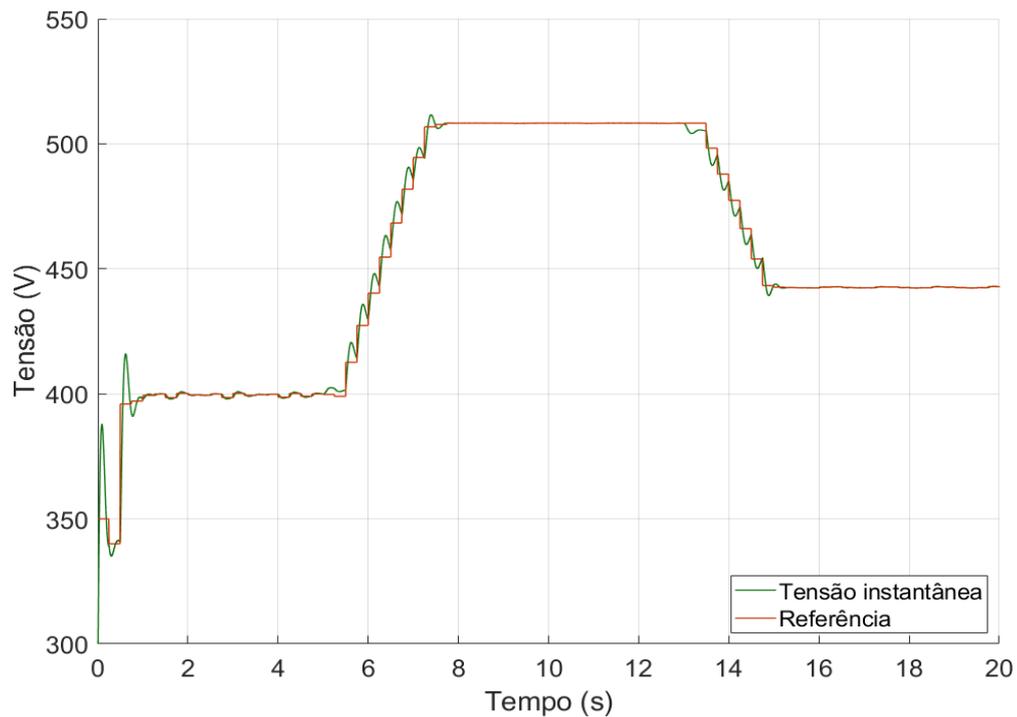
#### 4.5 Comparação com o Método de MPPT Baseado Apenas na Curva V–P

No intuito de comparar resultados, programa-se o bloco “*MATLAB Function*” do subsistema de MPPT com um código baseado apenas na curva V–P do trio TGR, que consta na [seção A.2 do Apêndice A](#).

Após a simulação ser novamente executada para o mesmo perfil de correnteza e taxa de amostragem, obtém-se, conforme mostrado na [Figura 57](#), o gráfico da tensão do barramento CC regida pela referência proveniente do subsistema de MPPT. É inegável que essa última é consideravelmente estável, no entanto, sua eficácia pode ser prejudicada caso ocorra desvios dos parâmetros originais da planta, uma vez que a curva não é atualizada.

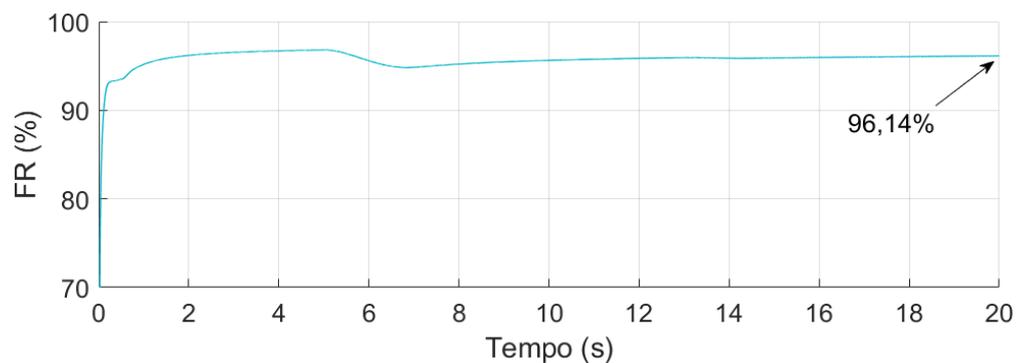
Na [Figura 58](#), tem-se o registro do FR referente à estratégia baseada exclusivamente na curva característica, atingindo a média de 96,14% ao término da simulação. A partir dele, pode-se inferir que a técnica híbrida incrementou em 0,07% a taxa de conversão graças à presença da faixa perturbável, que superou, inclusive, uma suposta imprecisão da curva levantada. Por isso, além de estável e eficiente, comprova-se que o método desenvolvido é capaz de admitir pequenas alterações dos aspectos elétricos ou mecânicos de centrais geradoras, sem que isso afete a condição ótima de funcionamento.

Figura 57 – Gráfico detalhado da tensão de saída do retificador com a estratégia de MPPT baseada apenas na curva V-P



Fonte: Elaboração própria.

Figura 58 – Curva do FR obtida com o algoritmo de MPPT baseado apenas na curva V-P



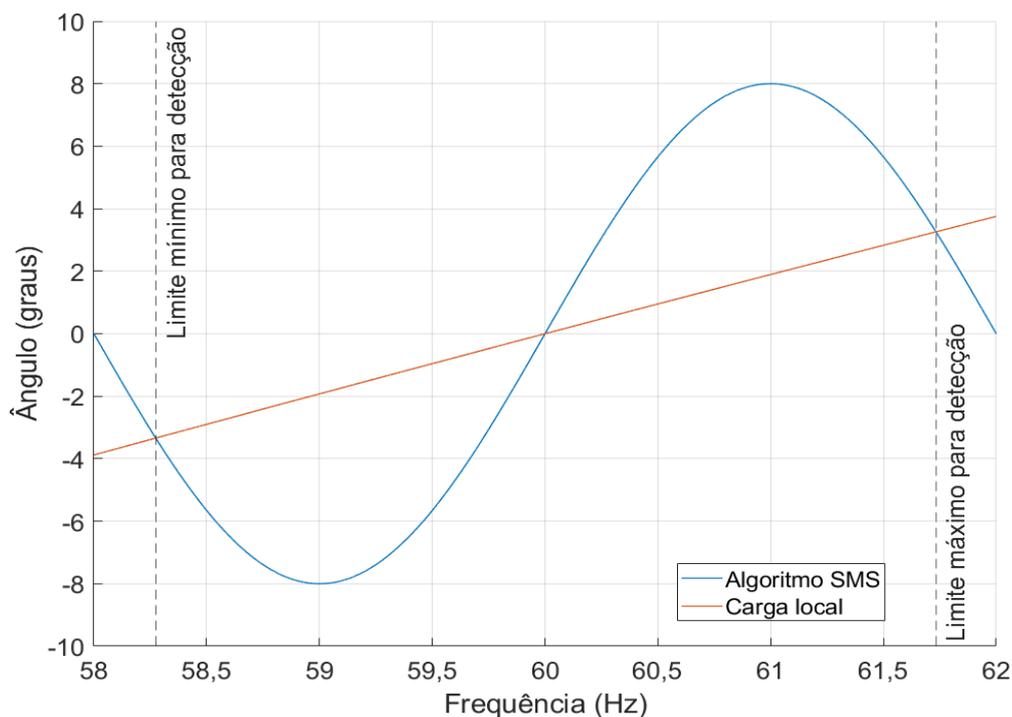
Fonte: Elaboração própria.

## 4.6 Teste de Detecção de Ilhamento

No intuito de testar o recurso de detecção de ilhamento, conecta-se, em cada fase do PAC, uma carga RLC paralela com fator de qualidade unitário ( $Q_f = 1$ ), sendo  $R = 6,5 \Omega$ ,  $L = 17,1 \text{ mH}$  e  $C = 411 \mu\text{F}$ . No gráfico da [Figura 59](#), aparece a curva

do seu ângulo (em vermelho) juntamente com a curva do ângulo do algoritmo SMS (em azul), traçada a partir de (2.71) da subseção 2.1.4.6. Como os pontos de interseção limitam a faixa de frequência de  $58,3 \text{ Hz}$  a  $61,7 \text{ Hz}$ , ajusta-se, com base nesse intervalo, o desvio máximo em  $\pm 1 \text{ Hz}$  da frequência nominal ( $60 \text{ Hz}$ ).

Figura 59 – Curvas do algoritmo SMS e da carga local

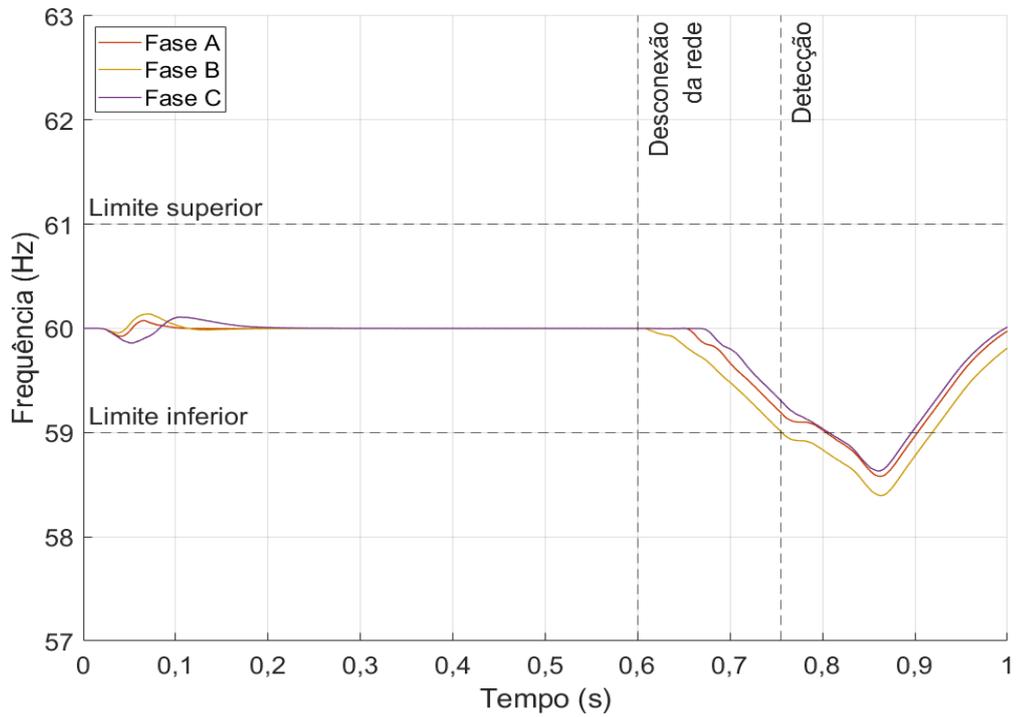


Fonte: Elaboração própria.

Impondo uma correnteza constante de  $2,5 \text{ m/s}$  e programando a desconexão da rede elétrica para o instante de  $0,6 \text{ s}$ , confere-se, pelo gráfico da Figura 60, que a detecção de ilhamento ocorre em  $155 \text{ ms}$ . De acordo com a norma NBR 16149 da Associação Brasileira de Normas Técnicas (ABNT), a proteção de sistemas fotovoltaicos deve atuar “em até 2 segundos” após esse tipo de distúrbio (ABNT, 2013). Na ausência de norma aplicável especificamente à geração distribuída hidrocínética, atesta-se, com base nessa referência, a eficácia do método anti-ilhamento utilizado.

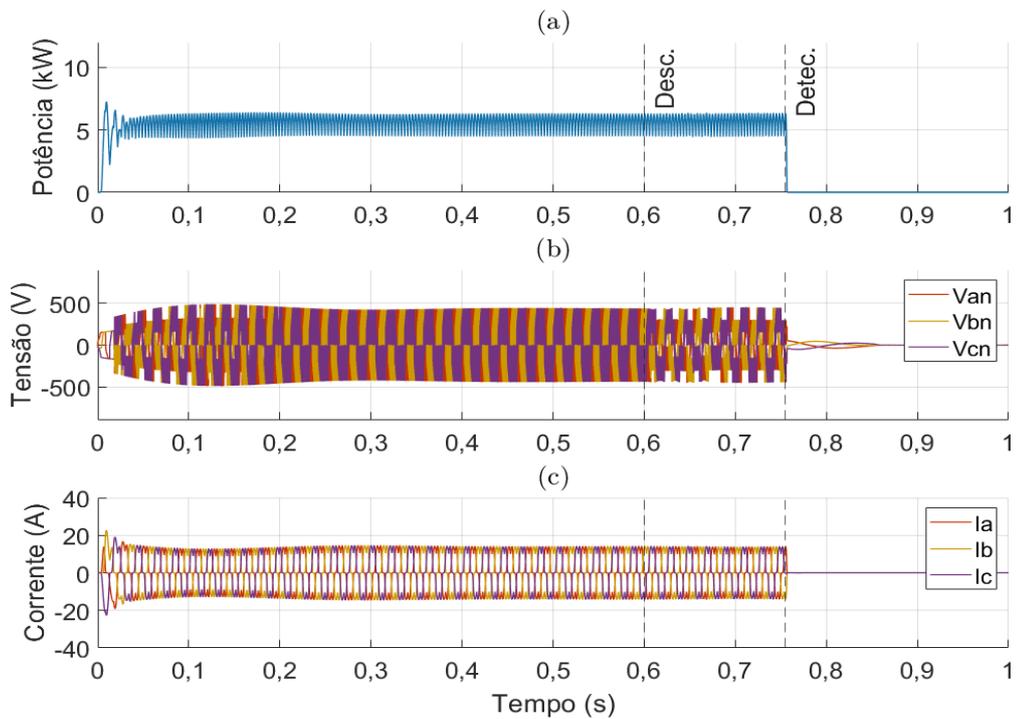
Na Figura 61, constam os gráficos da potência, tensão e corrente do GSIP no momento da perda da rede elétrica. Observa-se que, durante o ensaio, suas magnitudes se mantêm estabilizadas, não oferecendo, portanto, risco à integridade da máquina.

Figura 60 – Frequência no PAC durante o ilhamento



Fonte: Elaboração própria.

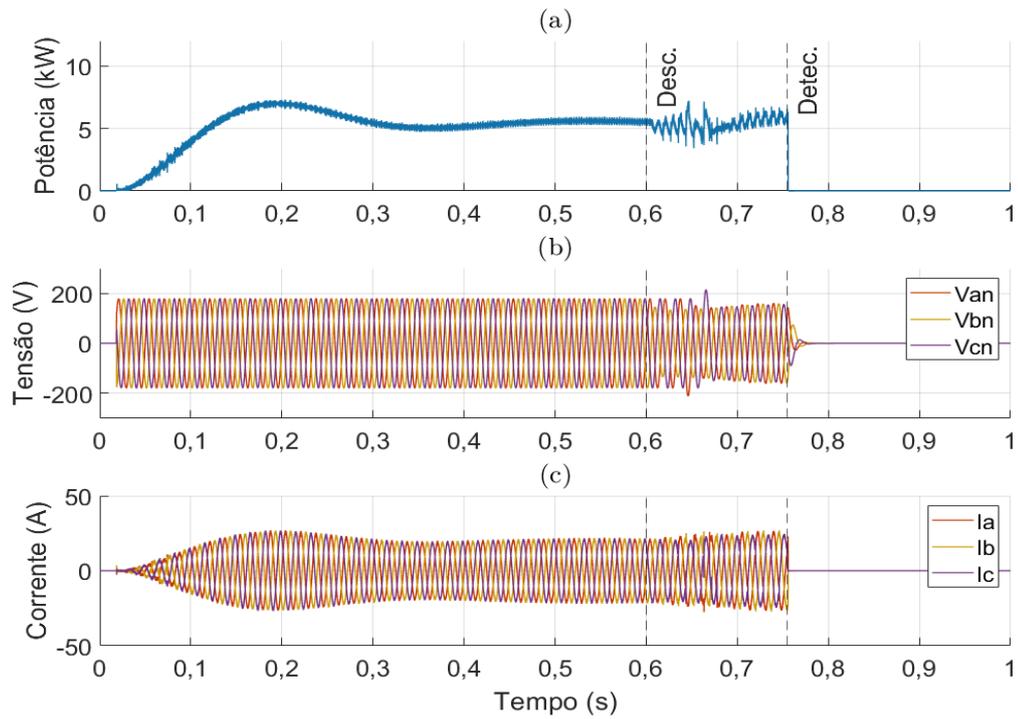
Figura 61 – Gráficos das grandezas do GSIP durante o ilhamento: (a) Potência, (b) Tensão e (c) Corrente



Fonte: Elaboração própria.

Complementarmente, apresentam-se os gráficos das grandezas do inversor na [Figura 62](#). Nota-se que uma sobretensão de até 20% é registrada no PAC durante a interrupção do fornecimento. Contudo, levando em conta sua curta duração, pode-se inferir que as chances dessa anomalia causar danos à carga são mínimas.

Figura 62 – Gráficos das grandezas de saída do inversor durante o ilhamento: (a) Potência, (b) Tensão e (c) Corrente



Fonte: Elaboração própria.

## Conclusões Gerais e Trabalhos Futuros

Este trabalho propôs o desenvolvimento de um algoritmo de MPPT híbrido, baseado na associação da estratégia de P&O com a curva V-P, para o controle de um microgerador hidrocínético de canais abertos em modo conectado à rede elétrica, visando à máxima captação energética e à confiabilidade operacional.

A partir de uma minuciosa revisão bibliográfica, a unidade, com capacidade de 10 kW, foi implementada na plataforma MATLAB/Simulink® e validada perante diferentes cenários. O estágio de potência é constituído por uma turbina de correnteza, gerador síncrono de ímã permanente, retificador passivo em ponte completa e inversor fonte de tensão trifásico. O estágio de controle, além do subsistema de MPPT, apresenta um regulador da tensão do barramento CC, compensadores das correntes de saída, PLLs, detector de ilhamento SMS e modulador SPWM.

A partir dos resultados, atestou-se a eficácia do controlador que assegurou a estabilidade de todas as variáveis elétricas e mecânicas do sistema conforme o previsto. Particularmente, no teste de detecção de ilhamento, a técnica empregada se mostrou confiável, proporcionando um tempo de desconexão de apenas 155ms. Além disso, as grandezas de saída do VSI, no momento da interrupção do fornecimento, não excederam suas magnitudes a ponto de representar perigo à rede, à carga e, também, à própria central geradora.

Pelos gráficos das grandezas da turbina e do retificador, comprovou-se a validade do método proposto, haja vista a preservação do máximo coeficiente de performance e da tensão do barramento CC dentro da faixa perturbável, atingindo um fator de rastreamento médio de 96,21%. Em última análise, além de estável e eficiente, verificou-se que a relativa independência da curva característica torna o algoritmo de MPPT híbrido imune a imprecisões e pequenos desvios dos parâmetros da planta. O estudo oferece, portanto, uma solução à continuidade da máxima captação energética de sistemas intermitentes, dado que o desgaste de componentes e manutenções podem alterar permanentemente seus perfis elétricos e mecânicos.

Como sugestões a trabalhos futuros, citam-se:

- a implementação do modelo em escala reduzida para validação dos resultados;
- a avaliação de estruturas de retificação com elevado fator de potência;
- a inserção de ferramenta para correção de conteúdo harmônico da carga;
- a possibilidade de operação do conjunto em modo ilhado.

# Referências

- AHMED, A. **Eletrônica de potência**. São Paulo: Prentice Hall, 2000.
- ALBUQUERQUE, C. B.; VÁSQUEZ, F. A. M. Modeling and control of isolated modular hydrokinetic energy systems. *In*: 2021 WORKSHOP ON COMMUNICATION NETWORKS AND POWER SYSTEMS (WCNPS). [S.l.], 2021. p. 1–6. ISBN 978-1-6654-1078-6. ISSN 2768-0045.
- ANDERSON, D. *et al.* The impacts of ‘run-of-river’ hydropower on the physical and ecological condition of rivers. **Water and Environment Journal**, [Reino Unido]: John Wiley & Sons Ltd., v. 29, n. 2, p. 268–276, jun. 2015. ISSN 1747-6585. Disponível em: <<https://onlinelibrary.wiley.com/doi/10.1111/wej.12101>>.
- ANYI, M. **Water current energy for remote community**: design and testing of a clog-free horizontal axis hydrokinetic turbine system. Tese (Doutorado em Engenharia Mecânica) - Faculdade de Engenharia, University of South Australia, 2013. Disponível em: <<https://hdl.handle.net/11541.2/122400>>.
- ASHOURIANJOZDANI, M. H.; LOPES, L. A. C.; PILLAY, P. Power control strategy for fixed-pitch PMSG-based hydrokinetic turbine. *In*: 2016 IEEE INTERNATIONAL CONFERENCE ON POWER ELECTRONICS, DRIVES AND ENERGY SYSTEMS (PEDES). [S.l.], 2016. p. 1–6. ISBN 978-1-4673-8888-7.
- ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE NORMAS TÉCNICAS. **NBR 16149**: sistemas fotovoltaicos (FV): características da interface de conexão com a rede elétrica de distribuição, Rio de Janeiro: ABNT, 2013.
- BARBI, I. **Eletrônica de potência**. 6. ed. Florianópolis: Ed. do Autor, 2006.
- BOLDEA, I. **Synchronous generators**. Boca Raton: CRC Press, 2006.
- BRASIL. Ministério de Minas e Energia. Transição energética: a mudança de energia que o planeta precisa. Brasília, 2023. Disponível em: <<https://www.gov.br/mme/pt-br/assuntos/noticias/transicao-energetica-a-mudanca-de-energia-que-o-planeta-precisa>>. Acesso em: 26 fev. 2024.
- BRITO, M. A. G. de *et al.* Estratégias de anti-ilhamento aplicadas a sistemas de geração distribuída fotovoltaica. **Eletrônica de Potência**, Brasil: Sobraep, v. 23, n. 2, p. 226–234, jun. 2018. ISSN 1414-8862. Disponível em: <<https://sobrap.org.br/artigo/estrategias-de-anti-ilhamento-aplicadas-a-sistemas-de-geracao-distribuida-fotovoltaica>>.
- CACCIALI, L. *et al.* Case study of a cross-flow hydrokinetic turbine in a narrow prismatic canal. **Ocean Engineering**, [EUA]: Elsevier Ltd., v. 234, 109281, p. 1–10, ago. 2021. ISSN 0029-8018. Disponível em: <<https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0029801821007010>>.
- CAVAGNARO, R. J. *et al.* Evaluation of electromechanical systems dynamically emulating a candidate hydrokinetic turbine. **IEEE Transactions on Sustainable Energy**, [EUA]: IEEE, v. 7, n. 1, p. 390–399, jan. 2016. ISSN 1949-3029. Disponível em: <<https://ieeexplore.ieee.org/document/7321812>>.

CHIHAI, R.-A. *et al.* Improving the energy conversion efficiency for hydrokinetic turbines using MPPT controller. **Applied Sciences**, [Suíça]: MDPI, v. 10, n. 21, 7560, p. 1–13, nov. 2020. ISSN 2076-3417. Disponível em: <<https://www.mdpi.com/2076-3417/10/21/7560>>.

HART, D. W. **Eletrônica de potência: análise e projetos de circuitos**. Porto Alegre: AMGH, 2012.

IBRAHIM, W. I. *et al.* Hydrokinetic energy harnessing technologies: A review. **Energy Reports**, [Amsterdã]: Elsevier B. V., v. 7, p. 2021–2042, nov. 2021. ISSN 2352-4847. Disponível em: <<https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S2352484721002171>>.

INTERNATIONAL ENERGY AGENCY. **Latin America Energy Outlook 2023**, Paris: IEA, nov. 2023. Disponível em: <<https://www.iea.org/reports/latin-america-energy-outlook-2023>>. Acesso em: 15 mar. 2024.

\_\_\_\_\_. **Renewables 2023**, Paris: IEA, jan. 2024. Disponível em: <<https://www.iea.org/reports/renewables-2023>>. Acesso em: 23 mar. 2024.

JORDÃO, R. G. **Máquinas síncronas**. 2. ed. Rio de Janeiro: LTC, 2013.

KHAN, J.; IQBAL, T.; QUAICOE, J. Power tracking control challenges in hydrokinetic energy conversion systems. *In*: 2011 IEEE POWER AND ENERGY SOCIETY GENERAL MEETING. [S.l.], 2011. p. 1–6. ISBN 978-1-4577-1002-5. ISSN 1944-9925.

KHAN, M. J.; IQBAL, M. T.; QUAICOE, J. E. River current energy conversion systems: Progress, prospects and challenges. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, [Reino Unido]: Elsevier Ltd., v. 12, n. 8, p. 2177–2193, out. 2008. ISSN 1364-0321. Disponível em: <<https://www.sciencedirect.com/science/article/abs/pii/S136403210700069X>>.

KIRKE, B. Hydrokinetic turbines for moderate sized rivers. **Energy for Sustainable Development**, [Índia]: Elsevier Inc., v. 58, p. 182–195, out. 2020. ISSN 0973-0826. Disponível em: <<https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0973082620302842>>.

KRAUSE, P. C.; WASYNCZUK, O.; PEKAREK, S. **Electromechanical motion devices**. 2nd ed. New Jersey: John Wiley & Sons, Inc., 2012.

KUMAR, D.; SARKAR, S. A review on the technology, performance, design optimization, reliability, techno-economics and environmental impacts of hydrokinetic energy conversion systems. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, [Reino Unido]: Elsevier Ltd., v. 58, p. 796–813, maio 2016. ISSN 1364-0321. Disponível em: <<https://www.sciencedirect.com/science/article/abs/pii/S1364032115016305>>.

KURIQI, A. *et al.* Ecological impacts of run-of-river hydropower plants—Current status and future prospects on the brink of energy transition. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, [Reino Unido]: Elsevier Ltd., v. 142, 110833, p. 1–17, maio 2021. ISSN 1364-0321. Disponível em: <<https://www.sciencedirect.com/science/article/abs/pii/S1364032121001271>>.

LESCANO, J. C. O. de S. **Modelagem e simulação de uma micro geração hidroeétrica conectada à rede de energia elétrica**. Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica) - Faculdade de Engenharias, Arquitetura e Urbanismo e Geografia, Universidade Federal de Mato Grosso do Sul, 2022. Disponível em: <<https://repositorio.ufms.br/handle/123456789/5348>>.

- MIRANDA-TERÁN, E. M. *et al.* Estratégias de controle de um inversor monofásico para injetar energia na rede elétrica. *In: V CONGRESSO BRASILEIRO DE ENERGIA SOLAR*. [S.l.], 2014. p. 1–10.
- MUTULE, A.; KALNACS, A. Hydro energy potential estimation for hydrokinetic power plants. *In: 2014 15TH INTERNATIONAL SCIENTIFIC CONFERENCE ON ELECTRIC POWER ENGINEERING (EPE)*. [S.l.], 2014. p. 297–300. ISBN 978-1-4799-3807-0.
- NGANCHA, P. B.; KUSAKANA, K.; MARKUS, E. Modelling and simulation of a power converter for variable speed hydrokinetic systems. *In: 2017 INTERNATIONAL CONFERENCE ON THE DOMESTIC USE OF ENERGY (DUE)*. [S.l.], 2017. p. 227–232. ISBN 978-0-9946759-2-7.
- NIEBUHR, C. M. *et al.* A review of hydrokinetic turbines and enhancement techniques for canal installations: Technology, applicability and potential. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, [Reino Unido]: Elsevier Ltd., v. 113, 109240, p. 1–18, out. 2019. ISSN 1364-0321. Disponível em: <<https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S136403211930440X>>.
- OGATA, K. **Engenharia de controle moderno**. 5. ed. São Paulo: Pearson Prentice Hall, 2010.
- PUDUR, R.; GAO, S. Savonius rotor based grid connected hydrokinetic power generation scheme. **Sustainable Energy, Grids and Networks**, [Reino Unido]: Elsevier Ltd., v. 5, p. 148–155, mar. 2016. ISSN 2352-4677. Disponível em: <<https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S2352467715000764>>.
- RASHID, M. H. **Eletrônica de potência: Dispositivos, circuitos e aplicações**. 4. ed. São Paulo: Pearson Education do Brasil, 2014.
- RIDGILL, M. *et al.* Hydrokinetic energy conversion: A global riverine perspective. **Journal of Renewable and Sustainable Energy**, [EUA]: AIP Publishing LLC, v. 14, n. 4, 044501, p. 1–17, jul. 2022. ISSN 1941-7012. Disponível em: <<https://pubs.aip.org/aip/jrse/article/14/4/044501/2848708/Hydrokinetic-energy-conversion-A-global-riverine>>.
- \_\_\_\_\_. Global riverine theoretical hydrokinetic resource assessment. **Renewable Energy**, [Reino Unido]: Elsevier Ltd., v. 174, p. 654–665, ago. 2021. ISSN 0960-1481. Disponível em: <<https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0960148121006297>>.
- SHAFEI, M. A. R. *et al.* Biogeography-based optimization technique for maximum power tracking of hydrokinetic turbines. *In: 2014 INTERNATIONAL CONFERENCE ON RENEWABLE ENERGY RESEARCH AND APPLICATION (ICRERA)*. [S.l.], 2014. p. 789–794. ISBN 978-1-4799-3795-0.
- SOOD, M.; SINGAL, S. K. Development of hydrokinetic energy technology: A review. **International Journal of Energy Research**, [Reino Unido]: John Wiley & Sons Ltd., v. 43, n. 11, p. 5552–5571, set. 2019. ISSN 0363-907X. Disponível em: <<https://onlinelibrary.wiley.com/doi/10.1002/er.4529>>.
- TAN, K. W.; KIRKE, B.; ANYI, M. Small-scale hydrokinetic turbines for remote community electrification. **Energy for Sustainable Development**, [Índia]: Elsevier Inc., v. 63, p. 41–50, ago. 2021. ISSN 0973-0826. Disponível em: <<https://www.sciencedirect.com/science/article/abs/pii/S097308262100065X>>.

TEODORESCU, R.; LISERRE, M.; RODRÍGUEZ, P. **Grid converters for photovoltaic and wind power systems**. Chichester: John Wiley & Sons, Ltd., 2011.

UMANS, S. D. **Máquinas elétricas de Fitzgerald e Kingsley**. 7. ed. Porto Alegre: AMGH, 2014.

VERMAAK, H. J.; KUSAKANA, K.; KOKO, S. P. Status of micro-hydrokinetic river technology in rural applications: A review of literature. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, [Reino Unido]: Elsevier Ltd., v. 29, p. 625–633, jan. 2014. ISSN 1364-0321. Disponível em: <<https://www.sciencedirect.com/science/article/abs/pii/S1364032113006060>>.

VÁSQUEZ, F. A. M.; OLIVEIRA, T. F. de; JUNIOR, A. C. P. B. On the electromechanical behavior of hydrokinetic turbines. **Energy Conversion and Management**, [Reino Unido]: Elsevier Ltd., v. 115, p. 60–70, maio 2016. ISSN 0196-8904. Disponível em: <<https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0196890416300693>>.

WISE, M. *et al.* A novel vertically oscillating hydrokinetic energy harvester. *In*: 2021 IEEE CONFERENCE ON TECHNOLOGIES FOR SUSTAINABILITY (SUSTECH). [S.l.], 2021. p. 1–8. ISBN 978-1-6654-1927-7.

# APÊNDICE A – Códigos de Programação

Nesta seção, apresentam-se os códigos programados no bloco “*MATLAB Function*” do subsistema de MPPT e executados a uma taxa de amostragem de 4 *Hz*.

## A.1 Código do Método de MPPT Híbrido

Código 1 – Código do método de MPPT híbrido

```

1  % Metodo de MPPT: P&O + curva V-P
2
3  function [Vcc] = fcn(V, I)
4
5  persistent Vo Po Vref Vcurva_o
6
7  if (isempty(Vo))
8      Vo = 0;
9      Po = 0;
10     Vref = 3.50;
11     Vcurva_o = 3.50;
12 end
13
14 % Metodo P&O
15
16 P = V * I; % calculo da potencia instantanea
17 dV = V - Vo; % calculo da variacao de V
18 dP = P - Po; % calculo da variacao de P
19 passo = 0.024; % passo fixo: 2,4 V
20
21 if P <= 10 % habilita o MPPT para P <= 10 kW
22     if dP == 0
23         Vref = Vref;
24     else
25         if dP > 0
26             if dV < 0
27                 Vref = Vref - passo;

```

```
28         else
29             Vref = Vref + passo;
30         end
31     else
32         if dV < 0
33             Vref = Vref + passo;
34         else
35             Vref = Vref - passo;
36         end
37     end
38 end
39 end
40
41 % Curva V-P do conjunto TGR
42
43 Vcurva = (228.9 * (abs(P)*1000)^0.1452 - 358.7) / 100;
44
45 % Estabelecimento da faixa de tensao da curva V-P
46
47 if Vcurva < 3.50
48     Vcurva = 3.50;    % limite minimo: 350 V
49 elseif Vcurva > 5.20
50     Vcurva = 5.20;    % limite maximo: 520 V
51 end
52
53 % Estabelecimento da faixa de perturbacao
54
55 U = 0.10;    % faixa de perturbacao (2U): 20 V
56 dV_curva = abs(Vcurva - Vcurva_o);
57
58 if dV_curva > 0.05
59     Vref = Vcurva;    % Vref segue Vcurva se dV_curva > 5 V
60 elseif Vref < Vcurva - U
61     Vref = Vcurva - U;    % limite minimo: Vcurva - U
62 elseif Vref > Vcurva + U
63     Vref = Vcurva + U;    % limite maximo: Vcurva + U
64 end
65
66 Vo = V;
```

```
67 Po = P;  
68 Vcurva_o = Vcurva;  
69 Vcc = Vref; % referencia da tensao do barramento CC
```

Fonte: Elaboração própria.

## A.2 Código do Método de MPPT Baseado Apenas na Curva V–P

Código 2 – Código do método de MPPT baseado apenas na curva V–P

```
1 % Metodo de MPPT: curva V–P  
2  
3 function Vcc = fcn(V, I)  
4  
5 P = V * I; % calculo da potencia instantanea  
6  
7 % Curva V–P do conjunto TGR  
8  
9 Vcurva = (228.9 * (abs(P)*1000)^0.1452 - 358.7) / 100;  
10  
11 % Estabelecimento da faixa de tensao da curva V–P  
12  
13 if Vcurva < 3.40  
14     Vcurva = 3.40; % limite minimo: 340 V  
15 elseif Vcurva > 5.30  
16     Vcurva = 5.30; % limite maximo: 530 V  
17 end  
18  
19 Vcc = Vcurva; % referencia da tensao do barramento CC
```

Fonte: Elaboração própria.