



# **Controlo de Inércia Sintética numa rede com Fontes de Energia Renovável**

Mestrado em Engenharia Eletrotécnica – Energia e Automação

Vitor Andre Fiamengo Lippi Alves Cerullo

Leiria, setembro de 2022



# **Controlo de Inércia Sintética numa rede com Fontes de Energia Renovável**

Mestrado em Engenharia Eletrotécnica – Energia e Automação

Vitor Andre Fiamengo Lippi Alves Cerullo

Dissertação realizada sob a orientação do Professor Doutor Luís Miguel Pires Neves.

Leiria, setembro de 2022

# **Originalidade e Direitos de Autor**

A presente dissertação de projeto é original, elaborada unicamente para este fim, tendo sido devidamente citados todos os autores cujos estudos e publicações contribuíram para a elaborar.

Reproduções parciais deste documento serão autorizadas na condição de que seja mencionado o Autor e feita referência ao ciclo de estudos no âmbito do qual o mesmo foi realizado, a saber, Curso de Mestrado em Engenharia Eletrotécnica – Energia e Automação, no ano letivo 2021/2022, da Escola Superior de Tecnologia e Gestão do Instituto Politécnico de Leiria, Portugal, e, bem assim, à data das provas públicas que visaram a avaliação destes trabalhos.

# **Agradecimentos**

Agradeço fortemente todos os professores do curso de mestrado em engenharia elétrica do IPL – Instituto Politécnico de Leiria, em especial o orientador deste trabalho Prof. Dr. Luís Miguel Pires Neves. Agradeço aos meus colegas de classe que fizeram parte dessa trajetória internacional. Meus pais Marcia e Fausto, meus irmãos Igor e Arthur que me apoiaram em realizar o mestrado em outro país. Agradeço a minha esposa Vanessa que me apoiou e esteve ao meu lado durante a intensa transição internacional de carreira pessoal e profissional.

# Resumo

Em um primeiro momento, esta dissertação apresenta ao leitor uma contextualização do panorama europeu em relação a inserção de mais fontes de energias renováveis na rede e as ambiciosas restrições a emissão de poluentes nos países da UE.

São explorados ainda conceitos teóricos acerca de máquinas elétricas que atualmente compõem o cenário dos tradicionais geradores com grande inércia rotacional proveniente das grandes centrais hidráulicas e termelétricas. São apresentados os indicadores de desempenho mais utilizados no setor relacionados a inércia rotacional e a frequência da rede distribuída ao consumidor final.

Como objetivo, procurou-se apresentar a contribuição da inércia sintética para a estabilidade do sistema elétrico de potência. Técnicas diversas foram utilizadas para simular a contribuição da inércia sintética na rede, como utilizar cenários com redução do percentual de inércia e amortecimento globais da rede, alterar parâmetros de entrada dos aerogeradores e sistema fotovoltaico e utilização de controlador com lógica difusa.

Dentre os resultados, destacou-se a importância da utilização de controladores eficientes e mais robustos em conjunto com fontes de energias renováveis. Já quanto às técnicas utilizadas, o controle por lógica difusa apresentou melhores resultados devido a sua capacidade de adaptação conforme a quantidade de energia eólica e fotovoltaica que estão a somar na rede juntamente com o desvio de frequência.

**Palavras-chave:** Inércia Sintética, Energias renováveis, Controladores, Estabilidade da rede, Desvio de Frequência.

# Abstract

At first, this dissertation presents the reader with a contextualization of the European panorama about adding more renewable energy sources into the grid and the ambitious restrictions related with the emission of pollutants in E.U countries.

Theoretical concepts about electrical machines that currently compose the scenario of traditional generators with high rotational inertia originated from hydraulic and thermoelectric plants are also explored. The most common performance indicators in the sector related to rotational inertia and grid frequency distributed to the consumer are presented.

The objective was to present the contribution of synthetic inertia to the stability of the electrical power system. Several techniques were used to simulate the contribution of synthetic inertia in the grid, such as using scenarios with reduction of the percentage of global inertia and damping of the grid, change input parameters of wind turbines and photovoltaic systems and use a fuzzy logic controller.

Among the results, the importance of using efficient and more robust controllers in parallel with renewable energy sources was highlighted. As for the used techniques, the fuzzy logic control provided better results due to its ability to adapt according to the amount of wind and photovoltaic energy that are added to the grid along with the grid frequency deviation.

**Keywords:** Synthetic Inertia, Renewable Energies, Controller, Grid Stability, Frequency deviation.

# Índice

<b>Originalidade e Direitos de Autor .....</b>	<b>iii</b>
<b>Agradecimentos .....</b>	<b>iv</b>
<b>Resumo .....</b>	<b>v</b>
<b>Abstract.....</b>	<b>vi</b>
<b>Lista de Figuras .....</b>	<b>ix</b>
<b>Lista de tabelas .....</b>	<b>xi</b>
<b>Lista de siglas e acrónimos .....</b>	<b>xii</b>
<b>1. Introdução.....</b>	<b>1</b>
<b>2. Inércia rotacional e controlo .....</b>	<b>4</b>
<b>2.1. Inércia Sintética.....</b>	<b>4</b>
2.1.1. Zonas de Operação e Inércia Sintética de Aero gerador .....	9
<b>2.2. Inércia de Geradores.....</b>	<b>12</b>
2.2.1. Gerador Síncrono (Equação de Newton, máquina de N polos e frequência elétrica) 15	
2.2.2. DFIM – Máquina de indução duplamente induzida.....	18
<b>2.3. Requisitos da rede e indicadores de performance de frequência .....</b>	<b>21</b>
2.3.1. Frequência Média.....	22
2.3.2. Desvio Padrão .....	23
2.3.3. Área da Frequência.....	23
2.3.4. Percentil.....	24
2.3.5. Tempo fora de limites .....	25
<b>2.4. Estado da Arte relativo à síntese de inércia rotacional.....</b>	<b>26</b>
2.4.1. Controlo de inércia sintética baseado em Lógica Fuzzy .....	28

2.4.2.	Sistema com controlador H infinito .....	29
2.4.3.	Método de Diagrama de Coeficiente - CDM .....	31
2.4.4.	Sistema de controlo com Redes Neurais Artificiais – ANN .....	33
<b>3.</b>	<b>Desenvolvimento e Metodologia .....</b>	<b>35</b>
<b>3.1.</b>	<b>Modelo de Resposta Dinâmica em Frequência Área Única .....</b>	<b>35</b>
<b>3.2.</b>	<b>Modelo de Inércia Virtual .....</b>	<b>39</b>
<b>3.3.</b>	<b>Aplicação do Controlador Autorregulável Fuzzy .....</b>	<b>40</b>
<b>3.4.</b>	<b>Cenários .....</b>	<b>43</b>
<b>4.</b>	<b>Análise de Resultados .....</b>	<b>48</b>
<b>5.</b>	<b>Conclusão.....</b>	<b>55</b>
	<b>Bibliografia .....</b>	<b>58</b>
	<b>Anexo A.....</b>	<b>62</b>

# Lista de Figuras

Figura 2.1 Representação Gráfica de Indicadores de Frequência. [10] .....	7
Figura 2.2 Esquemático de rede com inércia virtual composta por baterias. [3].....	8
Figura 2.3 Zonas de Operação Aerogerador. [11], [12] Adaptado pelo Autor.....	9
Figura 2.4 Pontos de Operação de um Aerogerador em fornecer Inércia Sintética.[12], [15]. Adaptado pelo autor. ....	11
Figura 2.5 FINGRID Inércia do Sistema de Potência Nórdico. [20].....	14
Figura 2.6 Geração de energia horária e Inércia do Sistema nórdico. [20].....	14
Figura 2.7 Ângulos e Forças Resultantes do estator e rotor. [18].....	16
Figura 2.8 Máquina Síncrona Ideal.[18] .....	17
Figura 2.9 Fornecimento e conexões elétricas de uma DFIM.[11].....	19
Figura 2.10 Controle genérico de um aerogerador com DFIM. [11].....	21
Figura 2.11 Frequência média para cada minuto no intervalo de 1 hora. [23] .....	22
Figura 2.12 Desvio padrão resolução horária. [23].....	23
Figura 2.13 Esq. conceito de Área da Frequência e a dir. aplicação resolução minutos. [23].....	24
Figura 2.14 Percentil de frequência da rede em resolução horária. [23].....	25
Figura 2.15 Total de segundos em escala horária fora da frequência padrão. [23].....	26
Figura 2.16 Controlador Robusto para inércia virtual.[3].....	29
Figura 2.17 Sistema malha fechada Controlador $H_{\infty}$ . [3].....	30
Figura 2.18 Diagrama de Blocos Controlador CDM. [37] .....	31
Figura 2.19 ANN com múltiplas entradas, múltiplas camadas ocultas e única saída.[40] .....	34
Figura 3.1 Modelo de Resposta Dinâmica em Frequência. [3].....	36
Figura 3.2 Modelo Inércia Virtual. [3].....	39
Figura 3.3 Controlador por Lógica Fuzzy. [3] .....	41
Figura 3.4 Funções Membro Lógica Fuzzy. ....	42
Figura 3.5 Regras no formato (Se – Então) Lógica Fuzzy.....	42
Figura 3.6 Visualização da interação de variáveis fuzzy.....	43
Figura 3.7 Diagrama de blocos área única - Sem controle inercial. ....	45
Figura 3.8 Diagrama de blocos área única - Com controle inercial.....	45

Figura 3.9 Diagrama de blocos área única - Com controlador inercial Fuzzy .....	46
Figura 3.10 Gráfico Variação de carga .....	46
Figura 3.11 Sinais de entrada sistema eólico e fotovoltaico para cenário 05 .....	47
Figura 4.1 Frequência da Rede - Cenário 01 .....	49
Figura 4.2 Frequência da Rede - Cenário 05 .....	49
Figura 4.3 Frequência da Rede Acréscimo de Carga - Cenário 01 .....	49
Figura 4.4 Frequência da Rede Acréscimo de Carga - Cenário 05 .....	50
Figura 4.5 Constante de Inércia - Cenário 01 .....	50
Figura 4.6 Constante de Inércia - Cenário 05 .....	50
Figura 4.7 RoCoF - Cenário 01 .....	51
Figura 4.8 RoCoF - Cenário 05 .....	51
Figura 4.9 $\Delta$ Potência ESS Controlador Inércia - Cenário 01 .....	52
Figura 4.10 $\Delta$ Potência ESS Controlador Inércia - Cenário 05 .....	52

# Lista de tabelas

Tabela 3.1 Regras fuzzy a partir de variáveis linguísticas.....	41
Tabela 3.2 Cenários para simulações.....	44
Tabela 3.3 Parâmetros para simulação de inércia Virtual.....	44
Tabela 4.1 Frequência e Desvio de Frequência da rede, valores Nadir e Zenith.....	53

## Lista de siglas e acrónimos

AGC	Controle Automático de Geração
DFIM	Doubly Fed Induction Machine
ENTSOE	European Network of Transmission System Operators for Electricity
FERs	Fontes de Energias Renováveis
HVDC	Alta Tensão em Corrente Contínua
SCADA	Supervisory Control and Data Acquisition
SEP	Sistema Elétrico de Potência
UE	União Europeia

# 1. Introdução

O número de geradores a partir de energias renováveis vêm aumentando gradualmente em vários países. As novas propostas e cada vez mais ambiciosas restrições a emissões de gases poluentes propostas pela União Europeia (UE), fazem com que o aumento do número de geradores a partir de fontes renováveis obtenham números cada vez mais expressivos e a UE percorra passos mais acelerados rumo a transição energética limpa e sustentável. É possível citar o Pacto Ecológico Europeu – Objetivo 55, o qual faz incidir a meta de redução de, pelo menos, 55% de emissão de carbono até 2030 e a neutralidade de carbono até 2050. [1]

A contribuição de fontes de energias renováveis em Portugal, no acumulado de janeiro a fevereiro de 2022, já soma 56,1% - 3 978 GWh. A contribuição mais expressiva se dá pela energia Eólica com 31%, seguida pela hídrica com 13%. Portugal está motivado pela inclusão de cada vez mais FERs e pelas reduções das emissões de carbono em consequência do encerramento de centrais a carvão de Sines e Pegos, alcançando valores de 134 kgCO<sub>2</sub>/MWh, 74% inferior aos valores registados no início do século. [2] (APREN,2022).

Diante do grande potencial de FERs em território português, salientando a fonte Eólica *Onshore* e juntamente com o projeto *OffshorePlan* – Planeamento do Aproveitamento das Energias Renováveis Offshore em Portugal, torna-se necessário aprofundar os estudos de modo a mitigar os problemas relacionados com a frequência da rede devido a maior inserção de FERs numa rede interconectada e altamente complexa.

Ao seguir neste ramo da energia limpa e sustentável a partir da instalação de novos parques eólicos e solares, se faz realçar desafios relacionados a qualidade, estabilidade e confiabilidade do suprimento para a complexa rede elétrica na qual estamos conectados. Inicialmente em uma matriz energética formada por grandes unidades geradoras e com sólida resposta inercial, tradicionalmente compostas por térmicas, nucleares e hidrelétricas que garantem o controle primário de frequência. Desta forma, a tendência é que a rede seja cada vez mais incorporada por sub-redes formadas por pequenos e grandes autoprodutores de energia solar e eólica que possuem em sua base conversores eletrônicos de potência, com baixa ou nula inércia rotacional.

Esta nova estrutura de uma rede formada por numerosas fontes de energia baseadas em conversores eletrônicos de potência e com baixa inércia rotacional traz uma nova perspectiva para o modo como deve ser operado o Sistema Elétrico de Potência (SEP), além de propor novas soluções para os problemas clássicos de controle de frequência, principalmente quando ocorrem alterações abruptas no montante de carga conectada ao sistema e diminuição das grandes unidades geradoras conectadas a rede. Além disso, a dependência de fontes naturais como a energia solar ou do vento, não controláveis, faz com que possam existir descontinuidades na geração com implicações diretas na estabilidade do SEP.

Esta dissertação de mestrado propõe o estudo e simulação de inércia virtual a partir de técnicas de controle juntamente com baterias e controladores na qual é possível imitar e simular o comportamento de grandes geradores que contêm grande quantidade de energia cinética e inércia rotacional.

O trabalho utiliza um modelo de rede área única disponibilizada em [3], formado por uma termoeletrica, baseada por um gerador tradicional com volumosa inércia rotacional, em conjunto com um parque eólico de relativa baixa inércia rotacional e um parque solar baseado construtivamente por conversores eletrônicos de potência com o objetivo de simular e verificar como a atuação de inércia virtual irá auxiliar na rápida recuperação da frequência e retorno da operação dentro das metas impostas pelas entidades reguladoras.

Esta dissertação está dividida em 05 capítulos. Neste capítulo, são apresentados os principais objetivos deste trabalho bem como a estrutura do documento.

O capítulo 2 apresenta uma revisão de conceitos importantes para a correta abordagem do assunto proposto. Traz à tona os requisitos necessários para a correta operação do sistema interligado europeu e apresenta alguns indicadores de performance utilizados de forma a mensurar os desvios de frequência que ocorrem durante a operação do sistema elétrico de potência.

O capítulo 3 apresenta os modelos necessários para o correto funcionamento da rede área única proposta, o modelo de inércia virtual, parâmetros do controlador autorregulável via lógica Fuzzy e os cenários que serão simulados.

O capítulo 4 apresenta a análise de resultados de 5 cenários propostos, sendo o primeiro contendo a operação plena do sistema termoeletrico, eólico e fotovoltaico. O

segundo cenário apresenta uma redução de 30% da inércia do sistema. O terceiro cenário apresenta uma redução de 60% da inércia do sistema. O quarto cenário apresenta uma redução de 70% da inércia do sistema. O quinto cenário apresenta uma continuação do quarto cenário, contém a solução que foi abordada por alguns autores de que aerogeradores podem liberar rapidamente quantidades extras de energia em conjunto com outras FERs conforme a necessidade para recompor os níveis de frequência da rede.

O capítulo 5 apresenta as conclusões do trabalho e os desafios futuros necessários para a crescente adição de fontes de energias renováveis na rede.

## 2. Inércia rotacional e controlo

Um dos principais objetivos deste trabalho é simular e analisar diferentes situações referentes a estabilidade transitória do sistema elétrico de potência. Ao substituir geração a partir de máquinas síncronas com grande inércia rotacional por outros tipos de geração a partir de fontes renováveis com baixa ou nula inércia rotacional, torna-se necessário encontrar formas de injetar potência de modo análogo, com base em sistemas controlados, pelo qual é necessário abordar os modelos matemáticos referentes aos geradores síncronos e às máquinas duplamente induzidas que são amplamente utilizados na rede atualmente.

Este capítulo pretende assim expor o estado da arte relativo a tecnologias e sistemas de controlo, abordando os modelos matemáticos dos geradores citados e alguns indicadores de performance utilizados no setor.

### 2.1. Inércia Sintética

A inércia é definida pela propriedade de um corpo rígido em rotação, que o mantém num estado uniforme de rotação e de momento angular, a menos que lhe seja aplicado um binário externo. A inércia sintética é definida pela capacidade de um módulo gerador ou sistema de Corrente Contínua em Alta Tensão – HVDC, de substituir o efeito de inércia de um módulo gerador síncrono, com o nível de desempenho prescrito [4]. Estes são conceitos reconhecidos como muito importantes para o bom funcionamento das redes elétricas pelo Jornal Oficial da União Europeia. [4]

Em um sistema de potência tradicional, ocorrem os 3 estágios que compõem o controle de frequência após um distúrbio e a ação da inércia rotacional para auxiliar no controle de frequência. As máquinas síncronas possuem grandes massas rotacionais e a sua conexão direta com o sistema de potência faz com que atuem como fontes naturais de inércia rotacional. Tais máquinas possuem como característica dominante, a capacidade de absorver e injetar potência, reduzindo a Taxa de Variação de Frequência, do inglês *Rate of Change of Frequency*, mais conhecido como RoCoF. Desta forma, após o distúrbio, a resposta inercial

irá atuar, posteriormente o controle primário, secundário e terciário, para que finalmente a frequência nominal e a estabilidade do sistema sejam restauradas. [5]

O controle de carga e frequência, do inglês LFC - *Load-Frequency Control*, em um sistema de potência de larga escala é necessário pois o motivo pelo qual a mudança de frequência ocorre é devido ao resultado direto do desequilíbrio entre carga elétrica e potência primária disponível. [6] Possui como objetivo repor o equilíbrio e pode funcionar como sinal de entrada a um sistema de controle responsável por reestabelecer o equilíbrio entre potência de entrada e potência de saída.

No primeiro instante em que ocorre o evento de contingência, a resposta inercial proveniente da massa girante dos geradores é a contribuição energética mais rápida para ajudar a conter o distúrbio. [6]

O Controle Primário de Frequência, PFC do inglês, *Primary Frequency Control* é realizado maioritariamente por máquinas rotativas de maior massa inercial através de um controle automático da velocidade pelo *governor*, ou sistema de controle, num intervalo de segundos após o distúrbio ter acontecido. Controles suplementares de frequência são utilizados em grandes geradores síncronos pois nem sempre o controle primário é suficiente para corrigir o desvio de frequência, especialmente em sistemas interconectados, sendo necessário entrar em atuação os designados controles secundários e terciários, que reajustam o despacho e eventualmente as reservas girante e não girante.[6]

O controle secundário atua através de um controlador em uma janela de minutos após o distúrbio, em casos reais de grandes geradores é utilizado um controlador Integral ou PI - Proporcional Integral de forma a atuar na velocidade de rotação para que a turbina possa rastrear a carga e retornar para a frequência do sistema.[6] Entretanto, apesar de cada gerador possuir um controlador associado à sua área de atuação, não são todos os controladores que irão atuar em conjunto, apenas o controlador respectivo a área em que houve um desequilíbrio entre geração e demanda. Além disso, o controlador faz a análise com base na frequência, fluxo de potência entre diferentes áreas de controle, computa a necessidade de injeção de potência e envia os sinais para os conjuntos de geradores de um determinado bloco de controle. [7]

O Controle Terciário de Frequência é realizado por cada TSO e é considerado como uma correção automática ou manual no ponto de operação de geradores ou cargas conectadas

a rede de forma a otimizar e distribuir corretamente a potência do sistema de controle secundário. Atua de forma a conectar, remover, alterar, redistribuir a potência injetada na rede proveniente dos geradores em atuação no controle secundário, ajusta o intercâmbio de potência entre diferentes mercados de energia e faz o controle de cargas via *Load Shedding*. Tal controle de cargas é realizado de forma a reduzir a menor quantidade de carga em uso, de forma a obter uma transição rápida, suave e segura para retornar de uma situação de emergência para o estado de equilíbrio. [6]–[8]

Em situações normais de operação do sistema, conforme a variação da carga o sistema irá reagir com variações de frequência e irá flutuar dentro de um limite. Este fenómeno ocorre devido as diferenças entre o binário mecânico e o binário eletromagnético, causando mudanças na velocidade do gerador, ocorrendo ativação da resposta da inércia. [9]

A habilidade que o sistema possui de transpor essas constantes variações de operação é chamada de Inércia do Sistema -  $H_{sys}$ , que é dependente das Constantes de Inércia -  $H_i$  de todos os geradores no sistema, a potência individual de uma unidade geradora -  $S_i$  e a Potência Nominal do Sistema -  $S_{sys}$ . [5]

$$H_i = \frac{\text{Energia Cinética Velocidade Nominal [MWs]}}{\text{Potência Nominal [MVA]}} \quad (2.1)$$

$$H_{sys} = \frac{\sum_{i=1}^n H_i S_i}{S_{sys}}$$

É possível obter uma equação para a RoCoF que ocorre no início do desvio de frequência cuja relação é altamente dependente entre o sistema de inércia, a magnitude da variação da potência e a frequência nominal do sistema. Na qual  $\Delta P$  é o desbalanço entre produção e consumo de potência,  $f_n$  é a frequência nominal,  $\Delta f$  é a variação de frequência.  $H_{sys}$  é a inércia do sistema e  $S_{sys}$  é a potência nominal do sistema [5]

$$RoCoF = \frac{\Delta P * f_n}{2 * H_{sys} * S_{sys}} = \frac{d(\Delta f)}{dt} \quad (2.2)$$

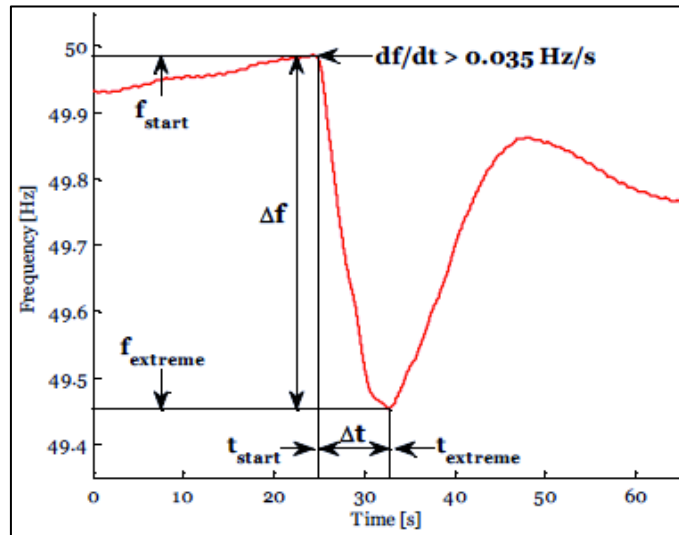


Figura 2.1 Representação Gráfica de Indicadores de Frequência. [10]

Os principais indicadores que podem ser obtidos a partir do gráfico de resposta em frequência no momento de um evento de contingência estão descritos na sequência:

- Início do distúrbio: Este indicador representado por  $t_{start}$ , inicia-se no momento em que há um distúrbio na rede e está relacionado ao momento em que ocorre um RoCoF.[10]
- Frequência Instantânea Mínima ou Máxima: Este indicador representado por  $f_{extreme}$  é o ponto na qual a onda atingirá o pico mínimo ou máximo durante um evento de contingência. Para eventos de subfrequência, o ponto mínimo é chamado de frequência Nadir e para eventos de sobrefrequência o ponto máximo é chamado de frequência Zenith. Para o exemplo da Figura 2.1, pode-se observar a frequência Nadir atingida em  $f_{extreme} = 49,45Hz$ . [10]
- Variação máxima de frequência e variação de tempo: Este indicador representado por  $\Delta f$  apresenta a informação de quanto a frequência varia em torno da frequência Nadir e o  $f_{start}$ . Seguindo na mesma direção, para calcular a variação de tempo representado por  $\Delta t$  é obtido a partir do início do evento de contingência,  $t_{start}$ , até o momento em que atinge a frequência Nadir,  $t_{extreme}$ . [10]

$$\Delta f = |f_{extreme} - f_{start}| \quad (2.3)$$

$$\Delta t = t_{extreme} - t_{start}$$

A inércia virtual proposta neste trabalho é proveniente de um sistema de armazenamento de energia que irá responder de forma rápida a solicitação do controlo no sentido de injetar potência armazenada ou consumir potência da rede por meio de conversores de energia bidirecionais. Um esquemático pode ser visualizado na Figura 2.2.

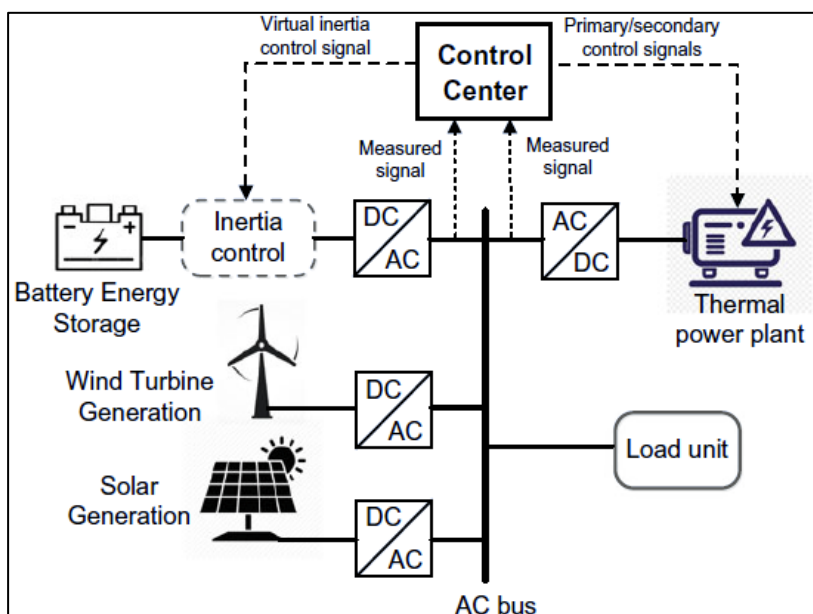


Figura 2.2 Esquemático de rede com inércia virtual composta por baterias. [3]

A Figura 2.2 apresenta o sinal de controlo proveniente do centro de operações, os controladores do sistema de armazenamento de energia em baterias que irão calcular a quantidade de potência necessária, irão descarregar ou absorver a potência requisitada através dos conversores de potência bidirecionais, desenvolvendo uma operação com um atraso mínimo, de forma a retornar com a frequência nominal do sistema. Além disso, a mesma imagem apresenta os sinais de controlo primário e secundário que serão desempenhados pela usina térmica, a qual também detém a inércia rotacional proveniente da massa girante do rotor. Todas as fontes geradoras de energia, a bateria, conversores DC/AC e a carga estão interligados e conectados através do barramento da rede em corrente alternada.

### 2.1.1. Zonas de Operação e Inércia Sintética de Aerogerador

Os aerogeradores transformam a energia proveniente dos ventos, transferindo a energia cinética do conjunto de pás ao rotor do gerador, de forma direta, ou através de uma transmissão multiplicadora de velocidade. Através do controlo do ângulo da pá, o *pitch*, o aerogerador pode ter algum controlo sobre a velocidade mecânica do rotor e assim atuar em um dos três modos de operação descritos na seção 2.2.2. A equação que rege a  $P_t$  – Potência da turbina eólica que pode ser extraída do aerogerador está descrita na equação (2.4).[11]

$$P_t = \frac{1}{2} \rho \pi R^2 v^3 C_p \tag{2.4}$$

$\rho$  – Densidade do Ar [ $\text{kg/m}^3$ ]

$v$  – Velocidade do Vento. [ $\text{m/s}$ ]

R – Raio das Pás [m]

$C_p$  – Coeficiente de Potência

A partir da equação (2.4) é possível obter um gráfico, representado na Figura 2.3, que relaciona a velocidade do vento e a curva de potência de um aerogerador, no caso com potência de 2.00MW,  $v_{cut-in} = 3,0 \text{ [m/s]}$ ,  $v_{cut-out} = 23,0 \text{ [m/s]}$ , diâmetro das pás = 97 [m], e coeficiente de potência com valores entre 0,02 e 0,47.[12]

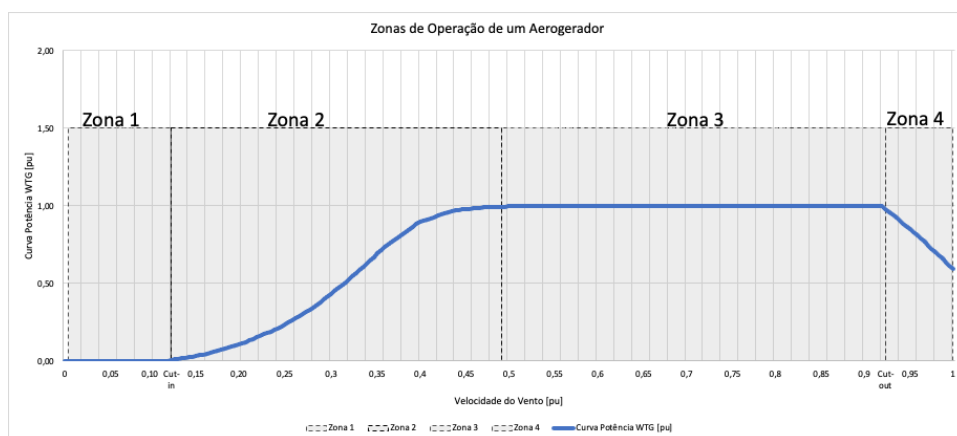


Figura 2.3 Zonas de Operação Aerogerador. [11], [12] Adaptado pelo Autor.

As zonas de operação 1 e 4 não correspondem a zonas de operação devido a velocidade baixa ou alta de vento. Na região 1, a velocidade baixa do vento inferior ao *cut-in* não é suficiente para vencer a inércia rotacional e também atingir a rotação mínima necessária para o gerador. Além disso, velocidades rotacionais baixas também criam riscos

associados à frequência de ressonância mecânica da torre com ordem de grandeza de 0,5Hz. [13] Na região 4, a alta incidência de vento superior ao *cut-out* ou as chamadas rajadas de vento, do inglês, *High Gust Wind*, irão fazer com que o aerogerador atinja alta velocidade rotacional devendo provocar a entrada em modo de segurança e pausar a produção de energia até que se reestabeçam as condições normais de operação. Para isto, o ângulo de *pitch* deve ser estabelecido de modo a não obter incidência de vento nas pás.

A zona de operação 2 corresponde à zona em que a velocidade de rotação pode variar entre o limite mínimo e o limite máximo de potência.[11]

Na zona de operação 3, a velocidade de rotação não varia, usando-se a alteração do ângulo de *pitch* para aproveitar o máximo da potência disponível, até ao seu limite máximo.[11]

Além das 4 zonas de operação de um aerogerador apresentadas na Figura 2.3, é também possível apresentar 4 regiões para o fornecimento de inércia sintética. A partir do momento em que um evento de RoCoF diferente de zero é observado, o aerogerador altera os parâmetros ótimos de Rastreamento de Máxima Potência de saída, do inglês MPPT – *Maximum Power Point Tracking*. Tais técnicas de máxima potência requerem a definição de coeficiente de Potência, controle do torque máximo transmitido a turbina, ajuste de ciclo de chaveamento de conversor DC/DC e determinação de carga ótima para um valor que torne possível suportar a frequência por um determinado período de tempo. [14]

É possível visualizar na Figura 2.4 o momento em que ocorre a amplificação da potência alterando-se do ponto 1 de operação normal para o ponto 2 com saída de potência relativamente mais alta e mesma velocidade do gerador. A potência aerodinâmica de um aerogerador pode ser brevemente descrita como a interação de ângulo de ataque das pás, área de baixa e alta pressão aerodinâmica em conjunto com as forças de sustentação e arrasto de forma a produzir torque para rotação do eixo principal. Devido a potência de saída é temporariamente maior que a potência aerodinâmica, o aerogerador usa parte da sua energia cinética, desacelerando o gerador, tornando-se o ponto de operação 3 na qual a saída de potência é ainda maior que o valor definido por sua curva de potência. Desta forma, a partir do momento que não é mais necessário inércia sintética, o aerogerador retorna para o valor definido em sua curva de potência e passa para o ponto 4 de operação. [15] [16]

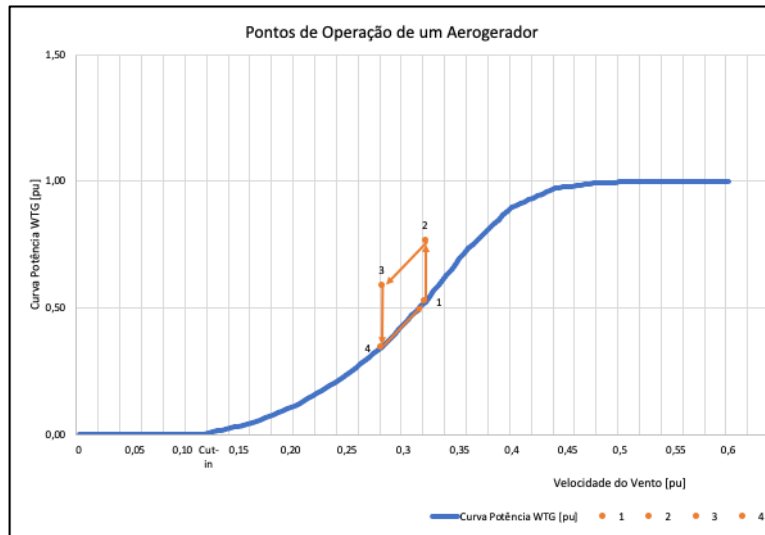


Figura 2.4 Pontos de Operação de um Aerogerador em fornecer Inércia Sintética.[12], [15]. Adaptado pelo autor.

A equação da constante de inércia  $H$ , relaciona a constante de inércia que será emulada e definida pelo operador do sistema  $H_{dem}$ ,  $w_{gen}$  é a velocidade do gerador,  $w_{cut-in}$  é a velocidade que o aerogerador inicia a produção de energia a partir de velocidade baixa de vento,  $w_{rated}$  é a velocidade nominal de operação do gerador e  $J_{wt}$  é o momento de inércia. [15]

$$H = H_{dem} \frac{0,5 * J_{wt} * (w_{gen}^2 - w_{cut-in}^2)}{0,5 * J_{wt} * (w_{rated}^2 - w_{cut-in}^2)} \quad (2.5)$$

Dentre os diversos motivos que possam causar a redução de potência ativa, para os eventos de *curtailment* o operador da rede pode reduzir parcialmente a potência de saída dos aerogeradores devido por exemplo a necessidade de redução de geração por alta incidência de vento e/ou sobrecarga de uma linha. Esta ação permite que em caso de necessidade de potência adicional, essa possa ser resgatada a partir dos aerogeradores com redução de potência ativa. Entretanto, a técnica de *curtailment* implica reduzir uma parcela significativa de receita para a companhia geradora devido à restrição de potência. O fator *curtailment* é chamado de  $\eta_{PFC}$  e é usado para dimensionar a saída de potência versus velocidade. Quando o suporte de frequência está ativado, a referência de potência  $P_{ref}$  do aerogerador é regida pela equação (2.6) em conjunto com a Potência Inércia Sintética  $P_{SI}$  e a Potência ótima  $P_{opt}$ . [15]

$$P_{ref} = P_{opt} * \eta_{PFC} + P_{SI} \quad (2.6)$$

## 2.2. Inércia de Geradores

A inércia é definida como a tendência de um objeto em movimento permanecer em movimento. É possível trazer à tona diversos objetos para exemplificar a inércia, tais como uma trotinete com a inércia rotacional de suas rodas, um veículo automotor que possui grande massa e permanece em movimento a partir do momento em que se remove o pedal do acelerador. A inércia de uma rede elétrica resulta da contribuição dos diversos geradores síncronos, pela soma da energia cinética das massas em rotação, e desempenha um papel muito importante para a estabilidade da frequência, além de fornecer melhor suporte frente as oscilações de fornecimento e demanda de energia ou situações de contingências. [17]

A frequência elétrica da rede é definida pela quantidade de vezes em que uma onda sinusoidal se repete ou se completa dentro de um período igual a um segundo. Oscilações na frequência podem ser observadas em equipamentos eletromecânicos, tais como um motor desenvolvido para operar em frequência de 50Hz, à medida que se altera a frequência haverá alteração na velocidade rotacional do motor.[18]

O comportamento da frequência da rede em uso normal é relacionado com a oferta e demanda de potência injetada no sistema e caso a oferta seja igual a demanda, como consequência, a frequência permanecerá constante. A partir do momento em que haja a perda de uma unidade geradora e mantendo-se a demanda constante, ocorrerá queda na frequência, porém a demanda será distribuída entre as outras unidades geradoras. Neste momento, a energia rotacional armazenada no sistema irá atuar temporariamente de forma a redistribuir a carga entre as outras unidades geradoras e assim estabilizar e recuperar-se da oscilação de frequência.[17]

A unidade de medida da constante de inércia (H) é dada em segundos [s], pode ser interpretada como o período no qual a energia armazenada devido a rotação das partes móveis de um gerador consegue suportar uma carga igual a potência aparente nominal do gerador.[19] É possível mensurar a inércia de uma máquina simples com base na equação (2.8) [10] [3] proveniente da energia acumulada da energia cinética rotacional de um gerador

(2.7). No caso de ser necessário calcular a constante de inércia de um sistema formado por um grupo de geradores pode-se obter através da equação (2.1).

$$E_{kinetic} = \frac{1}{2} J \omega^2 \quad (2.7)$$

De acordo com o autor em [3] valores usuais de constante de inércia para máquinas hidráulicas estão na faixa de 2 a 4 segundos, no caso de unidades térmicas de 2 polos e rotação de 3.600 rpm está na faixa de 2.5 a 6 segundos e no caso de unidades térmicas de 4 polos com rotação de 1.800 rpm está na faixa de 4 a 10 segundos [MW.s/MVA].

$$H = \frac{1}{2} \frac{J \omega_n^2}{S_n} \quad (2.8)$$

Sendo:

$J$  = Momento de inércia [kg m<sup>2</sup>]

$\omega_n$  = Velocidade angular nominal do rotor [rad/s]

$S_n$  = Potência aparente nominal do gerador [VA]

Se tratando de inércia rotacional de um gerador, é possível apresentar os dados fornecidos pela companhia responsável por transmitir energia elétrica em alta tensão na Finlândia que permite calcular e apresentar em tempo real a quantidade de inércia rotacional que está presente no sistema em um determinado momento de operação da rede. Tal pesquisa se dá através de dados abertos e estão disponíveis para acesso através do website da FINGRID.[20]

De acordo com FINGRID, em períodos de alta inércia rotacional é possível verificar baixos desvios de frequência e conseguem estimar a energia cinética do sistema de potência nórdico, composto por Finlândia, Suécia, Noruega e Dinamarca, através de telemetria obtida em tempo real de cada um dos geradores em operação. Pode-se observar na Figura 2.5 que durante o mês de junho/2022 a inércia do sistema permaneceu entre 149 e 201 GWs. Destaca-se que o ponto máximo de inércia foi atingido no momento em que há a maior demanda de energia 9.019 MW no dia 29/06. [20]

Além disso, FINGRID também afirma que ocorrem situações de decaimento de inércia do sistema quando grandes quantidades de energia em corrente contínua são importadas de países nórdicos.

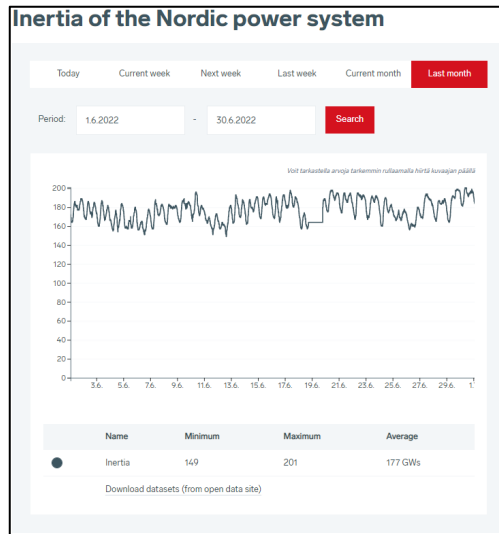


Figura 2.5 FINGRID Inércia do Sistema de Potência Nórdico. [20]

A partir da Figura 2.6 é possível apresentar um interessante exemplo relacionado a queda abrupta de geração no dia 24/04/22 – 10h AM e consequentemente a queda na inércia do sistema atingindo o nível mínimo no período em observação. Através do sistema de dados abertos da FINGRID, pôde-se extrair os dados de frequência da rede e observar que alcançou o nível mínimo de 49,66139 Hz as 10:30:0730h AM. [20]

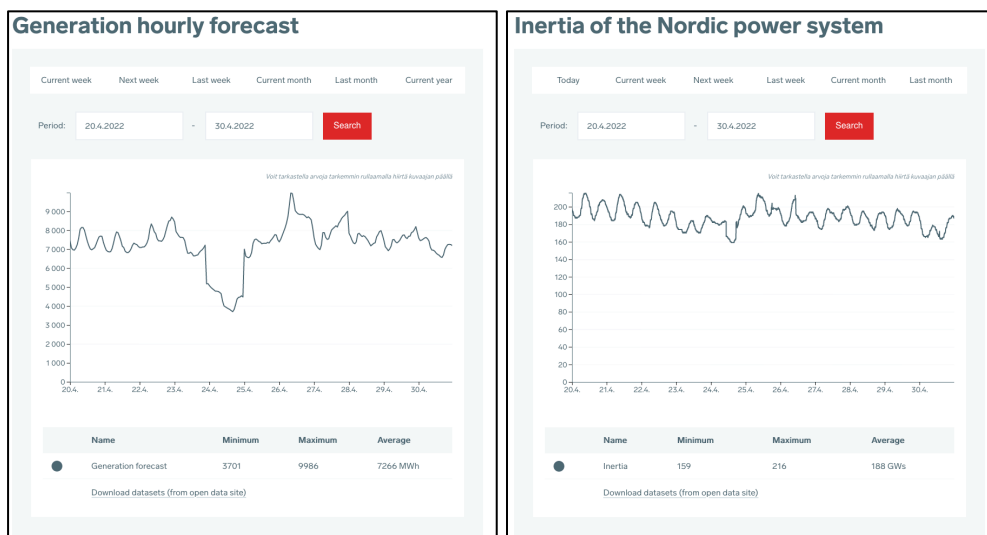


Figura 2.6 Geração de energia horária e Inércia do Sistema nórdico. [20]

### 2.2.1. Gerador Síncrono (Equação de Newton, máquina de N polos e frequência elétrica)

Dentre as diversas funções que as máquinas síncronas exercem no sistema elétrico de potência, uma das mais importantes é manter a sincronia do sistema em se tratando de geradores síncronos. Ao conectar múltiplos geradores síncronos em uma mesma rede em paralelo, cria-se uma maior robustez no fornecimento frente as variações de carga, perturbações ou problemas técnicos que possam vir a ocorrer. Ou seja, a partir do momento que um novo gerador síncrono é conectado em uma rede de grande porte que já possui diversos outros geradores síncronos conectados em paralelo, a sua tensão e frequência de funcionamento serão estabelecidas pela rede. [17]

Um gerador síncrono possui como características construtivas, um rotor ferromagnético com excitação a partir de ímãs permanentes ou eletroímã que irá fornecer um campo magnético constante. A parte imóvel e externa ao rotor se chama estator.

Os modelos matemáticos descritos a seguir auxiliam na correta abordagem do assunto proposto. A frequência elétrica da tensão gerada em uma máquina síncrona é dada pela equação (2.9) [18].

$$f_e = \left(\frac{\text{polos}}{2}\right) * \frac{n}{60} \quad (2.9)$$

Na qual “polos” é o número de polos do gerador, “n” é a velocidade mecânica em rotações por minuto e 60 é o divisor para tornar a velocidade em rotações por segundo. Para alcançar a frequência angular elétrica do rotor em radianos por segundo, segue-se a mesma estrutura conforme (2.10) na qual  $\omega_m$  é a velocidade mecânica do eixo do rotor em radianos por segundo. [18]

$$\omega_e = \left(\frac{\text{polos}}{2}\right) * \omega_m \quad (2.10)$$

De forma simplificada, outro conceito muito importante em geradores síncronos é o de FMM - Força Magneto motriz que atua em um circuito magnético.

Para a produção de conjugado deve-se analisar com mais afinco apenas o fluxo mútuo, pois o fluxo de dispersão faz parte das componentes que não atravessam o entreferro

e afetam o desempenho da máquina devido a tensão induzida em seus respectivos enrolamentos.[18]

Para expressar o conjugado de uma máquina de entreferro uniforme em termos de seus campos magnéticos, pode-se verificar na equação (2.11) que o conjugado leva em consideração o número de polos e é proporcional ao  $\Phi_{sr}$ - Fluxo Resultante por Polo produzido pelo fluxo mútuo, a amplitude da onda de FMM do rotor e o seno do ângulo elétrico entre seus eixos magnéticos.[18]

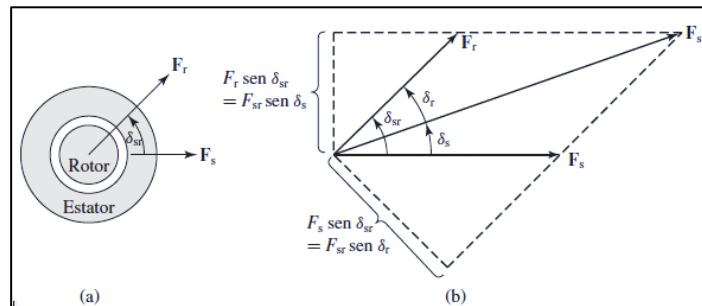


Figura 2.7 Ângulos e Forças Resultantes do estator e rotor. [18]

A partir da interação entre ambas as FMM provenientes do  $F_r$  rotor e do  $F_s$  estator, o conjugado é produzido pela tendência de ambos alinharem mutuamente os seus eixos magnéticos. Além disso, para valores positivos de ângulo de fase elétrica  $\delta_{rs}$  correspondem a conjugados negativos que tendem a desacelerar o rotor o qual exprime a região de operação como gerador. [18]

$$T = -\frac{\pi}{2} \left( \frac{\text{polos}}{2} \right)^2 \Phi_{sr} F_r \text{sen}(\delta_{rs}) \quad (2.11)$$

O conjugado máximo em sincronismo é obtido quando  $\delta_{rs}$  é igual a  $90^\circ$  e caso ultrapasse este valor, a máquina perderá sincronismo, o rotor irá acelerar fazendo com que dispare automaticamente os disjuntores de proteção e a força motriz é desativada para evitar velocidades prejudiciais as características construtivas do equipamento. [18]

Durante variações de carga e alterações nos valores de ângulo de fase elétrica  $\delta_{rs}$ , ocorre o fenômeno do Transitório de Ajustamento, do inglês *Hunting Transient*, na qual a máquina síncrona é dinâmica e procura re-estabelecer as condições de equilíbrio em resposta à variação na velocidade mecânica do rotor e amortecendo a oscilação em torno do novo ângulo de conjugado em regime permanente. [18]

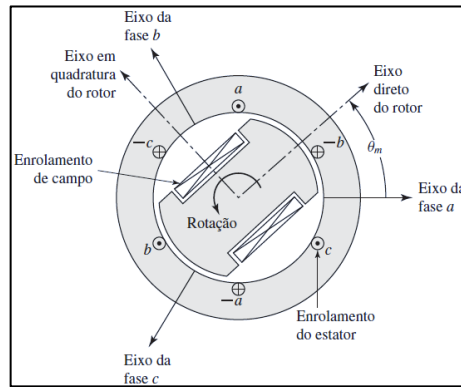


Figura 2.8 Máquina Síncrona Ideal.[18]

Para tal controle de transitório e velocidade da máquina síncrona a equação dinâmica que governa este estado da máquina é baseada na 2ª Lei de Newton para movimentos rotacionais, na qual o somatório dos conjugados externos aplicados no rotor do gerador é igual ao produto do momento de Inércia  $J$  pela aceleração angular  $\dot{\omega}$ . [18], [21].

$$J\dot{\omega} = \sum T_{externo} \rightarrow J \dot{\omega} = T_m - T_e \quad (2.12)$$

Sendo:

$J$  = Momento de inércia. [kg m<sup>2</sup>]

$\dot{\omega}$  = Aceleração Angular [rad/s<sup>2</sup>]

É possível considerar os efeitos do enrolamento de amortecimento na equação (2.12) e pode ser verificado na equação (2.13). [5]

$$J \dot{\omega} = T_m - T_e - T_{am} \quad (2.13)$$

Sendo:

$T_m$  = Conjugado / Torque Mecânico [N m]

$T_e$  = Conjugado / Torque Elétrico [N m]

$T_{am}$  = Conjugado / Torque Amortecimento [N m]

Para facilitar a compreensão, será utilizada a grandeza em potência do que em conjugado pois existe uma relação direta entre a velocidade angular e ao conjugado. Tal

relação direta está evidenciada na equação (2.14) e na sequência é possível obter a equação em (2.15). [21]

$$P = \omega T \quad (2.14)$$

$$J\omega \dot{\omega} = P_{mecânica} - P_{elétrica} - \omega T_{amortecimento} \quad (2.15)$$

Novamente para facilitar a expressão obtida anteriormente, será adicionado o conceito de quantidade de movimento angular, constante de inércia ou momento angular (M). Na qual exprime o quão difícil seria travar o eixo da máquina em rotação. A equação (2.15), em conjunto com (2.16) torna-se a equação diferencial (2.17). [21]

$$M = J\omega \quad (2.16)$$

$$\dot{\omega} = \frac{1}{M} [P_{mecânica} - P_{elétrica} - \omega T_{amortecimento}] \quad (2.17)$$

Além disso, é interessante apresentar a relação do ângulo mecânico do rotor em termos do corresponde ângulo elétrico na qual (p) é o número de par de polos da máquina síncrona. [21]

$$\delta_e = \delta_m p \quad (2.18)$$

A partir das equações apresentadas em (2.14), (2.15) e (2.17) o comportamento mecânico da máquina síncrona pode ser obtido e é denominado como Equação de Swing ou oscilação. Na sequência a Equação de Swing é representada por equações diferenciais e pode ser visualizado em (2.19). [21]

$$\begin{aligned} \dot{\delta}_e &= \omega \\ \dot{\omega} &= \frac{1}{M} [P_{mecânica} - P_{elétrica} - \omega T_{amortecimento}] \end{aligned} \quad (2.19)$$

### 2.2.2. DFIM – Máquina de indução duplamente induzida

Uma peça importante utilizada nas FERs são as DFIM, Máquina de Indução Duplamente Induzida, do inglês *Doubly Fed Induction Machine*. Tais máquinas possuem como característica o estator ser alimentado diretamente pela energia trifásica da rede. Em adição, o rotor também é alimentado por uma rede de energia trifásica com amplitude e

frequência diferentes de modo a atingir diferentes pontos de operação em velocidade e torque. Tal diferença em amplitude e frequência entre rotor e estator, podem ser atingidas por meio de conversores de potência e que na sequência são conectados do quadro de distribuição ao rotor da máquina.[11]

É possível visualizar o esquemático geral contendo as conexões de uma DFIM padrão na Figura 2.9 na qual o estator é alimentado por uma fonte de energia trifásica e o rotor é alimentado diretamente por conversores eletrônicos de potência.

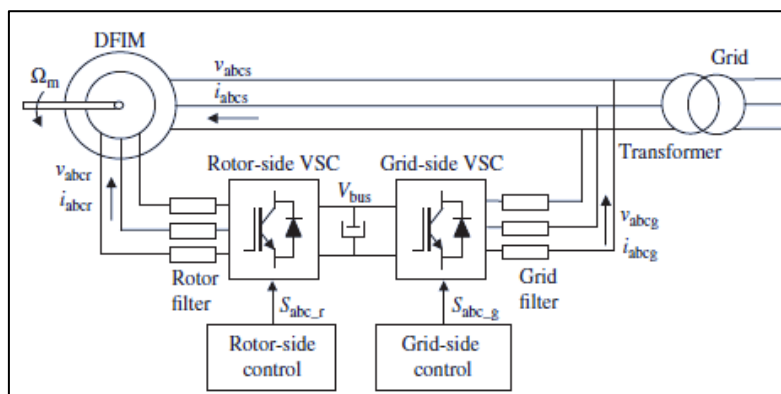


Figura 2.9 Fornecimento e conexões elétricas de uma DFIM.[11]

Em uma DFIM o rotor e o estator podem trabalhar com velocidades angulares diferentes entre si, neste momento é oportuno apresentar a relação de velocidade angular e as demais equações clássicas que compõem uma DFIM.

A relação entre a velocidade angular do estator ( $\omega_s$ ), do rotor ( $\omega_r$ ) e a velocidade elétrica do rotor ( $\omega_e$ ) é dada conforme a equação (2.20), sendo todas em [rad/s].[11]

$$\omega_s = \omega_r + \omega_e \tag{2.20}$$

A interação entre as diferentes velocidades de estator e rotor, provocam o fenômeno chamado de escorregamento ( $s$ ), do inglês *Slip*, na qual baseia-se na diferença entre a velocidade síncrona e a do rotor. [11]

$$s = \frac{\omega_s - \omega_e}{\omega_s} = \frac{\omega_r}{\omega_s} \tag{2.21}$$

Devido o estator estar conectado a frequência da rede, a velocidade ( $\omega_s$ ) é constante e também é chamada de velocidade síncrona. Entretanto, a velocidade do rotor ( $\omega_r$ ) é dependente da velocidade angular elétrica ( $\omega_e$ ) proveniente da frequência de tensão e

corrente dos conversores eletrônicos de potência que estão conectados ao rotor. Desta forma, é possível estabelecer três modos de operação e estão descritos na sequência.[11]

O modo de operação subsíncrono ocorre quando a velocidade angular elétrica proveniente dos conversores eletrônicos é menor que a velocidade síncrona do estator, em consequência deste fato, a velocidade angular do rotor e o escorregamento possuem valores diferentes de zero. [11]

O modo de operação hipersíncrono ocorre quando a velocidade angular elétrica proveniente dos conversores eletrônicos é maior que a velocidade síncrona do estator, em consequência deste fato, a velocidade angular do rotor e o escorregamento possuem valores menores que zero. [11]

O modo de operação síncrono ocorre quando a velocidade angular elétrica proveniente dos conversores eletrônicos de potência é igual a velocidade síncrona do estator, desta forma, o escorregamento é nulo pois não há diferença entre a velocidade do rotor e estator. [11]

Uma DFIM possui em sua programação diversos elementos de controle para manter todos os equipamentos eletromecânicos em total operação. Desta forma, diversos elementos internos e externos irão contribuir para que os requisitos de controle sejam atingidos. Tais controles podem ser visualizados de modo mais genérico e simplificado na Figura 2.10.

Para o caso de um aerogerador genérico, a rede de energia está conectada diretamente ao enrolamento de estator de uma DFIM. O rotor está conectado através de um quadro de distribuição e elementos de eletrônica de potência à rede de energia. Existem segmentos de controle vetorial de modo a realizar a estratégia de transmissão de energia gerada pelo rotor e também controlar a tensão DC proveniente do circuito conversor *back-to-back* ou circuito AC-DC-AC. O sistema de *crowbar* é responsável por dissipar a energia proveniente do rotor em momentos de sobretensão sem que haja prejuízos aos componentes de eletrônica de potência. O sistema de controle de potência reativa é necessário devido o sistema de suporte da rede operada pelo operador da rede nacional irá realizar o controle de energia reativa conforme necessidade. No bloco chamado “*Wind Turbine Control*” serão realizadas operações que virão a partir de comandos do operador da rede e serão interpretadas pelo aerogerador através de comandos no sistema de *pitch* e torque eletromagnético.[11]

Uma das operações mais importantes e que faz parte do estudo deste trabalho é o de inércia sintética e rotacional do aerogerador de forma a contribuir para o controle de frequência da rede. Conforme o comando e necessidade do operador da rede, as características de tensão, corrente e frequência da rede será necessário alterar automaticamente os parâmetros de *pitch* ou torque eletromagnético de modo a contribuir para o controle da geração de energia além de possuir interação com o controle de frequência. Tais parâmetros podem ser aumentar o ângulo de incidência das pás para uma melhor captação de vento e em consequência uma maior geração de energia ou também poderá ser variar o Torque eletromagnético sendo enviado para o rotor e desta forma limitando a quantidade de energia a gerar. [11]

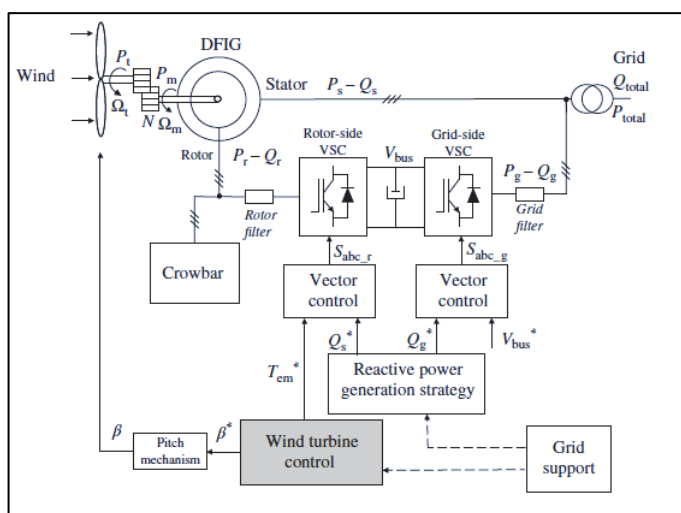


Figura 2.10 Controle genérico de um aerogerador com DFIM. [11]

### 2.3.Requisitos da rede e indicadores de performance de frequência

Para que um aerogerador, usina solar fotovoltaica, hidroelétricas, usinas nucleares e tantos outros tipos de energias renováveis e não renováveis possam transmitir a energia gerada através da rede interconectada, cada um dos geradores devem seguir protocolos, requisitos e procedimentos para estarem conectados a rede. Tais requisitos são definidos por leis de cada país, tratados internacionais de exportação e importação de energia.

Neste sentido, a NP – Norma Portuguesa em tradução para o idioma português a partir da EN – Norma Europeia 50160:2001 titulada por Características da tensão fornecida

pelas redes de distribuição pública de energia elétrica apresenta a informação de que a frequência nominal deve ser igual a 50Hz e em condições normais de operação deve seguir conforme os valores médios mensurados em intervalos de 10 segundos. Para redes com ligação síncronas e interligadas a frequência deverá permanecer em 50Hz com  $\pm 1\%$  de variação durante 99,5% do tempo e 50Hz com  $-6\%$  a  $+4\%$  durante 100% do tempo. [22]

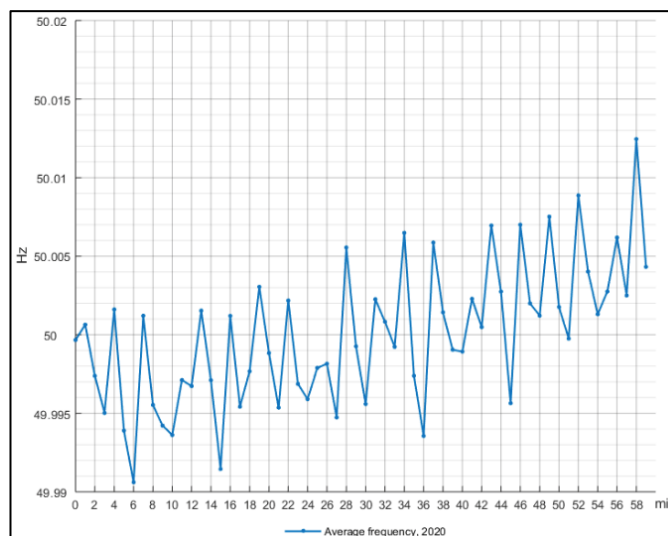
Nas subsecções seguintes serão apresentados os diferentes indicadores típicos com exemplos retirados de um estudo da FINGRID relativos a 2020. [23]

### 2.3.1. Frequência Média

É considerado um dos indicadores mais comuns para expressar um valor médio de frequência em um determinado período de tempo, como por exemplo semanas, dias e minutos de resolução. É calculado com base no somatório de valores de frequência ( $f_i$ ) e o número de amostras ( $n$ ) deste período.

$$\bar{f} = \frac{\sum_i^n f_i}{n} \quad (2.22)$$

Na Figura 2.11 pode-se verificar o valor médio da frequência para cada minuto no intervalo de 1 hora. A resolução das amostras são de 0,1 segundo.



**Figura 2.11** Frequência média para cada minuto no intervalo de 1 hora. [23]

### 2.3.2. Desvio Padrão

Este indicador expressa o grau de dispersão de um conjunto de dados e proporciona a análise para saber o quão uniforme é o conjunto de dados. Quanto mais próximo de zero for o valor obtido de desvio padrão, mais homogêneos serão os dados. O cálculo é realizado com base no somatório de valores de frequência ( $f_i$ ), a média de frequência ( $\bar{f}$ ) e o número de amostras ( $n$ ).

$$\sigma = \sqrt{\frac{\sum_i^n (f_i - \bar{f})^2}{n}} \tag{2.23}$$

Na Figura 2.12 pode-se obter *insights* significativos como maiores valores de desvio padrão próximo ao meio-dia, valores constantes durante a noite e mínimo em um horário da manhã.

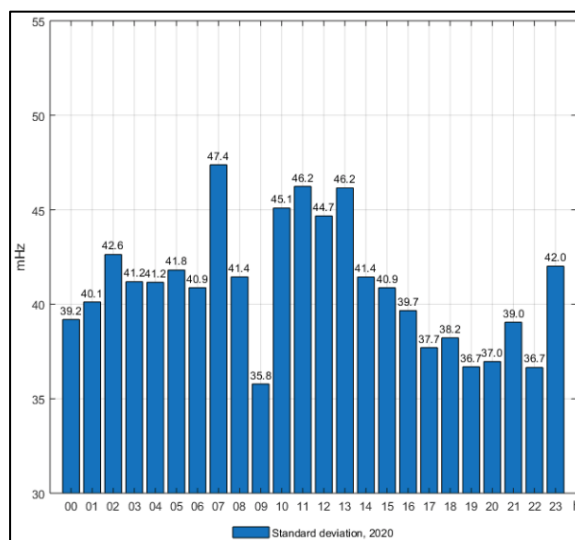


Figura 2.12 Desvio padrão resolução horária. [23]

### 2.3.3. Área da Frequência

A área da frequência proporciona visualizar e mensurar o quanto a frequência permaneceu diferente da frequência nominal de 50Hz em um determinado período de tempo. Parte-se do princípio de cálculo de integrais, na qual calcula-se a área sob uma curva da onda

no semieixo positivo e negativo. O cálculo da equação (2.24) é realizado com base em uma resolução de 0,1 segundo.

$$AF = \frac{\sum_i^n |f_i - 50.0 \text{ Hz}|}{n * 0.1 \text{ Hz}} \tag{2.24}$$

Na Figura 2.13 é possível visualizar o conceito de soma de área no semieixo positivo e negativo e sua correspondência com o gráfico a direita na qual mensura o quão a frequência esteve diferente do valor padrão de 50Hz. Percentuais maiores indicam que a frequência permaneceu durante grandes períodos de tempo fora do valor padrão.

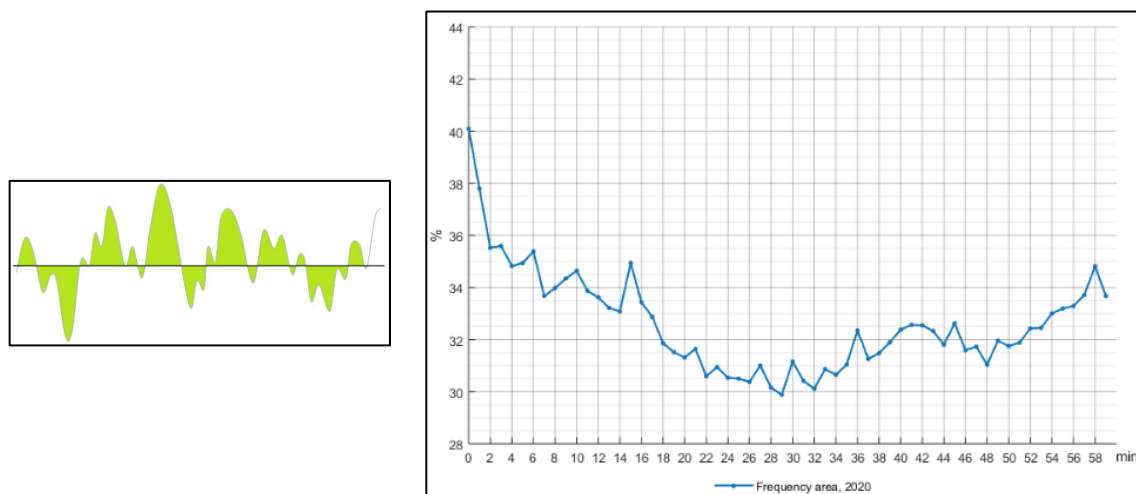


Figura 2.13 Esq. conceito de Área da Frequência e a dir. aplicação resolução minutos. [23]

### 2.3.4. Percentil

O percentil é uma métrica estatística utilizada para avaliar a posição relativa dos dados e representa cada uma das partes de 100 partes iguais de um conjunto. Para alcançar esta métrica, os dados são primeiramente postos em ordem crescente. O 1º e o 3º quartil são também chamados de percentil 25 e 75, respetivamente, e a mediana é o percentil 50. Por exemplo, o 1º percentil é o menor valor de frequência encontrado na lista ordenada de valores das amostras analisadas.

Na Figura 2.14 é possível verificar um aumento da frequência a partir da meia-noite e um decaimento da frequência próximo das 01 AM.

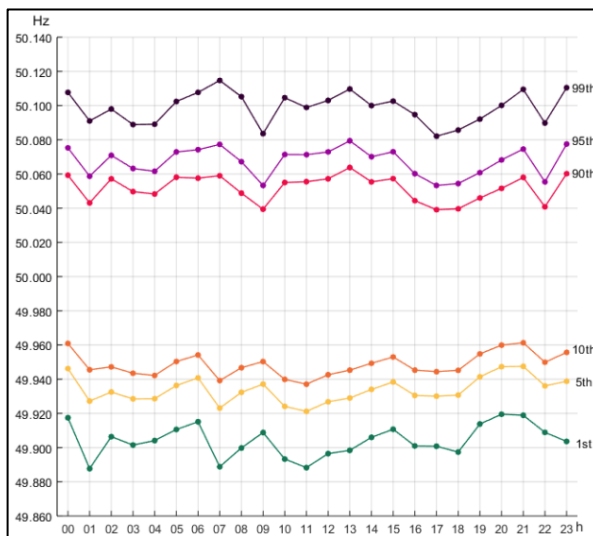


Figura 2.14 Percentil de frequência da rede em resolução horária. [23]

### 2.3.5. Tempo fora de limites

Esta métrica é utilizada para visualizar o tempo acumulado em minutos do comportamento da frequência fora dos parâmetros operação em 49.9 - 50.1Hz. De acordo com as regras impostas por cada sistema, é possível comparar as maiores diferenças e variações conforme os meses, dias da semana, faixas horárias, períodos do dia, além de verificar resultados de melhorias relacionadas a instalação de novos equipamentos. [23]

Na Figura 2.15 é possível visualizar que durante o período de 2015 a 2020, em resolução de minutos, em média houve uma maior quantidade de eventos em que a frequência ficou mais distante da frequência padrão no período inicial das horas que compreende entre 0 e 20 minutos. A frequência tende a permanecer próximo da frequência nominal entre 20 e 40 minutos e posteriormente há novamente em média um pequeno incremento de eventos fora da frequência padrão. Além disso, pode-se verificar que houve melhorias para o ano de 2020, pois apresenta menores médias de valores em relação aos anos anteriores.

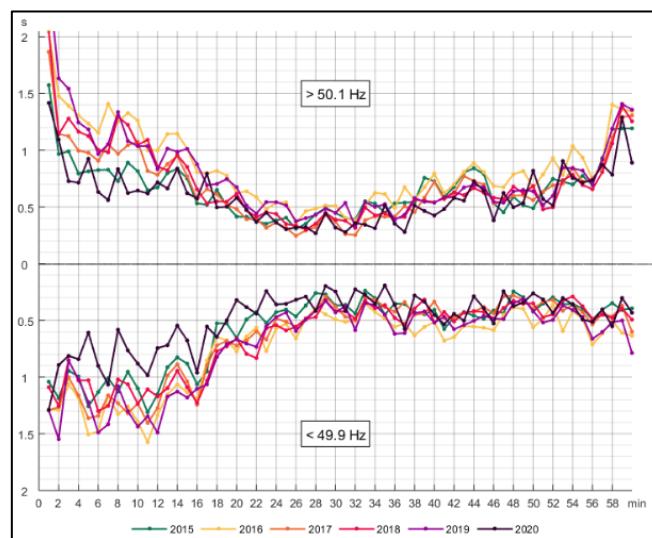


Figura 2.15 Total de segundos em escala horária fora da frequência padrão. [23]

## 2.4. Estado da Arte relativo à síntese de inércia rotacional

Diante da crescente adição de novas FER baseadas em inversores de potência, se faz necessário estudos mais aprofundados em técnicas e dinâmicas avançadas de controle que possam simular e imitar a resposta inercial dos geradores rotativos tradicionais. Desta forma, as tecnologias estado da arte referente a inércia sintética em termos de controladores e autores que abordaram o assunto proposto nesta dissertação serão apresentadas nesta seção.

O controle automático de geração – AGC é a designação dada a atuação do conjunto de sistemas de controlo primário, controlo suplementar e controlo emergencial que trabalham em conjunto de forma a manter a frequência do sistema elétrico de potência. [24] Este assunto foi abordado por diversos autores ao longo das últimas décadas, possui uma literatura volumosa e novas propostas relacionadas a sistemas inteligentes tais como redes neurais para manter a frequência aos níveis nominais estão em curso. Exemplos de estudos relacionados a atuação de AGC para conter eventos de variações de carga em conjunto com diferentes recursos energéticos em redes de potência de área única ou multiáreas tem sido abordado por Kundur, P [19] e Saadat H [25] de forma que cada sistema possa ser controlado a partir de pulsos enviados pelo algoritmo regulatório e económico. Além disso, pode-se destacar a atuação do sinal integrativo de forma a retornar com a velocidade e a frequência para os valores nominais após variações de carga aplicadas ao sistema.

A investigação em torno dos sistemas AGC têm diversas vertentes de trabalho. Por exemplo, Du et al. [26] focaram a interligação de AGC com sistemas HVDC - Alta Tensão em Corrente Contínua em sistemas multi áreas, em conjunto com sistemas em corrente alternada e obtiveram resultados promissores em termos de fornecer estabilidade de frequência e rápida inserção de potência em situações de emergência.

A inércia proveniente de aerogeradores foi abordada por Gonzalez-Longatt [27] em termos de inércia “escondida” e brevemente sobre capacidade de reserva de energia através do controle de Pitch. Gonzalez-Longatt explica que é possível extrair potência elétrica, por meio do sistema de controladores, durante o período inicial de um evento de sub-frequência a partir da massa girante do rotor de uma turbina eólica. N. Miller [28], [29], em artigo publicado em conjunto com a General Electric divisão *Energy*, ele menciona a designação comercial de inércia virtual aplicada em aerogeradores chamada de GE WindINERTIA™ na qual sua atuação ocorre apenas em grandes eventos de sub-frequência. Este sistema está implementado individualmente no sistema de controlo do aerogerador e atua no acréscimo de 5% a 10% da potência nominal da turbina apenas quando é necessário para suprir os eventos de frequência. Além disso, N. Miller também menciona a designação comercial GE WindCONTROL™ que realiza o controle de potência ativa e proporciona uma resposta similar a resposta do governador dos geradores térmicos e hidrelétricos. O sinal é coordenado e distribuído através do SCADA – Supervisão e Aquisição de Dados, do inglês Supervisory Control and Data Acquisition, para cada aerogerador, permitindo a gestão individual de forma a aumentar ou diminuir a potência e obter a resposta de toda a frota em casos de eventos de sub-frequência ou hiper-frequência, respetivamente..

A inércia sintética proveniente de um sistema híbrido, representado por FERs em conjunto com armazenamento de energia através de baterias, somado a um sistema de roda livre é abordado em por Dong-Jing Lee e Li Wang [30]. Estes autores abordam situações de incremento repentino de carga na rede e a contribuição da energia proveniente de baterias em um curto período de tempo para o rápido retorno da frequência da rede.

Kerdphol [3] aborda a inércia virtual a nível de controladores em conjunto com sistemas de armazenamento de energia com o objetivo de melhorar a velocidade de injeção de energia na rede em relação aos conversores das FERs e utiliza tais conceitos para resolver problemas relacionados com desvio de frequência. O autor descreve conceitos de que atuação dos conversores eletrônicos das FERs presentes nos sistemas de potência modernos

podem trazer possíveis agravamentos na RoCoF devido a demora na atuação. Desta forma, é possível utilizar como a primeira resposta inercial um controle de inércia virtual através de baterias de forma que o algoritmo de controle injete potência ativa e reativa na rede através de baterias e desta forma reduza os níveis de RoCoF e frequência Nadir. Na mesma linha, E. Rakhshani [31] apresenta um estudo relacionado a simulação de uma rede a partir de uma técnica de controle derivativa para uma rápida injeção de potência na rede por meio de baterias.

As subsecções seguintes procuram detalhar alguns tipos de sistemas de controlo desenvolvidos especificamente para o controlo de inércia sintética.

#### **2.4.1. Controlo de inércia sintética baseado em Lógica Fuzzy**

O controle por lógica Fuzzy pode ser considerado como uma solução técnica de rápida implementação devido a sua alta confiabilidade em modelagem não linear e rápido processamento de informação. Este controlador baseado em lógica Fuzzy possui como característica principal auto adaptar a constante de inércia  $K_{VI}$ , emular diferentes quantias de inércia conforme os diferentes níveis de FER que estão a injetar potência na rede e analisa juntamente com o desvio de frequência  $\Delta f$ . [3], [32]

Este tipo de controlador é utilizado devido a facilidade em relacionar a não linearidade entre múltiplas entradas e saída e não necessita de modelos matemáticos complexos como os controladores proporcional, integral e derivativo. A não linearidade é compensada conforme as diversas funções membro baseadas na regra “se-então” e recebem regras criadas manualmente baseadas em variáveis linguísticas. [3] Uma aplicação prática da lógica difusa pode ser exemplificada em como mensurar e classificar idades, do tipo jovem ou velho, ou tamanhos como grande ou pequeno. [33]

Possui como vantagens ser um controlador robusto e apresenta uma resposta adaptável ao sistema, entretanto possui como desvantagens ter uma otimização manual e ser limitado as regras difusas previamente criadas. [32]

Serão realizadas simulações com o controlador difuso na seção 3.3 e a forma como este controlador é integrado ao *loop* de inércia virtual da Figura 3.1 pode ser visualizado adiante na Figura 3.3.

### 2.4.2. Sistema com controlador H infinito

O controlador  $H_\infty$ , também conhecido por controlador robusto, possui como característica ser uma tecnologia estática, devido ser necessário modelar a rede em espaço de estados e o controlador será específico para a rede a qual foi calculado, ao invés de adaptativa a diversas situações como por exemplo a lógica difusa. Este controlador é especialmente desenvolvido para operar assumindo que as variáveis são incertas, mas possuem um limite conhecido. [3]

Para realizar os cálculos referentes ao controlador robusto, é necessária uma representação completa da rede em espaço de estados e pode ser utilizado o mesmo modelo desta dissertação. As FERs são alocadas a sinais de distúrbio. A inércia e o amortecimento do sistema são alocados como parâmetros incertos.[3]

Possui como vantagens ser um controlador robusto e possui boa estabilização de resposta a *overshoots* de frequência, entretanto possui complexa modelagem matemática, convergência limitada e não proporciona resultados satisfatórios em distúrbios do cotidiano. [32]

A estrutura do controlador robusto,  $K(s)$ , pode ser visualizada na Figura 2.16.

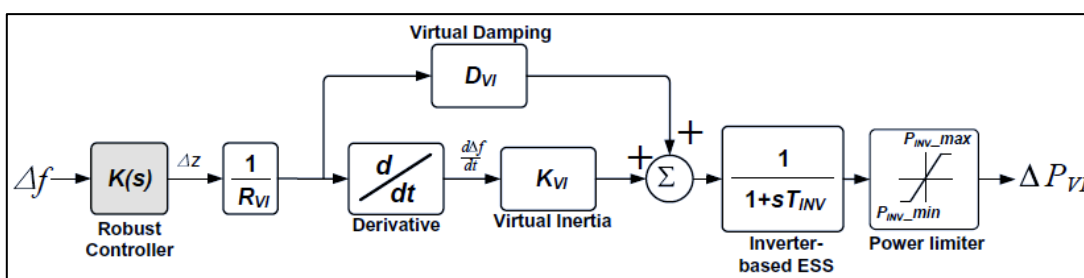
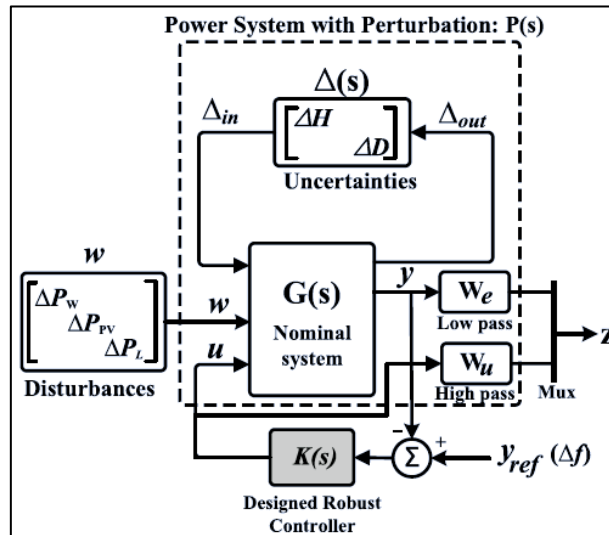


Figura 2.16 Controlador Robusto para inércia virtual.[3]

O modelo em espaço de estados pode ser verificado nas equações (3.10) a (3.18). Os sinais de controle de saída  $x$ , sinal de distúrbio  $w$ , sinal de controle de entrada  $u$  podem ser visualizados na Figura 2.17.


 Figura 2.17 Sistema malha fechada Controlador  $H_\infty$ . [3]

A necessidade de se utilizar o filtro passa baixo  $W_e$  é devido não ser necessário rastrear sinais em frequências muito altas para um sistema de potência, pois afeta o erro de modelagem devido a incerteza do modelo aumentar em conjunto com o aumento da frequência no gráfico de Bode, a estabilidade de frequência e o controle de saída  $y$ .  $W_u$  possui a característica de filtro passa alta e determina o peso do sinal de controle de entrada  $u$ . [3], [34] Valores ótimos para  $W_e, W_u$  podem ser obtidos em maiores detalhes a partir de [35] e são calculados especificamente para cada rede em estudo.  $G(s)$  é o *nominal system* que corresponde ao conjunto de geradores tradicionais inseridos na rede sem as suas características de Inércia - H e Amortecimento - D,  $P(s)$  é o *Power System* que corresponde a rede considerando todas as incertezas dinâmicas. De forma a lidar com o nível de incertezas e distúrbios presentes numa rede em estudo, o controlador deverá obter valores satisfatórios de estabilidade e performance que podem ser obtidos através da inequação (2.25), na qual garantirá estabilidade e performance em todas as frequências do gráfico de Bode. [34]

$$\left\| \begin{array}{l} W_e(I + GK)^{-1} \\ W_u K(I + GK)^{-1} \end{array} \right\|_\infty < 1 \quad (2.25)$$

O controlador robusto possui estrutura pertencente a sétima ordem, conforme equação (2.26) e seus coeficientes são obtidos através da análise de plotagem do gráfico de Bode. Entretanto, através da técnica de Hankel pode ser reduzida a ordem e desta forma simplificar sem prejuízos de performance.[3], [34]

$$K(s) = \frac{b_6s^6 + b_5s^5 + \dots + b_1s + b_0}{s^7 + a_6s^6 + \dots + a_1s + a_0} \quad (2.26)$$

### 2.4.3. Método de Diagrama de Coeficiente - CDM

O CDM - Método de Diagrama de Coeficiente é um dos métodos de controle que utiliza polinômios e justifica a utilização deste nome devido a obtenção de coeficientes do polinômio característico, na qual o numerador corresponde a sensibilidade e a sensibilidade complementar em escala logarítmica, e o denominador corresponde a ordem dos coeficientes.[36]

Assim como apresentado na Figura 2.16, o controlador CDM será aplicado exatamente na mesma posição do bloco escrito como “ $K(s)$  Robust Controller” e desta forma não possui nenhuma adaptação adicional ao conjunto de blocos pertencentes a inércia virtual.

O CDM possui a estrutura padrão de entrada única e saída única e pode ser expandido para múltiplas entradas e múltiplas saídas com as devidas modificações.[36] O diagrama de blocos padrão pode ser visualizado na Figura 2.18. Sendo  $N(s)$  o polinômio do numerador e  $D(s)$  o polinômio do denominador da função transferência da planta  $G(s)$  da equação (2.27).

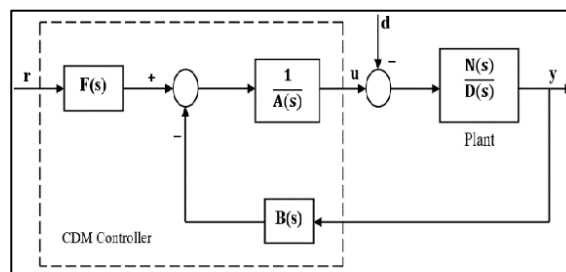


Figura 2.18 Diagrama de Blocos Controlador CDM. [37]

Maiores detalhes podem ser obtidos em [36], [37], entretanto na sequência serão apresentados os pontos principais e equações necessárias para desenvolver o dimensionamento do controlador CDM.

$$G(s) = \frac{N(s)}{D(s)} = \frac{a_m s^m + a_{m-1} s^{m-1} + \dots + a_1 s + a_0}{b_n s^n + b_{n-1} s^{n-1} + \dots + b_1 s + b_0} \quad (2.27)$$

O polinômio característico do CDM possui a estrutura da equação (2.28).

$$P(s) = a_n s^n + \dots + a_1 s + a_0 = A(s)D(s) + B(s)N(s) = \sum_{i=0}^n a_i s^i, a_i > 0 \quad (2.28)$$

Na sequência para o bloco do controlador,  $A(s)$  é o denominador da função transferência,  $F(s)$  é o polinômio de referência do numerador e  $B(s)$  é o polinômio de feedback do numerador. Na qual  $l_i$  e  $k_i$  são parâmetros do controlador CDM. [36], [37]

$$A(s) = \sum_{i=0}^P l_i s^i, \quad B(s) = \sum_{i=0}^q k_i s^i \quad (2.29)$$

O sinal de saída  $y$  descrito na equação (2.30), contém o sinal de referência de entrada  $r$ , o sinal de distúrbio externo  $d$ , o sinal do controlador  $u$  e o sinal de saída  $y$  do sistema de controle do CDM. [36], [37]

$$y = \frac{N(s)F(s)}{P(s)} r + \frac{A(s)N(s)}{P(s)} d \quad (2.30)$$

A constante  $\tau$  fornece a velocidade de resposta do *loop* fechado, a constante  $\gamma_i$  fornece os índices de estabilidade e o formato da resposta no tempo, e a constante  $\gamma_i^*$  fornece os limites de estabilidade. [36], [37]

$$\gamma_i = \frac{a_i^2}{(a_{i+1})(a_{i-1})}, \quad i \in [1, n-1], \quad \gamma_0 = \gamma_n = \infty \quad (2.31)$$

$$\tau = \frac{a_1}{a_0} \quad (2.32)$$

$$\gamma_i^* = \frac{1}{\gamma_{i-1}} + \frac{1}{\gamma_{i+1}}, \quad i \in [1, n-1] \quad (2.33)$$

A equação que fornece o polinômio característico do CDM juntamente com as constantes de velocidade de resposta  $\tau$ , o índice de estabilidade  $\gamma_i$  e a constante  $a_0$  pode ser verificado em (2.34)

$$P(s) = P_{target}^{(s)} = a_0 \left[ \left\{ \sum_{i=2}^n \left( \prod_{j=1}^{i-1} \frac{1}{\gamma_{(i-j)}^{(j)}} \right) (\tau s)^i \right\} + \tau s + 1 \right] \quad (2.34)$$

Possui como vantagens ter baixa complexidade computacional, alta robustez, entretanto possui como desvantagem ter convergência limitada.[32] O CDM também apresenta superioridade de performance, consegue suportar intensas incertezas e distúrbios mais severos, além de não ser necessário realizar reduções de ordem em comparação ao controlador  $H_\infty$  apresentado na seção 2.4.2. [37]

#### 2.4.4. Sistema de controlo com Redes Neurais Artificiais – ANN

Redes neurais artificiais são redes computacionais que tentam simular as redes formadas por neurônios provenientes do sistema nervoso central de humanos ou de animais. Durante o período de simulação, a rede é formada por neurônios individuais que se interconectam entre si e processam os dados em paralelo. [38]

Os modelos de redes neurais são utilizados fortemente em situações que contenham problemas não lineares e possuem a habilidade de auto aprendizado. Desta forma, poderá aprender conforme os dados históricos de treinamento e se adaptará dinamicamente e com grande flexibilidade ao modelo em que for aplicado. [39]

Uma ANN com múltiplas entradas, múltiplas camadas ocultas intermediárias e apenas uma saída é desenvolvida de forma que as conexões intermediárias possuem um peso agregado aos coeficientes de tal forma que determinam a intensidade da conexão entre neurônios de camadas vizinhas intermediárias.[39]

Na Figura 2.19 é possível observar um exemplo de ANN aplicada a inércia virtual, na qual a camada de entrada contém quatro parâmetros que são fortemente relacionados em prol da inércia virtual, a banda de frequência morta  $f_{dead}$ , o máximo desvio de frequência  $\Delta f_{r\_max}$ , a tensão da conexão em corrente contínua DC  $v_{dc}$  e a capacitância  $C_{dc}$ . A camada intermediária oculta possui a estrutura de três, cinco e dois neurônios, estrutura definida após serem realizados vários testes de performance em treino, validação e teste. A camada de saída contém um neurônio, o qual é o parâmetro de interesse Frequência Nadir  $f_{r\_Nadir}$ . [40]

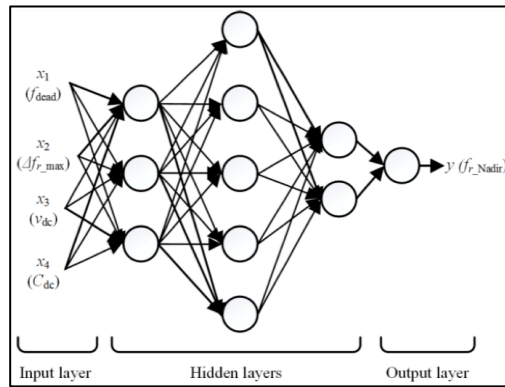


Figura 2.19 ANN com múltiplas entradas, múltiplas camadas ocultas e única saída.[40]

Posteriormente os dados de treino são separados entre teste e validação de forma a verificar a performance de aprendizado da ANN. Funções estatísticas são utilizadas de forma a aferir a performance, sendo a mais comum a regressão linear e o erro quadrático médio, as quais irão apresentar o quão próxima da linha de regressão estão os seus dados. R é interpretado como o percentual de variação do modelo linear, sendo valores próximos de zero indicam nenhuma relação linear entre os dados e valores próximos de um indicam alta linearidade entre os dados.[40]

$$R = \sqrt{1 - \frac{EQM \text{ da linha de regressão}}{EQM \text{ da média dos dados}}} \quad (2.35)$$

Este método possui como vantagens ser bastante adaptável, fornece resultados mais rápidos e com alta precisão, sendo capaz de lidar com altos níveis dimensionais e relações não lineares. Entretanto é necessário dados para treino de maneira a fornecer a etapa de aprendizado de rede neural.[40]

## 3. Desenvolvimento e Metodologia

Neste capítulo será apresentada a metodologia para o estudo e simulação de inércia virtual a partir de técnicas de controle juntamente com baterias e controladores na qual é possível imitar e simular o comportamento de grandes geradores que contêm grande quantidade de energia cinética e inércia rotacional.

### 3.1. Modelo de Resposta Dinâmica em Frequência Área Única

O comportamento inercial dos grandes geradores e a síntese de inércia com sistemas de controlo dos dispositivos podem ser representados através de diagramas de blocos, representando modelos matemáticos. Através destes modelos podem ser testados processos e algoritmos que permitem gerir o seu funcionamento para produzir os resultados desejados. Este trabalho irá aprofundar-se no modelo disponibilizado pelo autor em [3], o qual é chamado de Sistema de Potência em Área Única, do inglês *Single-Area Power System*.

Kerdphol [3] afirma que o modelo simplificado utilizado para representar os geradores, fontes de energias renováveis e carga são suficientemente precisos para o estudo e análise de estabilidade de frequência. O modelo faz parte de uma rede isolada, formada por uma unidade de geração de energia térmica, uma unidade de geração eólica e uma unidade de geração solar fotovoltaica. A inércia do sistema e o amortecimento pelo atrito são modelados através de um bloco que contém o somatório de inércia, correspondente a todas as massas em rotação, e o amortecimento de todo o sistema, e que recebe a informação de variação de potência na entrada e como sinal de saída irá fornecer a variação de frequência. A inércia virtual é produzida a partir de uma bateria de armazenamento de energia ou ESS, do inglês *Energy Storage System*, e um conversor de potência que converte a corrente contínua dos terminais da bateria, em corrente alternada, sendo apresentado com maiores detalhes na seção 3.2 e Figura 3.2.

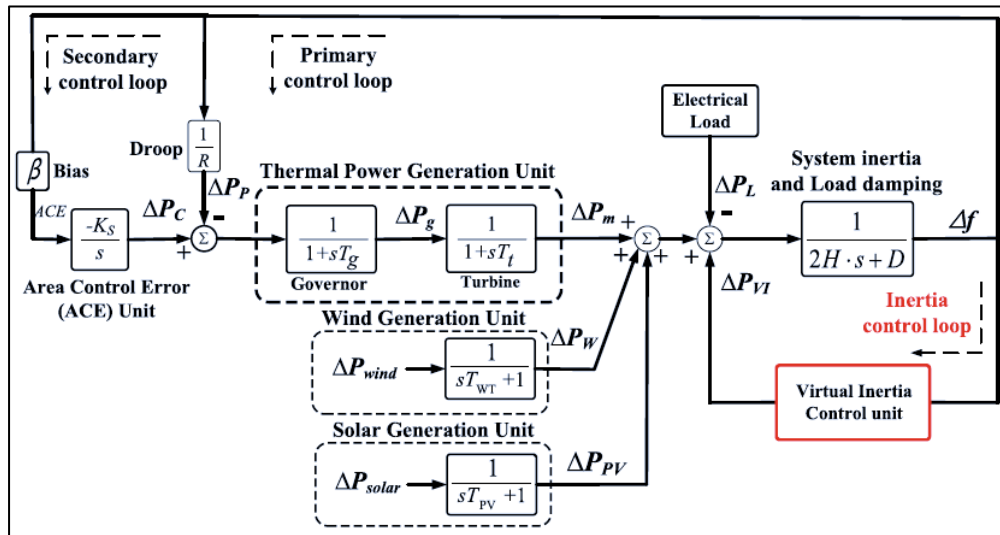


Figura 3.1 Modelo de Resposta Dinâmica em Frequência. [3]

A resposta em frequência do sistema pode ser expressa conforme a equação (3.1), na qual a soma de todas as fontes de energias renováveis e não renováveis, somando-se a carga, multiplicado pela inércia e o amortecimento do sistema irão influenciar na variação de frequência da rede. [3]

$$\Delta f(s) = \frac{1}{2Hs + D} * (\Delta P_m(s) + \Delta P_W(s) + \Delta P_{PV}(s) + \Delta P_{VI}(s) - \Delta P_L(s)) \quad (3.1)$$

O modelo da unidade de geração Térmica representa uma turbina de vapor sem reaquecimento, do inglês *non-reheat steam unit*, sendo formado por dois blocos, um representando o Governador ou sistema de controlo e o outro a Turbina termodinâmica e o gerador. O primeiro possui as características de controle primário, regula automaticamente a velocidade de rotação dentro de limites, controlando a entrega de vapor para geração de energia. O segundo possui as características construtivas da turbina a vapor e do gerador.[3]

O bloco de energia eólica e fotovoltaica possui apenas a entrada de quantidade de geração  $\Delta P_{Wind}$  e  $\Delta P_{solar}$  modelados de forma a incluir um atraso dos seus sistemas de controlo a partir das constantes  $T_{WT}$  e  $T_{PV}$  e posteriormente fará parte do controlador em lógica fuzzy.[3]

Para concretizar o controle de frequência em malha fechada, fazendo-a retornar aos limites impostos, o bloco referente à malha de controle primário implementa o controle de estatismo (*droop*), expresso em [Hz/MW], sendo responsável por minimizar o desvio de

frequência frente a um distúrbio realizado no sistema de potência, mas não conseguindo recuperar a frequência inicial. A malha de controle secundário representada pelo fator de ganho de *Bias*, expresso em [MW/Hz], e por um bloco integrativo chamado de ACE - Erro de Controle de Área, corrige a referência de carga através da variação da velocidade do gerador, recuperando a frequência original. [3]

Cada bloco proveniente da Figura 3.1, pode ser expandido nas equações de (3.2) a (3.6), sendo  $\Delta P_g$  a potência fornecida pelo sistema de geração a vapor,  $\Delta P_C$  é o sinal de controle de erro ACE proveniente do controle de frequência secundário,  $\Delta P_W$  é a potência gerada pela turbina eólica,  $\Delta P_{wind}$  é o sinal de entrada de potência eólica,  $\Delta P_{PV}$  é a potência gerada pelo sistema fotovoltaico,  $\Delta P_{solar}$  é o sinal de entrada de potência solar,  $\Delta P_L$  é o somatório de cargas elétricas aplicadas ao sistema e  $\Delta P_{VI}$  é a contribuição de potência oriunda do sistema de inércia virtual. [3]

$$\Delta P_m(s) = \frac{1}{1 + sT_t} * (\Delta P_g(s)) \quad (3.2)$$

$$\Delta P_g(s) = \frac{1}{1 + sT_g} * \left( \Delta P_C(s) - \frac{1}{R} \Delta f(s) \right) \quad (3.3)$$

$$\Delta P_C(s) = \frac{K_S}{s} * (\beta * \Delta f(s)) \quad (3.4)$$

$$\Delta P_W(s) = \frac{1}{1 + sT_{WT}} * \Delta P_{wind}(s) \quad (3.5)$$

$$\Delta P_{PV}(s) = \frac{1}{1 + sT_{PV}} * \Delta P_{solar}(s) \quad (3.6)$$

O modelo em espaço de estados segue conforme as variáveis de estado apresentadas de (3.7) a (3.9), sendo  $x$  o sinal de controle de saída,  $w$  é o sinal de distúrbio e  $u$  é sinal de controle da entrada e serão aplicadas ao modelo espaço de estados da equação (3.10).

$$x^T = [\Delta f \ \Delta P_m \ \Delta P_g \ \Delta P_C \ \Delta P_{VI} \ \Delta P_W \ \Delta P_{PV}] \quad (3.7)$$

$$w^T = [\Delta P_{wind} \ \Delta P_{solar} \ \Delta P_L] \quad (3.8)$$

$$u^T = \left[ \frac{d\Delta f}{dt} \right] \quad (3.9)$$

$$\dot{x} = Ax + B_1w + B_2u \quad (3.10)$$

Para aplicar no modelo de espaço de estados da equação (3.10), é necessário reescrever as equações (3.2) a (3.6), no formato de equações diferenciais de primeira ordem tal como (3.11) a (3.17).

$$s. \Delta P_m(s) = \frac{\Delta P_g(s)}{T_g} - \frac{\Delta P_m(s)}{T_g} \quad (3.11)$$

$$s. \Delta P_g(s) = -\frac{\Delta f(s)}{R T_g} - \frac{\Delta P_g(s)}{T_g} + \frac{\Delta P_C(s)}{T_g} \quad (3.12)$$

$$s. \Delta P_C(s) = K_S * \beta * \Delta f(s) \quad (3.13)$$

$$s. \Delta P_W(s) = \frac{\Delta P_{wind}(s)}{T_{WT}} - \frac{\Delta P_W(s)}{T_{WT}} \quad (3.14)$$

$$s. \Delta P_{PV}(s) = \frac{\Delta P_{solar}(s)}{T_{PV}} - \frac{\Delta P_{PV}(s)}{T_{PV}} \quad (3.15)$$

$$s. \Delta f(s) = \frac{1}{2H} (\Delta P_m(s) + \Delta P_W(s) + \Delta P_{PV}(s) + \Delta P_{VI}(s) - \Delta P_L(s) - D\Delta f(s)) \quad (3.16)$$

$$s. \Delta P_{VI}(s) = \Delta f(s) \left( \frac{D_{VI}}{R_{VI} T_{INV}} \right) + s. \Delta f(s) \left( \frac{K_{VI}}{R_{VI} T_{INV}} \right) - \left( \frac{\Delta P_{VI}}{T_{INV}} \right) \quad (3.17)$$

Finalmente, ao rearranjar as equações obtém-se (3.18) que corresponde ao sistema de potência em área única no modelo em espaço de estados.

$$\dot{x} = \begin{bmatrix} \frac{-D}{2H} & \frac{1}{2H} & 0 & 0 & \frac{1}{2H} & \frac{1}{2H} & \frac{1}{2H} \\ 0 & -\frac{1}{T_t} & \frac{1}{T_t} & 0 & 0 & 0 & 0 \\ \frac{-1}{R T_g} & 0 & -\frac{1}{T_g} & -\frac{1}{T_g} & 0 & 0 & 0 \\ K_S * \beta & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ \frac{D_{VI}}{R_{VI} T_{INV}} & 0 & 0 & 0 & -\frac{1}{T_{INV}} & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & \frac{-1}{T_{WT}} & \frac{-1}{T_{PV}} \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \end{bmatrix} x + \begin{bmatrix} 0 & 0 & \frac{-1}{2H} \\ 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 \\ \frac{1}{T_{WT}} & \frac{1}{T_{PV}} & 0 \\ 0 & 0 & 0 \end{bmatrix} w + \begin{bmatrix} 0 \\ 0 \\ 0 \\ 0 \\ \frac{K_{VI}}{R_{VI} T_{INV}} \\ 0 \\ 0 \end{bmatrix} u \quad (3.18)$$

### 3.2. Modelo de Inércia Virtual

Em um sistema tradicionalmente composto por máquinas rotativas síncronas, a primeira fonte de resposta inercial, após ocorrer uma variação brusca na frequência, virá das grandes massas rotativas. Entretanto, sistemas de potência modernos baseados em FERs possuem como fonte primária de resposta inercial a atuação de inércia virtual a partir de controladores dos conversores de potência.[3]

O modelo utilizado para simular a resposta gerada pela adição de inércia virtual está representado na Figura 3.2. Possui em sua estrutura a constante  $R_{VI}$  responsável pelo controle *Droop*,  $D_{VI}$  a constante de amortecimento virtual, e  $K_{VI}$  a constante de inércia virtual. A parcela derivativa é responsável por calcular o RoCoF conforme a variação de frequência na entrada do bloco derivativo,  $T_{INV}$  é a constante de tempo do inversor de frequência e o limitador de potência está presente para limitar a quantidade máxima do respectivo sistema de ESS.[3]

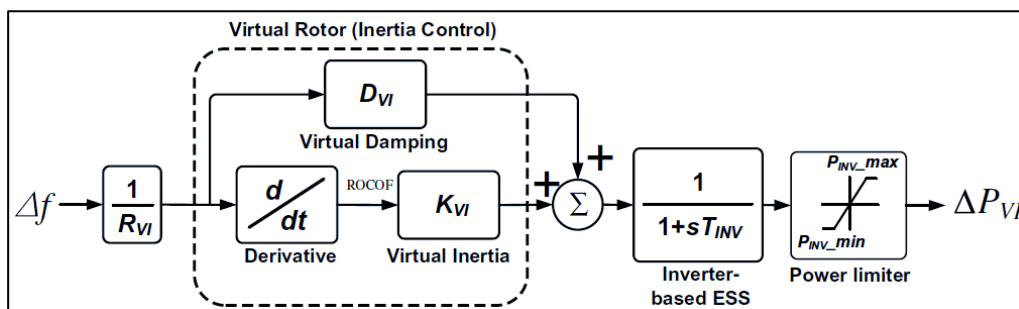


Figura 3.2 Modelo Inércia Virtual. [3]

O termo  $K_{VI}$  é responsável por conter o máximo desvio de frequência em termos de frequência Nadir e Zenith conforme o nível de RoCoF aplicado ao sistema. Além de absorver ou injetar potência de acordo com os valores positivos ou negativos do RoCoF. Desta forma, para acréscimos de  $K_{VI}$  ocorrerá em menores valores de *overshoot* e frequência Nadir, entretanto acarreta maiores períodos de acomodação. [3]

O termo  $D_{VI}$  é responsável por emular o amortecimento causado pelo atrito e pelas perdas de energia num gerador síncrono, além de conter a oscilação de frequência após o distúrbio e melhorar a velocidade de estabilização frente as oscilações do sistema. Desta forma, para acréscimos de  $D_{VI}$  maiores valores de *overshoot* e maior injeção de potência proveniente da inércia virtual serão necessários para conter o maior período de estabilização. [3]

O termo  $T_{INV}$  é responsável por introduzir um fator de atraso de resposta usual e necessário de cada sistema. Cada medida elétrica de sinal, sequência de filtros, canais de comunicação, funcionalidades do ESS e dentre outros fatores, introduzem atrasos que podem provocar em maiores valores de RoCoF ou atrasos na injeção de potência na rede. Desta forma, para acréscimo de  $T_{INV}$  haverá um acréscimo de *overshoot* ou frequência Nadir e de RoCoF, conseqüentemente menor atuação da inércia virtual pois a unidade de geração clássica deverá injetar mais energia. [3]

O termo  $R_{VI}$  é responsável pelo controle *Droop* e por preservar a estabilidade de frequência após a ocorrência do distúrbio, desta forma, para decréscimos de  $R_{VI}$  acarretam menores valores de *overshoot* ou frequência Nadir, entretanto acarretam maiores períodos de estabilização. [3]

A partir do modelo de inércia virtual é possível formular a equação (3.19), referente a quantia de potência que será injetada levando em conta a variação de frequência provocada pela adição ou diminuição dos distúrbios no sistema.

$$\Delta P_{VI}(s) = \frac{sK_{VI} + D_{VI}}{1 + sT_{INV}} \left( \frac{\Delta f(s)}{R_{VI}} \right) \quad (3.19)$$

### 3.3. Aplicação do Controlador Autorregulável Fuzzy

Um dos principais parâmetros da inércia sintética que se almeja é o valor ideal da constante de Inércia  $K_{VI}$ . Desta forma, ao desenvolver uma lógica para um controlador que possa fornecer a capacidade de autorregulação conforme a variação de frequência e a quantidade de potência proveniente das FERs que estão a injetar no sistema, torna-se algo de grande importância pois se auto adapta a diversas situações que possam ocorrer em uma rede interconectada.

Conforme introduzido na seção 2.4.1, o correto dimensionamento da quantidade de inércia virtual  $K_{VI}$ , necessária para suprir o desvio de frequência, se dá a partir de regras difusas impostas pelo utilizador, conforme a quantidade de potência proveniente de FERs  $\Delta P_{RES}$  e o sinal de desvio de frequência  $\Delta f$ . Tais regras fuzzy escritas em variáveis linguísticas foram abordadas conforme [3], estão apresentadas na Tabela 3.1, sendo L é *low*,

M é *medium*, H é *high*, NL é *negative large*, NS é *negative small*, ZO é zero, PS é *positive small*, PL é *positive large*, B é *big* e VB é *very big*.

Tabela 3.1 Regras fuzzy a partir de variáveis linguísticas.

Variáveis de Controle		$\Delta_f$				
		NL	NS	ZO	PS	PL
$\Delta P_{RES}$	L	ZO	ZO	ZO	ZO	M
	M	S	S	M	B	B
	H	M	M	M	VB	VB

Na Figura 3.3 pode ser visualizada a localização do controlador fuzzy, a relação com os sinais de entrada  $\Delta P_{RES}$ ,  $\Delta_f$  com pesos unitários e a saída  $K_F = K_{VI}$ .

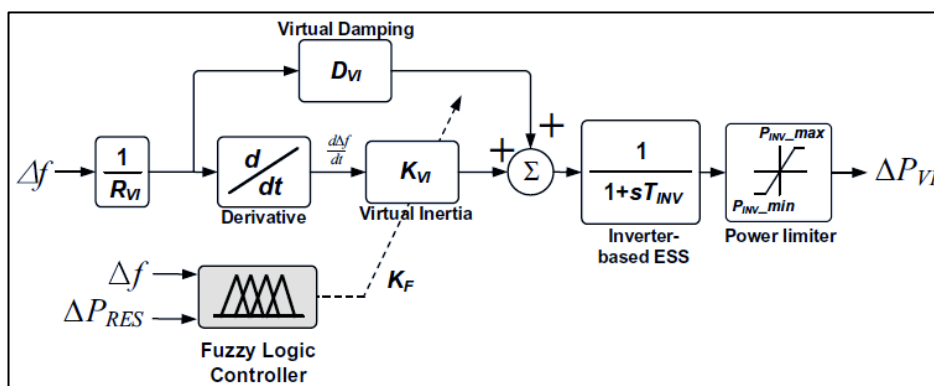


Figura 3.3 Controlador por Lógica Fuzzy. [3]

O software Matlab® Simulink foi utilizado para abordar a lógica difusa devido a sua facilidade de criação de funções membro, além de ser possível extrair e vincular tais regras com o projeto e simulações propostas para este trabalho. O primeiro parâmetro a ser considerado para a criação da função membro está relacionado ao limite permitido perante a NP 50160 em relação ao máximo desvio de frequência para redes com ligação síncrona durante 99,5% de um ano, neste caso é de  $50\text{Hz} \pm 1,0\%$ , sendo permitida uma variação de  $\Delta_f = [-0,5; +0,5]$  Hz e foram selecionadas duas funções com formatos trapezoidais e três triangulares. Da mesma maneira, foi estabelecida para a máxima variação de potência que o sistema pode suportar, uma variação de  $\Delta P_{RES} = [-1,0; +1,0]$  e foram selecionadas duas funções trapezoidais e uma triangular. Além disso, o sinal de saída máximo para o

controlador é obtida a partir de uma análise mais profunda através de autovalores e sensibilidade, e será usado o limite de  $K_F = K_{VI} = [-1;3]$ . [3]

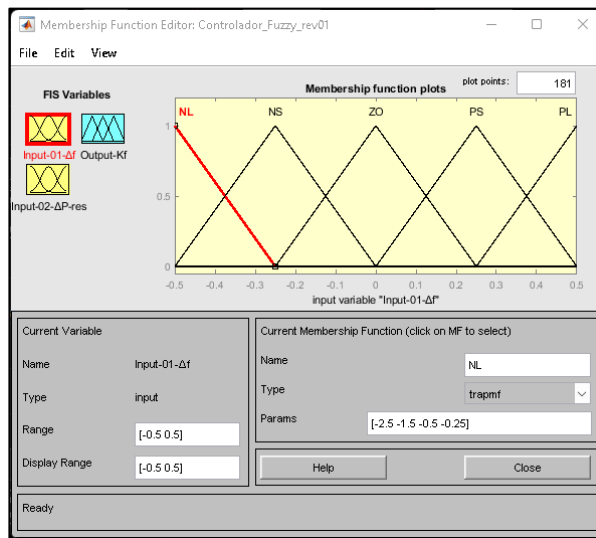


Figura 3.4 Funções Membro Lógica Fuzzy.

Na sequência, foram criadas as regras se-então apresentadas na Tabela 3.1 de forma a abordar as situações que possam ocorrer conforme os limiares de intervalo apresentados na Figura 3.4.

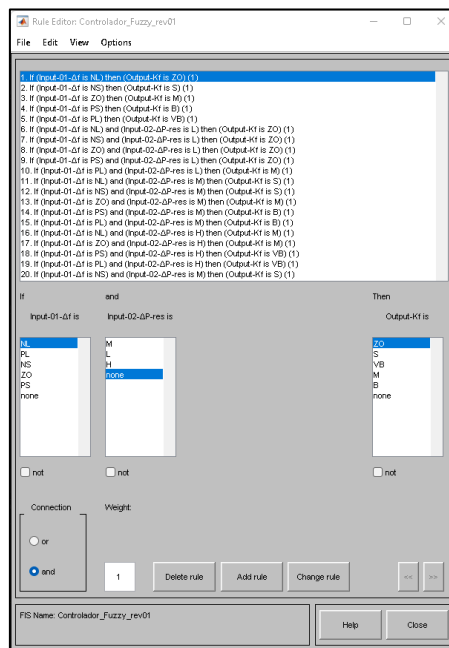


Figura 3.5 Regras no formato (Se – Então) Lógica Fuzzy.

Para finalizar, as regras impostas da Figura 3.5 geram um gráfico interativo na Figura 3.6, na qual pode-se verificar os pesos relacionados a cada interação entre variáveis e desta forma realizar correções caso necessário.

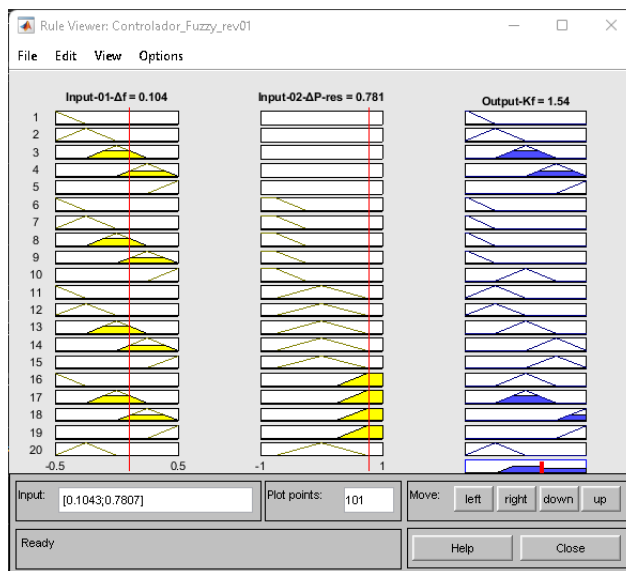


Figura 3.6 Visualização da interação de variáveis fuzzy.

### 3.4.Cenários

Nesta seção serão apresentados cinco cenários de forma a abordar os controladores e a inércia virtual da rede em área única. Além disso, serão estudados os efeitos da variação de frequência e sua relação com os parâmetros de inércia e amortecimento mecânicos tradicionais em conjunto com a parcela de inércia virtual. O desvio de frequência positivo ou negativo, irá se concentrar no fato causado pela adição e diminuição de uma carga no sistema. Em resumo, na sequência há uma descrição e a Tabela 3.2 apresenta os valores numéricos dos cenários abordados nesta seção.

O cenário 1 possui os parâmetros originais e inalterados, conforme apresentado na Tabela 3.3 e servirá como base para analisar as diferenças nos sinais após a adição e diminuição de uma carga na rede.

O cenário 2 apresenta uma redução de 30% nas constantes de inércia e amortecimento global do sistema e *setpoint* constante de energia eólica e fotovoltaica.

O cenário 3 apresenta uma redução de 60% nas constantes de inércia e amortecimento global do sistema e *setpoint* constante de energia eólica e fotovoltaica.

Os cenários 4 e 5 apresentam uma redução de 70% nas constantes de inércia e amortecimento global do sistema, entretanto somente para o cenário 5 em situações de contingência e necessidade de potência extra, esta pode ser extraída do parque eólico devido

aos procedimentos apresentados na seção 2.1.1. A partir do momento em que um aerogerador está com o modo de redução de potência ativa devido a limitações da linha, programação de carga, despacho e dentre outros motivos, é possível extrair uma parcela extra e instantânea de potência de forma a inserir rapidamente a energia necessária para retornar à frequência nominal de operação do sistema elétrico. Além disso, de forma a contribuir com o acréscimo de energia a partir de FERs maioritariamente compostas por conversores eletrônicos, foi utilizado o sistema fotovoltaico para inserir uma parcela extra de potência na rede apenas no momento em que há a adição de carga.

**Tabela 3.2 Cenários para simulações**

<b>Percentual</b>	<b>100%</b>	<b>70%</b>	<b>40%</b>	<b>30%</b>	<b>30%</b>
<b>Cenário</b>	1	2	3	4	5
<b>H [p.u. MWs]</b>	0.0830	0.0581	0.0332	0.0249	0.0249
<b>D [p.u. MW/Hz]</b>	0.0160	0.0112	0.0064	0.0048	0.0048

A Tabela 3.3 contém os valores e parâmetros de cada um dos diagramas de blocos utilizados na simulação da rede e inércia virtual.

**Tabela 3.3 Parâmetros para simulação de inércia Virtual.**

<b>Parâmetros</b>		<b>Cenário</b>				
		<b>1</b>	<b>2</b>	<b>3</b>	<b>4</b>	<b>5</b>
$K_s(s)$	Ganho Controlador Integral	0.1				
$T_s(s)$	Constante de tempo Governor	0.07				
$T_t(s)$	Constante de tempo turbina	0.37				
R[Hz/p.u.]	Constante Droop do Governor	2.6				
$\beta$ [p.u./Hz]	Fator Bias	0.98				
$K_{VI}$ [p.u. s]	Constante Inércia Virtual	0.6				
$D_{VI}$ [p.u./Hz]	Constante Amortecimento Virtual	0.3				
$R_{VI}$ [Hz/p.u.]	Controle Droop Inércia Virtual	2.7				
$T_{INV}(s)$	Constante de tempo inversor baseado em Energy Storage System	1.0				
$T_{WT}(s)$	Constante de tempo turbina eólica	1.4				

$T_{PV}(s)$	Constante de tempo sistema fotovoltaico	1.9				
$\Delta P_{solar}$ [p.u.]	Setpoint de entrada do Sistema Fotovoltaico	0.01				0.01 a 0.015
$\Delta P_{wind}$ [p.u.]	Setpoint de entrada do Sistema Eólico	0.01				0.01 a 0.02
H [p.u. MWs]	Inércia da rede	0.0830	0.0581	0.0332	0.0249	0.0249
D [p.u. MW/Hz]	Amortecimento da rede	0.0160	0.0112	0.0064	0.0048	0.0048

É possível visualizar nas Figura 3.7, Figura 3.8, Figura 3.9 os diagramas de blocos utilizados em Matlab® Simulink para a simulação do modelo em área única em conjunto com os controladores inerciais conforme apresentado por Kerdphol [3].

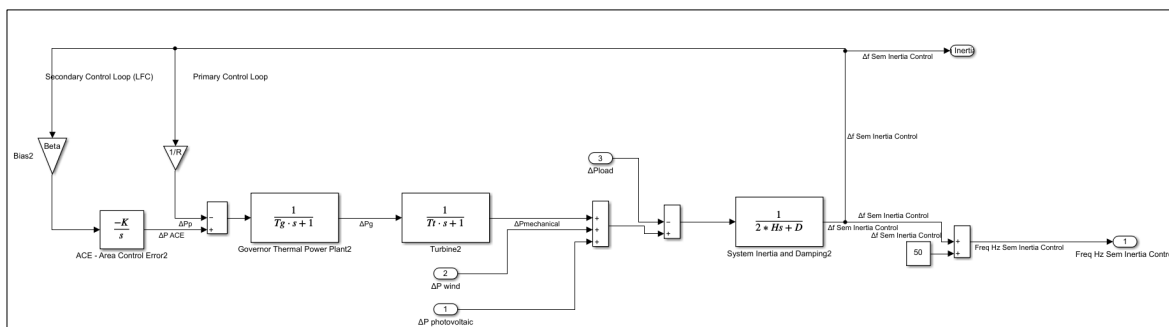


Figura 3.7 Diagrama de blocos área única - Sem controle inercial.

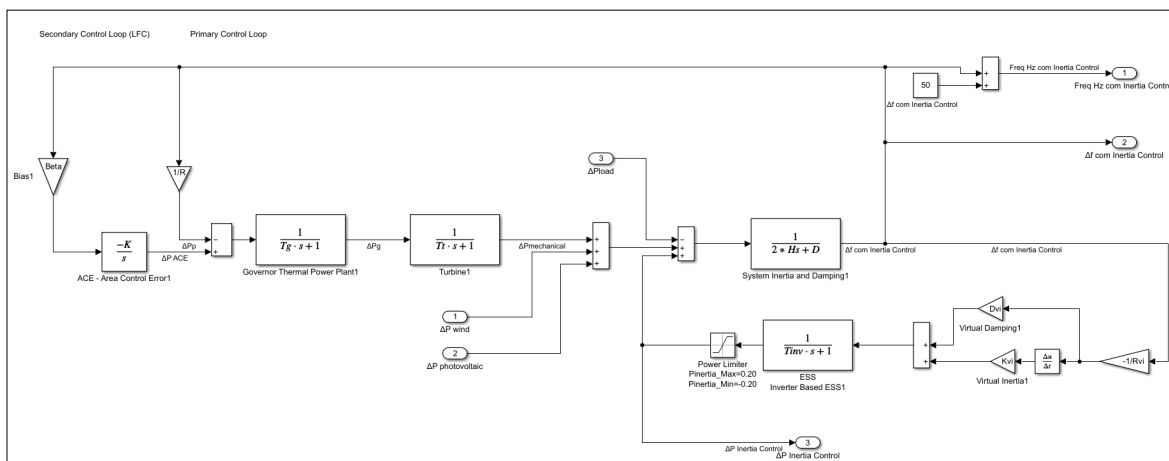


Figura 3.8 Diagrama de blocos área única - Com controle inercial.

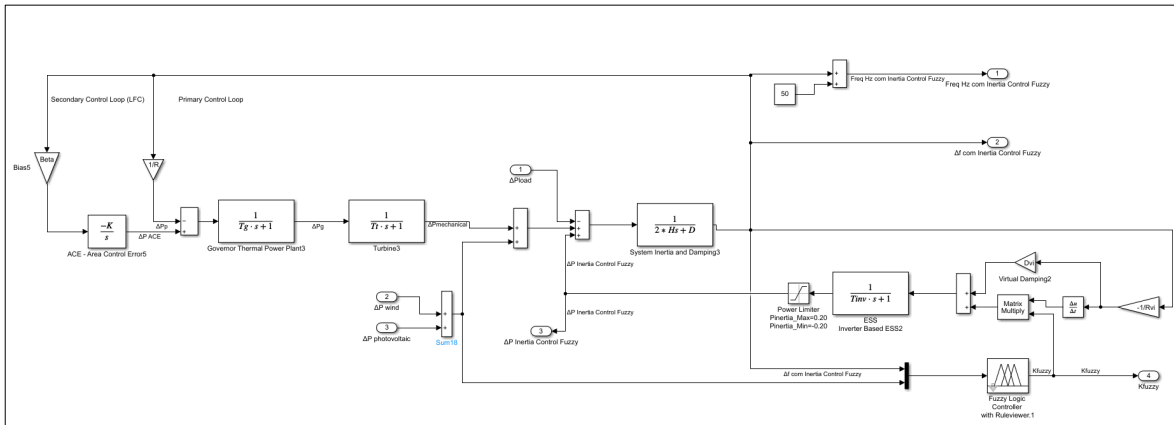


Figura 3.9 Diagrama de blocos área única - Com controlador inercial Fuzzy.

Na Figura 3.10 está representada a variação da carga, sendo aos 30 segundos ocorre um acréscimo instantâneo de 0.00 p.u para 0.02 p.u e aos 60 segundos ocorre um decréscimo para 0.01 p.u. Desta forma, é possível visualizar o comportamento da frequência do sistema no momento em que há uma adição e decréscimo de carga repentinos.

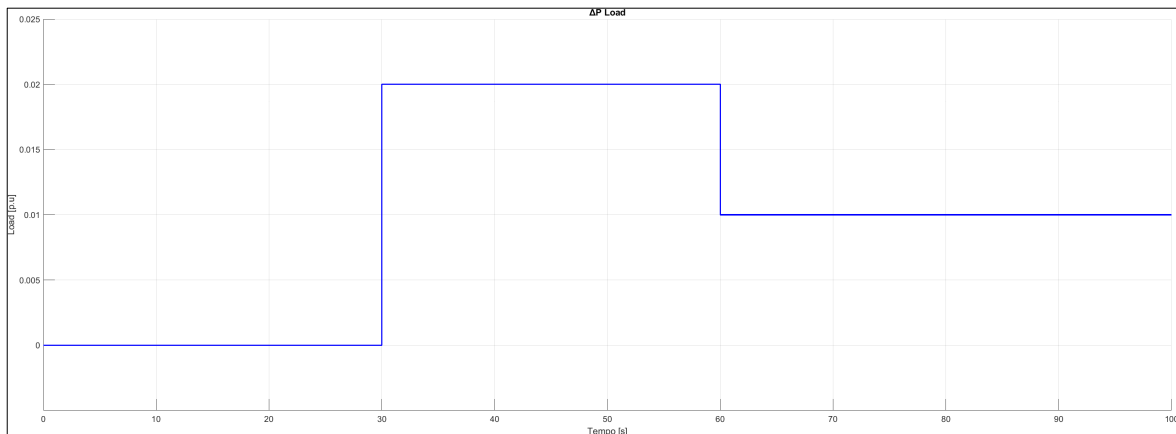


Figura 3.10 Gráfico Variação de carga.

Na sequência são apresentados os *setpoints* de entrada do sistema fotovoltaico e eólico. Os cenários de 01 a 04 possuem um valor constante de 0.01 p.u, sendo somente para o cenário 05 ocorre um acréscimo de 0.01 para 0.015 para o sistema fotovoltaico e um acréscimo de 0.01 para 0.02 p.u para o sistema eólico no exato momento em que ocorre o acréscimo de carga. Foi utilizado para o sistema eólico um decaimento constante devido a característica rotacional do gerador eólico em fornecer potência e tal ação auxilia em um menor *overshoot* de frequência após o distúrbio.

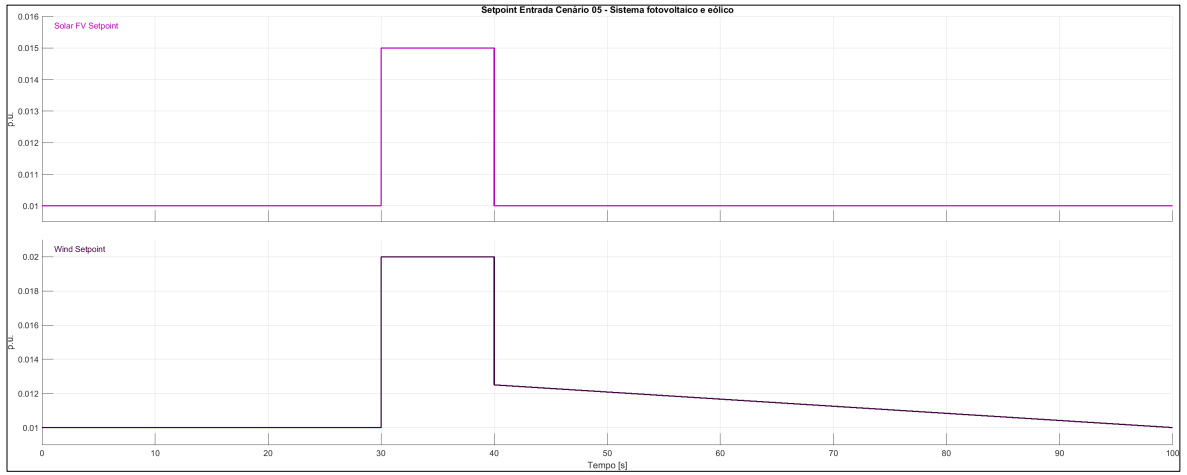


Figura 3.11 Sinais de entrada sistema eólico e fotovoltaico para cenário 05.

## 4. Análise de Resultados

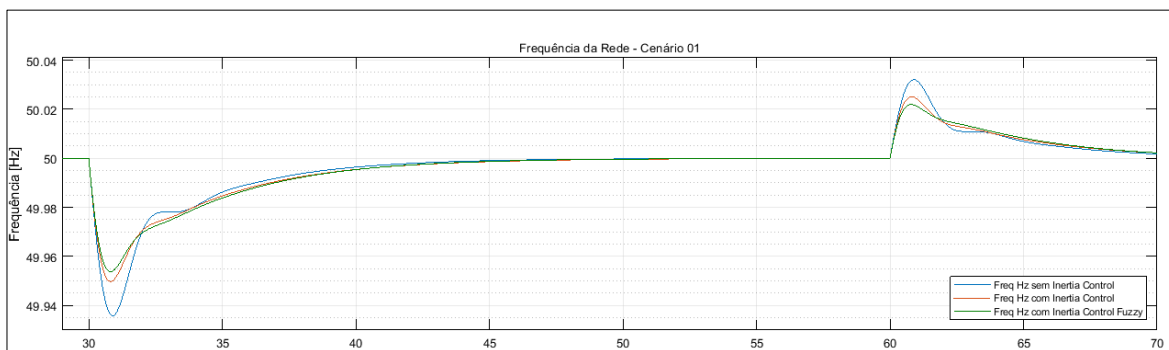
O objetivo da análise de resultados dos testes computacionais a respeito dos picos máximos e mínimos de frequência, é investigar as possíveis consequências da redução das constantes de inércia e amortecimento global em conjunto com a adição dos controladores e a sua influência para a estabilidade do sistema elétrico de potência.

Os modelos utilizados nesta dissertação foram desenvolvidos em um Macintosh com processador I5 – 3210M CPU de 3ª geração, com 12GB de memória RAM, armazenamento em SSD e memória de vídeo de 1.5Gb. Além disso, utilizou-se o software Matlab® R2021a através de máquina virtual com sistema operacional Windows 11.

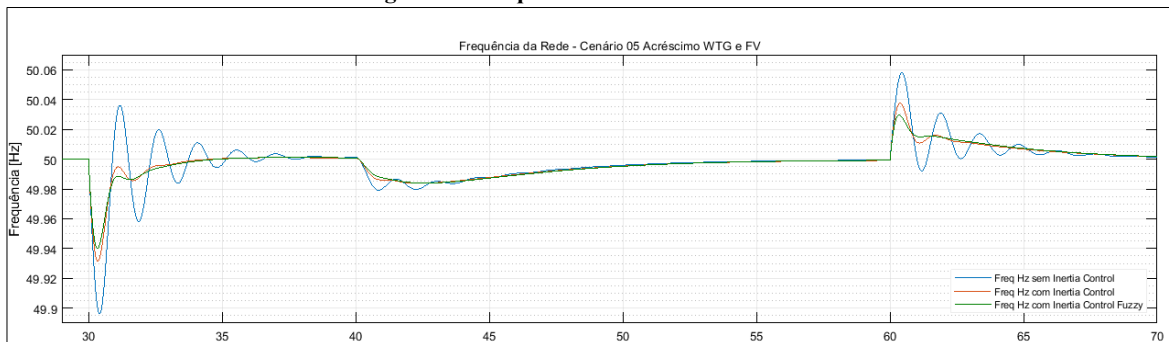
O tempo de execução de cada cenário possui uma média de 01:50 minutos. Este tempo justifica-se devido ao poder de processamento do portátil utilizado, ainda pôde haver acréscimos de tempo devido a maior quantidade de sinais em análise e sua posterior plotagem de gráficos através do Simulink®.

As figuras numeradas de Figura 4.1 a Figura 4.10 contém os sinais das simulações realizadas, serão analisadas as informações mais pertinentes em relação ao cenário 01 e o cenário 05 pois possuem constantes de inércia e amortecimento globais mais discrepantes entre si.

Em termos de panorama geral, a respeito do comportamento da frequência no momento em que há um acréscimo e decréscimo de carga no sistema, estes podem ser vistos nas Figura 4.1 o qual possui o sistema base proveniente do cenário 01 e a Figura 4.2 o qual possui uma redução de 70% em H e D proveniente do cenário 05. Pode-se perceber que o sistema passa a se tornar mais oscilatório devido a redução das constantes de H e D, há um acréscimo de *overshoot* e frequência Nadir, além de um aumento no tempo de acomodação após o distúrbio. Para as curvas da Figura 4.2 especificamente com os controladores de inércia, ocorre um segundo *overshoot* após a primeira frequência Nadir devido a rede estar a se acomodar ao sistema fortemente oscilatório.

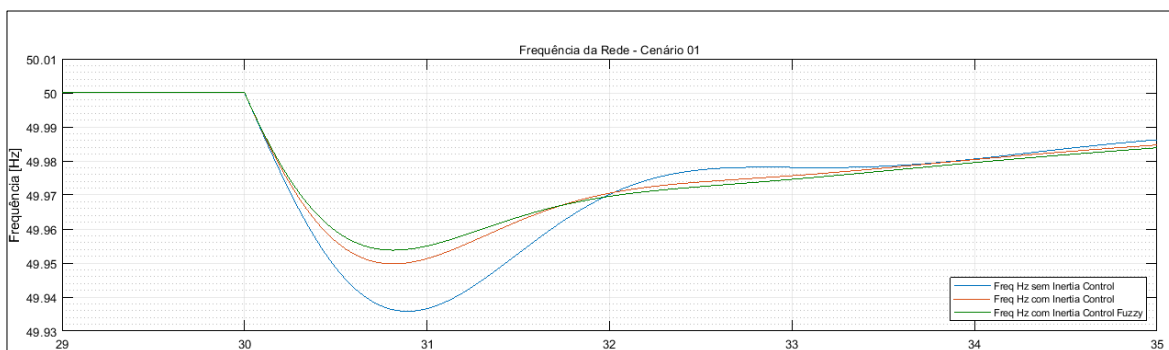


**Figura 4.1** Frequência da Rede - Cenário 01



**Figura 4.2** Frequência da Rede - Cenário 05

Ao analisar mais de perto as curvas no momento em que há o acréscimo de carga, através de uma ampliação do gráfico na janela de tempo entre 29 e 35 segundos, nas Figura 4.3 e Figura 4.4, destaca-se uma melhor performance relacionada ao controlador Fuzzy no tempo de acomodação, a curva da Figura 4.4 com controlador Fuzzy possui menor frequência Nadir em relação a curva da Figura 4.3 sem controlador de inércia. O mesmo comportamento ocorre para o momento posterior em que há a redução de carga no sistema.



**Figura 4.3** Frequência da Rede Acréscimo de Carga - Cenário 01

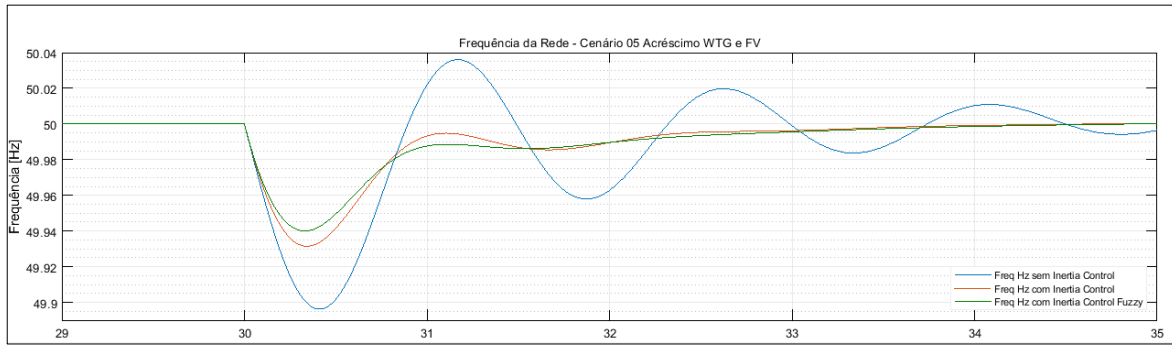


Figura 4.4 Frequência da Rede Acréscimo de Carga - Cenário 05

Em termos de funcionamento da constante de inércia  $K_{vi}$ , é possível verificar nas Figura 4.5 e Figura 4.6 que a atuação desta constante se torna mais intensa para o cenário 05, pois é necessário uma maior quantidade de constante de inércia para conter a redução de H e D. O controlador adaptável fuzzy traz como benefícios uma redução na frequência Nadir e também uma redução na frequência *overshoot*, além de proporcionar um menor período de assentamento.

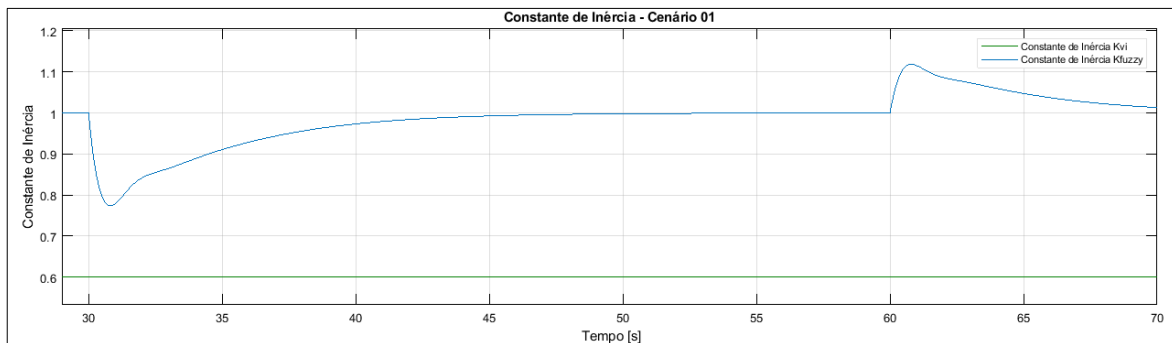


Figura 4.5 Constante de Inércia - Cenário 01

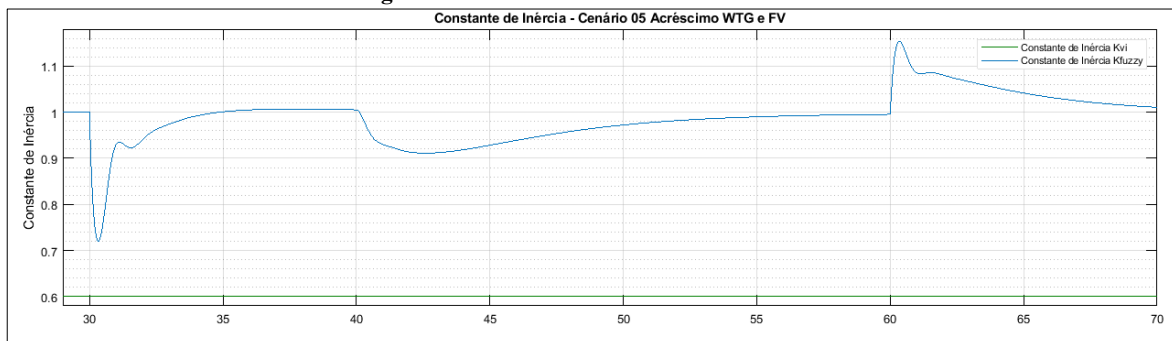


Figura 4.6 Constante de Inércia - Cenário 05

Em termos de RoCoF, é possível verificar nas Figura 4.7 e Figura 4.8 a taxa de variação da frequência para eventos em que a inserção de carga provoca uma variação

negativa e para redução de carga provoca uma variação positiva. Pode-se verificar que há um acréscimo proporcional de três vezes maior na RoCoF do cenário 05 frente ao cenário 01 em ambos os momentos de acréscimo ou redução da carga.

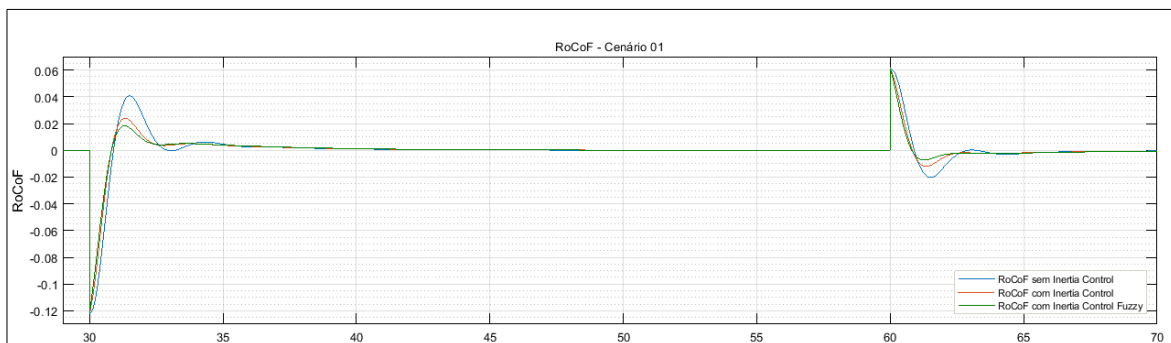


Figura 4.7 RoCoF - Cenário 01

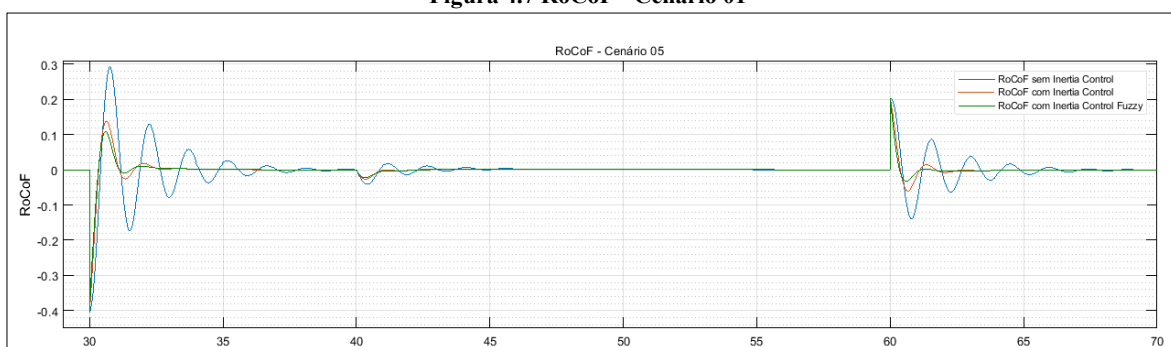


Figura 4.8 RoCoF - Cenário 05

Em termos de injeção ou absorção de potência proveniente do sistema de ESS dos controladores de inércia sintética, pode-se verificar nas Figura 4.9 e Figura 4.10 que há uma maior injeção de potência dos controladores de inércia sintética devido a redução das constantes globais de H e D do cenário 05 frente ao cenário 01. Na Figura 4.10, o comportamento da frequência da rede fortemente oscilatória também contribuiu para que

ocorresse um segundo *overshoot* após a inserção e também na absorção de potência do sistema.

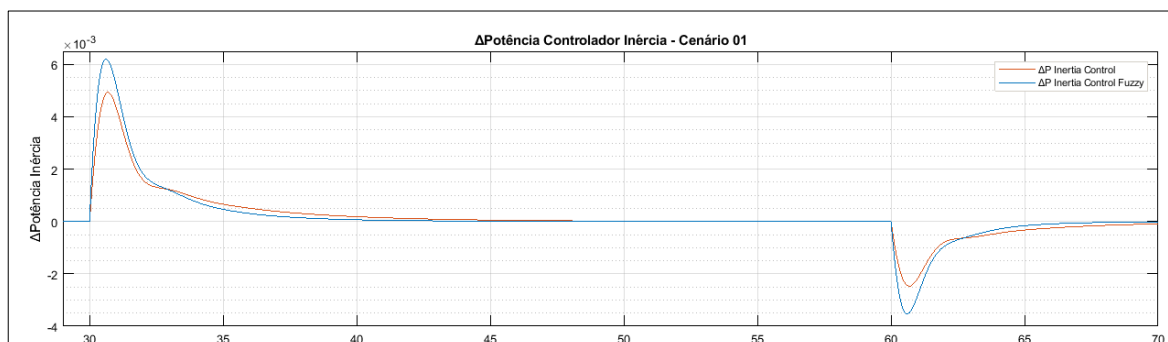


Figura 4.9 ΔPotência ESS Controlador Inércia - Cenário 01

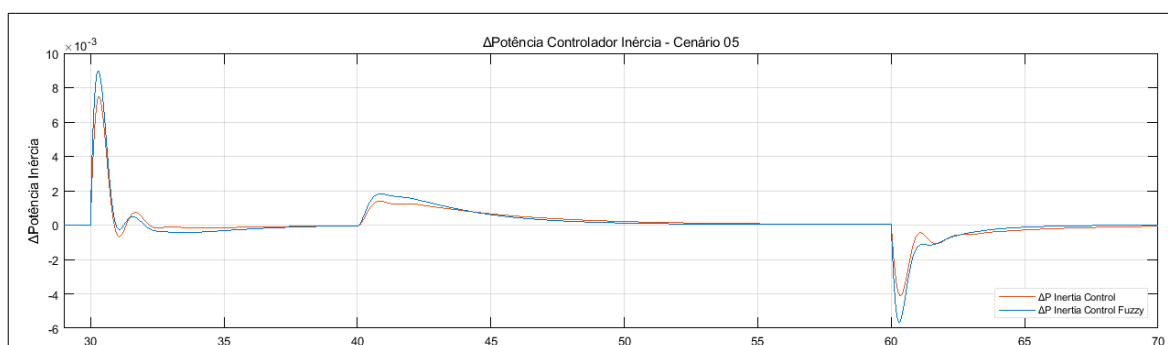


Figura 4.10 ΔPotência ESS Controlador Inércia - Cenário 05

Através da plotagem dos gráficos de frequência da rede e desvio de frequência obtidos na seção Análise de Resultados, é possível obter um resumo de informações a respeito da frequência Nadir e Zenith expressas na Tabela 4.1.

De forma a auxiliar na melhor visualização dos dados, é possível atribuir uma formatação condicional com o auxílio do software Microsoft Excel. A Tabela 4.1 está dividida em quatro seções para que seja possível analisar o conjunto de valores respetivos ao mesmo assunto em questão, sendo a Frequência da rede para a inserção e diminuição da carga, na qual a cor verde representa os valores mais próximos de 50Hz e a cor vermelha representa os valores mais distantes de 50Hz. Na sequência, o desvio de frequência da rede para a Inserção e diminuição da carga na qual a cor verde representa os valores mais próximos de 0Hz e a cor vermelha representa os valores mais distantes de 0Hz.

**Tabela 4.1** Frequência e Desvio de Frequência da rede, valores Nadir e Zenith.

	Controlador em ação	Frequência da Rede [Hz]					Desvio de Frequência da Rede [Hz]				
		Cenário					Cenário				
		1	2	3	4	5 WTG+ FV	1	2	3	4	5 WTG+ FV
Inserção de Carga	Sem IC	49,9361	49,9244	49,8997	49,8824	49,8962	-0,0638609	-0,075622	-0,100332	-0,117601	-0,103798
	Com IC	49,950	49,9433	49,9309	49,9234	49,9315	-0,0500416	-0,0567237	-0,0691035	-0,0766242	-0,0685168
	Com IC Fuzzy	49,9539	49,9485	49,9385	49,9326	49,9401	-0,0460566	-0,051494	-0,0614524	-0,0674137	-0,0599014
Diminuição de Carga	Sem IC	50,0319	50,0378	50,0501	50,0588	50,0581	0,0318772	0,0378104	0,0501401	0,0587894	0,058121
	Com IC	50,025	50,0283	50,0345	50,0383	50,0373	0,0249968	0,0283403	0,0345012	0,0382648	0,0373214
	Com IC Fuzzy	50,0219	50,0241	50,028	50,0301	50,0294	0,0218773	0,0241332	0,0279551	0,0300694	0,0294035

O período inicial de simulação será desconsiderado devido ser um período oscilatório no qual as variáveis estão a se adaptar as entradas e saídas, assim como os controladores estão a se adequar as variáveis impostas.

É possível verificar que o cenário 1 apresenta os dados com cores mais próximas a verde e os menores índices de desvio de frequência de 50Hz, tanto para os eventos com inserção de carga quanto para a diminuição da carga. Este cenário manteve-se muito próximo do limiar de 50Hz devido estarem atribuídos 100% da quantidade de amortecimento D e constante de inércia H. A lógica Fuzzy manteve-se com melhores indicadores em relação as demais.

Para os cenários 2, 3 e 4, é possível verificar que ocorre um acréscimo do desvio de frequência devido as contantes globais de inércia, amortecimento estarem a operar com 70%, 40% e 30% da capacidade nominal, respetivamente. A lógica Fuzzy manteve-se com melhores indicadores em relação as demais.

Para o cenário 5, é possível verificar que a inserção de FERs de forma a atuar no exato instante em que houve a adição de carga, ocorre uma melhora nos índices e se assemelha aos valores presentes no cenário 3. É importante trazer à tona o fato de que ao utilizar o controlador com lógica Fuzzy para o cenário 5, cuja operação é de 30% da inércia e amortecimento global, em conjunto com a inserção instantânea de energia eólica e fotovoltaica apresentou uma frequência Nadir de 49,9401 Hz, contra o cenário 1, com 100% da inércia e amortecimento global, apresentou frequência Nadir de 49,9361 Hz. Ou seja,

houve uma performance superior do cenário que utiliza menor inércia e amortecimento somado a controladores provenientes de energias renováveis frente ao sistema clássico.

Pode-se verificar que a medida que ocorre a diminuição das constantes globais de inércia e amortecimento, após aplicar o distúrbio na rede, o sistema sem controlador inercial passa a se tornar demasiadamente oscilatório, conforme pode ser observado no cenário 05 em comparação com o cenário 01.

## 5. Conclusão

Este trabalho auxiliou a clarificar as técnicas de controle especificamente em inércia sintética aplicadas as FERs em conjunto com geradores clássicos de alta inércia rotacional para auxiliar na recuperação da frequência da rede em casos de oscilação de frequência causadas por inserção e diminuição de cargas.

O crescente número de turbinas eólicas no sistema elétrico e a redução de grandes geradores síncronos a partir de nucleares, térmicas ou hidrelétricas, faz com que seja cada vez mais necessário dotar as redes com sistemas de controle de forma a fornecer inércia sintética de maneira a compensar a variabilidade relacionada a injeção de potência na rede a partir das FERs e minimizar eventos que possam desencadear blecautes.

A energia eólica assim como a solar são muito dinâmicas, dependem de diversos fatores para a produção de energia e para sua conexão com a rede, desta forma o comportamento exato apresentado neste estudo durante um evento de suporte de frequência dependerá fortemente do ponto de operação da máquina síncrona ou assíncrona e das condições anemométricas e solares durante o evento. Além disso, os aerogeradores atuais já possuem em sua eletrônica de potência conversores, diagramas e blocos de controle de forma a automaticamente atribuírem energia ativa ou reativa, fator de potência e otimização em prol do máximo ponto da curva de potência de forma a contribuir a rede em que estão inseridos.

O objetivo principal deste trabalho foi implementar um modelo de rede em área única, composto por um gerador de alta inércia rotacional em conjunto com fontes de energias renováveis com reduzida ou nula inércia rotacional de forma a abordar os conceitos e funcionalidades de controladores eletrônicos baseados em inércia virtual como forma de imitar e simular o comportamento dos grandes geradores em eventos de inserção ou diminuição de cargas de forma a conter as variação de frequência e retornar aos níveis de frequência adequados da rede. Para auxiliar a elaboração dos cenários propostos, foi utilizada a hipótese de que atualmente a tendência da rede é reduzir o número de grandes geradores com alta inércia rotacional e aumentar o número de geradores com nula ou reduzida inércia rotacional principalmente compostos por aerogeradores *onshore* e *offshore*, painéis fotovoltaicos, biomassa, maremotriz e diversas outras fontes de energias renováveis,

que irão cada vez mais fazer parte da rede interconectada a qual estamos inseridos e como consequência a esta ascensão das FERs, ocorre uma diminuição dos valores globais de inércia e amortecimento do sistema.

O objetivo também incluiu propor diferentes controladores eletrônicos baseados em baterias para que pudessem injetar ou absorver energia da rede de forma a retornar com os níveis requeridos de frequência no momento exato em que houvesse uma variação na frequência, independente da causa da variação. O controlador proposto analisa o nível de variação de frequência, o contexto em que está inserido se há ou não injeção de outras fontes de energias renováveis em conjunto com o montante de carga e faz uma análise da resposta energética proveniente do banco de baterias para corrigir e sanar a variação de frequência causada por um distúrbio.

A comparação do modelo proposto no cenário base 01 composto por nenhum controlador de inércia, em relação ao cenário 05 composto por controlador de lógica difusa e reduzida inércia e amortecimento global da rede, revelou-se promissora a utilização de controladores baseados em baterias de forma a retornar com os níveis de frequência da rede. A rápida inserção de energia no momento em que ocorre o distúrbio torna a recomposição da frequência base da rede muito mais efetiva.

Pode-se salientar que a utilização do controlador via lógica difusa mostrou-se ser o mais adequado dentre os controladores simulados. Proporcionou resultados melhores em relação aos demais controladores e pode ser cada vez mais aprimorado com outras técnicas de controle, tais como as apresentadas na seção 2.4. Além disso, a utilização de uma técnica capaz de inserir uma quantidade extra de energia seja através de vários FERs conectadas em paralelo na rede ou levando em conta o ponto de operação das FERs em modo de redução de potência ativa para que se possa rapidamente injetar uma quantidade maior de potência no momento necessário se mostrou de grande valia e aprimorou o desvio de frequência da rede momentaneamente.

Para concluir, é assumido que este trabalho possui algumas limitações, como estar a ser utilizado um modelo de área única composto por apenas um gerador de alta inércia rotacional e duas fontes de energias renováveis. Em sistemas mais robustos e complexos, estes são compostos por inúmeras fontes de energias o que torna o estudo mais complexo e desafiador. Futuros trabalhos a cerca deste assunto podem mirar em, por exemplo:

- Abordar diferentes controladores baseados em redes neurais e artificiais de forma a perceber, aprender e adaptar-se a diferentes variações de carga e oscilações de frequência recorrentes de uma rede a que está inserido.
- Abordar uma quantidade maior de geradores e FERs em redes formadas por diferentes áreas interconectadas e com intercâmbio de energia entre as diferentes áreas.
- Abordar diferentes soluções em conjunto com inércia sintética e verificar a viabilidade de iniciar outras usinas através de despacho económicos de forma a otimizar certos produtores ou fontes de energias específicas.
- Modelar o comportamento mais detalhado em especificações do sistema contendo a bateria, conversores e controladores em uma rede e verificar a possibilidade de implementar o sistema de inércia virtual fisicamente.

## Bibliografia

- [1] Comissão Europeia, «Objetivo 55: Alcançar a meta climática da UE para 2030 rumo à neutralidade climática». 14 de julho de 2021. [Em linha]. Disponível em: <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/PT/TXT/PDF/?uri=CELEX:52021DC0550&from=EN>
- [2] A. de E. R. APREN, «Boletim Eletricidade Renovável Fevereiro/2022». 1 de março de 2022. [Em linha]. Disponível em: <https://www.apren.pt/contents/publicationsreportcarditems/boletim-renovaveis-fevereiro-2022.pdf>
- [3] T. Kerdphol, F. S. Rahman, M. Watanabe, e Y. Mitani, *Virtual Inertia Synthesis and Control*. Cham: Springer International Publishing, 2021. doi: 10.1007/978-3-030-57961-6.
- [4] «Regulamento (UE) 2016/631 da Comissão de 14 de abril de 2016 que estabelece um código de rede relativo a requisitos da ligação de geradores de eletricidade à rede.», p. 68.
- [5] M. Kosmecki *et al.*, «A Methodology for Provision of Frequency Stability in Operation Planning of Low Inertia Power Systems», *Energies*, vol. 14, n.º 3, p. 737, jan. 2021, doi: 10.3390/en14030737.
- [6] H. Bevrani, *Robust Power System Frequency Control*. Boston, MA: Springer US, 2009. doi: 10.1007/978-0-387-84878-5.
- [7] UCPTE, UCTE, ENTSOE - European association for the cooperation of transmission system operators, *Load-Frequency Control and Performance*, 2004.
- [8] O. Malík e P. Havel, «Decision support tool for optimal dispatch of tertiary control reserves», *Int. J. Electr. Power Energy Syst.*, vol. 42, n.º 1, pp. 341–349, nov. 2012, doi: 10.1016/j.ijepes.2012.03.050.
- [9] F. M. Barbosa, FEUP - Faculdade de Engenharia do Porto, *Estabilidade de Sistemas Elétricos de Energia*, jan. 2013.
- [10] ENTSOE *et al.*, «Future System Inertia», *ENTSO-E AISBL*, p. 153.
- [11] H. Abu-Rub, M. Malinowski, e K. Al-Haddad, *Power Electronics for Renewable*

*Energy Systems, Transportation.*

- [12] «Gamesa G97 - 2,00 MW - Wind turbine». <https://en.wind-turbine-models.com/turbines/764-gamesa-g97> (acedido 31 de agosto de 2022).
- [13] Em *Doubly Fed Induction Machine*, Hoboken, NJ, USA: John Wiley & Sons, Inc., 2011. doi: 10.1002/9781118104965.fmatter.
- [14] D. A. Caixeta, G. C. Guimarães, M. L. R. Chaves, J. C. de Oliveira, e A. F. Bonelli, «Maximização da potência de uma turbina eólica de velocidade variável considerando o efeito da inércia», Out. 2011.
- [15] A. Gloe, C. Jauch, e T. Räther, «Grid Support with Wind Turbines: The Case of the 2019 Blackout in Flensburg», *Energies*, vol. 14, n.º 6, Art. n.º 6, jan. 2021, doi: 10.3390/en14061697.
- [16] J. Jonkman, S. Butterfield, W. Musial, e G. Scott, «Definition of a 5-MW Reference Wind Turbine for Offshore System Development», National Renewable Energy Lab. (NREL), Golden, CO (United States), NREL/TP-500-38060, fev. 2009. doi: 10.2172/947422.
- [17] P. Denholm, T. Mai, R. Kenyon, B. Kroposki, e M. O'Malley, «Inertia and the Power Grid: A Guide Without the Spin», mai. 2020. doi: 10.2172/1659820.
- [18] S. D. Umans e A. E. Fitzgerald, *Fitzgerald & Kingsley's electric machinery*, 7th ed. New York: McGraw-Hill Companies, 2014.
- [19] P. S. Kundur, *Power System Stability and Control*, 1st edition. New York: McGraw Hill, 1994.
- [20] «Inertia of the Nordic power system», *Fingrid*, 13 de junho de 2019. <https://www.fingrid.fi/en/electricity-market-information/InertiaofNordicpowersystem/> (acedido 31 de agosto de 2022).
- [21] D. S. Siqueira, «Controle não linear aplicado a dispositivos FACTS em sistemas elétricos de potência», Mestrado em Sistemas Elétricos de Potência, Universidade de São Paulo, São Carlos, 2012. doi: 10.11606/D.18.2012.tde-20062012-152858.
- [22] CENELEC – Comité Europeu de Normalização Eletrotécnica. «Norma Portuguesa

EN 50160 - Características da tensão fornecida pelas redes de distribuição pública de energia elétrica». Dez. 2001.

[23] Fingrid - Finnish national electricity transmission grid operator, «Frequency quality analysis 2020», p. 113, set. 2021.

[24] H. Bevrani e T. Hiyama, *Intelligent Automatic Generation Control*. CRC Press, 2017.

[25] H. Saadat, *Power System Analysis*. McGraw-Hill, 2009. [Em linha]. Disponível em: <https://books.google.fr/books?id=NTSAAtgAACAAJ>

[26] Z. B. Du, Y. Zhang, L. Liu, X. H. Guan, Y. X. Ni, e F. F. Wu, «Structure-preserved power-frequency slow dynamics simulation of interconnected ac/dc power systems with AGC consideration», *IET Gener. Transm. Distrib.*, vol. 1, n.º 6, p. 920, 2007, doi: 10.1049/iet-gtd:20070058.

[27] F. M. Gonzalez-Longatt, «Effects of the synthetic inertia from wind power on the total system inertia: simulation study», em *2012 2nd International Symposium On Environment Friendly Energies And Applications*, Newcastle upon Tyne, United Kingdom, jun. 2012, pp. 389–395. doi: 10.1109/EFEA.2012.6294049.

[28] N. Miller, K. Clark, e M. Shao, «Impact of Frequency Responsive Wind Plant Controls on Grid Performance», p. 18, 2010.

[29] K. Clark, N. Miller, e J. Sanchez-Gasca, «Modeling of GE Wind Turbine-Generators for Grid Studies», jan. 2010.

[30] D.-J. Lee e L. Wang, «Small-Signal Stability Analysis of an Autonomous Hybrid Renewable Energy Power Generation/Energy Storage System Part I: Time-Domain Simulations», *IEEE Trans. Energy Convers.*, vol. 23, n.º 1, pp. 311–320, mar. 2008, doi: 10.1109/TEC.2007.914309.

[31] E. Rakhshani, D. Remon, A. Mir Cantarellas, e P. Rodriguez, «Analysis of derivative control based virtual inertia in multi-area high-voltage direct current interconnected power systems», *IET Gener. Transm. Distrib.*, vol. 10, n.º 6, pp. 1458–1469, 2016, doi: 10.1049/iet-gtd.2015.1110.

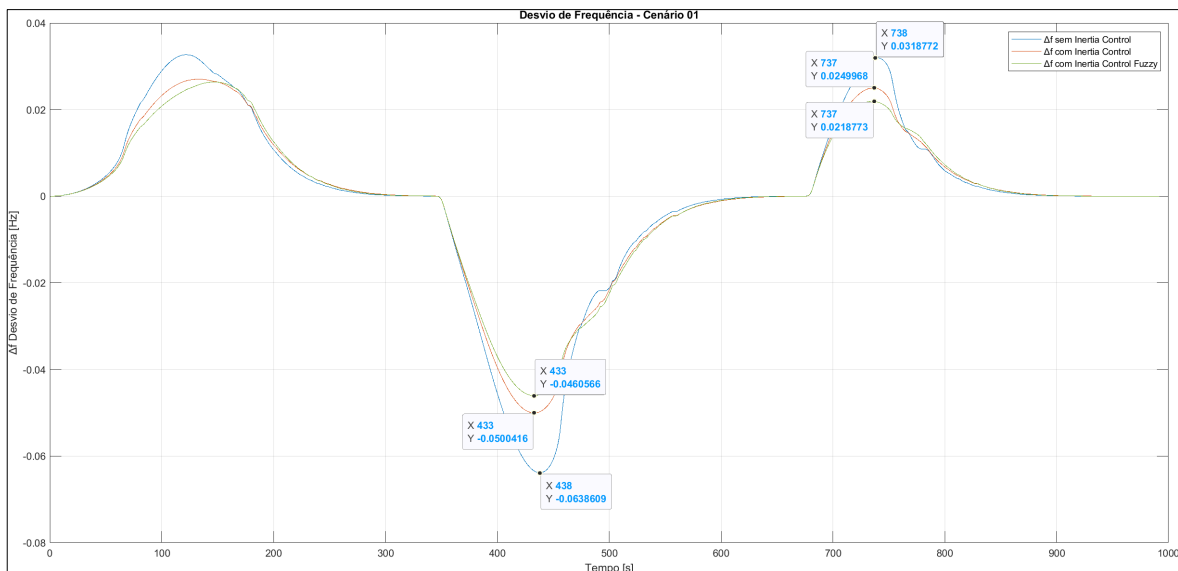
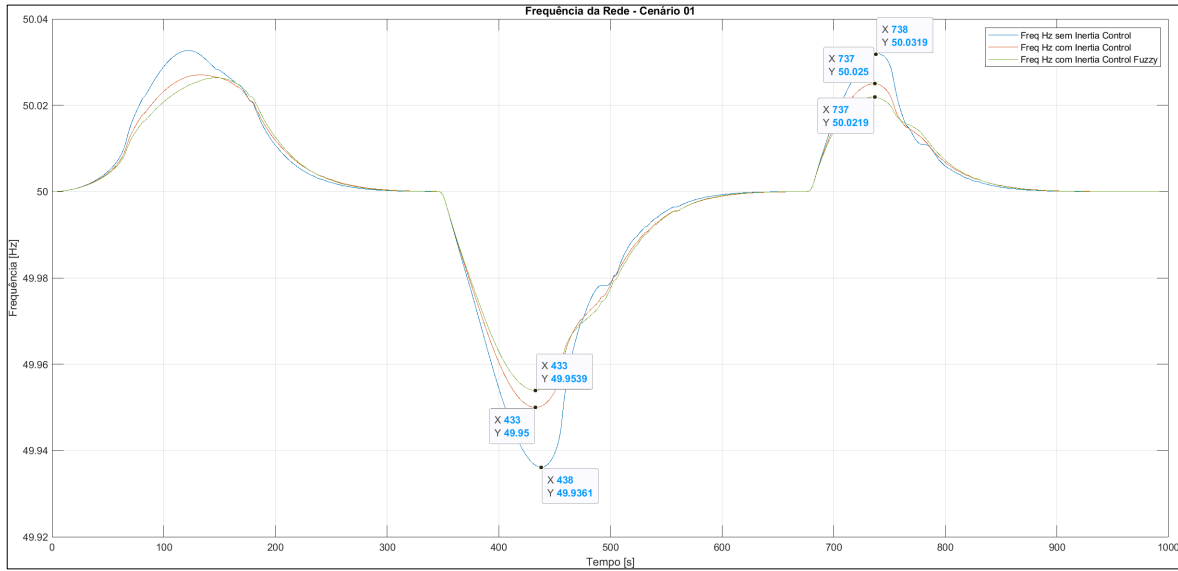
[32] A. Pratap, S. K. Sharma, e A. Khandelwal, «A Review of Modern Virtual Inertia

- Control Strategies for Microgrid Implementation», em *2021 IEEE 2nd International Conference On Electrical Power and Energy Systems (ICEPES)*, dez. 2021, pp. 1–6. doi: 10.1109/ICEPES52894.2021.9699804.
- [33] H. T. Nguyen, C. L. Walker, e E. Walker, *A first course in fuzzy logic*, Fourth edition. Boca Raton: Taylor & Francis Group, CRC Press, 2019.
- [34] T. Kerdphol, F. S. Rahman, M. Watanabe, e Y. Mitani, «Robust Virtual Inertia Control of a Low Inertia Microgrid Considering Frequency Measurement Effects», *IEEE Access*, vol. 7, pp. 57550–57560, 2019, doi: 10.1109/ACCESS.2019.2913042.
- [35] H. Bevrani, M. Watanabe, e Y. Mitani, *Power system monitoring and control*. Hoboken, New Jersey: Wiley, 2014.
- [36] S. Manabe, «Importance of coefficient diagram in polynomial method», em *42nd IEEE International Conference on Decision and Control (IEEE Cat. No.03CH37475)*, dez. 2003, vol. 4, pp. 3489–3494 vol.4. doi: 10.1109/CDC.2003.1271687.
- [37] H. Ali *et al.*, «A New Frequency Control Strategy in an Islanded Microgrid Using Virtual Inertia Control-Based Coefficient Diagram Method», *IEEE Access*, vol. 7, pp. 16979–16990, 2019, doi: 10.1109/ACCESS.2019.2894840.
- [38] D. Graupe, *Principles of artificial neural networks*, 2nd ed. Singapore ; Hackensack, N.J: World Scientific, 2007.
- [39] *Artificial Neural Networks for the Modelling and Fault Diagnosis of Technical Processes*, vol. 377. Berlin, Heidelberg: Springer Berlin Heidelberg, 2008. doi: 10.1007/978-3-540-79872-9.
- [40] N. Lu, «An Artificial Neural Network-Based Frequency Nadir Estimation Approach for Distributed Virtual Inertia Control», em *2019 IEEE 4th International Future Energy Electronics Conference (IFEEEC)*, nov. 2019, pp. 1–8. doi: 10.1109/IFEEEC47410.2019.9015105.

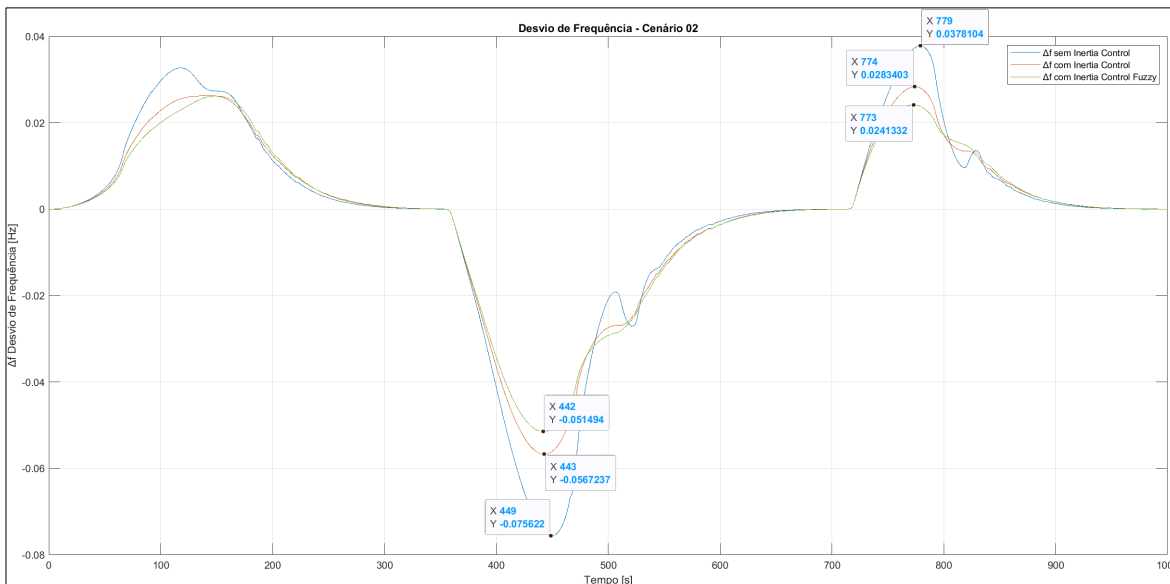
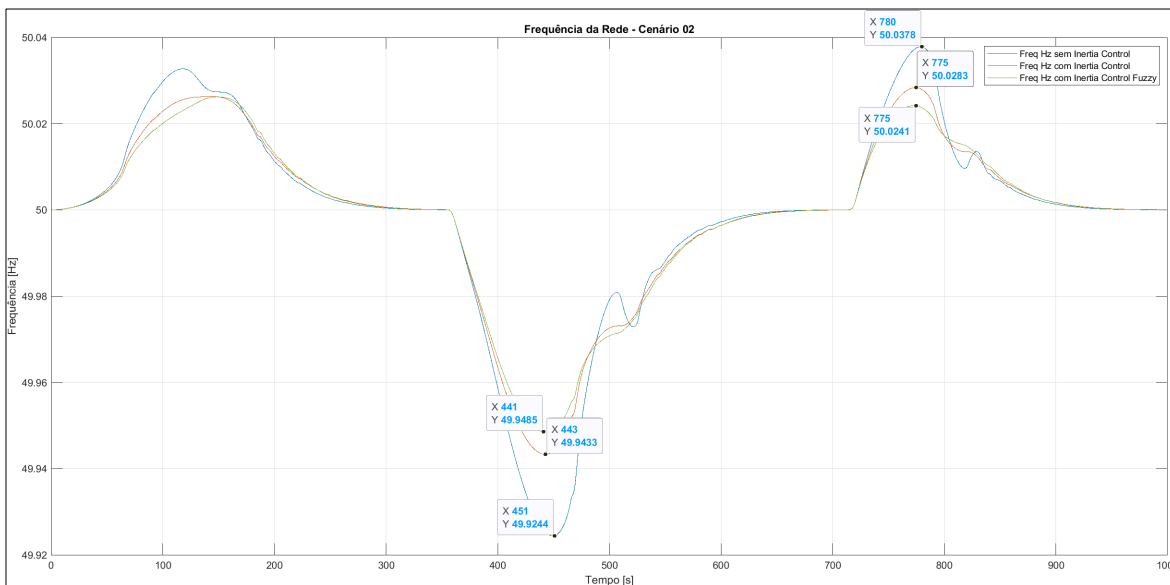
# Anexo A

As simulações contendo o completo período de acréscimo e decréscimo de carga dos respetivos cenários numerados de 01 a 05 estão plotadas no Anexo A

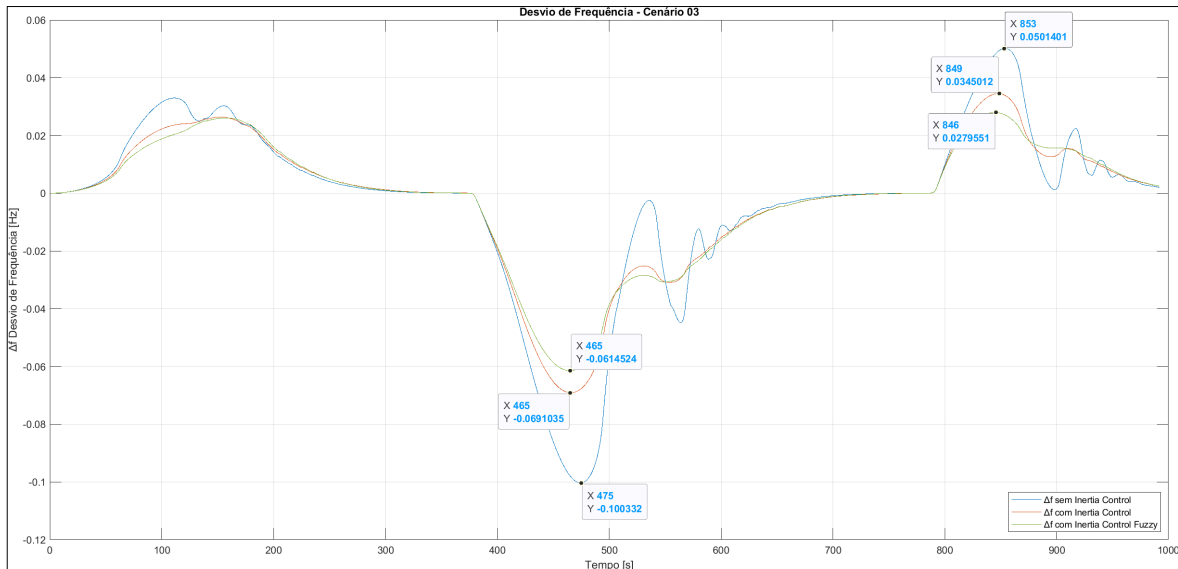
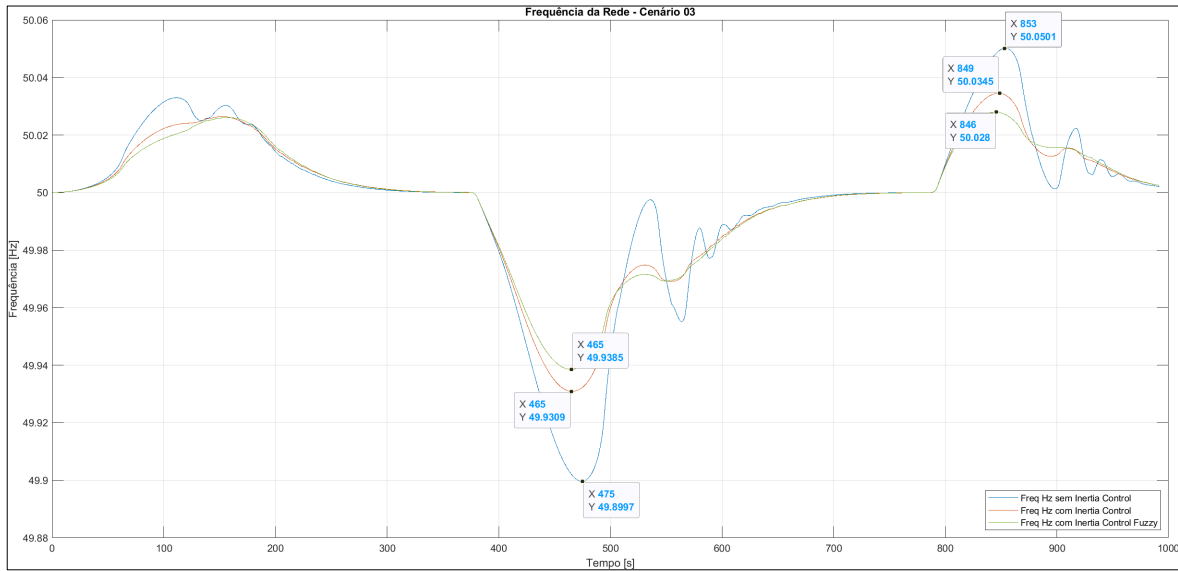
Cenário 01:



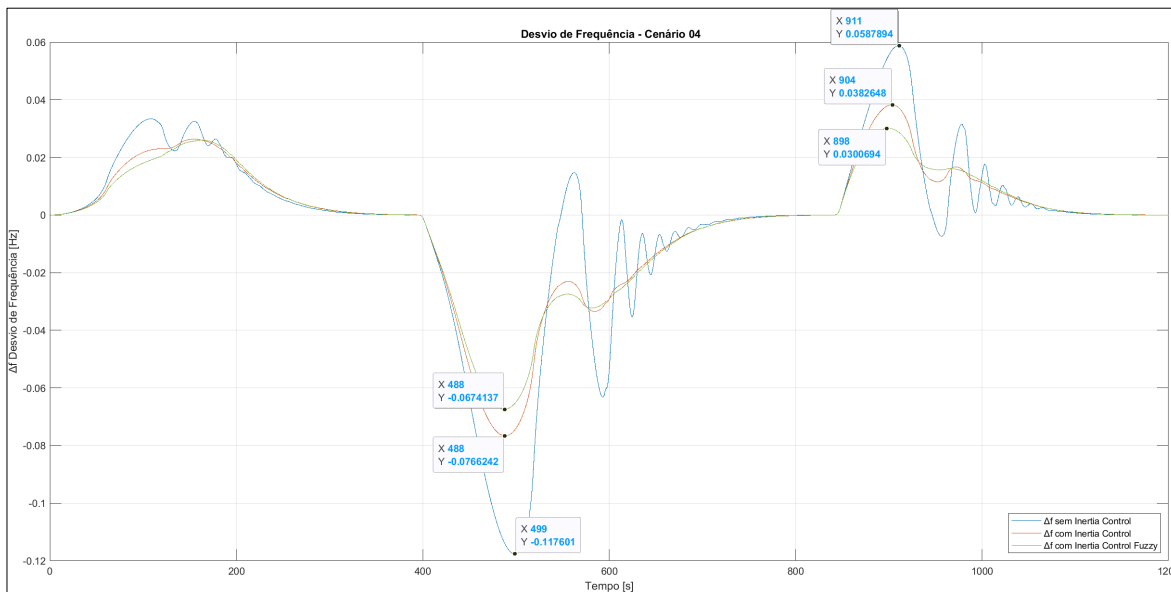
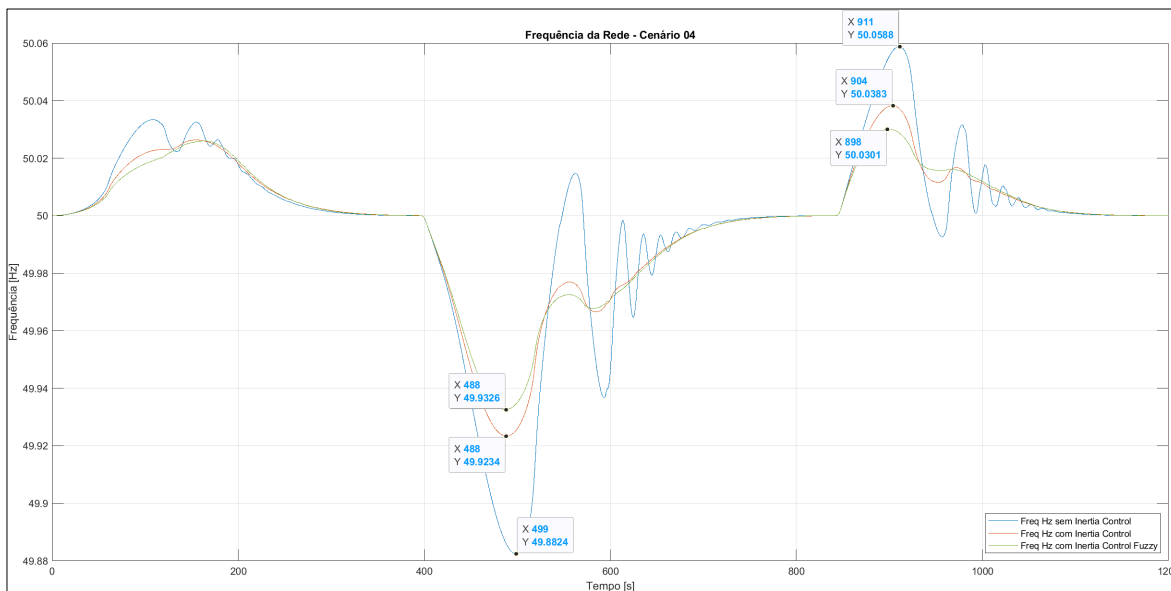
Cenário 02



Cenário 03



Cenário 04



Cenário 05

