



UNIVERSIDADE FEDERAL DO MARANHÃO
DEPARTAMENTO DE ENGENHARIA ELÉTRICA
CENTRO DE CIÊNCIAS EXATAS E TECNOLOGIAS

**Modelagem, Simulação e Validação em Tempo Real da Operação e Controle de
Geradores Síncronos a Diesel**

Rodrigo da Silva Pereira

São Luís – MA
15 de janeiro de 2026

Rodrigo da Silva Pereira

Modelagem, Simulação e Validação em Tempo Real da Operação e Controle de Geradores Síncronos a Diesel

Monografia apresentada ao curso de Engenharia Elétrica da Universidade Federal do Maranhão como requisito para obtenção do grau de Bacharel em Engenharia Elétrica.

Orientador: Prof. Dr. Luiz Antonio de Souza Ribeiro
Coorientador: Dr. Amiron Wolff dos Santos Serra

São Luís – MA
15 de janeiro de 2026

Ficha gerada por meio do SIGAA/Biblioteca com dados fornecidos pelo(a) autor(a).

Diretoria Integrada de Bibliotecas/UFMA

Pereira, Rodrigo da Silva. Modelagem, simulação e validação em tempo real da operação e controle de geradores síncronos a diesel / Rodrigo da Silva Pereira. - 2026.

60 p.

Coorientador(a) 1: Amiron Wolff dos Santos Serra.

Orientador(a): Luiz Antonio de Souza Ribeiro.

Monografia (Graduação) - Curso de Engenharia Elétrica, Universidade Federal do Maranhão, Auditório do Instituto de Energia Elétrica, 2026.

1. Geradores Síncronos A Diesel. 2. Modelagem. 3. Modos de Operação. 4. Simulação Em Tempo Real. I. Serra, Amiron Wolff dos Santos. II. Ribeiro, Luiz Antonio de Souza. III. Título.

Rodrigo da Silva Pereira

Modelagem, Simulação e Validação em Tempo Real da Operação e Controle de Geradores Síncronos a Diesel

Monografia apresentada ao curso de Engenharia Elétrica da Universidade Federal do Maranhão como requisito para obtenção do grau de Bacharel em Engenharia Elétrica.

Prof. Dr. Luiz Antonio de Souza Ribeiro

Orientador

Dr. Amiron Wolff dos Santos Serra

Coorientador

Membros da Banca Examinadora:

Prof. Dr. José Gomes de Matos

Universidade Federal do Maranhão

Profa. Dra. Silvangela Lilian da Silva Barcelos

Universidade Federal do Maranhão

*Aos meus pais, que com amor e sacrifício
construíram o caminho que me guiou até aqui.*

AGRADECIMENTOS

Aos meus pais, Enoks e Noeme, minha eterna gratidão. Vocês foram a base de tudo: o incentivo diário, o exemplo de esforço e a força nos momentos em que pensei em desistir. Cada conquista minha carrega um pouco do amor, da dedicação e dos sacrifícios de vocês ao longo dessa caminhada. Espero, um dia, poder retribuir, ainda que em parte, tudo o que fizeram e ainda fazem por mim.

À minha namorada, Halyne, a qual não poderia deixar de agradecer pelo amor, pelo carinho, paciência, pelo cuidado e preocupação constante com o meu bem-estar, pelo incentivo, pela amizade sincera e companheirismo, tanto nos momentos difíceis quanto nos momentos de alegria ao longo dessa caminhada. Ter te conhecido neste curso foi o maior presente que eu recebi durante essa trajetória.

Agradeço aos meus irmãos, Gustthavo, Erick e Isabelle, por sempre estarem comigo, unidos em todos os momentos, mantendo uma verdadeira irmandade. Sou muito grato por ter cada um de vocês em minha vida.

Aos meus amigos Carlos Eduardo, Davi, Derik, Felype, Khristian, Luis Felipe, Rômulo, Wemerson e Yury, pela amizade, pelas risadas e bons momentos compartilhados. Vocês são, sem dúvidas, meus irmãos de curso.

Ao meu orientador, Prof. Luiz Antônio, meu sincero agradecimento. Sua inteligência, experiência e forma de ensinar foram fundamentais para o meu aprendizado. Sou grato também pelos conselhos e pela orientação firme, que com toda certeza contribuíram não apenas para meu desenvolvimento técnico, mas também para meu crescimento pessoal. Posso dizer que carrego um grande respeito por sua trajetória e por tudo o que aprendi sob sua orientação.

Agradeço ao Prof. José Gomes, por sua paciência, bom humor e por sempre estar disposto a ajudar. Seu comprometimento com o ensino, sempre explicando com clareza e dedicação, fizeram toda a diferença na minha trajetória.

Ao meu coorientador, Amiron, e ao Luizão, amigos de laboratório, meu sincero agradecimento pela parceria, colaboração e pelas valiosas trocas de conhecimento ao longo de todos esses anos. Sempre ensinando, ajudando e se colocando à disposição sempre que precisei.

Este trabalho foi apoiado pelo Instituto de Ciência e Tecnologia do Grupo Equatorial e Grupo Equatorial através do programa PDI ANEEL sob concessão PD-06072-0702/2023.

RESUMO

Os geradores síncronos a diesel são equipamentos bastante utilizados em aplicações críticas, como hospitais, indústrias, centros de dados e instalações militares. O foco deste trabalho é a modelagem e simulação em tempo real desses equipamentos, considerando seus principais componentes e seus modos de operação. Para isso, é feita a modelagem do governador de velocidade, do alternador síncrono, do sistema de excitação e do regulador automático de tensão. Os modelos obtidos são implementados no *software MATLAB/Simulink* e posteriormente adaptados para a plataforma de Simulação em Tempo Real (RTS), OPAL-RT modelo OP4610XG. O trabalho também inclui a simulação dos modos de operação, como: isolado, conectado à rede e em paralelo com outros geradores, com estudo do processo de sincronismo e do compartilhamento das potências ativa e reativa. Como resultado obteve-se modelos validados, análises de desempenho em diferentes cenários e um guia prático de RTS, contribuindo assim com a pesquisa acadêmica e aplicações práticas em sistemas elétricos.

Palavras-chave: Geradores síncronos a diesel; Modelagem; Modos de operação; Simulação em Tempo Real.

ABSTRACT

Diesel synchronous generators are widely used in critical applications such as hospitals, industrial facilities, data centers, and military installations. This work focuses on the modeling and real-time simulation of these systems, considering their main components and operating modes. The proposed approach includes the modeling of the speed governor, synchronous alternator, excitation system, and automatic voltage regulator. The developed models are implemented in the MATLAB/Simulink environment and subsequently adapted for a Real-Time Simulation (RTS) platform using the OPAL-RT OP4610XG system. In addition, the study addresses the simulation of different operating modes, including isolated operation, grid-connected operation, and parallel operation with other generators, with particular emphasis on the synchronization process and the sharing of active and reactive power. As a result, the study produced validated models, performance analyses across different scenarios, and a practical guideline for RTS, thereby contributing to both academic research and practical applications in power systems.

Keywords: Diesel synchronous generators; Modeling; Operating modes; Real-time simulation.

LISTA DE FIGURAS

Figura 1 – Diagrama de blocos de um gerador a diesel.....	5
Figura 2 – Circuito equivalente por fase do gerador síncrono.	6
Figura 3 – Diagrama de blocos do modelo de governador DEGOV.....	15
Figura 4 – Diagrama de blocos simplificado do controle de velocidade do gerador.	16
Figura 5 – Diagrama de blocos do sistema de excitação modelo AC8B.....	19
Figura 6 – Diagrama de blocos do modelo da excitatriz do modelo AC8B.....	20
Figura 7 – Resposta ao degrau em malha aberta para o bloco da máquina síncrona.	21
Figura 8 – Diagrama de blocos linearizado para controle de tensão.	23
Figura 9 - Diagrama de blocos da função ANSI 25 para checagem de sincronismo.	24
Figura 10 – Diagrama de blocos para a normalização do erro de fase.....	25
Figura 11 – Diagrama de blocos do controle externo do gerador.	26
Figura 12 – Estrutura do controle droop de P_e e Q_e	28
Figura 13 – Diagrama de blocos do controle de P_e no modo conectado à rede.	30
Figura 14 – Diagrama de blocos do controle de Q_e no modo conectado à rede.	31
Figura 15 – Bloco de carga RC.	32
Figura 16 – Topologia de subsistemas para RTS.	33
Figura 17 – Topologia dos blocos de interface do SM e SC.....	34
Figura 18 – Comparação da resposta ao degrau de velocidade para o modelo linearizado e o modelo implementado no Simulink.....	35
Figura 19 – Comparação da resposta ao degrau entre o linearizado do sistema e o modelo completo implementado no Simulink.....	36
Figura 20 – Comparação da resposta da tensão de campo entre o modelo linearizado e o modelo implementado no Simulink.....	37
Figura 21 – Comportamento de P_e no modelo linearizado e no modelo completo.	38
Figura 22 – Comportamento de Q_e no modelo linearizado e no modelo completo.....	38
Figura 23 – Formas de onda das tensões V_{ab} do GMG e do barramento durante o processo de sincronismo.....	39
Figura 24 - Erro de fase entre o gerador e o barramento durante o processo de sincronismo..	40
Figura 25 – Potência nos GMGs no modo isolado com múltiplos geradores.	41
Figura 26 – Potência no barramento principal no modo isolado com múltiplos geradores.	41
Figura 27 – Frequência no barramento principal no modo isolado com múltiplos geradores.	42
Figura 28 – Potência Ativa injetada no modo conectado à rede.	43
Figura 29 – Potência Reativa compensada pelo GMG no modo conectado à rede.....	43

LISTA DE TABELAS

Tabela 1 – Parâmetros do modelo do governador utilizados na simulação.....	17
Tabela 2 – Parâmetros do modelo do alternador utilizados na simulação.....	18
Tabela 3 – Parâmetros do modelo do AVR utilizados na simulação.	19
Tabela 4 – Parâmetros do modelo da excitatriz utilizados na simulação.	21
Tabela 5 – Parâmetros do modelo do AVR utilizado na simulação.	23
Tabela 6 – Parâmetros das malhas externas para o modo isolado com múltiplos geradores. ...	29
Tabela 7 – Parâmetros das malhas externas para o modo conectado à rede.	31
Tabela 8 – Comparativo do tempo de execução para cada cenário simulado.	44

LISTA DE SIGLAS E ABREVIACÕES

ANEEL	Agência Nacional de Energia Elétrica
ANSI	<i>American National Standards Institute</i>
AVR	Regulador Automático de Tensão
DER	Recursos Energéticos Distribuídos
GMG	Grupo Motor Gerador
IEE	Instituto de Energia Elétrica
IEEE	Instituto dos Engenheiros Eletricistas e Eletrônicos
PI	Proporcional Integral (Controlador)
PID	Proporcional Integral Derivativo (Controlador)
REIBAAN	Rede Elétrica Inteligente da Base Aérea de Anápolis
RTS	Simulação em Tempo Real
UFMA	Universidade Federal do Maranhão
PAC	Ponto de Acoplamento Comum
ANSI	<i>American National Standards Institute</i> (Instituto Nacional Americano de Padrões)

SUMÁRIO

1	Introdução	1
1.1	Contextualização	1
1.2	Justificativa.....	2
1.3	Objetivos.....	3
1.3.1	Objetivo Geral.....	3
1.3.2	Objetivos Específicos.....	3
1.4	Metodologia.....	4
2	Revisão bibliográfica	5
2.1	Grupo motor gerador	5
2.2	Geradores síncronos	6
2.3	Sistema de Excitação	8
2.4	Governador de Velocidade	9
2.5	Paralelismo e Sincronismo de Geradores	10
2.6	Modos de operação de geradores.....	11
2.6.1	Operação Isolada.....	12
2.6.2	Operação em Paralelo com Outros Geradores	12
2.6.3	Operação Conectada à Rede Elétrica	12
2.6.4	Transição entre Modos de Operação.....	13
2.7	Simulação em tempo real	13
3	Modelagem e Implementação do Sistema	15
3.1	Modelagem do Grupo Motor Gerador.....	15
3.1.1	Sistema de controle de velocidade	15
3.1.2	Alternador Síncrono	17
3.1.3	Sistema de excitação	18
3.2	Implementação do Sistema de Sincronismo.....	23
3.2.1	Controle de fase	25
3.2.2	Cálculo do Ganho e Saturação	25
3.3	Modos de operação do Gerador.....	26
3.3.1	Modo Isolado – Controle Isócrono	27
3.3.2	Modo Isolado com Múltiplos Geradores	27
3.3.3	Modo Conectado à Rede	29

3.4	Implementação na Plataforma Opal RT	31
3.4.1	Adaptação do modelo de máquina síncrona para o passo de integração fixo.....	32
3.4.2	Topologia do modelo para RTS	32
3.4.3	Aquisição de Resultados	34
4	Resultados de Simulação.....	35
4.1	Equivalência dos modelos linearizados.....	35
4.1.1	Governador	35
4.1.2	Sistema de Excitação	35
4.1.3	Controle de Pe – Modo Conectado à Rede.....	37
4.1.4	Controle de Qe – Modo Conectado à Rede	38
4.2	Processo de sincronismo.....	39
4.3	Operação no Modo Isolado com Múltiplos Geradores.....	40
4.3.1	Simulação do Modo Conectado à Rede	42
4.3.2	Análise do Tempo de Execução das Simulações	44
5	Conclusões	45
	Referências Bibliográficas	46

1 Introdução

1.1 Contextualização

Geradores a diesel ou Grupo Motor Gerador (GMG) desempenham papel fundamental no fornecimento de energia para aplicações que exigem alta confiabilidade, como hospitais, indústrias, centros de dados e instalações militares. Esses equipamentos são amplamente empregados como fontes de energia *standby* em instalações críticas, garantindo operação ininterrupta durante falhas da rede elétrica [1]. Sua robustez e autonomia asseguram desempenho contínuo mesmo em condições adversas, razão pela qual permanecem utilizados tanto como fonte principal quanto de emergência.

A literatura clássica já destacava a relevância da modelagem de máquinas síncronas e de seus sistemas de controle para a estabilidade de sistemas elétricos [2], enquanto estudos recentes reforçam a necessidade de modelos de alta fidelidade aplicados a geradores a diesel em diferentes regimes operacionais [3].

O desempenho desses geradores depende da atuação coordenada de seus principais componentes: o governador de velocidade, que regula a frequência por meio do controle da injeção de combustível; o alternador síncrono, usualmente representado no eixo de coordenadas dq , responsável pela conversão de potência mecânica em elétrica; o sistema de excitação, que ajusta a corrente de campo; e o regulador automático de tensão (AVR), encarregado de estabilizar a tensão nos terminais do gerador. Modelos clássicos, como os do IEEE, padronizam a representação desses sistemas e servem de referência para estudos de estabilidade e desempenho [4], [5], [6].

Além dos componentes, os modos de operação dos geradores a diesel impõem diferentes requisitos de controle. No modo isolado, é necessário manter frequência e tensão estáveis para atender diretamente às cargas. No modo conectado à rede, o sincronismo com o sistema elétrico deve ser garantido em termos de ângulo, amplitude da tensão e frequência. Já na operação em paralelo com outros geradores, é imprescindível o correto compartilhamento de potência ativa e reativa entre unidades, função tipicamente realizada por controladores nos modos *droop* ou isócrono [7].

No que se refere às normas técnicas, a IEEE Std 1547-2018 estabelece critérios universais para a interconexão de recursos energéticos distribuídos (DER), incluindo geradores síncronos a diesel. A norma aborda requisitos de desempenho, resposta a condições anormais

da rede, qualidade de energia e sincronismo, sendo referência essencial para estudos de operação em paralelo [8].

A simulação computacional constitui uma ferramenta útil para a análise da operação de geradores a diesel, pois permite avaliar seu comportamento em regimes permanente e transitório sem os custos e riscos associados a ensaios experimentais. Trabalhos mostram que a modelagem matemática aliada a simulações detalhadas pode reproduzir com precisão o desempenho dinâmico dessas máquinas [9], [10]. Entretanto, a maioria dos estudos limita-se a simulações apenas em ambiente computacional, havendo uma lacuna quanto à adaptação dos mesmo por meio de plataformas de RTS.

Neste contexto, esta monografia tem como objetivo modelar e simular geradores a diesel, contemplando seus componentes principais e modos de operação, e validar os resultados em tempo real. Como contribuição adicional, foi elaborado um guia prático de simulação, documentando o processo passo a passo e fornecendo subsídios para futuros estudos acadêmicos e aplicações práticas [3], [7].

1.2 Justificativa

Este trabalho tem como motivação o desenvolvimento de modelos computacionais compatíveis com as atividades do projeto PD-06072-0702/2023 – Rede Elétrica Inteligente da Base Aérea de Anápolis - REIBAAN. O projeto está sendo desenvolvido a partir da parceria entre o Instituto de Energia Elétrica da Universidade Federal do Maranhão, IEE/UFMA, e o Instituto de Ciência e Tecnologia do Grupo Equatorial via PDI ANEEL.

Com isso, coube ao autor estudar e implementar a simulação dos geradores a diesel que farão parte do projeto. A monografia, portanto, concentra-se nesses equipamentos, visando a modelagem de suas partes principais e a análise delas sob diferentes modos de operação.

Os GMGs são equipamentos muito utilizados em aplicações que exigem confiabilidade. Sua modelagem depende da integração de diversos subsistemas, como modelos detalhados de máquinas síncronas, governadores de velocidade, sistemas de excitação, lógica de sincronismo e estratégias de controle.

Entretanto, à medida que se busca implementar essas integrações, as simulações tendem a apresentar elevado custo computacional, resultando em longos tempos de simulação e dificultando a análise de cenários extensos ou iterativos. Essa limitação torna-se ainda mais relevante em estudos com Recursos Energéticos Distribuídos (DERs), nos quais a interação entre diversos componentes deve ser avaliada de forma integrada.

Nesse contexto, a utilização de plataformas de RTS surge como uma alternativa adequada, permitindo a execução determinística dos modelos com passo de integração fixo e viabilizando a análise do comportamento dinâmico do sistema de forma mais eficiente e próxima da operação real.

Apesar da vasta literatura dedicada ao estudo de geradores síncronos, observa-se ainda uma escassez de trabalhos que apresentem de forma detalhada a implementação integrada de seus principais subsistemas, bem como a utilização de plataformas de RTS para simulação desses modelos. Dessa forma, este trabalho busca contribuir nesse sentido, apresentando a modelagem e a simulação em tempo real de geradores a diesel, alinhadas às necessidades práticas do projeto REIBAAN.

1.3 Objetivos

Os objetivos estão organizados em geral e específicos como segue.

1.3.1 Objetivo Geral

Modelar e simular geradores a diesel, contemplando seus principais componentes e modos de operação (isolado, conectado à rede e em paralelo com outros geradores), com implementação em uma plataforma de RTS.

1.3.2 Objetivos Específicos

Os objetivos específicos são os seguintes:

- Estudar o funcionamento dos componentes do gerador: governador de velocidade, alternador síncrono, sistema de excitação e AVR
- Modelar e implementar os modelos no *MATLAB/Simulink*.
- Estudar e implementar o processo de sincronismo para conexão de geradores.
- Projetar e ajustar controladores de velocidade, tensão, potência ativa e potência reativa.
- Simular o comportamento do gerador nos seus diversos modos de operação na plataforma de RTS (OPAL-RT).

1.4 Metodologia

O presente trabalho foi conduzido de forma modular, permitindo a construção e simulação progressiva de cada subsistema que compõe os GMGs e facilitando a posterior execução na plataforma de RTS.

Inicialmente, realiza-se a modelagem dos principais componentes internos do GMG, incluindo o governador de velocidade, o motor a diesel, o alternador síncrono e o sistema de excitação com AVR. Em seguida, esses subsistemas são integrados para compor a planta completa do gerador, que serve de base para o desenvolvimento das malhas de controle.

Na segunda etapa, apresenta-se o sistema de sincronismo utilizado para acoplamento do GMG à rede ou a outros geradores, contemplando a detecção de fase, frequência e tensão, bem como o controle do ângulo de fase do gerador.

Posteriormente, descreve-se a lógica do controle externo de potência ativa e reativa, responsável por ajustar as referências internas de velocidade e tensão de acordo com o modo de operação. Três modos distintos são considerados: operação isolada em controle isócrono, operação ilhada com múltiplos GMGs por meio de controle *droop* e operação conectada à rede com controladores do tipo PI baseados em modelos linearizados das malhas de tensão e velocidade.

Por fim, apresenta-se o processo de implementação em tempo real na plataforma OPAL-RTS, na foram serão realizados os testes do modelo para diferentes cenários.

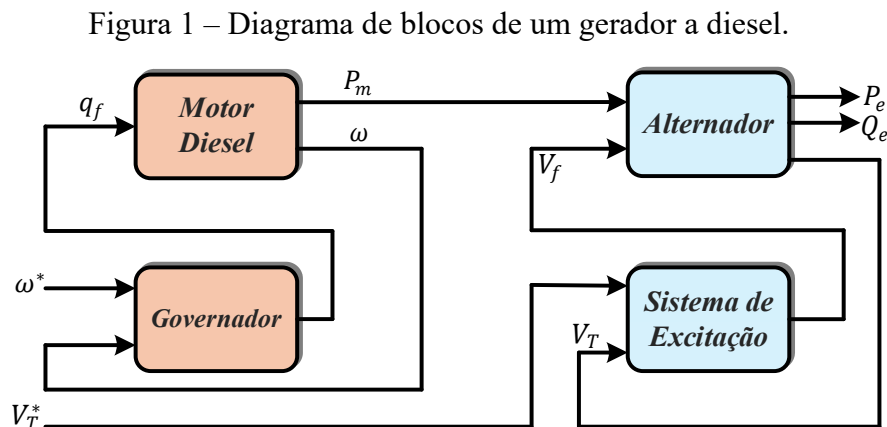
2 Revisão bibliográfica

Neste capítulo, são apresentados os principais aspectos conceituais e teóricos relacionados aos GMGs, bem como seus subsistemas e modos de operação.

2.1 Grupo motor gerador

GMGs são usualmente representados como sistemas eletromecânicos compostos por um motor primário, responsável pela conversão da energia química do combustível em potência mecânica, e por um gerador síncrono, encarregado da conversão dessa potência mecânica em energia elétrica [9], [11].

A Figura 1 apresenta um diagrama de blocos frequentemente utilizado para representar de forma conceitual um GMG [9] [12]. Esse diagrama evidencia as principais variáveis envolvidas no processo de conversão eletromecânica e as relações entre o motor primário, o gerador síncrono e os sistemas de controle.



Fonte: Adaptado de [9].

A quantidade de combustível fornecida para o motor a diesel é representada por q_f . A potência mecânica transmitida no eixo da máquina é dada por P_m . V_f representa a tensão aplicada ao circuito de campo e V_T a tensão nos terminais da máquina. As potências ativa e reativa fornecidas pelo alternador são, respectivamente, dadas por P_e e Q_e .

Essas variáveis formam a base para a modelagem dinâmica de um GMG, permitindo a análise da resposta do sistema a variações de carga e a avaliação do desempenho dos sistemas de controle de velocidade e de excitação, os quais são discutidos nas seções subsequentes deste capítulo.

2.2 Geradores síncronos

Um gerador síncrono, também denominado alternador, é uma máquina elétrica responsável por converter energia mecânica, fornecida por uma máquina primária, em energia elétrica [11]. A denominação síncrona decorre do fato de que a frequência da tensão gerada está diretamente relacionada à velocidade de rotação do conjunto mecânico, conforme expresso por (1):

$$f_e = \frac{n_m \times P}{120} \quad (1)$$

Em que f_e é a frequência elétrica, n_m é a velocidade mecânica em rotações por minuto (rpm) e P é o número de polos da máquina.

O movimento do rotor da máquina síncrona é responsável por induzir tensões no seu estator. Essa tensão interna, E_A , pode ser expressa, de maneira simplificada, como (2):

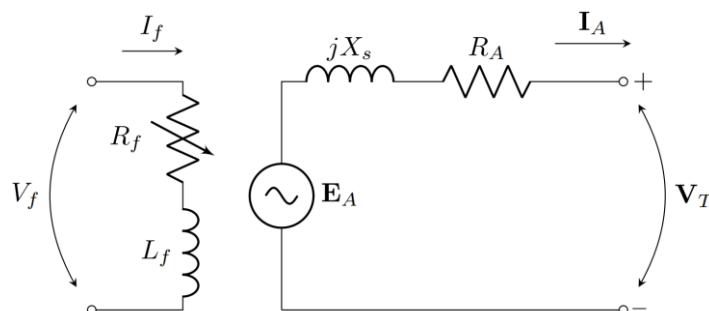
$$E_A = k\phi\omega \quad (2)$$

Em que k é uma constante que depende dos aspectos construtivos da máquina, ϕ representa o fluxo magnético.

Para uma máquina operando em velocidade aproximadamente constante, observa-se que a tensão gerada depende predominantemente do ϕ , o qual é controlado pela corrente de campo i_f , aplicada ao enrolamento do rotor [11].

O circuito equivalente por fase do gerador síncrono, desconsiderando os efeitos dos polos salientes, é apresentado na Figura 2, servindo como base conceitual para a análise de seu comportamento elétrico.

Figura 2 – Circuito equivalente por fase do gerador síncrono.



Fonte: Adaptado de [11].

Sendo I_f , R_f e L_f , a corrente, a resistência e a indutância do circuito de campo. Do mesmo modo, I_A , X_s e R_A são, respectivamente, a corrente, a reatância e a resistência do circuito do estator.

Quando uma carga é conectada aos terminais do gerador, ocorre um aumento de I_A , o que resulta na redução de V_T da máquina, devido à queda de tensão em R_A e X_s . Para reestabelecer o valor nominal de V_T , torna-se necessário elevar ϕ , conforme descrito em [11].

Do ponto de vista mecânico, a conexão de uma carga ativa eleva o conjugado eletromagnético requerido pelo sistema elétrico [11]. Como o conjugado mecânico fornecido pela máquina primária não se ajusta instantaneamente, há um desequilíbrio temporário entre os conjugados na máquina, reduzindo a velocidade de rotação. Esse efeito reflete-se diretamente na frequência elétrica gerada, evidenciando a necessidade de um sistema de controle capaz de ajustar o conjugado mecânico fornecido ao eixo pela máquina primária [11].

Dessa forma, a operação estável do gerador síncrono requer a atuação de dois sistemas de controle distintos e complementares: um sistema de excitação, responsável pela regulação da tensão, e um sistema de controle de velocidade, responsável pela manutenção da frequência elétrica em torno do valor nominal [11].

- **Potência em geradores síncronos**

Com base no circuito equivalente por fase apresentado na Figura 2, o comportamento elétrico do gerador síncrono, desconsiderando o efeito dos polos salientes, em regime permanente, pode ser descrito pelas suas equações de potência. Desprezando-se R_A , em virtude de sua magnitude ser significativamente inferior à X_s [11], as potências fornecidas ao barramento são dadas por (3) e (4):

$$P_e = \frac{V_T E_A \sin(\delta)}{X_s} \quad (3)$$

$$Q_e = \frac{V_T E_A \cos(\delta) - V_T^2}{X_s} \quad (4)$$

Sendo δ o ângulo de defasagem entre V_T e E_A . Essas equações evidenciam o acoplamento entre as grandezas mecânicas e elétricas: P_e é predominantemente influenciada por δ , enquanto Q_e depende fortemente da magnitude de E_A .

2.3 Sistema de Excitação

O sistema de excitação é o responsável por gerar a corrente de excitação aplicada ao enrolamento de campo do gerador síncrono, de modo a manter a tensão terminal próxima ao valor de referência estabelecido. O sistema é composto do AVR e de uma excitatriz. A atuação do AVR baseia-se na comparação contínua entre a tensão medida nos terminais do gerador e um valor de referência, a partir da qual é gerado um sinal de controle para a excitatriz que ajusta a corrente de campo, influenciando diretamente o fluxo magnético e o comportamento elétrico da máquina [2], [11], [13].

A regulação da tensão terminal é fundamental para a operação estável de geradores síncronos, uma vez que a excitação afeta diretamente a potência reativa fornecida ao sistema elétrico e a capacidade do gerador em responder a perturbações. Em sistemas isolados ou em microrredes, a atuação do AVR assume papel ainda mais relevante, pois o gerador é responsável pela manutenção dos níveis adequados de tensão no barramento, contribuindo para a qualidade da energia e para a estabilidade da operação [3], [8], [9].

Ao longo do desenvolvimento dos sistemas de geração, diferentes tecnologias de sistemas de excitação foram empregadas, incluindo excitatrizes de corrente contínua, excitatrizes de corrente alternada e sistemas de excitação estáticos. Cada uma dessas configurações apresenta características dinâmicas distintas, sendo selecionadas de acordo com a aplicação do gerador, os requisitos operacionais e as exigências de desempenho dinâmico do sistema elétrico [2], [13].

Além da regulação da tensão em regime permanente, o sistema de excitação exerce influência significativa sobre a estabilidade transitória e a estabilidade a pequenos sinais de sistemas elétricos de potência. AVRs com ganhos elevados tendem a melhorar a resposta dinâmica da tensão após distúrbios, porém podem introduzir oscilações eletromecânicas indesejadas, afetando o desempenho do sistema e a atuação de dispositivos de proteção [2], [6]. Dessa forma, a sintonia adequada do AVR representa um compromisso entre rapidez de resposta e estabilidade global do sistema.

Com o objetivo de padronizar a representação dinâmica dos sistemas de excitação e facilitar a comparação entre estudos, foi estabelecida a norma IEEE Std 421.5, que define modelos normalizados para AVRs e sistemas de excitação de geradores síncronos. Esses modelos são amplamente utilizados em análises de estabilidade, estudos dinâmicos e simulações computacionais, constituindo referência consolidada tanto na literatura acadêmica quanto em aplicações industriais [4]. Adicionalmente, a IEEE Std 1110 fornece diretrizes para

a modelagem de geradores síncronos e a verificação de parâmetros, reforçando a consistência dos modelos empregados em estudos de estabilidade [5].

De forma geral, a estrutura funcional de um sistema de excitação pode ser compreendida como composta por três elementos principais: o regulador de tensão, responsável pelo processamento do erro entre a tensão medida e a referência; a dinâmica associada ao sistema que fornece a tensão contínua de excitação; e a dinâmica do circuito de campo do gerador síncrono [2], [13]. Essa abordagem modular permite representar adequadamente o comportamento dinâmico do sistema de excitação e sua interação com os demais subsistemas do grupo motor-gerador.

Em estudos recentes envolvendo geradores a diesel e microrredes, modelos de excitação baseados nas recomendações da IEEE têm sido amplamente empregados devido à sua capacidade de representar com fidelidade os fenômenos dinâmicos relevantes, mantendo complexidade computacional compatível com simulações em tempo real [3], [9], [10]. Entre esses modelos, destacam-se estruturas do tipo AC, como o modelo AC8B, amplamente documentado na literatura técnica e utilizado em plataformas de simulação para estudos dinâmicos e de estabilidade [4], [14], [15].

Dessa forma, a utilização de modelos padronizados de sistemas de excitação fornece uma base consistente para a análise do desempenho dinâmico de GMGs, permitindo avaliar a resposta em tensão, a interação com o sistema elétrico e os impactos do AVR sobre a estabilidade e a coordenação com outros sistemas de controle, aspectos que serão explorados nos capítulos subsequentes deste trabalho.

2.4 Governador de Velocidade

O governador de velocidade é o subsistema responsável pela regulação da velocidade de rotação do conjunto motor-gerador, atuando diretamente sobre a potência mecânica fornecida pela máquina primária. Em geradores síncronos a diesel, a velocidade de rotação do eixo está diretamente associada à frequência elétrica gerada, de modo que variações na potência ativa demandada pelas cargas resultam em desvios de frequência caso não haja uma atuação adequada do sistema de controle [2], [11].

Do ponto de vista funcional, o sistema de regulação de velocidade pode ser compreendido como um sistema de controle em malha fechada que recebe como entrada sinais de referência, tais como velocidade ou potência ativa, bem como sinais de realimentação provenientes da máquina primária. A partir dessas informações, o controlador gera sinais de

comando que atuam sobre os atuadores responsáveis pelo controle da injeção de combustível no motor diesel, permitindo o ajuste da potência mecânica fornecida ao eixo do gerador síncrono [2], [12].

Durante a operação do GMG, variações bruscas de carga provocam desequilíbrios momentâneos entre o conjugado mecânico fornecido pela máquina primária e o conjugado eletromagnético imposto pelo gerador, resultando em variações transitórias de velocidade. Dessa forma, a atenuação de distúrbios de carga constitui uma das principais exigências impostas aos sistemas de regulação de velocidade, os quais devem apresentar resposta dinâmica suficientemente rápida e estável para garantir o desempenho adequado do sistema [3], [12].

Historicamente, os governadores de velocidade evoluíram de dispositivos puramente mecânicos, baseados em massas centrífugas, para sistemas eletrônicos e digitais. Os governadores mecânicos apresentam simplicidade construtiva, porém desempenho dinâmico limitado, sendo pouco adequados para aplicações modernas que exigem maior precisão e flexibilidade. Em contraste, governadores eletrônicos e digitais permitem a implementação de diferentes estratégias de controle, além de facilitarem a integração com sistemas supervisórios e plataformas de simulação [3], [9].

Em termos de estratégias de controle, os reguladores de velocidade podem operar segundo diferentes modos, a depender do contexto de operação do gerador. Entre as abordagens mais discutidas na literatura destacam-se o controle isócrono de velocidade, o controle com característica de *droop* e o controle baseado em referência de potência ativa. A escolha da estratégia está diretamente associada ao modo de operação do sistema, como operação isolada ou operação em paralelo com outras unidades geradoras, sendo amplamente discutida em estudos sobre geradores distribuídos e microrredes [2], [7], [12].

Do ponto de vista de modelagem, governadores de velocidade são frequentemente representados por modelos dinâmicos que incluem as dinâmicas do atuador, do sistema de injeção de combustível e do motor diesel. Para fins de análise de estabilidade e projeto de controladores, é comum a utilização de modelos linearizados em torno de um ponto de operação, os quais permitem a aplicação de ferramentas clássicas de controle, como funções de transferência e análise em frequência [2], [3], [12].

2.5 Paralelismo e Sincronismo de Geradores

A operação de geradores síncronos em paralelo com um sistema elétrico energizado requer a realização prévia do processo de sincronismo, o qual consiste em garantir que as

tensões do gerador e do barramento apresentem valores compatíveis de magnitude, frequência, sequência de fases e ângulo de fase no ponto de acoplamento comum (PAC). A literatura destaca que o descumprimento dessas condições pode resultar em elevados transitórios de corrente e conjugado no instante da conexão, podendo causar danos aos equipamentos e comprometer a estabilidade do sistema [2], [11], [16].

Em sistemas de geração distribuída e microrredes, o processo de sincronismo assume papel ainda mais relevante, uma vez que a transição entre os modos de operação isolado e conectado à rede pode impactar significativamente o comportamento dinâmico das fontes de geração. Estudos mostram que mesmo conexões realizadas dentro de limites aceitáveis de tensão e frequência podem provocar transitórios relevantes, especialmente em unidades baseadas em geradores síncronos, evidenciando a necessidade de critérios rigorosos para o sincronismo [16].

De modo geral, o paralelismo de geradores síncronos permite o compartilhamento de P e Q entre diferentes unidades ou entre o gerador e a rede elétrica. Após o sincronismo, o controle de frequência deixa de ser imposto individualmente pelo gerador, passando a ser determinado pelo sistema elétrico ao qual ele está conectado, enquanto os sistemas de controle passam a atuar predominantemente na regulação da potência fornecida. [2], [11].

Normas técnicas, como a IEEE Std 1547, estabelecem diretrizes para a interconexão de recursos energéticos distribuídos, incluindo requisitos relacionados ao sincronismo, à qualidade da energia e à operação segura em paralelo, servindo como referência consolidada para estudos envolvendo geração distribuída e microrredes [8].

2.6 Modos de operação de geradores

Na literatura técnica, os geradores síncronos a diesel podem operar segundo diferentes modos, a depender da topologia do sistema elétrico, da presença de outras fontes de geração e dos requisitos de controle impostos à unidade geradora. Cada modo de operação impõe condições específicas de atuação aos sistemas de controle de velocidade e de excitação, influenciando diretamente o comportamento dinâmico do GMG [2], [7], [11].

De forma geral, os principais modos de operação discutidos na literatura incluem: operação isolada, operação em paralelo com outros geradores e operação conectada à rede elétrica. A transição entre esses modos requer cuidados adicionais, especialmente no que se refere aos processos de sincronismo e ao compartilhamento adequado de P e Q [8], [16].

2.6.1 Operação Isolada

No modo de operação isolada, o GMG é responsável por suprir diretamente um conjunto de cargas locais, não havendo conexão com a rede elétrica principal ou com outras unidades geradoras. Nessa condição, o gerador assume integralmente o controle da frequência elétrica e da tensão terminal do sistema [11].

A literatura aponta que, nesse modo de operação, o sistema de controle de velocidade atua de forma isócrona, ajustando a potência mecânica fornecida pelo motor primário de modo a manter a frequência elétrica próxima ao valor nominal, independentemente das variações de carga. De forma complementar, o sistema de excitação regula I_f , garantindo a manutenção da tensão terminal dentro dos limites especificados [2], [11].

Esse modo de operação é comumente associado a situações de atendimento a cargas isoladas, operação de emergência e condições de pré-sincronismo, sendo amplamente utilizado como referência para a validação inicial de modelos de GMGs em estudos dinâmicos [7], [9].

2.6.2 Operação em Paralelo com Outros Geradores

Quando múltiplos GMGs operam em paralelo alimentando um mesmo barramento isolado, torna-se necessário o compartilhamento adequado da carga entre as unidades. Nessa condição, a simples operação isócrona de todos os geradores pode resultar em instabilidades ou em distribuição inadequada de P_e e Q_e [2], [11].

Para contornar esse problema, a literatura descreve amplamente a utilização de estratégias de controle baseadas em características de droop, nas quais pequenas variações de frequência e tensão são introduzidas de forma controlada em função da potência fornecida. Dessa maneira, o compartilhamento de potência ativa é associado ao controle de velocidade, enquanto o compartilhamento de potência reativa está relacionado ao controle de excitação [7], [12].

A operação em paralelo com múltiplos geradores é particularmente relevante em sistemas isolados de maior porte e em microrredes, onde a coordenação entre as unidades geradoras contribui para o aumento da confiabilidade, da flexibilidade operacional e da robustez do sistema elétrico [7], [16].

2.6.3 Operação Conectada à Rede Elétrica

Na operação conectada à rede elétrica, o gerador síncrono opera em paralelo com um sistema de grande porte, o qual impõe a frequência e, em muitos casos, o perfil de tensão no

ponto de conexão. Nessa condição, o gerador deixa de regular diretamente a frequência do sistema, passando a atuar no controle da potência ativa e da potência reativa fornecidas à rede [2], [11].

Antes da conexão, é necessário que o processo de sincronismo seja realizado de modo a garantir a compatibilidade entre as grandezas elétricas do gerador e da rede. Após o sincronismo e o fechamento do disjuntor, o controle de velocidade passa a ajustar P fornecida pelo gerador, enquanto o sistema de excitação influencia predominantemente Q e o nível de tensão no ponto de acoplamento comum [2], [16].

2.6.4 Transição entre Modos de Operação

A transição entre os diferentes modos de operação representa um aspecto crítico na operação de geradores, especialmente em sistemas com DER. A literatura destaca que mudanças abruptas de modo, quando realizadas sem estratégias adequadas de controle e sincronismo, podem resultar em transitórios elevados de tensão, frequência e potência, comprometendo a estabilidade do sistema e a integridade dos equipamentos [2], [17].

Nesse contexto, o estudo dos modos de operação e de suas transições constitui etapa fundamental para a análise do desempenho dinâmico de GMGs, fornecendo subsídios para o desenvolvimento e a validação de estratégias de controle adequadas, aspectos que serão explorados nos capítulos subsequentes deste trabalho.

2.7 Simulação em tempo real

A crescente complexidade dos sistemas elétricos modernos, especialmente aqueles que envolvem múltiplas unidades de geração distribuída operando sob diferentes modos de controle, impõe limitações à utilização exclusiva de simulações convencionais em ambiente offline. Em sistemas que incorporam modelos detalhados de geradores síncronos, governadores de velocidade, sistemas de excitação e estratégias de paralelismo, observa-se a presença de dinâmicas acopladas e de diferentes escalas de tempo, o que resulta em elevado custo computacional e longos tempos de simulação quando se utilizam métodos tradicionais [17].

Em simulações *offline*, o tempo de execução não está necessariamente vinculado ao tempo físico do sistema real, permitindo o uso de passos de integração variáveis e iterações sucessivas para aumento da precisão numérica. Embora essa abordagem seja adequada para análises iniciais e estudos conceituais, ela se torna limitada quando o objetivo é avaliar o comportamento dinâmico do sistema sob condições operacionais mais realistas, especialmente

em estudos que envolvem múltiplos cenários, ajustes iterativos de parâmetros e análise de eventos transitórios complexos [17], [18].

Nesse contexto, a RTS surge como uma alternativa eficaz para a análise e validação de modelos e estratégias de controle em sistemas elétricos de potência. Na RTS, o tempo de cálculo da simulação deve coincidir rigorosamente com o tempo físico, de modo que todas as equações do sistema sejam resolvidas dentro de um passo de simulação fixo e previamente definido, garantindo comportamento temporal determinístico [18].

A utilização de RTS permite a execução contínua dos modelos dinâmicos em tempo real, facilitando a observação direta do comportamento do sistema frente a perturbações e mudanças de operação. Essa característica é particularmente relevante em estudos envolvendo GMGs, nos quais a interação entre os sistemas de controle de velocidade e de excitação deve ser analisada de forma coordenada, considerando variações de carga, processos de sincronismo e operação em paralelo [17].

Outro aspecto relevante da RTS está relacionado à eficiência no desenvolvimento e validação de modelos. Em sistemas compostos por diversos geradores e múltiplos modos de operação, a simulação offline pode se tornar excessivamente lenta, dificultando a realização de análises paramétricas e estudos comparativos. A RTS, por sua vez, permite a execução dos modelos com passo de simulação fixo e previsível, reduzindo significativamente o tempo total necessário para a obtenção de resultados representativos e aproximando o ambiente de simulação das condições reais de operação [17], [18].

Dessa forma, a RTS constitui uma ferramenta robusta para a análise do desempenho dinâmico de GMGs, servindo como elo entre os estudos teóricos e a futura implementação em sistemas reais. No âmbito deste trabalho, a RTS é empregada como meio de avaliar a consistência dos modelos desenvolvidos e o comportamento dos sistemas de controle sob diferentes modos de operação, sem a necessidade de ensaios diretos com equipamentos físicos.

3 Modelagem e Implementação do Sistema

Neste capítulo, são apresentados os modelos e a implementação dos subsistemas que compõem o GMG, incluindo a sintonia dos controladores, o processo de sincronismo e os diferentes modos de operação. Também são descritas as estratégias adotadas para a implementação do modelo em ambiente de simulação em tempo real.

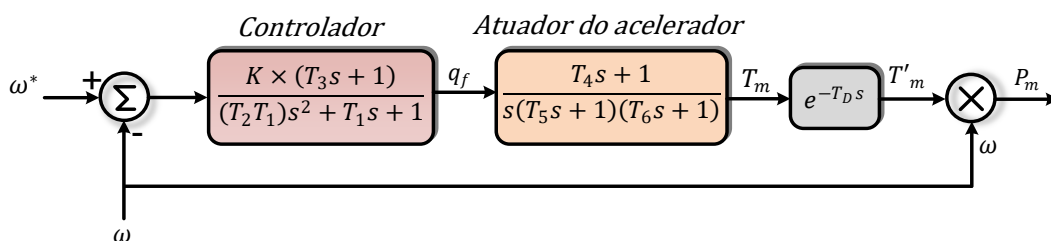
3.1 Modelagem do Grupo Motor Gerador

A primeira etapa da metodologia consiste na modelagem dos principais subsistemas que compõem o GMG. O objetivo é representar, com fidelidade suficiente para estudos dinâmicos, o comportamento eletromecânico e eletromagnético do conjunto formado pelo motor diesel, o governador de velocidade, o alternador síncrono e o sistema de excitação.

3.1.1 Sistema de controle de velocidade

O diagrama de blocos do governador foi desenvolvido com base em um modelo tradicional, o DEGOV, que apresenta um bom comportamento dinâmico, conforme demonstrado em [3]. A Figura 3 apresenta o diagrama de blocos desse modelo, cujos parâmetros foram escolhidos com base no que foi proposto em [3].

Figura 3 – Diagrama de blocos do modelo de governador DEGOV.



Fonte: Adaptado de [3].

Onde ω^* é a referência de velocidade do governador. O parâmetro K representa o ganho estático do controlador e T_1, T_2 e T_3 são as constantes de tempo, relacionadas à dinâmica do mesmo. Os parâmetros T_4, T_5 e T_6 são constantes de tempo que modelam o comportamento do atuador mecânico, que influencia o conjugado T_m . Além disso, um atraso é introduzido no modelo, que representa o tempo necessário para que o conjugado gerado seja efetivamente transmitido ao eixo da máquina, o que é modelado pelo fator $e^{-T_D s}$.

O conjugado efetivamente aplicado ao eixo da máquina é representado por T'_m . A potência mecânica gerada pelo motor, que é a saída do sistema, é então uma função do conjugado e da velocidade angular, como mostrado na parte final do diagrama.

3.1.1.1 Sintonia do controlador de velocidade

A sintonia do controlador de velocidade foi realizada a partir da integração entre o modelo dinâmico do governador DEGOV e a função de transferência clássica que representa a dinâmica de um sistema rotacional [2], a qual é mostrada na equação (5):

$$\frac{\omega(s)}{T_m(s)} = \frac{1}{2Hs + D} \quad (5)$$

Onde H é o coeficiente de inércia e D é o coeficiente de amortecimento. Essa abordagem permite avaliar o desempenho do controle em termos de resposta dinâmica e estabilidade em malha fechada.

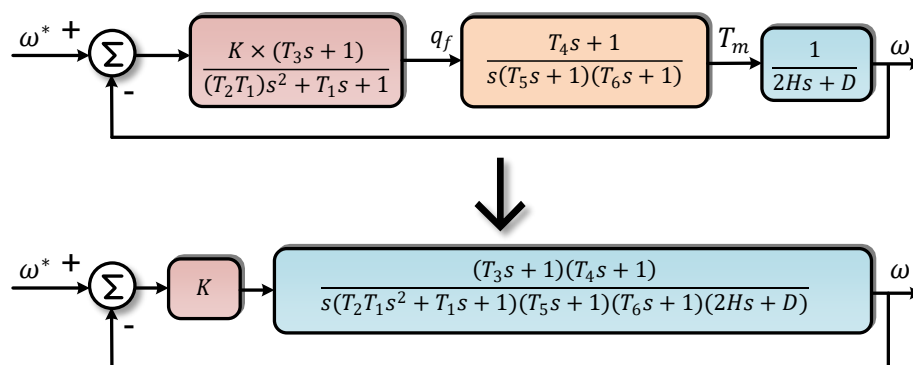
Para a análise e o projeto do controlador, foi considerado que, em regime permanente e no sistema por unidade, P_m é aproximadamente igual a T_m , conforme discutido em [6]. Essa aproximação é amplamente adotada em estudos de controle de velocidade de máquinas síncronas e simplifica a análise do sistema sem comprometer a validade dos resultados.

Outra consideração importante foi que se optou por desprezar o atraso do conjugado, pois a dinâmica é mais rápida que a largura de faixa que se deseja atingir, o que não traz impactos significativos para a análise do controlador.

Por último, foram mantidas as constantes de tempo dadas em [3] de modo a escolher somente o ganho do controlador que permitisse atingir a largura de faixa desejada.

Com isso, o sistema mecânico pode ser representado pelo diagrama de blocos simplificado mostrado da Figura 4.

Figura 4 – Diagrama de blocos simplificado do controle de velocidade do gerador.



Fonte: Elaborado pelo autor.

O ganho K foi escolhido com o auxílio da ferramenta *PID Tuner*, presente no *Simulink*. Dentro da ferramenta foi definido como parâmetro uma largura de faixa de 10 rad/s. Os parâmetros utilizados na simulação são mostrados na Tabela 1.

Tabela 1 – Parâmetros do modelo do governador utilizados na simulação.

Parâmetro	Valor
K	10,8
T_1	0,01 s
T_2	0,01 s
T_3	0,2 s
T_4	0,25 s
T_5	0,009 s
T_6	0,0384 s
T_D	0,024 s
H	0,3552 s
D	0,05

3.1.2 Alternador Síncrono

Para modelo do alternador foi utilizado o modelo *Synchronous Machine PU Standard*, disponível na biblioteca do *Simulink*. O bloco é implementado a partir das equações clássicas para máquinas síncronas, referenciadas ao eixo de referência síncrono dq , ligado ao eixo do rotor, conforme descrito em [5].

Este modelo se baseia nas interações dos campos magnéticos no rotor e no estator da máquina, permitindo a representação da dinâmica do equipamento. Além disso, este modelo é capaz de reproduzir o comportamento em regime permanente e durante transitórios de carga, conforme foi mostrado em [9] e [3].

A Tabela 2 lista os parâmetros necessários para o bloco do *Simulink*, juntamente com seus respectivos valores numéricos. Esses dados são para um gerador síncrono de 625 kVA (regime standby), 4 polos, 60 Hz, tensão de linha 440 V. Os dados originais foram fornecidos pelo fabricante, e podem ser encontrados nas folhas de dados do alternador do gerador, conforme apresentados em [19], para uma base 594 kVA, 440 V.

Tabela 2 – Parâmetros do modelo do alternador utilizados na simulação.

Parâmetro	Valor
S_B	625 kVA
$V_{ab,B}$	440 V
f_B	60 Hz
X_d	3,42 pu
X'_d	0,168 pu
X''_d	0,116 pu
X_q	2,788 pu
X''_q	0,305 pu
X_L	0,063 pu
X_2	0,210 pu
X_0	0,095 pu
T'_d	0,08 s
T''_d	0,012 s
T'_{d0}	2,2 s
T_A	0,018 s
R_A	0,01581 pu

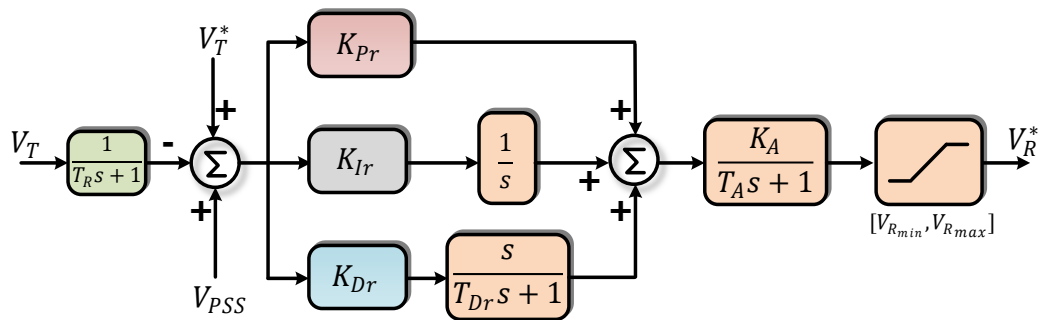
3.1.3 Sistema de excitação

Para o sistema de excitação, foi utilizado um modelo padronizado pelo IEEE, o AC8B, conforme especificado pelo fabricante do gerador em estudo. Este modelo é utilizado devido à sua capacidade de garantir a estabilidade de tensão. O sistema pode ser dividido em duas etapas: a primeira que utiliza um controlador para ajustar a tensão de campo do alternador em resposta a variações na carga (AVR), enquanto a segunda etapa corresponde ao modelo da excitatriz, responsável por fornecer a corrente e tensão de excitação para o rotor.

3.1.3.1 Regulador Automático de Tensão (AVR)

O diagrama para o AVR, apresentado na Figura 5, ilustra a configuração deste sistema e como seus componentes interagem para fornecer o nível de tensão a ser aplicado nos enrolamentos de campo do alternador.

Figura 5 – Diagrama de blocos do sistema de excitação modelo AC8B.



Fonte: Adaptado de [14].

Os parâmetros principais do AVR incluem: a constante de tempo do filtro de entrada, T_R ; a tensão terminal medida, V_T ; a entrada para um sinal de controle externo para estabilização de tensão, representada por V_{PSS} , que não foi utilizado nesta simulação; A referência de tensão, V_T^* .

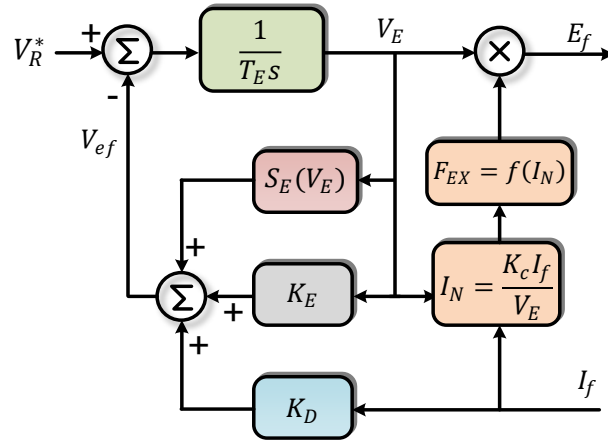
O controlador de tensão é composto de uma estrutura PID, com os ganhos representados por K_{Pr} , K_{Ir} e K_{Dr} . A constante de tempo do filtro utilizado na saída do bloco derivativo, T_{Dr} . A dinâmica do atuador é representada pelo ganho K_A e da constante de tempo T_A . Os valores utilizados foram adaptados do que foi apresentado em [15]. Os parâmetros apresentados na Tabela 5 são de um AVR para um GMG de 625 kVA.

Tabela 3 – Parâmetros do modelo do AVR utilizados na simulação.

Parâmetro	Valor
K_A	50
K_{Pr}	1
K_{Ir}	0,7
K_{Dr}	0
T_R	0,02 s
T_{Dr}	0 s
T_A	0,001 s

O diagrama de blocos para a excitatriz é mostrado na Figura 6. Ela ilustra a configuração deste sistema, o qual faz parte do modelo IEEE AC8B, e a dinâmica envolvida para garantir o nível de tensão exigido pelo AVR.

Figura 6 – Diagrama de blocos do modelo da excitatriz do modelo AC8B.



Fonte: Adaptado de [14].

O sinal de controle para a excitatriz é dado por V_R^* ; a tensão de realimentação é dada por V_{ef} . Os parâmetros da excitatriz são: a constante de tempo T_E ; V_E é a tensão interna da excitatriz, que é igual a sua tensão à vazio conforme determinada pela curva de saturação do circuito magnético da excitatriz.

O efeito da saturação magnética no cálculo da tensão terminal da excitatriz é compensado por uma função de saturação, $S_E(V_E)$, que é calculada a partir da curva de saturação do circuito magnético da excitatriz e varia de acordo com o ponto de operação.

O efeito da queda de tensão na saída do retificador, devido a indutância de comutação, é compensado por uma função de excitação, F_{EX} , a qual depende da corrente de excitação normalizada, I_N . A função F_{EX} é definida de acordo com o valor de I_N como é apresentado em (6) e conforme pode ser visto em [14]:

$$\begin{cases} I_N \leq 0,433, & F_{EX} = 1 - 0,577I_N \\ 0,433 < I_N < 0,750, & F_{EX} = \sqrt{0,75 - I_N^2} \\ 0,750 \leq I_N \leq 1, & F_{EX} = 1,732(1 - I_N) \\ I_N > 1, & F_{EX} = 0 \end{cases} \quad (6)$$

A constante K_c depende da reatância de comutação. O efeito desmagnetizante da reação de armadura é compensado pela constante K_D . O efeito da queda de tensão na resistência do circuito do campo principal é compensado por K_E .

Os valores utilizados foram adaptados a partir das definições estabelecidas em [15]. Os parâmetros são listados na Tabela 4.

Tabela 4 – Parâmetros do modelo da excitatriz utilizados na simulação.

Parâmetro	Valor
K_E	0,5
K_D	0,45
K_C	0,5
T_E	2 s

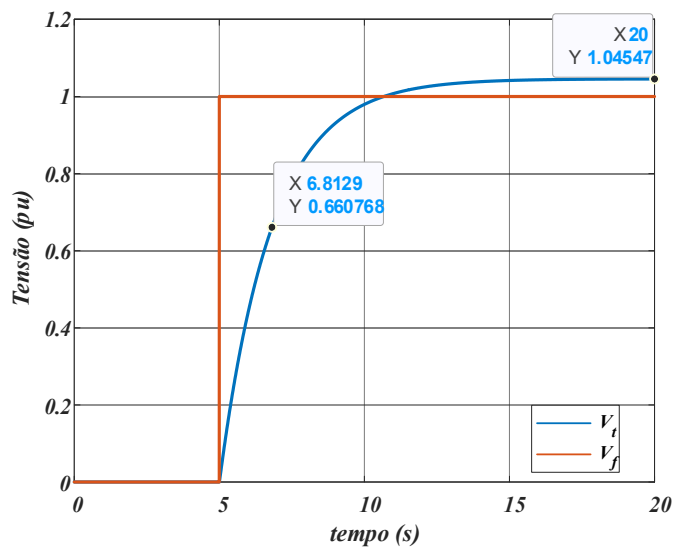
3.1.3.2 Sintonia do regulador de tensão

O modelo AC8B fornece como saída a tensão de campo, com isso, para que se possa fechar a malha de controle de tensão, torna-se necessário estabelecer a relação entre a tensão de campo aplicada ao gerador e a sua tensão terminal. Esta pode ser obtida a partir da resposta ao degrau em malha aberta.

- *Resposta ao degrau para o gerador síncrono*

No modelo da simulação, após a velocidade da máquina atingir o regime permanente, aplicou-se um degrau unitário de tensão de campo e foi obtida a resposta da tensão terminal do gerador, a qual é mostrada na Figura 7:

Figura 7 – Resposta ao degrau em malha aberta para o bloco da máquina síncrona.



Fonte: Elaborado pelo Autor

Conforme pode-se observar na Figura 7, a resposta da tensão terminal tem forma exponencial, podendo ser representada por uma função de primeira ordem com ganho estático, k_{V_T} , e uma constante de tempo, T_{V_T} , como é mostrado na equação (7):

$$\frac{V_T(s)}{V_f(s)} = \frac{k_{V_T}}{T_{V_T} \times s + 1} \quad (7)$$

O ganho estático é a relação, em regime permanente, entre a saída e a entrada do sistema, com isso, considerando a entrada em 1 pu e a saída, observada na Figura 7 sendo 1,045pu, k_{V_T} é obtido como $k_{V_T} = 1,045$.

A constante de tempo é o intervalo necessário para o sistema atingir 63,2% do seu valor em regime permanente. Com isso, T_{V_T} é o tempo em que a tensão terminal atinge o seguinte valor:

$$V_T(T_{V_T}) = 1,045 \times 0,632 = 0,6607 \text{ pu} \quad (8)$$

A partir da curva mostrada na Figura 7, o valor da constante de tempo corresponde a aproximadamente 1,813 segundos. Portanto, a função de transferência para o alternador é dada por:

$$\boxed{\frac{V_T(s)}{V_f(s)} = \frac{1,045}{1,813 \times s + 1}} \quad (9)$$

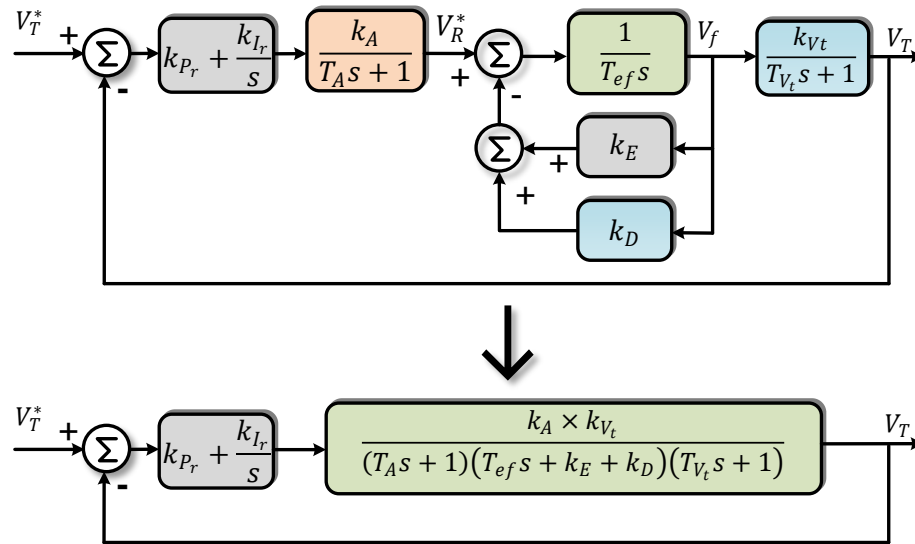
3.1.3.3 Escolha dos ganhos do controlador de tensão

O modelo completo do sistema de excitação apresenta diversas não linearidades, como saturação magnética e funções de limitação, que não podem ser representadas diretamente na forma de funções de transferência. Para fins de projeto do controlador, assumiu-se que, em torno do ponto de operação considerado, tais não linearidades exercem influência limitada sobre a resposta dinâmica do sistema, conforme discutido em [13] [2].

Dessa forma, as não linearidades do sistema de excitação foram desconsideradas na etapa de projeto do controlador. Adicionalmente, assumiu-se que, em regime permanente e no sistema por unidade, a realimentação da corrente de campo é numericamente equivalente à tensão de campo aplicada [13].

Optou-se pela utilização de um controlador PI para o controle de tensão, de modo a garantir erro nulo em regime permanente e atender à largura de faixa desejada. Na Figura 8 é mostrado o diagrama de blocos linearizado do sistema de controle de tensão, na forma completa e simplificada.

Figura 8 – Diagrama de blocos linearizado para controle de tensão.



Fonte: Elaborado pelo Autor

Os ganhos do controlador PI foram escolhidos utilizando a ferramenta *PID Tuner*, disponível no *Simulink*. Dentro da ferramenta foi definido como parâmetro uma largura de faixa de 7 rad/s. Os parâmetros finais do regulador automático de tensão e do controlador são apresentados na Tabela 5.

Tabela 5 – Parâmetros do modelo do AVR utilizado na simulação.

Parâmetro	Valor
K_A	50
K_{Pr}	1
K_{Ir}	0,7
K_{Dr}	0
T_R	0,02 s
T_{Dr}	0 s
T_A	0,001 s

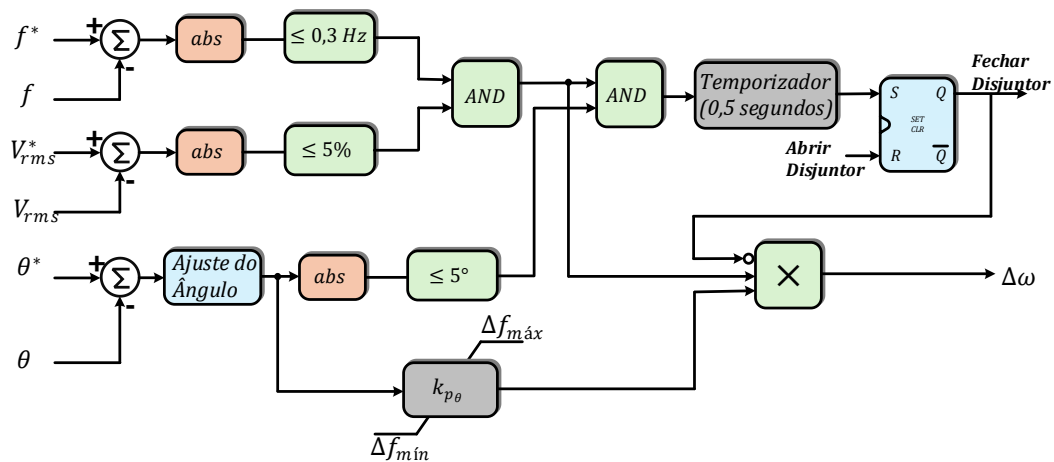
3.2 Implementação do Sistema de Sincronismo

Para garantir que os geradores possam ser conectados ao barramento principal da microrrede, ou mesmo operarem em paralelo entre si, é necessário que as seguintes condições sejam estabelecidas:

1. Diferença entre as tensões deve estar limitada a $\pm 5\%$ da tensão nominal.
2. Diferença de frequência não deve exceder 0,3Hz.
3. Diferença angular inferior a 5° .

Tais requisitos foram definidos baseado nos limites estabelecidos em [8] e podem ser verificados implementando um relé com a função ANSI 25, a qual realiza a checagem das condições de sincronismo. O diagrama de blocos do sistema implementado pode ser visto na Figura 9.

Figura 9 - Diagrama de blocos da função ANSI 25 para checagem de sincronismo.



Fonte: Elaborado pelo Autor

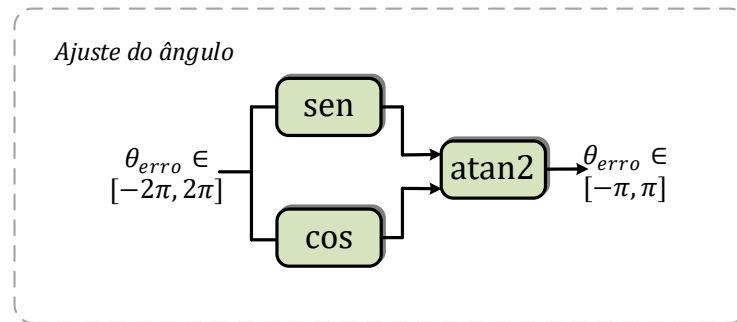
O controlador do relé verifica se as diferenças de tensões e de frequência entre o gerador e o barramento principal estão dentro dos limites de tolerância definidos. Se essas duas condições forem satisfeitas, mas a diferença de fase estiver fora do seu limite de tolerância, e o disjuntor ainda estiver aberto, um sinal de controle proporcional a diferença de fase, é enviado para o governador, de modo que o ângulo do gerador se alinhe com o ângulo da rede.

Uma vez que a diferença angular se encontra dentro da tolerância, uma temporização é iniciada para assegurar que as condições de sincronismo permaneçam inalteradas por um período pré-determinado. Neste trabalho, esse tempo foi definido como 0,5 segundos, conforme especificado em [20].

O bloco de ajuste de ângulo foi adicionado devido a um problema de descontinuidade angular. Com isso, próximo da transição entre 0 e 2π , os valores dos ângulos alternam entre os extremos do intervalo, embora representem a mesma posição.

Com isso, foi utilizado a função trigonométrica atan2 , a qual converte o ângulo a partir das suas componentes de seno e cosseno para o intervalo de $[-\pi, \pi]$. O diagrama de blocos que representa a normalização pode ser visto na Figura 10:

Figura 10 – Diagrama de blocos para a normalização do erro de fase.



Fonte: Elaborado pelo Autor

3.2.1 Controle de fase

O controle de fase opera como um controlador proporcional, através da diferença angular entre o gerador e o barramento ($\Delta\theta$), conforme a equação (10):

$$\Delta\omega = k_{p\theta} \times \Delta\theta \quad (10)$$

O desvio de velocidade resultante é somado à ω^* , alterando a velocidade do gerador, o que promove uma variação gradual do ângulo de fase.

A escolha de um controlador proporcional é justificada pela natureza do processo de sincronismo: o objetivo não é eliminar completamente o erro de fase, mas aproximar e estabilizar o gerador em relação ao barramento.

Um controle proporcional é suficiente para garantir que o ângulo de fase converge de maneira suave e controlada. Além disso, sua simplicidade facilita a sintonia e garante uma resposta previsível dentro das tolerâncias de sincronismo.

3.2.2 Cálculo do Ganho e Saturação

O ganho proporcional, $k_{p\theta}$, é definido considerando que uma diferença angular de $45^\circ \left(\frac{\pi}{4} \text{ rad} \right)$ deve gerar um desvio máximo de frequência de 0,2 Hz. Como o modelo de controle está representado em pu, é necessário normalizar o desvio de frequência em relação à frequência nominal (60 Hz), com isso o ganho é calculado como:

$$k_{p\theta} = \frac{\Delta f_{\text{máx}}}{\Delta\theta \times f_{\text{base}}} \quad (11)$$

$$k_{p\theta} = \frac{0,2}{\frac{\pi}{4} \times 60} \quad (12)$$

$$k_{p\theta} = 4,244 \times 10^{-3} \frac{pu}{rad} \quad (13)$$

A saída do controlador é limitada por um saturador de $\pm 0,2$ Hz, garantindo que diferenças angulares superiores a 45° não resultem em desvios de frequência maiores que o limite escolhido. Essa abordagem assegura uma resposta rápida, mas sem comprometer a segurança do sincronismo.

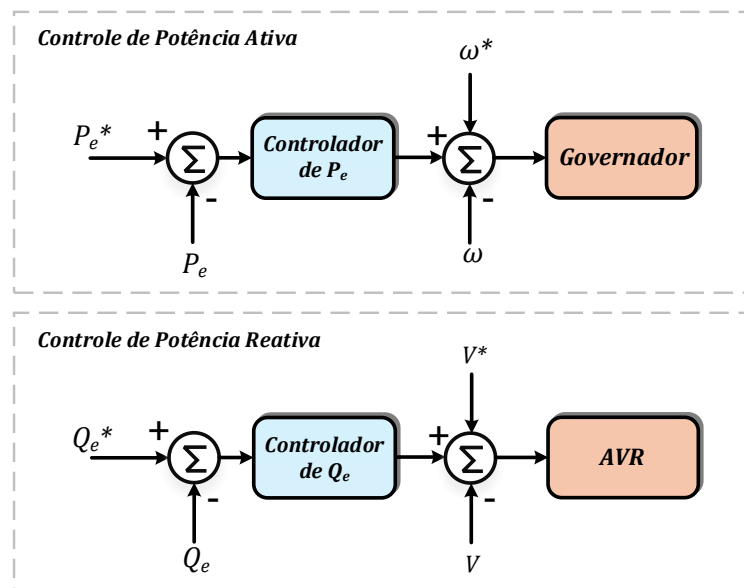
3.3 Modos de operação do Gerador

O modelo do GMG desenvolvido nas seções anteriores representa uma única unidade geradora. Embora esta modelagem permita analisar o comportamento básico do equipamento, o contexto de sistemas elétricos exige que o GMG opere em coordenação, compartilhando a carga com outras fontes, sejam elas outras unidades a diesel ou a rede da distribuidora local.

Neste cenário de operação em paralelo, é necessária uma etapa superior de controle para gerenciar a potência ativa e reativa do equipamento, visando o correto compartilhamento de carga e o aumento da resiliência do sistema como um todo.

A Figura 11 mostra a estrutura geral desse controle externo, que atua em cascata com as malhas internas do gerador.

Figura 11 – Diagrama de blocos do controle externo do gerador.



Fonte: Adaptado de [20]

Ao operar em paralelo, o gerador precisa controlar sua potência de modo a seguir uma referência (P_e^* ou Q_e^*). O sinal de controle gerado pela malha externa atua introduzindo um

desvio de velocidade ou de tensão em torno do ponto de operação nominal do gerador, de modo a variar o conjugado ou a excitação da máquina, e, com isso, aumentar ou diminuir a parcela de potência ativa ou reativa fornecida.

Um ponto importante é que os modelos apresentados neste trabalho se baseiam em grandezas de valor médio de potência. Entretanto, as grandezas elétricas instantâneas apresentam componentes harmônicas e oscilações associadas à frequência fundamental e às dinâmicas eletromagnéticas do sistema. Dessa forma, no modelo completo de simulação, tornou-se necessária a inclusão de uma etapa de filtragem, a fim de extrair os valores médios de potência utilizados pelas malhas de controle.

Desse modo, o valor de referência e a arquitetura do controlador definem os modos de operação do gerador.

3.3.1 Modo Isolado – Controle Isócrono

No modo isolado o GMG opera sem qualquer controle externo, representando tanto a condição normal de fornecimento a uma carga local quanto situações típicas de *black start* ou de operação pré-sincronismo, quando ainda não há outra fonte conectada ao barramento.

Nessa configuração, a malha externa de potência permanece desabilitada, e os controladores internos atuam diretamente sobre suas referências nominais. O governador opera em modo isócrono, regulando a velocidade para manter a frequência do barramento, enquanto o AVR mantém a tensão terminal ajustada ao valor de referência.

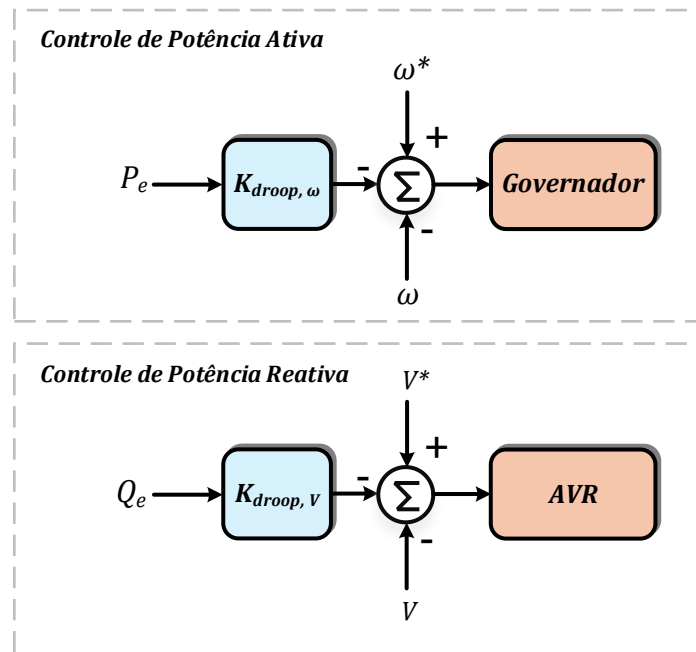
Esse modo foi utilizado para validar o comportamento isolado do modelo do GMG, garantindo que a máquina opere de forma estável antes da realização das etapas de sincronismo, paralelismo ou conexão à rede.

3.3.2 Modo Isolado com Múltiplos Geradores

Quando o sistema trabalha de modo isolado e há mais de um gerador em paralelo, a maneira amplamente utilizada para garantir o compartilhamento de carga de forma equilibrada é através do controle *droop*.

Essa estratégia é implementada através da malha externa de potência e equivale a manter a referência de potência do gerador nula e escolher um controlador de potência do tipo proporcional. A estrutura simplificada desse controle pode ser vista na Figura 12.

Figura 12 – Estrutura do controle *droop* de P_e e Q_e .



Fonte: Adaptado de [20]

O ganho dos controladores de P_e e Q_e são, respectivamente, equivalentes aos coeficientes de droop, $k_{droop,\omega}$ e $k_{droop,V}$. Estes ganhos podem ser obtidos de forma direta através das relações entre a máxima variação de velocidade e tensão e a máxima variação de potência ativa e reativa, respectivamente. Considerando que todas as unidades estejam em pu, as equações podem ser escritas da seguinte forma:

$$k_{droop,\omega} = \frac{\omega_{m\acute{a}x} - \omega_{m\acute{i}n}}{P_{e,m\acute{a}x} - P_{e,m\acute{i}n}} \quad (14)$$

$$k_{droop,V} = \frac{V_{m\acute{a}x} - V_{m\acute{i}n}}{Q_{e,m\acute{a}x} - Q_{e,m\acute{i}n}} \quad (15)$$

Os valores mínimos e máximos para a frequência e tensão foram baseados nos padrões estabelecidos em [8] considerando um critério de $\pm 1\%$ de variação em torno da frequência nominal e $\pm 10\%$ de variação em torno da tensão nominal, já os limites de potência foram obtidos através da folha de dados do gerador em estudo. Os parâmetros para esta etapa podem ser vistos na Tabela 6.

Tabela 6 – Parâmetros das malhas externas para o modo isolado com múltiplos geradores.

Parâmetro	Valor
$\omega_{mín} - \omega_{máx}$	0,99 – 1,01 pu
$V_{mín} - V_{máx}$	0,9 – 1,1 pu
$P_{e,mín} - P_{e,máx}$	0 – 0,8 pu
$Q_{e,mín} - Q_{e,máx}$	0 – 0,6 pu
$k_{droop,\omega}$	0,025
$k_{droop,V}$	0,334

3.3.3 Modo Conectado à Rede

Quando o gerador opera no modo conectado à rede, a sua principal função é controlar a potência injetada, sem regular a frequência do sistema. Dessa forma, pode-se utilizar um controlador do tipo PI para eliminar o erro de potência em regime permanente e acelerar a resposta transitória.

Para as funções de transferência, foram utilizadas as relações de pequenos sinais para as potências ativa e reativa, baseado nas variações do ângulo do gerador e da tensão interna, respectivamente.

3.3.3.1 Controle de Potência Ativa

Para o controle de P_e , considerando a rede impõe uma frequência fixa próxima de 1 pu, considera-se que o conjugado é igual a potência fornecida pela máquina [6].

A partir da equação (3), considerando pequenas variações em torno do ponto de operação $\delta_0 = 0^\circ$ e supondo $E_A = 1 pu$, $V_t = 1 pu$, tem-se:

$$\Delta P_e = \left. \frac{\partial P_e}{\partial \delta} \right|_{\delta=\delta_0} \times \Delta \delta \quad (16)$$

$$\Delta P_e = \left[\frac{1}{X_d} \times \cos(0) \right] \times \Delta \delta \quad (17)$$

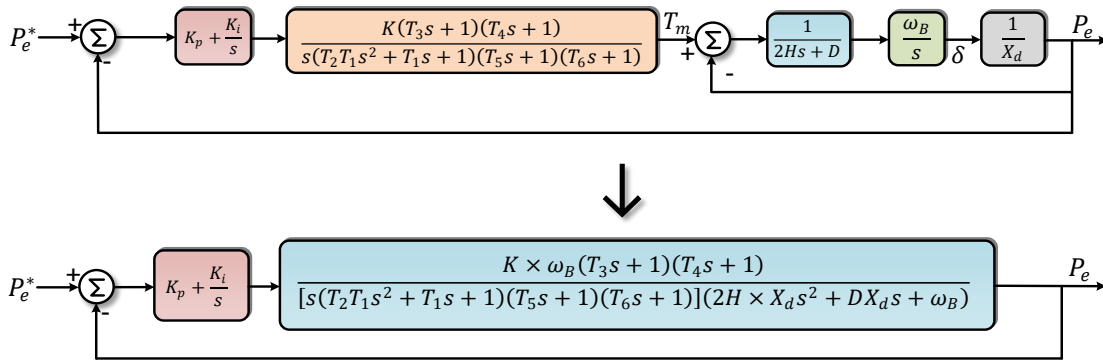
$$\boxed{\Delta P_e = \frac{1}{X_d} \times \Delta \delta} \quad (18)$$

Com isso, a função de transferência que relaciona o ângulo δ e a potência ativa pode ser escrita como sendo:

$$\boxed{\frac{P_e(s)}{\delta(s)} = \frac{1}{X_d}} \quad (19)$$

A Figura 9 apresenta o diagrama de blocos onde a malha externa de potência atua em cascata com o modelo linearizado do governador e a dinâmica rotacional da máquina.

Figura 13 – Diagrama de blocos do controle de P_e no modo conectado à rede.



Fonte: Elaborado pelo Autor

3.3.3.2 Controle de Potência Reativa

Para o controle de Q_e , considerando que a rede impõe a tensão fixa próxima de 1 pu, tem-se que a malha de controle atua sobre a excitação de modo a controlar a potência reativa no PAC, ou seja, entre o gerador e a rede.

A partir da equação (4), considerando que no ponto de operação E_A é diretamente proporcional a V_f , e considerando pequenas variações em torno do ponto de operação $V_{f_0} = 1 \text{ pu}$ e supondo $\delta = 0^\circ$, $V_T = 1 \text{ pu}$, tem-se:

$$\Delta Q_e = \left. \frac{\partial Q_e}{\partial V_f} \right|_{V_f=V_{f_0}} \times \Delta V_f \quad (20)$$

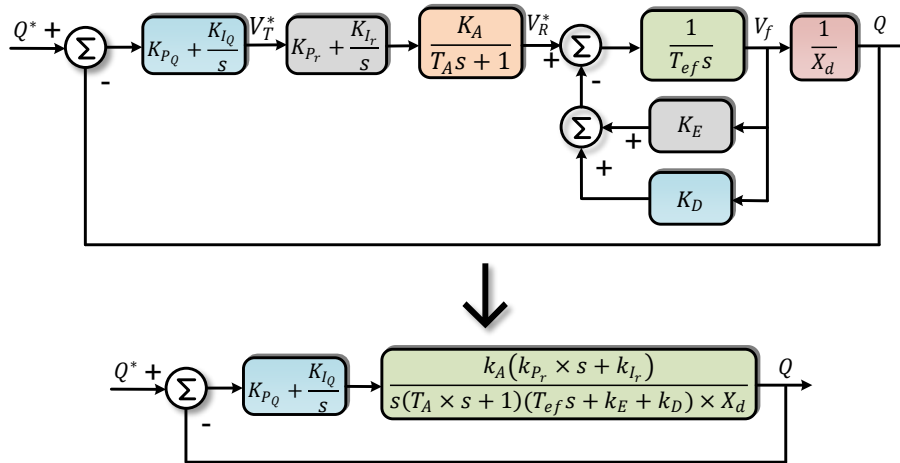
$$\boxed{\Delta Q_e = \frac{1}{X_d} \times \Delta V_f} \quad (21)$$

Com isso, a função de transferência que relaciona a tensão de campo e a potência reativa pode ser escrita como sendo:

$$\boxed{\frac{Q_e(s)}{V_f(s)} = \frac{1}{X_d}} \quad (22)$$

A Figura 10 apresenta o diagrama de blocos do controlador atuando sobre o modelo linearizado do sistema de excitação no ponto de operação.

Figura 14 – Diagrama de blocos do controle de Q_e no modo conectado à rede.



Fonte: Elaborado pelo Autor

A partir dos diagramas de blocos mostrado na Figura 13 e na Figura 14 os controladores foram sintonizados utilizando a ferramenta *PID Tuner*, disponível no *Simulink*. Dentro da ferramenta foram definidos como parâmetros uma largura de faixa de 20 rad/s para P_e e 10 rad/s para Q_e . Os ganhos calculados podem ser vistos na Tabela 7.

Tabela 7 – Parâmetros das malhas externas para o modo conectado à rede.

Parâmetro	Valor
k_{p,P_e}	0,1283
k_{i,P_e}	0,0449
k_{p,Q_e}	0,2656
k_{i,Q_e}	2,3582

3.4 Implementação na Plataforma Opal RT

Este subcapítulo descreve os procedimentos técnicos para a transição dos modelos desenvolvidos em ambiente *offline* (*MATLAB/Simulink*) para a execução em tempo real na plataforma OP4610XG, utilizando o software RT-LAB, disponibilizado pela Opal RT.

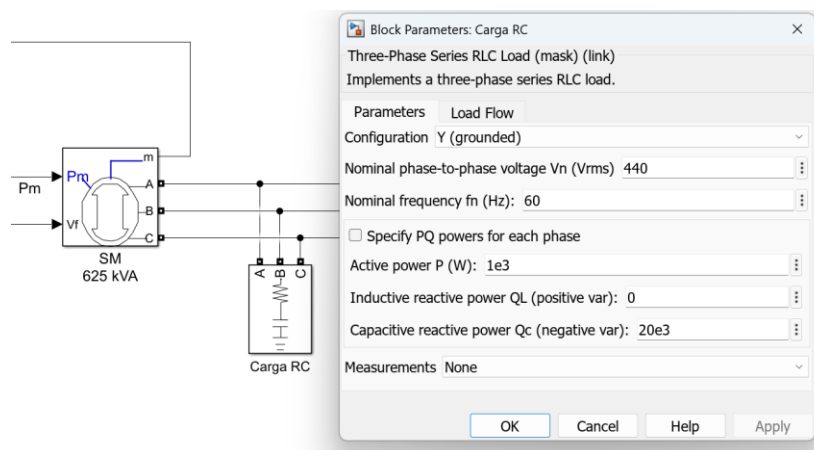
3.4.1 Adaptação do modelo de máquina síncrona para o passo de integração fixo

Para a implementação da simulação em tempo real, foi necessário adaptar o modelo de forma que este fosse executado com passo de integração fixo. O passo de integração adotado foi de $100 \mu\text{s}$, o que exerce influência direta sobre a estabilidade numérica do modelo.

De acordo com [21], em simulações discretizadas de máquinas síncronas, a utilização de passos de integração elevados pode ocasionar problemas numéricos quando os terminais do gerador operam em circuito aberto. Para mitigar esse efeito, recomenda-se a inserção de uma carga mínima nos terminais da máquina, garantindo um caminho para a circulação de corrente e maior robustez numérica.

Dessa forma, foi adicionada aos terminais de cada gerador o bloco *Three Phase Series RLC Load*, com potência ativa de 1 kW e potência reativa capacitiva de 20 kVAr, o que corresponde a aproximadamente 0,032 pu. Na Figura 15 é mostrado a inserção do bloco no modelo bem como os parâmetros utilizados.

Figura 15 – Bloco de carga RC.



Fonte: Adaptado de *MathWorks (Simulink R2024a)*.

3.4.2 Topologia do modelo para RTS

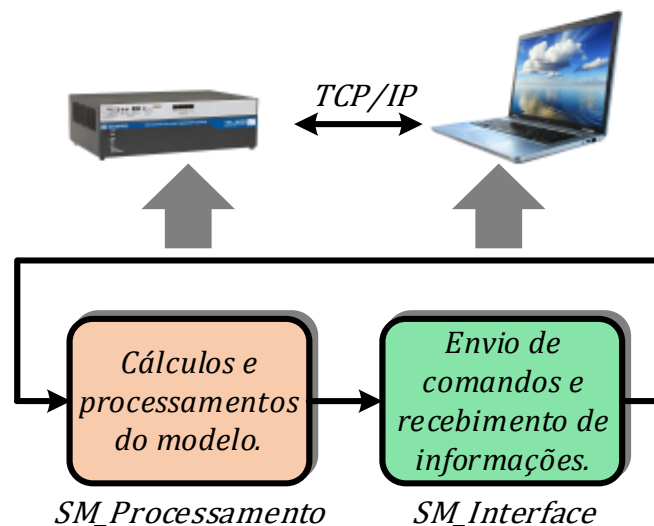
Para que a simulação possa ser executada de forma adequada, é necessário subdividir o modelo desenvolvido no *Simulink* em dois subsistemas, de modo que o software RT-Lab, responsável pela comunicação entre a plataforma de RTS e o computador utilizado, consiga identificar corretamente cada parte do modelo.

Na Figura 16 é apresentado um diagrama mostrando a divisão correta dos subsistemas. O Subsistema Mestre (SM), representado em laranja, é responsável pela execução dos cálculos e processamentos do sistema, devendo sempre ser renomeado no formato “SM_Nome_do_Subistema”. Essa nomenclatura é necessária para que o RT-Lab identifique a parte do modelo que será compilada e executada na plataforma de RTS.

O Subsistema de Controle (SC), representado em verde, tem como finalidade atuar como uma interface de controle para o envio de comandos, como referências de controladores e acionamento de cargas, e para o recebimento de dados, como medições de tensão e corrente, provenientes do SM. Esse subsistema deve ser renomeado no formato “SC_Nome_do_Subistema”, permitindo que o RT-Lab identifique a parte do modelo que será operada por meio do computador utilizado.

A interface de comunicação entre o SM e o SC pode ser realizada por meio de uma rede com ou sem fio, utilizando o protocolo de comunicação TCP/IP.

Figura 16 – Topologia de subsistemas para RTS.



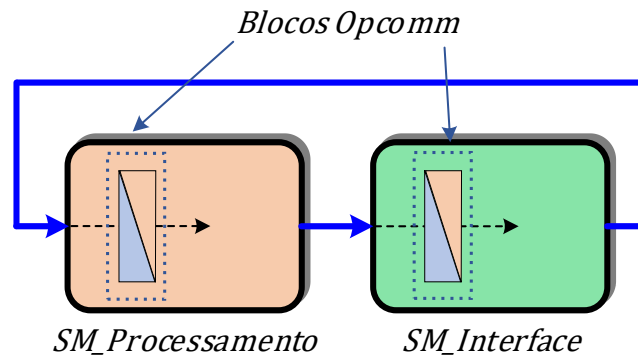
Fonte: Adaptado de Opal RT.

Um elemento fundamental para a viabilidade da simulação em tempo real é o bloco *OpComm*, presente na biblioteca da Opal RT. Em sistemas de RTS, a troca de informações entre os subsistemas deve ocorrer de forma estritamente controlada, a fim de não comprometer o determinismo temporal do simulador.

Na Figura 17 mostrada a topologia de inserção do bloco nos subsistemas. Como requisito de implementação, todo sinal proveniente de um subsistema distinto deve

obrigatoriamente passar por um bloco *OpComm* antes de ser processado pelo subsistema de destino. Essa exigência assegura que a troca de dados respeite as restrições temporais impostas pela simulação em tempo real.

Figura 17 – Topologia dos blocos de interface do SM e SC.



Fonte: Adaptado de Opal RT.

A função principal do bloco *OpComm* é gerenciar a comunicação e garantir a sincronização dos sinais que entram em um subsistema, atuando como um buffer de dados entre o computador e o simulador em tempo real.

3.4.3 Aquisição de Resultados

Ao operar sistemas de RTS com passos de integração da ordem de microssegundos, é comum ocorrer perda de dados devido a atrasos na comunicação entre o SM e o SC, o que compromete a visualização dos sinais quando se utiliza o bloco *Scope*, presente no *Simulink*. Além disso, em muitos casos, torna-se necessário salvar esses dados para posterior análise em ferramentas de visualização e processamento.

Diante disso, a plataforma de RTS da OPAL-RT permite que os sinais presentes no SM sejam gravados e exportados em formatos de dados amplamente utilizados, como OPREC, CSV ou arquivos do *Matlab*, por meio da ferramenta Recorder, que pode ser acessada através do RT-Lab.

4 Resultados de Simulação

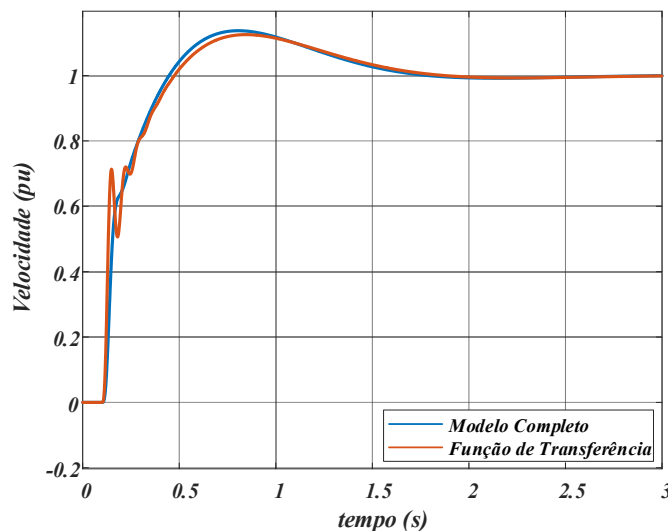
Neste capítulo, são apresentados e analisados os resultados obtidos a partir das simulações realizadas na plataforma de RTS, com o objetivo de avaliar o desempenho dos modelos desenvolvidos, das estratégias de controle implementadas. Ao final, é mostrado um comparativo dos tempos de execução com e sem a utilização da RTS.

4.1 Equivalência dos modelos linearizados.

4.1.1 Governador

Na Figura 18 é mostrada a comparação da resposta a um degrau de velocidade para o modelo linearizado mostrado na Figura 4 com o modelo do GMG implementado no *Simulink*. Observa-se que, apesar das diferenças no transitório inicial, ambas as curvas são semelhantes, principalmente em relação ao valor máximo, tempo de resposta e valor final, evidenciando a equivalência dos modelos.

Figura 18 – Comparação da resposta ao degrau de velocidade para o modelo linearizado e o modelo implementado no *Simulink*.



Fonte: O autor.

4.1.2 Sistema de Excitação

Na Figura 19 é apresentada a comparação da resposta a dois degraus de tensão para o modelo linearizado, mostrado na Figura 8, e o modelo completo do GMG implementado no

Simulink. No primeiro degrau, correspondente a 1 pu, é possível ver a discrepância entre os modelos devido ao fato de que para esse caso, os efeitos de saturação e não linearidades se tornam mais evidentes na resposta. No instante $t = 7s$ a referência é aumentada em 10% (1,1pu), nota-se que para pequenos sinais o modelo linearizado apresenta boa fidelidade em relação ao modelo completo.

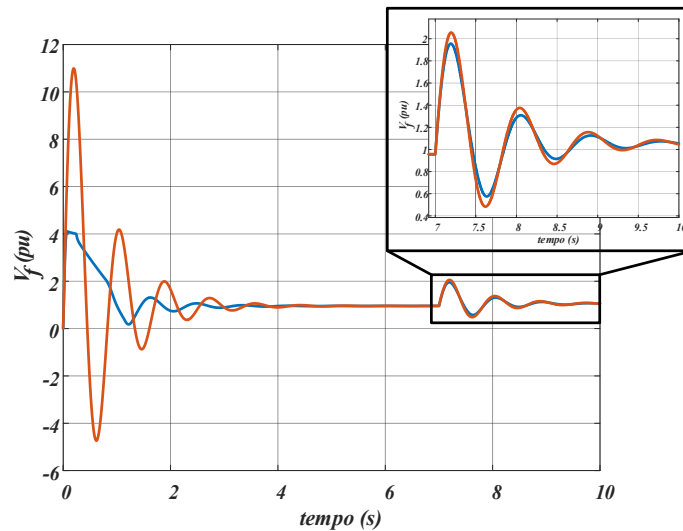
Figura 19 – Comparação da resposta ao degrau entre o linearizado do sistema e o modelo completo implementado no *Simulink*.



Fonte: O autor.

Na Figura 20 é mostrada a mesma comparação da resposta aos degraus de tensão, porém, em relação a V_f . No primeiro degrau, pode-se notar que a tensão, para o modelo completo, satura próximo de $V_f = 4,2 pu$ no início da resposta, o que explica as diferenças nas respostas vistas na Figura 19. Em contrapartida, no instante $t = 7s$, o comportamento da tensão de campo está longe do ponto de saturação, com isso ambos os modelos apresentam comportamento equivalente.

Figura 20 – Comparação da resposta da tensão de campo entre o modelo linearizado e o modelo implementado no *Simulink*.



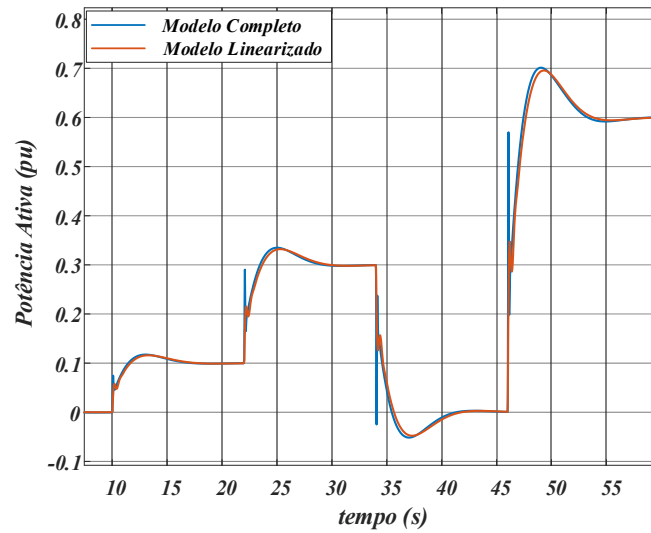
Fonte: O autor.

4.1.3 Controle de P_e – Modo Conectado à Rede

Na Figura 21 é mostrado um comparativo entre as curvas de potência obtidas através do modelo linearizado, visto na Figura 13, e do modelo completo implementado no *Simulink*. Conforme pode ser observado, o modelo linearizado da malha de P_e apresentou resultados bastante próximos do modelo completo. Mesmo para degraus maiores, o sistema conseguiu capturar bem a forma de onda dos transitórios e atingiu valores exatos em regime permanente.

Um ponto que deve ser observado é que no modelo completo, o transitório inicial apresenta uma oscilação rápida e com valor máximo considerável. Isto ocorre principalmente devido à variação abrupta em δ , o que pode resultar em perda de sincronismo.

Figura 21 – Comportamento de P_e no modelo linearizado e no modelo completo.

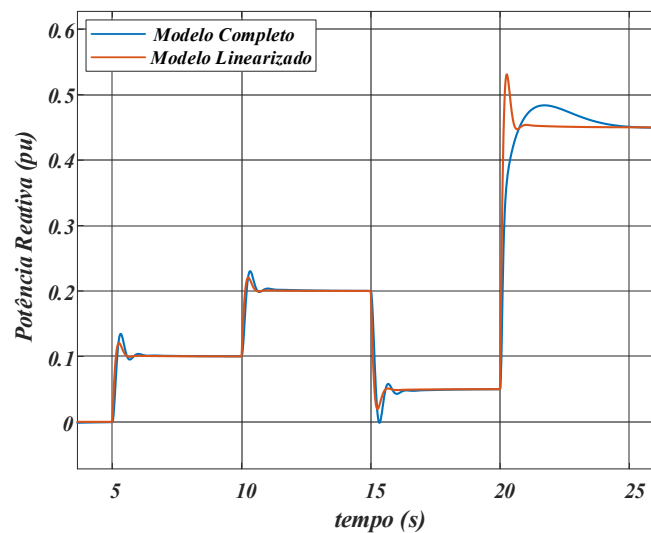


Fonte: O autor.

4.1.4 Controle de Q_e – Modo Conectado à Rede

Na Figura 22 é mostrado um comparativo das curvas de potência reativa para o modelo linearizado, visto na Figura 14, e para o modelo implementado no *Simulink*. Pode-se observar que as curvas apresentaram comportamento equivalente para pequenas variações de Q_e , porém, para referências maiores o modelo completo apresentou um comportamento diferente do modelo linear. Isso acontece devido ao modelo do AVR possuir diversas não linearidades que se tornam mais evidentes quando o sistema opera longe do ponto de operação escolhido.

Figura 22 – Comportamento de Q_e no modelo linearizado e no modelo completo.

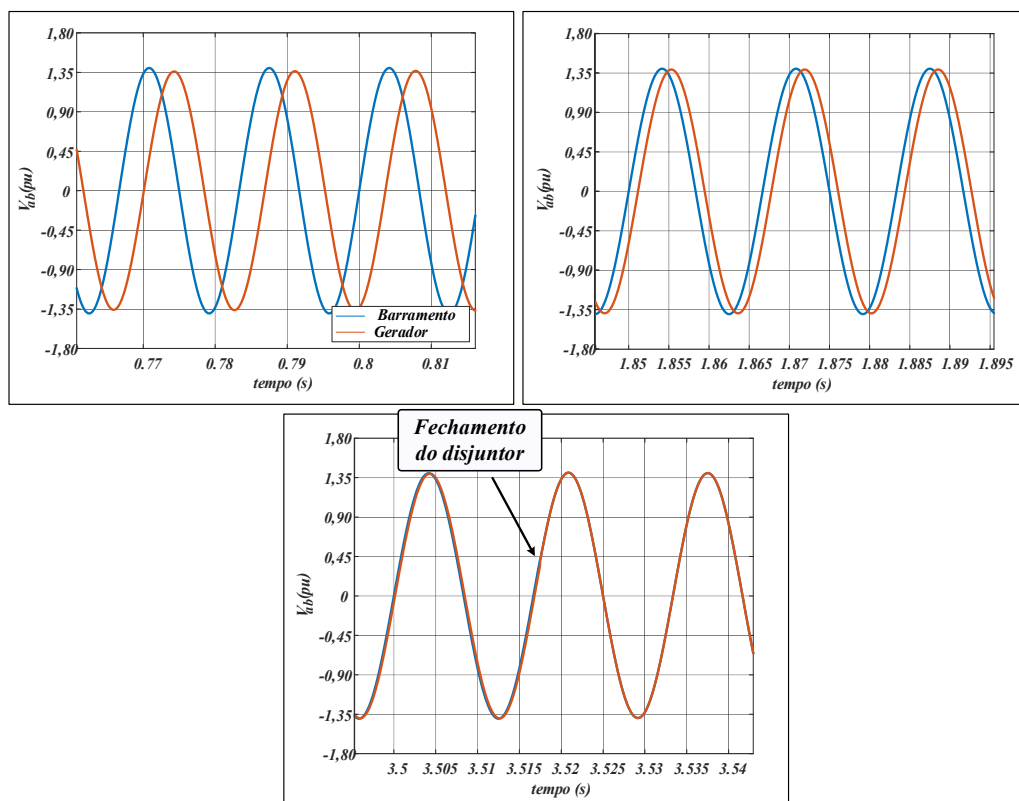


Fonte: O autor.

4.2 Processo de sincronismo

Na Figura 23 são apresentadas as formas de onda das tensões de um GMG e do barramento principal ao longo do processo de sincronismo. Inicialmente, observa-se uma defasagem significativa entre as tensões (subfigura superior esquerda). Após a ativação do controle de sincronismo, o GMG ajusta sua velocidade de rotação, reduzindo gradualmente a diferença de fase (subfigura superior direita). Finalmente, após as condições permanecerem dentro da faixa de tolerância durante o tempo mínimo definido, o disjuntor é fechado (subfigura inferior), permitindo a conexão segura do gerador com o barramento.

Figura 23 – Formas de onda das tensões V_{ab} do GMG e do barramento durante o processo de sincronismo.

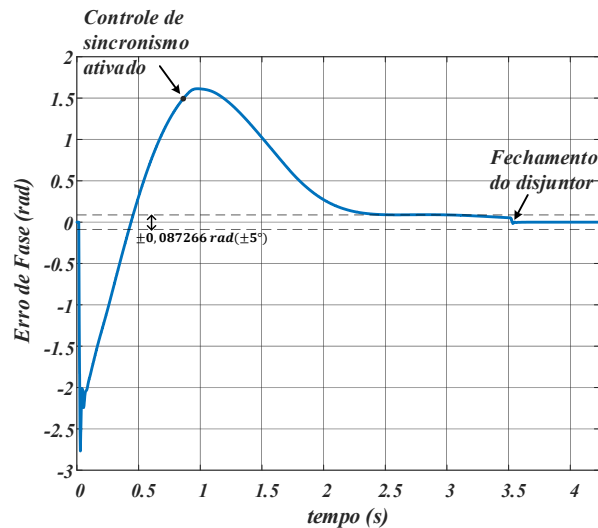


Fonte: O autor.

Na Figura 23 é apresentada a evolução temporal do erro de fase entre o gerador e o barramento principal. Inicialmente, o erro apresenta valor elevado e, após a ativação do controle de sincronismo, o erro decresce continuamente até permanecer dentro da janela de tolerância de $\pm 5^\circ$ ($\approx 0,087$ rad), condição definida para o fechamento seguro do disjuntor. Esse resultado

confirma que o controle implementado é capaz de reduzir o erro de fase em poucos segundos, garantindo o sincronismo adequado.

Figura 24 - Erro de fase entre o gerador e o barramento durante o processo de sincronismo.



Fonte: O autor.

4.3 Operação no Modo Isolado com Múltiplos Geradores

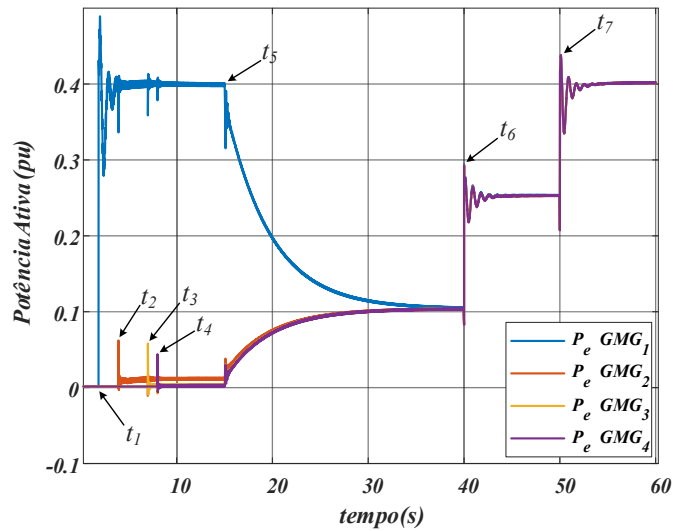
Na Figura 25 é apresentado o comportamento da potência ativa fornecida por quatro GMGs durante a transição entre o controle individual (isócrono) e o controle coordenado (droop).

Inicialmente, no instante t_1 , um único gerador (GMG 1), operando em modo isócrono, é conectado ao barramento da rede, energizando a mesma e alimentando uma carga de 0,4 pu de potência ativa. Como pode ser observado, a entrada desta carga provoca um transitório na potência fornecida pelo gerador, mas é estabilizada em sequência.

Nos instantes t_2 , t_3 e t_4 os demais geradores (GMG 2, GMG 3 e GMG 4) sincronizam com o barramento e se conectam, em sequência. Devido à implementação do relé ANSI 25, pode-se observar que a conexão não provoca grandes distúrbios nas potências fornecidas por cada GMG.

No instante t_5 , o modo de operação é alterado para isolado com múltiplos geradores (controle droop), com isso, pode-se notar que a carga é equilibrada de maneira suave entre os quatro GMGs. Em seguida, novas cargas são inseridas nos instantes t_6 e t_7 , e como pode ser visto, a divisão é mantida equilibrada entre as unidades de geração.

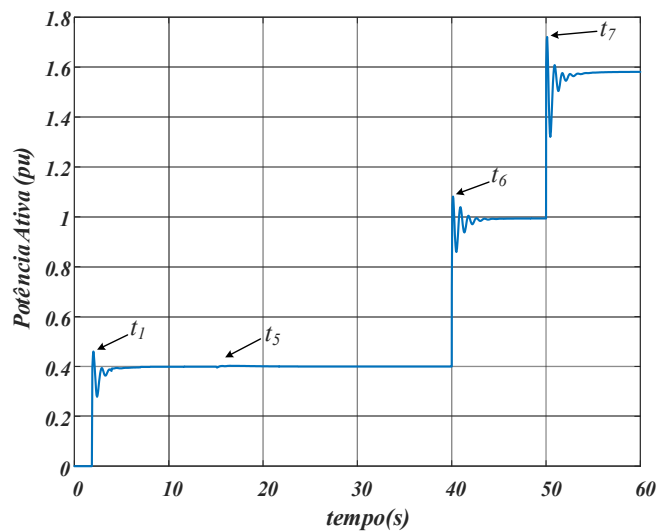
Figura 25 – Potência nos GMGs no modo isolado com múltiplos geradores.



Fonte: O autor.

Na Figura 26 é mostrado o comportamento da potência ativa no barramento principal da rede. Conforme pode ser observado, a potência fornecida se manteve estável durante toda a operação. No instante onde ocorre a mudança de modo (t_5) é possível perceber um transitório quase que insignificante na potência, o que demonstra a eficácia da distribuição de carga entre as unidades. Nos instantes t_6 e t_7 observa-se que o sistema responde de rapidamente às variações de carga, permitindo que o sistema opere de forma estável e segura.

Figura 26 – Potência no barramento principal no modo isolado com múltiplos geradores.



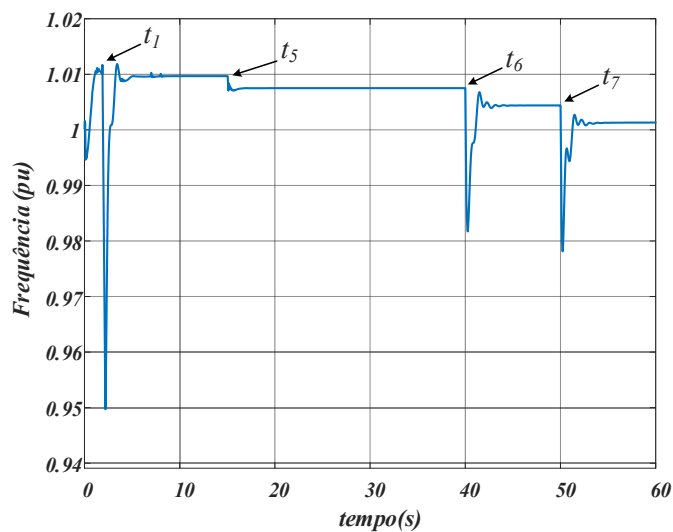
Fonte: O autor.

A Figura 27 apresenta o comportamento da frequência do sistema. Inicialmente, o gerador opera na velocidade nominal (1 pu). Em seguida, o controlador é ajustado para que a

velocidade atinja $\omega_{m\acute{a}x}$. Após alcançar esse patamar, uma carga é inserida no instante t_1 . Observa-se que, devido ao desequilíbrio momentâneo entre T_e e T_m , ocorre uma queda mais acentuada na frequência, a qual é rapidamente restabelecida pelo sistema de controle.

No instante t_5 , após a ativação do compartilhamento de carga entre os geradores, verifica-se que a frequência se estabelece em um novo valor de regime permanente, inferior a $\omega_{m\acute{a}x}$. De forma semelhante, nos instantes t_6 e t_7 a inserção de novas cargas provoca quedas acentuadas na frequência em decorrência do desequilíbrio entre T_e e T_m . Posteriormente, a frequência é restabelecida em patamares progressivamente menores, resultado da atuação da característica de *droop* do sistema.

Figura 27 – Frequência no barramento principal no modo isolado com múltiplos geradores.



Fonte: O autor.

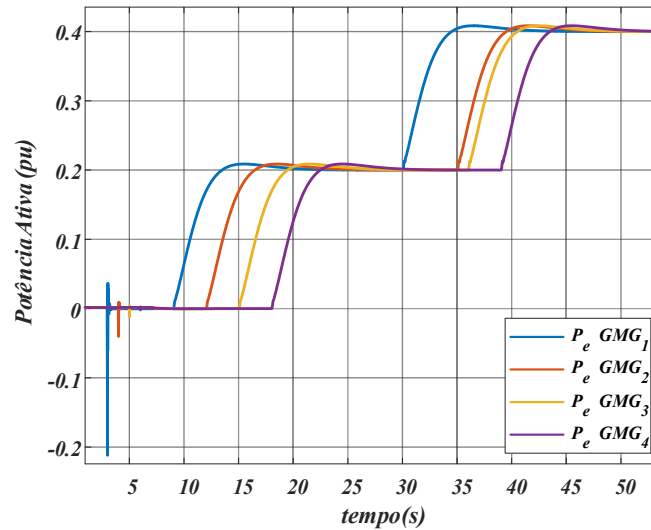
4.3.1 Simulação do Modo Conectado à Rede

Na Figura 28 são apresentadas as curvas de potência ativa fornecidas pelos GMGs durante a transição entre o modo isócrono e o modo conectado à rede. Inicialmente, os geradores sincronizam-se com a rede e, nos instantes t_1 , t_2 , t_3 e t_4 , os quatro geradores são conectados ao barramento de forma sequencial. Observa-se que, devido à atuação do relé com a função ANSI 25, as conexões ocorrem de maneira segura, sem a ocorrência de transitórios elevados de potência.

No instante t_5 o modo de operação é alterado para o modo conectado à rede. Em seguida, a referência de P_e para cada gerador é ajustada sequencialmente para 0,2 pu. Com o objetivo de evitar a variação brusca de δ , observada na Figura 21, foi utilizado um filtro de primeira ordem,

com constante de tempo, $T_{P_e^*}$, igual a 1,6 segundos. Nota-se que a potência ativa apresenta um comportamento suave e bem controlado. Por fim, a referência é alterada para 0,4 pu e, conforme pode ser visto, os GMGs injetam corretamente este valor, o que mostra a operação correta da estratégia de controle utilizada.

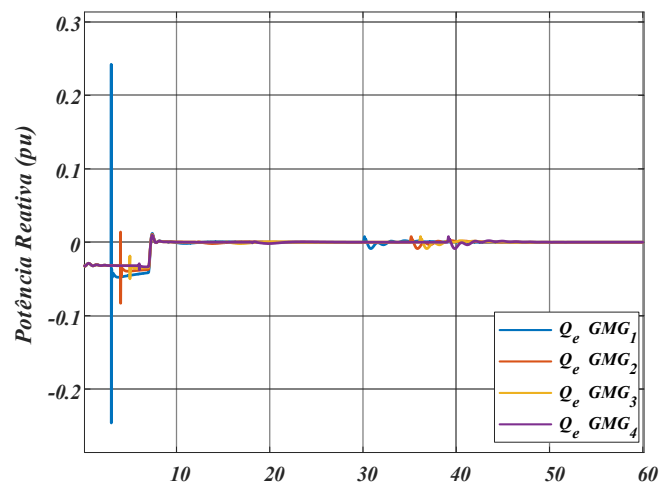
Figura 28 – Potência Ativa injetada no modo conectado à rede.



Fonte: O autor.

Na Figura 29 são apresentadas as curvas de potência reativa dos GMGs. Para o cenário em questão, optou-se por manter as referências nulas ao longo de toda a operação. Conforme pode ser observado, mesmo diante das variações na potência ativa, o controlador foi capaz de manter a potência reativa em torno de zero de forma adequada e estável, demonstrando o correto funcionamento da estratégia de controle adotada.

Figura 29 – Potência Reativa compensada pelo GMG no modo conectado à rede.



Fonte: O autor.

4.3.2 Análise do Tempo de Execução das Simulações

Para os cenários apresentados anteriormente, foi realizada uma comparação entre o tempo de execução e o tempo de simulação do modelo simulado *offline* e o mesmo simulado na plataforma Opal-RT. O tempo de execução refere-se ao tempo físico decorrido para que o processador realize todos os cálculos, enquanto que o tempo de simulação é o intervalo de tempo para que os eventos físicos ocorram. Como pode ser observado na Tabela 8, o modelo *offline* apresentou tempo de execução significativamente superior ao tempo de simulação. Em contrapartida, quando executado na plataforma Opal-RT, o tempo de execução foi igual ao tempo de simulação, caracterizando a operação em tempo real.

Tabela 8 – Comparativo do tempo de execução para cada cenário simulado.

Cenário	Tempo de Simulação	Tempo de Execução (Offline)	Tempo de Execução (Opal RT)
Isolado com Múltiplos GMGs	60 segundos	20 minutos	60 segundos
Conectado à Rede	60 segundos	20 minutos	60 segundos

5 Conclusões

Este trabalho teve como objetivo a modelagem, simulação e análise do comportamento dinâmico de GMGs, considerando seus principais sistemas de controle e modos de operação. Para isso, foram desenvolvidos modelos do alternador síncrono, do sistema de excitação e do governador de velocidade, com base em referências consolidadas e em modelos padronizados.

A metodologia adotada permitiu a implementação modular dos subsistemas e sua adaptação para simulação em tempo real na plataforma OPAL-RT (RT-LAB), considerando discretização e estabilidade numérica. Os resultados indicaram comportamento coerente com o esperado nos cenários analisados, destacando a relevância do sincronismo baseado na função ANSI 25 para conexão segura com a rede ou entre geradores, bem como o desempenho adequado dos controles de tensão, frequência e potências ativa e reativa.

Apesar do bom desempenho obtido, devem-se destacar algumas limitações. As simulações foram realizadas em condições típicas de operação, sem explorar em profundidade limites físicos do gerador (por exemplo, saturação) e sem considerar condições severas da rede, como faltas e variações abruptas de tensão e frequência. Além disso, efeitos práticos de implementação, como atrasos de comunicação e não idealidades de medição, não foram avaliados. Também não foram considerados cenários extremos, como sobrecargas prolongadas e falhas simultâneas de subsistemas.

Como trabalhos futuros, recomenda-se validar o modelo por meio da comparação com dados de operação de um GMG real, obtidos em ensaios de campo, visando aprimorar a parametrização e ampliar sua aplicabilidade. Sugere-se também integrar o GMG a outros recursos distribuídos (PV e BESS) e incluir modelos de proteção e contingências para estudos mais complexos. Por fim, propõe-se o desenvolvimento de um sistema supervisor integrado à simulação em tempo real, com lógicas de operação mais completas (partida/parada, permissivos, intertravamentos, alarmes e transições entre modos), de modo a tornar a simulação mais próxima da operação real.

Referências Bibliográficas

- [1] S. FAIRFAX, N. DOWLING e P. WEIDKNECHT, Reliability assessment of a large diesel generator fleet, *IEEE Transactions on Industry Applications*, 2020.
- [2] P. KUNDUR, *Power System Stability and Control*, New York: McGraw-Hill, 1994.
- [3] C. SHAH, R. WIES, T. HANSEN, R. TONKOSKI, M. SHIRAZI e P. CICILIO, High-fidelity model of stand-alone diesel electric generator with hybrid turbine-governor configuration for microgrid studies, *IEEE Access*, v. 10, p. 110537–110547. DOI: 10.1109/ACCESS.2022.3211300, 2022.
- [4] IEEE, *IEEE Recommended Practice for Excitation System Models for Power System Stability Studies*, IEEE Std 421.5-2005, 2006.
- [5] IEEE, “IEEE Guide for Synchronous Generator Modeling Practices and Parameter Verification with Applications in Power System Stability Analyses,” IEEE Std 1110, 2019.
- [6] G. BENMOUYAL, Impact of excitation systems on protective relays. *IEEE Transactions on Power Delivery*, IEEE Transactions on Power Delivery, 2012.
- [7] M. A. Silva, Análise do desempenho de geradores síncronos distribuídos em sistemas elétricos de potência. Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica), Itajubá: Universidade Federal de Itajubá, 2016.
- [8] IEEE, *IEEE Standard for Interconnection and Interoperability of Distributed Energy Resources with Associated Electric Power Systems Interfaces*, IEEE Std 1547-2018, 2018.
- [9] S. Benhamed, H. Ibrahim, K. Belmokhtar, H. Hosni, A. Ilinca, D. Rouse, A. Chandra e D. Ramdenee, Dynamic Modeling of Diesel Generator Based on Electrical and Mechanical Aspects, *IEEE Electrical Power and Energy Conference (EPEC)*, 2016.
- [10] M. A. SILVA e M. P. RIBEIRO, Modelagem e simulação de grupos motor-geradores a diesel em sistemas elétricos, Belo Horizonte: Anais do Congresso Brasileiro de Automática, 2016.
- [11] S. J. Chapman, *Electric Machinery Fundamentals*, 5th Edition, New York: McGraw Hill, 2013.
- [12] L. Otremba, Influência de malhas de controle de velocidade no desempenho de funções de proteção anti-ilhamento de um gerador síncrono distribuído., Foz do Iguaçu, 2020.
- [13] T. A. Lipo, *Analysis of Synchronous Machines*, 2nd ed, Boca Raton, FL, USA: CRC

- Press, 2012.
- [14] P. W. Corporation, “Exciter AC8B,” [Online]. Available: https://www.powerworld.com/WebHelp/Content/TransientModels_HTML/Exciter%20AC8B.htm. [Acesso em 15 03 2025].
- [15] I. Iliev, AC8B + droop synchronous machine excitation block, MATLAB Central File Exchange, 2022.
- [16] P. Poloni, Sincronização de microrrede com diferentes fontes de geração distribuída a partir de controle baseado em hierarquia de agentes. Dissertação de Mestrado, Foz do Iguaçu: Universidade Estadual do Oeste do Paraná, 2020.
- [17] H. H. S. Melo, Desenvolvimento de uma plataforma Hardware in the loop para simulação de sistemas em tempo real, João Monlevade, MG: Instituto Federal de Ouro Preto, 2024.
- [18] G. B. R. Silva, Desenvolvimento de uma plataforma de validação de controle de conversores em microrredes usando Hardware in the Loop (HIL), Recife, PE: Universidade Federal de Pernambuco, 2025.
- [19] C. G. TECHNOLOGIES, “HCI534D/544D - Winding 311: Technical Data Sheet,” Stamford, 2025.
- [20] C. G. TECHNOLOGIES, “Application Manual: Power Command 3.3 Parallelling,” Documento Técnico, 2018.
- [21] “Synchronous Machine pu Standard,” MathWorks, Inc., [Online]. Available: <https://www.mathworks.com/help/sps/powersys/ref/synchronousmachinepustandard.html>. [Acesso em 27 12 2025].
- [22] C. G. TECHNOLOGIES, “AGN 183 - Rotor Inertia,” Stamford. Documento técnico interno, 2025.