

Universidade Federal de Pernambuco
Centro de Tecnologia de Geociências
Departamento de Engenharia Elétrica
Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica

PABLO LUIZ TABOSA DA SILVA

**FLUTUAÇÃO DE POTÊNCIA DE ALTA FREQUÊNCIA EM PARQUES EÓLICOS:
CARACTERIZAÇÃO E MITIGAÇÃO POR MEIO DE AGREGAÇÃO DE TURBINAS E SISTEMA
DE ARMAZENAMENTO DE ENERGIA EM BATERIAS**

Recife

2024

PABLO LUIZ TABOSA DA SILVA

**FLUTUAÇÃO DE POTÊNCIA DE ALTA FREQUÊNCIA EM PARQUES EÓLICOS:
CARACTERIZAÇÃO E MITIGAÇÃO POR MEIO DE AGREGAÇÃO DE TURBINAS E SISTEMA
DE ARMAZENAMENTO DE ENERGIA EM BATERIAS**

Tese apresentada ao Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica da Universidade Federal de Pernambuco, como requisito parcial para obtenção do título de doutor em Engenharia Elétrica.

Área de Concentração: Processamento de Energia.

Orientador: Prof. Dr. Pedro André Carvalho Rosas

Coorientador: Prof. Dr. José Filho da Costa Castro

Recife

2024

.Catalogação de Publicação na Fonte. UFPE - Biblioteca Central

Silva, Pablo Luiz Tabosa da.

Flutuação de potência de alta frequência em parques eólicos: caracterização e mitigação por meio de agregação de turbinas e sistema de armazenamento de energia em baterias / Pablo Luiz Tabosa da Silva. - Recife, 2024.

167f.: il.

Tese (Doutorado) - Universidade Federal de Pernambuco, Centro de Tecnologia e Geociências, Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica.

Orientação: Pedro André Carvalho Rosas.

Coorientação: José Filho da Costa Castro.

1. Potência eólica; 2. Flutuação de alta frequência; 3. mitigação; 4. agregação de turbinas; 5. PSD; 6. BESS. I. Rosas, Pedro André Carvalho. II. Castro, José Filho da Costa. III. Título.

UFPE-Biblioteca Central

CDD 621.3

AGRADECIMENTOS

Sobretudo agradeço a DEUS, por ter conseguido chegar até aqui. Sé Ele sabe o que cada um de nós sente. E diante das minhas dificuldades, se não fosse por Ele, nunca teria conquistado metade do que tenho.

Agradeço aos meus pais, Washington Luiz da Silva e Ana de Lima Tabosa da Silva, por todo amor, paciência e auxílio que somente eles poderiam me prover.

Agradeço a minha namorada e companheira de longa data Viviane Silva Lima, pelo amor, paciência, parceria e confiança com a minha pessoa nessa longa jornada.

Agradeço minha irmã Ana Lyvia Tabosa da Silva, pelo conselhos e conversas nos momentos difíceis nessa trilha.

Agradeço ao Professor Pedro André Carvalho Rosas, por ter estendido a mão, me acolhido e ter me apresentado ao mundo que hoje convivo. Se não fosse por essa atitude, que ficou muito marcada em mim, não sei onde estaria hoje. Minha gratidão eterna.

Agradeço ao Professor Ronaldo Ribeiro Barbosa de Aquino, pelo acolhimento, aconselhamento e palavras de tranquilidade durante o doutorado, se não fosse você muitos dos meus problemas não teriam se resolvido.

Agradeço Professor José Castro, pelos aconselhamentos, orientações e conversas de incentivo e encorajamento, sempre disposto a ajudar com a mais boa vontade.

Agradeço aos meus amigos Antônio Gustavo Muniz e Davidson Costa Marques, que estiveram maior parte do tempo presentes comigo durante essa caminhada. Obrigado pelas risadas, conversas, aconselhamentos, companheirismo, ajuda e por encher a minha paciência.

Também agradeço aos meus amigos: Jeydson Lopes, Guilherme Soriano, Douglas Contente, Alex Ferreira, Joas Holanda, Bruno Jerônimo, Gustavo Duarte. Que apesar do contato pouco frequente, todos vocês marcaram minha vida fortemente, seja pela conversas, risadas, aconselhamentos, compartilhamento de ideias, encorajamento ou ajuda.

Agradeço ao meu amigo de longa data Steffano Mendes Brito, pelas conversas, risadas, e por sempre estar disposto a ajudar o próximo.

Muito obrigado a todos, meu eterno agradecimento.

"Para tudo há uma ocasião certa; há um tempo certo para cada propósito debaixo do céu". (Ec 3, 1)

RESUMO

Este trabalho oferece uma revisão bibliográfica e caracterização das flutuações de alta frequência em medições reais de um parque eólico composto por 51 turbinas, das quais 36 são de tecnologia DFIG (do inglês, *Doubly-Fed Induction Generator*) e 15 DD (do inglês, *Direct Drive*). A caracterização é realizada por meio da densidade do espectro de potência (do inglês, *Power Spectral Density PSD*), evidenciando a persistência das flutuações de alta frequência, em especial as np, apesar dos avanços tecnológicos das turbinas eólicas. Foi desenvolvida uma metodologia para investigar o potencial de redução dessas flutuações por meio da agregação de turbinas de diferentes tecnologias em diferentes quantidades, contudo, os resultados sugerem que não há diferença significativa na redução das flutuações, independentemente da composição do parque. Além disso, foi identificado um limite na quantidade de turbinas agregadas, presente em todas as composições testadas, para qual além deste limite não há impacto significativo na redução das flutuações de alta frequência. Para aprimorar a mitigação dessas flutuações, foi criada uma plataforma focada na redução das flutuações globais e de alta frequência. Demonstrou-se que é possível mitigar as flutuações de alta frequência com um Sistema de Armazenamento de Energia em Baterias (do inglês, *Battery Energy Storage System BESS*) dimensionado adequadamente e utilizando uma estratégia de suavização de potência baseada em médias móveis. A plataforma também auxiliou no dimensionamento do BESS, destacando a importância de ajustar a potência nominal e a faixa de suavização conforme a necessidade específica de mitigação das flutuações, seja eliminá-las no contexto global, np ou ambas.

Palavras-chave: Potência eólica, Flutuação de alta frequência, mitigação, agregação de turbinas PSD, BESS.

ABSTRACT

This work offers a bibliographic review and characterization of high-frequency fluctuations in measurements from a real wind farm of 51 turbines, of which 36 are DFIG and 15 are DD. The characterization is performed using the power spectral density (PSD), highlighting the persistence of high-frequency fluctuations, especially np ones, despite the technological advancements in wind turbines. A methodology was developed to investigate the potential reduction of these fluctuations through the aggregation of turbines of different technologies in various quantities. However, the results suggest that there is no significant difference in the reduction of fluctuations, regardless of the park's turbine composition. Additionally, a limit was identified in the number of aggregated turbines, present in all tested compositions, beyond which there is no significant impact on reducing high-frequency fluctuations. To further improve the mitigation of these fluctuations, a platform focused on reducing both global and high-frequency fluctuations was created. It was demonstrated that it is possible to completely mitigate high-frequency fluctuations with an appropriately sized Battery Energy Storage System (BESS) using a power smoothing strategy based on moving averages. The platform also assisted in the BESS sizing, highlighting the importance of adjusting the nominal power and smoothing range according to the specific mitigation needs, whether eliminating global, np fluctuations, or both.

Keywords: Wind Power, High-Frequency Fluctuation, Mitigation, Turbine Aggregation, PSD, BESS.

LISTA DE FIGURAS

Figura 1 – Atlas eólico do Rio Grande do Norte	26
Figura 2 – Disposição das turbinas	27
Figura 3 – Potência eólica e velocidade de vento – campanha de medição do ano 2018.	29
Figura 4 – Potência eólica e velocidade de vento – campanha de medição do ano 2020.	29
Figura 5 – Turbulência por velocidade de vento	30
Figura 6 – Intensidade de turbulência por velocidade de vento	30
Figura 7 – Método de Welch para estimação de PSD	35
Figura 8 – Espectro de Vento de Van der Hoven.	39
Figura 9 – Sombreamento de Torre.	40
Figura 10 – Influência de obstáculo na geração eólica.	41
Figura 11 – (A) Campo de vento incidente sobre uma turbina eólica; (B) Vento incidente sobre uma pá com rotor parado; (C) Vento incidente sobre uma pá com rotor em movimento	42
Figura 12 – Efeito de suavização por agregação de turbinas.	43
Figura 13 – PSD - Campanha de medição do ano de 2018 e dados extras	46
Figura 14 – PSD - Campanha de medição do ano de 2020 e dados extras	46
Figura 15 – Comparação entre PSD dos anos 2018 e 2020 para <i>cluster</i> C4 puramente DFIG	48
Figura 16 – Comparação entre PSD dos anos 2018 e 2020 para <i>cluster</i> C6 puramente DD	48
Figura 17 – Variância das flutuações 1p e 3p dos <i>clusters</i> de turbina DFIG e DD	51
Figura 18 – Desvio Padrão das flutuações 1p e 3p dos <i>clusters</i> de turbina DFIG e DD . .	52
Figura 19 – PSD normalizado - Campanha de medição do ano de 2018 e dados extras . .	54
Figura 20 – PSD normalizado - Campanha de medição do ano de 2020 e dados extras . .	54
Figura 21 – Redução da variância e do desvio padrão para dados normalizados	55
Figura 22 – Redução da variância e do desvio padrão das flutuações np para dados normalizados	56
Figura 23 – Comparação para o ano de 2018 entre PSD de 7 Turbinas - C4 escalonado para 36, PSD de 7 turbinas C6 escalonado para 15 turbinas, Soma das versões escalonadas e PSD de 51 turbinas - parque	57
Figura 24 – Comparação para o ano de 2020 entre PSD de 7 Turbinas - C4 escalonado para 36, PSD de 7 turbinas C6 escalonado para 15 turbinas, Soma das versões escalonadas e PSD de 51 turbinas - parque	58
Figura 25 – Função Transferência entre '7 turbinas C4' com '15 turbinas C6+C4' e '14 turbinas C5+C4'- anos 2018 e 2020	61
Figura 26 – Função Transferência entre '7 turbinas C5' com '14 turbinas C5+C4' e '15 turbinas C5+C6'- ano 2020	61

Figura 27 – Função Transferência entre '8 turbinas C6' com '15 turbinas C6+C4' e '15 turbinas C5+C6' - anos 2018 e 2020	62
Figura 28 – Fluxograma para geração de STS com média e desvio padrão aleatórios . . .	71
Figura 29 – Fluxograma da Metodologia de Agregação de Turbinas - Único tipo de turbina eólica.	73
Figura 30 – Fluxograma do algoritmo de agregação para dois tipos de turbinas eólicas em quantidade diferentes	74
Figura 31 – Comparação PSD Série Temporal Original com PSD da Série Temporal Sintética	76
Figura 32 – Série Temporal Original e Série Temporal Sintética	77
Figura 33 – Comparação entre PSD base e média do PSD do conjunto de amostras - Amostras com margens de 25%,50%,75% e 100% e PSD base C4 (DFIG) escalonado para 1 turb	79
Figura 34 – Comparação entre PSD base e média do PSD do conjunto de amostras - Amostras com margens de 25%,50%,75% e 100% e PSD base C5 (DD) escalonado para 1 turb	80
Figura 35 – Comparação entre PSD base e média do PSD do conjunto de amostras - Amostras com margens de 25%,50%,75% e 100% e PSD base C6 (DD) escalonado para 1 turb	80
Figura 36 – Desvio padrão por total de amostra por conjunto	82
Figura 37 – Correlação entre 1000 amostras de STS - PSD base C4, C5 e C6	83
Figura 38 – Resultados algoritmo de agregação de turbinas comparação entre PSD base e média do PSD do conjunto de amostras - Conjunto de amostras base C4 e C5	85
Figura 39 – Resultados algoritmo de agregação de turbinas comparação entre PSD base e média do PSD do conjunto de amostras - Conjunto de amostras base C4 e C6	86
Figura 40 – Exemplo MARS para aproximação de função	89
Figura 41 – Modelo de espectro pelo MARS da turbina DFIG	91
Figura 42 – Modelo de espectro pelo MARS da turbina DD	92
Figura 43 – Desvio Padrão Normalizado e Desvio padrão Global - PSD medições	95
Figura 44 – Desvio Padrão Normalizado e Desvio padrão flutuação 1p - PSD medições	96
Figura 45 – Desvio Padrão Normalizado e Desvio padrão flutuação 3p - PSD medições	96
Figura 46 – Desvio Padrão Normalizado e Desvio padrão Global - Modelo PSD	98
Figura 47 – Desvio Padrão Normalizado e Desvio padrão 1p - Modelo PSD	99
Figura 48 – Desvio Padrão Normalizado e Desvio padrão 3p - Modelo PSD	100
Figura 49 – Configuração para suavização de potência com BESS	104
Figura 50 – Estrutura típica do BESS	105
Figura 51 – Bateria Simples	106
Figura 52 – Célula de bateria de sal líquido	108
Figura 53 – Bateria de fluxo	110

Figura 54 – Curva de descarga típica de uma bateria em função do tempo	111
Figura 55 – Curva de descarga típica de uma bateria em função do SOC	112
Figura 56 – Curva de descarga típica de uma bateria para taxas de descargas distintas . . .	113
Figura 57 – (a) Efeito de recuperação típico de uma bateria;(b) Corrente de descarga intermitente	114
Figura 58 – Comparação curva de descarga contínuo e intermitente	114
Figura 59 – Circuito básico do modelo elétrico de bateria	116
Figura 60 – Circuito básico do modelo elétrico de bateria com fonte e resistência interna em função do SOC	116
Figura 61 – Circuitos do modelo de Thevenin (a) com um ramo RC ; (b) com dos ramos RC	117
Figura 62 – Circuito do modelo baseado em impedância	118
Figura 63 – Circuito do modelo baseado em runtime	119
Figura 64 – Modelo de circuito elétrico combinado	120
Figura 65 – Modelo genérico	121
Figura 66 – Modelo hibridizado	121
Figura 67 – Modelo genérico de bateria para íons de lítio	122
Figura 68 – Curva de descarga do modelo para taxa de descarga 2C,1C e 0,5C	125
Figura 69 – Efeito de recuperação do modelo	125
Figura 70 – Descarregamento e carregamento dinâmico do modelo	126
Figura 71 – Estrutura da lógica de suavização de potência	127
Figura 72 – Comparação PSD entre potência eólica original e suavizada	128
Figura 73 – Fluxograma controle suavização de potência	129
Figura 74 – Fluxograma limitação da corrente referência	130
Figura 75 – Simulação de suavização de potência com SOC inicial de 10%	132
Figura 76 – Simulação de suavização de potência com SOC inicial de 100%	133
Figura 77 – Potência referência para faixa de suavização de 5s,10s,1min,10min	135
Figura 78 – Comparação entre o desvio padrão global da potência eólica original com a potência eólica suavizada pelo BESS	136
Figura 79 – Comparação entre o desvio padrão das flutuações np da potência eólica original com a potência eólica suavizada pelo BESS	137
Figura 80 – Comparação entre os PSD da potência eólica original e suavizada pelo BESS	138
Figura 81 – Comparação entre o desvio padrão global da potência eólica sintética com a potência eólica suavizada pelo BESS para o parque composto por 36 turbinas DFIG e 15 DD	140
Figura 82 – Comparação entre o desvio padrão das flutuações np da potência eólica sintético com a potência eólica suavizada pelo BESS para o parque composto por 36 turbinas DFIG e 15 DD	141
Figura 83 – Comparação entre os PSD da potência eólica sintética e suavizada pelo BESS para o parque composto por 36 turbinas DFIG e 15 DD	142

Figura 84 – Comparação entre o desvio padrão global da potência eólica sintética com a potência eólica suavizada pelo BESS do parque composto exclusivamente por turbinas DFIG	143
Figura 85 – Comparação entre o desvio padrão das flutuações np da potência eólica sintético com a potência eólica suavizada pelo BESS para o parque composto exclusivamente por turbinas DFIG	144
Figura 86 – Comparação entre os PSD da potência eólica sintética e suavizada pelo BESS para o parque composto exclusivamente por turbinas DFIG	145
Figura 87 – Comparação entre o desvio padrão global da potência eólica sintética com a potência eólica suavizada pelo BESS para o parque composto exclusivamente por turbinas DD	146
Figura 88 – Comparação entre o desvio padrão das flutuações np da potência eólica sintético com a potência eólica suavizada pelo BESS para o parque composto exclusivamente por turbinas DD	147
Figura 89 – Comparação entre os PSD da potência eólica sintética e suavizada pelo BESS para o parque composto exclusivamente por turbinas DD	148

LISTA DE TABELAS

Tabela 1 – Características dos <i>clusters</i>	27
Tabela 2 – Período da campanha de medição	28
Tabela 3 – Séries temporais por agregação	28
Tabela 4 – Variância Série temporal e PSD	46
Tabela 5 – Flutuações np	49
Tabela 6 – Variância flutuações np	51
Tabela 7 – Faixas de flutuação np	51
Tabela 8 – Desvio padrão das flutuações np	52
Tabela 9 – Desvio padrão série Temporal e PSD	53
Tabela 10 – Parametrização validação algoritmo de geração de STS	75
Tabela 11 – Desvio Padrão e Variância Série temporal original, PSD, STS	78
Tabela 12 – Parametrização da validação do algoritmo de geração de STS com desvio padrão e média aleatórios	78
Tabela 13 – Desvio Padrão e Variância conjunto de amostras	81
Tabela 14 – Desvio Padrão e Variância PSD base e PSD médio do conjunto de amostras	81
Tabela 15 – Parametrização validação algoritmo de agregação	84
Tabela 16 – Intervalo de segmentação dos PSD para reconstrução do modelo de espectro	90
Tabela 17 – Parametrização da função <code>pyearth.Earth</code>	90
Tabela 18 – Parametrização algoritmo de geração de STS para cenário estável e instável	93
Tabela 19 – Parametrização algoritmo de agregação - PSD medições	94
Tabela 20 – Parametrização algoritmo de agregação - Modelo PSD	94
Tabela 21 – Faixas de flutuação np para turbinas sintéticas	97
Tabela 22 – Desvio padrão melhor configuração do parque eólico quanto a menor flutuação global ou flutuação np - PSD medições	98
Tabela 23 – Desvio padrão melhor configuração do parque eólico quanto a menor flutuação global ou flutuação np - Modelo PSD	100
Tabela 24 – Parametrização modelo genérico de bateria	124
Tabela 25 – Parametrização suavização de potência	131
Tabela 26 – Parametrização dimensionamento BESS de 250 kW, 500 kW, 1MW e 2MW	134
Tabela 27 – Razão de redução global entre desvio padrão da potência eólica antes e após suavização	136
Tabela 28 – Razão de redução das flutuações np entre desvio padrão da potência eólica original antes e após suavização	137
Tabela 29 – Razão de redução global entre desvio padrão da potência eólica antes e após suavização para o parque composto composto por 36 turbinas DFIG e 15	140

Tabela 30 – Razão de redução das flutuações np entre desvio padrão da potência eólica sintética antes e após suavização para o parque composto por 36 turbinas DFIG e 15 DD	141
Tabela 31 – Razão de redução global entre desvio padrão da potência eólica sintética antes e após suavização para o parque composto exclusivamente por turbinas DFIG	143
Tabela 32 – Razão de redução das flutuações np entre desvio padrão da potência eólica sintética antes e após suavização para o parque composto exclusivamente por turbinas DFIG	144
Tabela 33 – Razão de redução global entre desvio padrão da potência eólica sintética antes e após suavização para o parque composto exclusivamente por turbinas DD	146
Tabela 34 – Razão de redução das flutuações np entre desvio padrão da potência eólica sintética antes e após suavização para o parque composto exclusivamente por turbinas DD	147
Tabela 35 – Funções resultantes por segmento para PSD de uma Turbina DFIG	158
Tabela 36 – Funções resultantes por segmento para PSD de uma Turbina DD	159
Tabela 37 – Termos técnicos de sistemas de armazenamento de energia	160

LISTA DE ABREVIATURAS E SIGLAS

DFIG	<i>Doubly-Fed Induction Generator</i>
DD	<i>Direct Drive</i>
PSD	<i>Power Spectral Density</i>
np	Flutuação do n-ésimo harmônico da frequência de rotação p do gerador da turbina eólica
BESS	<i>Battery Energy Storage System</i>
SEP	Sistema Elétrico de Potência
ESS	<i>Energy Storage System</i>
FFT	<i>Fast Fourier Transform</i>
ST	Série Temporal
STS	Série Temporal Sintética
SRM	<i>Spectral Representation Method</i>
MARS	<i>Multivariate Adaptive Regression Splines</i>
AR-ARCH	<i>Autoregressive -Generalized Autoregressive Conditional Heteroskedasticity</i>
DP	Desvio Padrão
Var	Variância
BF	Função Base
PCS	<i>Power Conversion System</i>
CC	Corrente Contínua
CA	Corrente Alternada
BMU	<i>Battery Monitoring Unity</i>
EMS	<i>Energy Management System</i>
BMS	<i>Battery Management System</i>
SOC	<i>State of Charge</i>

SOH	<i>State of Health</i>
DOD	<i>Depth of Discharge</i>
HPPC	<i>Hybrid Pulse Power Characterization</i>

LISTA DE SÍMBOLOS

Capítulo 1

P_{wind}	Potência Eólica
ρ	Densidade do ar
A	Área de Varredura da Turbina Eólica
v	Velocidade do Vento

Capítulo 2

IT	Intensidade da Turbulência
σ_{vento}	Desvio Padrão da Velocidade de Vento
$\bar{\mu}_{vento}$	Média da Velocidade de Vento
$x(t)$	Função Temporal Randômica
C_0	Média da Função Temporal Randômica
n	n-ésimo harmônico
np	Flutuação do n-ésimo harmônico da frequência de rotação p do gerador da turbina eólica
ω_n	Frequência Angular do n-ésimo Harmônico
C_n	Coefficiente Complexo do n-ésimo Harmônico
Δf	Intervalo de Frequência
$\overline{x^2}$	Média Quadrática da Função Temporal Randômica
$G_x(f_n)$	Espectro de Potência
$S_x(f_n)$	Densidade de Espectro de Potência
$R_x(\tau)$	Função Autocorrelação
τ	Deslocamento da função Autocorrelação
σ_x^2	Variância da Função Temporal Randômica
$H(\omega)$	Função Transferência

$X(\omega)$	Resposta do Sistema
$F(\omega)$	Excitação do Sistema
A	Segmento da Função de <i>Welch</i>
$v(t)$	Segmento da Função Temporal Randômica
$u(t)$	Função Janela
T	Total de Pontos do Segmento da Função de <i>Welch</i>
FFT	Transformada Rápida de Fourier
n_d	Total de Segmentos da Função de <i>Welch</i>
$S_{turb,corr}(f)$	Densidade de Espectro de Potência da Parte Correlacionada da Potência eólica
$S_{turb,descorr}(f)$	Densidade de Espectro de Potência da Parte Descorrelacionada da Potência eólica
N	Fator de Quantidade de Turbina
$J^2(f)$	Função Transferência entre <i>Clusters</i> de Turbina
σ_{10min}^2	Variância a Cada 10 minutos de uma Série Temporal
M	Total de Pontos Equivalente a 10 minutos de uma Série Temporal
X	Série Temporal Compreendida em 10 minutos
\bar{X}_{10min}	Média das Variâncias a Cada 10 minutos
K	Total de blocos de 10 minutos de uma Série Temporal
df	Intervalo de Frequência
$\bar{\mu}_{J^2(f)}$	Média da Função Transferência entre <i>Clusters</i> de Turbina

Capítulo 3

np	Flutuação do n-ésimo harmônico da frequência de rotação p do gerador da turbina eólica
$X(t)$	Sinal no domínio do tempo
$\bar{\mu}$	Média do Sinal no Domínio do Tempo
f	Frequência

ϕ	Fase Aleatória
N	Total de pontos de Frequência
t	Tempo
$S(f)$	Densidade de Espectro de Potência
Δ_f	Intervalo de Frequência
$\sigma_{objetivo}$	Desvio Padrão objetivo
σ_{PSD}	Desvio Padrão da Densidade do Espectro de Potência
f_K	Frequência de Nyquist
f_s	Frequência de Amostragem
$\gamma_j(f)$	Função Coerência
σ_{10min}	Desvio Padrão a Cada 10 minutos de uma Série Temporal
$\bar{\sigma}_{10min}$	Média Desvio Padrão a Cada 10 minutos de uma Série Temporal
\bar{S}_{STS}	Média da Densidade de Espectro de Potência das Séries Temporais Sintéticas
$\Delta\sigma$	Critério de Parada da Simulação de Agregação de Turbinas
β_m	Coefficiente de Amplitude da Função Base
$\lambda_m(x)$	Função Base
M	Total de Funções Bases

Capítulo 4

np	Flutuação do n-ésimo harmônico da frequência de rotação p do gerador da turbina eólica
P_{wind}	Potência Eólica
P_{bess}	Potência do Sistema de Armazenamento de Energia em Baterias
P_{grid}	Potência Entregue a Rede Elétrica
SOC	Estado de Carga
V_{oc}	Tensão de Circuito Aberto
R_s	Resistência Interna da Bateria

E_0	Tensão Constante da Bateria
i_{bat}	Corrente da Bateria
it	Carga Atual da Bateria
i^*	Corrente da Bateria Filtrada por um Filtro Passa-baixa
Q	Capacidade Nominal da Bateria
A	Amplitude da Tensão da Zona Exponencial para a Curva de Descarga da Bateria
B	Constante de Tempo Inversa da Zona Exponencial da Curva de Descarga da Bateria
K	Resistência de Polarização
P_{ref}	Potência Referencia para a Suavização
P_{wind}^*	Potência eólica Suavizada
SOC_{min}	Limite Mínimo do Estado de Carga
SOC_{max}	Limite Máximo do Estado de Carga
I_{bess}	Corrente Referência de Bateria
V_{bat}	Tensão da Bateria
I_{disch}	Máxima Corrente de descarga da Bateria
I_{ch}	Máxima Corrente de carga da Bateria
σ_{parque}	Desvio Padrão do Parque Eólico
σ_{suave}	Desvio Padrão do Parque Eólico suavizado

SUMÁRIO

1	INTRODUÇÃO	22
1.1	Objetivos	23
1.2	Organização do trabalho	24
2	FLUTUAÇÃO DE POTÊNCIA EM TURBINAS E PARQUES EÓLICOS	25
2.1	Dados elétricos	26
2.2	Densidade de Espectro de Potência - PSD	31
2.2.1	Série de Fourier de Processos Randômicos	31
2.2.2	Espectro de Potência e Densidade de Espectro de Potência	32
2.2.3	Relação entre variância e Densidade de espectro de potência	33
2.2.4	Relação entre a Função Transferência e a Densidade de espectro de potência	33
2.2.5	Método de Welch	34
2.3	Revisão bibliográfica - Análise espectral da potência de saída de turbinas eólicas	36
2.4	Causas da Flutuação de Potência Eólica	38
2.5	Análises de PSD	44
2.5.1	Estimativa do PSD - Metodologia e parametrização	44
2.5.2	Análise - Origens das flutuações	45
2.5.3	Análise - Suavização de potência por agregação	53
2.5.4	Análise - Escalonamento das flutuações	56
2.5.5	Análise - Quantidade de turbinas equivalentes	59
2.6	Conclusão do Capítulo	63
3	PARQUE EÓLICO ARTIFICIAL	65
3.1	Método de Representação Espectral	66
3.2	Modelo de Agregação de Turbinas Eólicas por Meio de Séries Temporais Sintéticas	69
3.2.1	Validação do Método de Representação Espectral	75
3.2.2	Validação do algoritmo de Agregação de Turbinas	78
3.3	Modelo de espectro de turbina eólica para flutuações de alta frequência	87
3.3.1	Método MARS	87
3.3.2	Metodologia para criação do modelo de espectro	89
3.3.3	Resultados MARS	91
3.4	Análise de redução de flutuação de potência	92
3.4.1	Metodologia e parametrização	93
3.4.2	Resultados numéricos - PSD Medições	95

3.4.3	Resultados numéricos - Modelo de PSD	98
3.5	Conclusão do capítulo	100
4	SUAVIZAÇÃO DE FLUTUAÇÕES DE ALTA FREQUÊNCIA EM PARQUES EÓLICOS VIA SISTEMA DE ARMAZENAMENTO DE ENERGIA	104
4.1	Baterias	106
4.1.1	Baterias tradicionais	107
4.1.2	Baterias de sal líquido	108
4.1.3	Baterias de fluxo	109
4.2	Modelos elétricos de baterias	110
4.2.1	Efeitos característicos de baterias	111
4.2.1.1	<i>Efeito de taxa de descarga</i>	<i>111</i>
4.2.1.2	<i>Efeito de recuperação</i>	<i>113</i>
4.2.1.3	<i>Runtime e taxa de erro</i>	<i>115</i>
4.2.2	Revisão bibliográfica de modelos elétricos de bateria	115
4.2.2.1	<i>Modelo de circuito simples de bateria</i>	<i>115</i>
4.2.2.2	<i>Modelo baseado em Thevenin</i>	<i>117</i>
4.2.2.3	<i>Modelo baseado em impedância</i>	<i>117</i>
4.2.2.4	<i>Modelo baseado em runtime</i>	<i>118</i>
4.2.2.5	<i>Modelos Híbridos</i>	<i>119</i>
4.3	Modelagem de circuito equivalente de Bateria	122
4.3.1	Parametrização do modelo e resultados	124
4.4	Suavização de potência	127
4.4.1	Potência referência	127
4.4.2	Controle de suavização	128
4.4.3	Parametrização e resultados da suavização de potência	130
4.5	Dimensionamento do BESS	134
4.5.1	Parque eólico - Dados medidos	136
4.5.2	Parque eólico - Dados sintéticos - 36 turbinas DFIG e 15 turbinas DD	139
4.5.3	Parque eólico - Dados sintéticos - 100% DFIG	143
4.5.4	Parque eólico - Dados sintéticos - 100% DD	146
4.6	Conclusão do capítulo	149
5	CONCLUSÃO	151
5.1	Sugestões de trabalhos Futuros	155
5.2	Trabalhos publicados	157
A	FUNÇÃO RESULTANTE DO MÉTODO MARS PARA MODELO DE TURBINA EÓLICA DOUBLY FED INDUCTION GENERATOR-DFIG	158

B	FUNÇÃO RESULTANTE DO MÉTODO MARS PARA MODELO DE TURBINA EÓLICA <i>DIRECT DRIVE</i>-DD	159
C	DEFINIÇÃO DOS TERMOS TÉCNICOS DE SISTEMAS DE ARMAZENAMENTO DE ENERGIA	160
	REFERÊNCIAS	161

1 INTRODUÇÃO

As fontes de energias renováveis tem apresentado um crescimento exponencial nos últimos anos, em especial as de fonte eólica. De acordo com (COUNCIL, 2023) a atual capacidade eólica global é de 906 GW, com perspectiva que seja de 2127 GW no ano de 2023. Isso significa que a fonte eólica será responsável pela geração de energia mundial em torno de 17% a 19%.

Apesar desse crescimento promissor, devido a natureza intermitente do vento, a inserção em larga escala das fontes eólica ao sistema elétrico de potência (SEP) enfrenta desafios. A imprevisibilidade e as incertezas na geração de energia, podem levar planejadores e operadores do sistema elétrico a controlar a participação da fonte eólica, dando preferência a outras fonte de geração mais tradicionais e despacháveis (APT, 2022).

Um dos problemas causados pela intermitência do vento é a flutuação de potência, que pode ter origem a partir das variações rápidas ou lentas da velocidade de vento; da dinâmica das turbinas eólicas durante a conversão da energia cinética do vento em energia elétrica e dos efeitos mecânicos como vibrações naturais da torre e equipamentos. Como consequência, essas flutuações podem gerar não-conformidades ao sistema elétrico como, desbalanceamento entre geração e demanda, variação de tensão e frequência, podendo comprometer a estabilidade e a confiabilidade do sistema elétrico.

Devido à relação cúbica entre a potência elétrica e a velocidade do vento, conforme descrito na Equação 1 (MANWELL; MCGOWAN; ROGERS, 2010), até pequenas e rápidas reduções na velocidade do vento podem ter como consequência variações significativas na produção instantânea de energia. Nesta equação, ρ é a densidade do ar em kg/m^3 , A é a área de varredura da turbina eólica em m^2 , e v é a velocidade do vento em m/s . Portanto, até mesmo uma pequena variação em momentos de calmaria tem um impacto considerável na geração de energia eólica.

$$P_{wind} = \frac{1}{2} \rho A v^3 \quad (1)$$

Para mitigar os problemas causados pela intermitência da fonte eólica, podem ser utilizadas soluções como: (1) uso de centrais geradoras flexíveis com tempo de resposta adequados; (2) aumento das interconexões com regiões vizinhas; (3) controle de demanda; (4) utilização de Sistemas de Armazenamento de Energia (do inglês, *Energy Storage Systems*, ESS) (JABIR et al., 2017).

Em se tratando de mitigar as flutuações, atualmente as mais lentas, aquelas que ocorrem em periodicidade de dias e horas, são tratadas a partir da inserção de potência no sistema elétrico

por parte de geradores de rampa (APT, 2007). Entretanto, as flutuações mais rápidas, as que ocorrem em questão de segundos, não são mitigadas por meio dessa solução devido ao tempo de resposta lento do próprio gerador. Aumentar a interconexão com redes vizinhas também contribui na mitigação das flutuações, uma vez que podem ser compensadas por outras fontes de geração. De fato, parques eólicos situados em diferentes localidades podem ajudar a mitigar as flutuações de potência, no qual essa prática é conhecida como agregação de turbinas (KATZENSTEIN; FERTIG; APT, 2010). Porém, essa solução se prova limitada, uma vez que é chegado o ponto em que as flutuações, tanto as lentas quanto as rápidas, não conseguem ser reduzidas muito menos mitigadas (KATZENSTEIN; FERTIG; APT, 2010; BANDI, 2017). Na verdade, as flutuações de natureza mais rápida tendem a ser mais persistentes devido à falta de tratamento específico.

Com o propósito de aprimorar ainda mais a suavização, é possível utilizar ESS (do inglês, *Energy Storage System*). Essa solução é mais promissora devido a sua ampla gama de opções e alta flexibilidade de aplicação ao sistema elétrico. A depender da tecnologia de ESS, esse pode atuar na atividade de suavização de potência, com o objetivo de reduzir a variabilidade da potência de saída da fonte geradora, contribuindo para a estabilidade sistêmica. Logo, um ESS com tempo de resposta adequado as flutuações de alta frequência atuando nessa aplicação é capaz de mitigá-las.

Devido a natureza persistente das flutuações de alta frequência esse trabalho se propõe em mitigá-las, por meio de agregação de turbinas e utilização de ESS. Os métodos propostos são avaliados considerando medições reais de potência eólica com taxa de amostragem de 250 ms. Tais medições são provenientes de um parque eólico localizado no Rio Grande do Norte (Brasil), composto por turbinas de duas tecnologias distintas. Devido à dificuldade de acesso a medições com características de amostragem na escala de tempo de milisegundos em parques de geração, é relevante estudá-las de modo a caracterizar as flutuações de alta frequência. Além disso, considerando a limitação de acesso a medições dessa natureza, torna-se relevante propor uma metodologia capaz de criar "medições sintéticas", conhecidas como séries temporais sintéticas, para garantir a reprodutibilidade dos resultados no contexto da mitigação das flutuações de alta frequência da potência eólica apresentadas neste trabalho.

As séries sintéticas também podem ser utilizadas para compor um parque artificial, cuja composição, em termos de quantidade e tecnologia de turbinas, pode diferir do parque original. Essa abordagem permite avaliar a composição mais eficaz na mitigação das flutuações de alta frequência por meio da agregação de turbinas.

1.1 Objetivos

Os objetivos gerais desta tese são:

- Caracterizar as flutuações de alta frequência das medições de potência do parque eólico em questão;

- Propor uma metodologia para replicação dos resultados sem a necessidade de posse de medições de alta frequência de potência eólica;
- Mitigar as flutuações de alta frequência por meio de agregação de turbinas e BESS (do inglês, *Battery Energy Storage System*).

1.2 Organização do trabalho

Esse trabalho é organizado em cinco capítulos. O primeiro capítulo introduziu resumidamente a problemática das variações de potência em usinas eólicas e as principais medidas de mitigação. Os demais capítulos são organizados da seguinte forma:

- **Capítulo 2** - Nesse capítulo são apresentados as características das medições, uma revisão bibliográfica quanto a origem das flutuações de alta frequência e trabalhos com foco em flutuações de baixa e alta frequência em parques eólicos, além da metodologia para avaliar e caracterizar flutuações de alta frequência de potência das medições, seguida das análises propriamente ditas. Ao final do capítulo, são apresentadas as conclusões.
- **Capítulo 3** - Nesse capítulo, propõe-se uma metodologia para a criação de séries temporais sintéticas de um parque eólico artificial, incorporando flutuações de alta frequência, no intuito de analisar a redução de flutuação por agregação de turbinas. O capítulo abrange uma introdução ao método de criação de séries temporais sintéticas, acompanhada por uma revisão bibliográfica de trabalhos que utilizam séries sintéticas, seguido da descrição detalhada da metodologia desenvolvida, dos resultados obtidos e da conclusão.
- **Capítulo 4** - Nesse capítulo está apresentada a plataforma para mitigação das flutuações de alta frequência em parques eólicos. A escolha do sistema de armazenamento de Energia adequado é discutida, juntamente com a estratégia de mitigação das flutuações de alta frequência. A metodologia utilizada, os resultados obtidos e as conclusões sobre a eficácia da plataforma são detalhados ao longo do capítulo.
- **Capítulo 5** - O capítulo final contém a conclusão geral deste trabalho, baseada nas análises e resultados apresentados nos capítulos anteriores.

2 FLUTUAÇÃO DE POTÊNCIA EM TURBINAS E PARQUES EÓLICOS

As turbinas eólicas possuem meios de diminuir a variabilidade de sua potência, seja através do design do seu rotor ou por meio do controle de velocidade de rotação (LU; ZHOU, 2018; MUR-AMADA; BAYOD-RUJULA, 2010). A agregação de turbinas eólicas também permite a redução da variabilidade de potência, quanto mais turbinas existir no parque, menor será sua flutuação de potência (ROSAS, 2003). Além da agregação, a distribuição geográfica das turbinas ajuda a amenizar as flutuações (BEYER; LUTHER; STEINBERGER-WILLMS, 1989). Contudo, apesar dessas soluções, as flutuações de potência em turbinas e parque eólicos ainda são persistentes, especialmente aquelas de alta frequência que geralmente são causadas pela dinâmica da máquina, sombreamento de torre (do inglês, *tower shadow*), amostragem rotacional (do inglês *rotational sampling*) e turbulência, o que impede uma a sua inserção em larga escala na transmissão.

As análises de flutuação são de grande auxílio, pois ajudam a caracterizar as flutuações e propor soluções para mitigá-las. A avaliação das flutuações pode ser por meio de técnicas de mudança de passo (do inglês, *step-change*) e/ou através de histograma. Nesses tipos de análises são definidas janelas de tempo, e.g. na ordem de minutos; e então é observado como a potência flutua para cada janela. Trabalhos que envolvem esse tipo de análise podem ser conferidos em (HODGE; SHEDD; FLORITA, 2012) e (WAN, 2004). Outro tipo de caracterização, porém no domínio da frequência, é a análise de densidade do espectro de potência (do inglês, *Power Spectrum Density* - PSD) que permite enxergar e caracterizar em um único gráfico as flutuações na potência de saída dos aerogeradores para uma dada faixa de frequências. Neste trabalho foi escolhido o método de avaliação das flutuações por meio do PSD.

Este capítulo tem como proposta analisar e caracterizar por meio de análise espectral a interação entre os dois tipos de turbinas que é composto o parque eólico, isto é, turbinas com gerador de indução duplamente alimentado (em inglês *Doubly Fed Induction Generator* - DFIG) e turbinas de acionamento direto (do inglês, *Direct Drive* - DD). Turbinas DFIG utilizam um gerador de indução com dupla alimentação para a geração de energia, enquanto que as turbinas DD utilizam geradores síncronos, muitas das vezes à imã permanente. Além do mais, em turbinas DD, não há a presença da caixa de engrenagem, a qual é responsável por aumentar a velocidade de giro do rotor do gerador. Desse modo, o controle de potência em turbinas DD é realizado por meio de conversores, enquanto que em turbinas DFIG pela velocidade de giro do rotor.

É importante destacar que a análise são observacionais, com conhecimento para interpretar os resultados adquirido através de uma vasta revisão bibliográfica, sendo examinadas durante o momento de operação contínua das turbinas. Assim, são observadas flutuações que

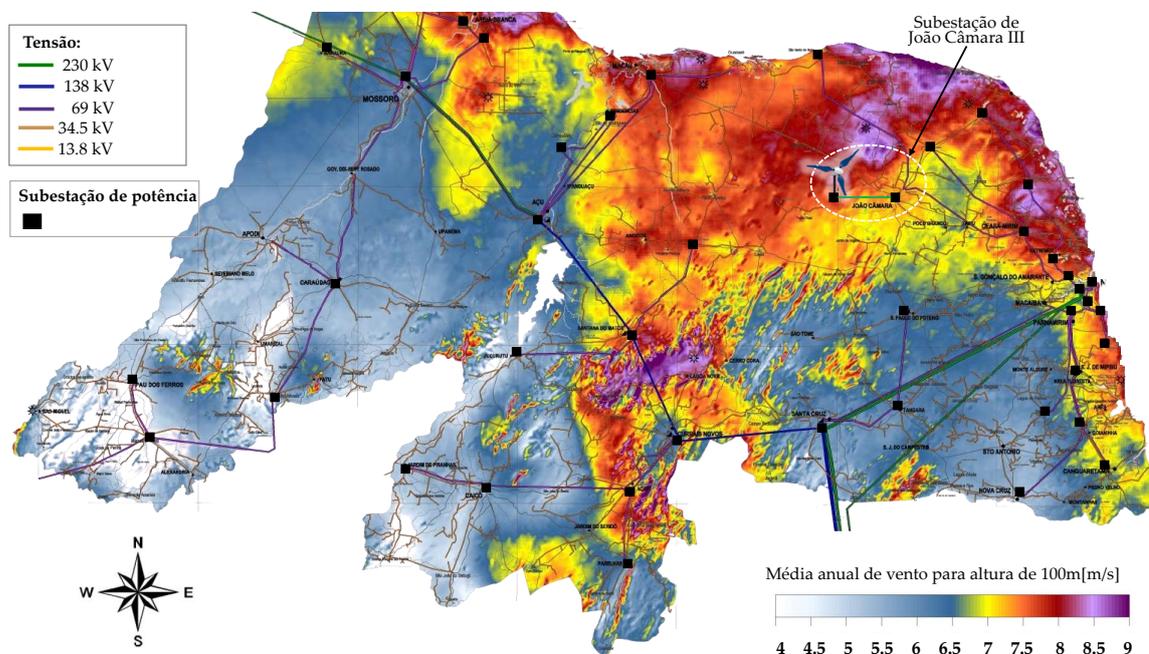
acontecem na faixa de minutos a segundos.

O capítulo é dividido em 5 seções. Na seção 2.1 são apresentados os dados que serão trabalhados. Na seção 2.2 é apresentado o conceito de densidade de espectro de potência. Em seguida, na seção 2.3, é introduzida uma breve revisão bibliográfica de trabalhos que utilizam PSD para analisar a potência de saída de turbinas eólicas. Adiante, na seção 2.4, são elencadas as principais causas de flutuações de potência em turbinas eólicas. Por fim, na seção 2.5, é apresentada a análise espectral das medições de potência eólica.

2.1 Dados elétricos

Os dados de potência de saída dos aerogeradores utilizados para análise do PSD, são advindos de um parque eólico com um total de 51 turbinas localizadas no Nordeste do Brasil onde sua localização está ilustrada na Figura 1 e sua disposição na Figura 2. Essa região do Nordeste brasileiro possui uma média anual de velocidade de vento de 8,6 m/s com fator de escala de Weibull de 4,3 (COSERN, 2001) com direção de vento predominantemente sudeste noroeste. Apesar das características favoráveis de vento, as temperaturas do solo em dada região são elevadas (acima de 40°C), especialmente no verão, acarretando em efeito de convecção (encontro do ar gelado com o ar quente) e consequentemente em turbulência. Durante horários solares (i.e. entre 6 e 18 hrs) a turbulência é mais intensa causando uma produção mais instável.

Figura 1 – Atlas eólico do Rio Grande do Norte

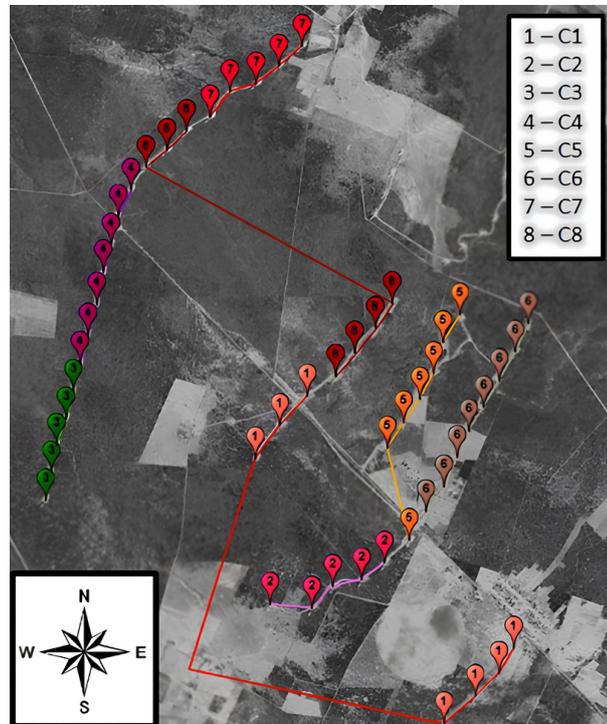


Fonte: Adaptado de (COSERN, 2001).

O Parque é separado em oito *clusters* diferentes, dentre os quais estão distribuídas turbinas DFIG e DD, dos respectivos fabricante. Ambos os tipos de turbinas presentes no parque são de velocidade variável, sendo a velocidade de rotação do rotor para DFIG de 7,8-14,8 rpm,

enquanto para DD sendo de 6-18 rpm. A quantidade de turbinas eólicas e seus respectivos tipos de tecnologia para cada *cluster* está descrito na Tabela 1.

Figura 2 – Disposição das turbinas



Fonte: Própria.

Tabela 1 – Características dos *clusters*

Tecnologia da turbina	nome do <i>cluster</i>	Potência nominal	Total de turbina por <i>cluster</i>
DFIG	C1	14,7MW	7
	C2	10,5 MW	5
	C3	10,5 MW	5
	C4	14,7 MW	7
	C7	10,5 MW	5
	C8	14,7 MW	7
DD	C5	14 MW	7
	C6	16 MW	8

Fonte: Próprio autor.

A campanha de medição fez uso de quatro analisadores de qualidade de energia (i.e. qualímetros) modelo FLUKE 430 - II instalados no painel de faturamento presente na sala de comando da subestação do parque eólico. A campanha ocorreu durante os anos de 2018 e 2020 em períodos distintos, sendo respectivamente durante o verão e durante o inverno com duração de no máximo 4 dias seguidos com taxa de amostragem de 250 ms para os *clusters* C4, C5, C6 e parque inteiro. A taxa de amostragem escolhida permite a construção de um PSD mais amplo, possibilitando enxergar flutuações que ocorram na frequência de rotação da máquina. Na Tabela 2 está resumido o período de cada campanha de medição. Todas as medições da campanha estão

completas, em períodos concomitantes, não havendo nenhum dado faltante, erro de medição ou a presença de valores atípicos.

Tabela 2 – Período da campanha de medição

Ano	Estação	Período de medição	Local de medição
2018	Verão	27 de dezembro - 29 de dezembro	Parque
		27 de dezembro - 29 de dezembro	C6
		27 de dezembro - 29 de dezembro	C4
2020	Inverno	14 de agosto - 15 de agosto	Parque
		14 de agosto - 15 de agosto	C5
		14 de agosto - 15 de agosto	C6
		14 de agosto - 15 de agosto	C4

Fonte: Próprio autor.

Uma estratégia utilizada para obter séries temporais correspondentes a uma quantidade maior de turbina eólicas é agregar os dados de medição obtidos por terminal, por meio da soma das potência geradas. Na Tabela 3 estão demonstradas as séries temporais novas, enquanto na Figura 3 e na Figura 4 estão ilustradas as séries temporais da campanha de medição e as séries temporais obtidas por agregação.

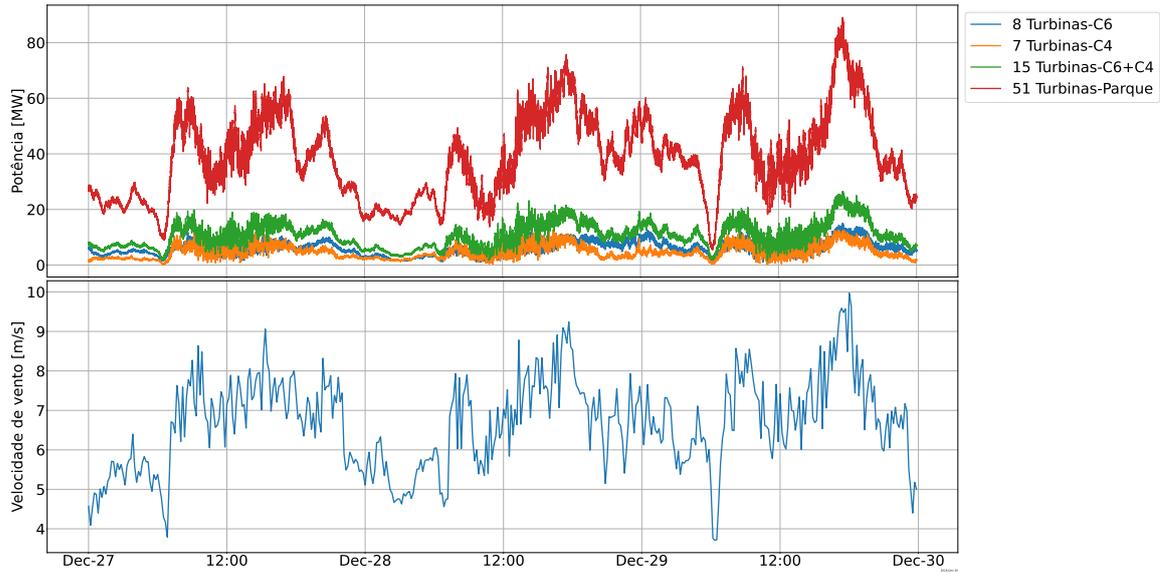
Tabela 3 – Séries temporais por agregação

Ano	Clusters somado	Total de turbinas
2018	C4+C6	15
	C5+C6	15
2020	C5+C4	14
	C4+C6	14

Fonte: Próprio autor.

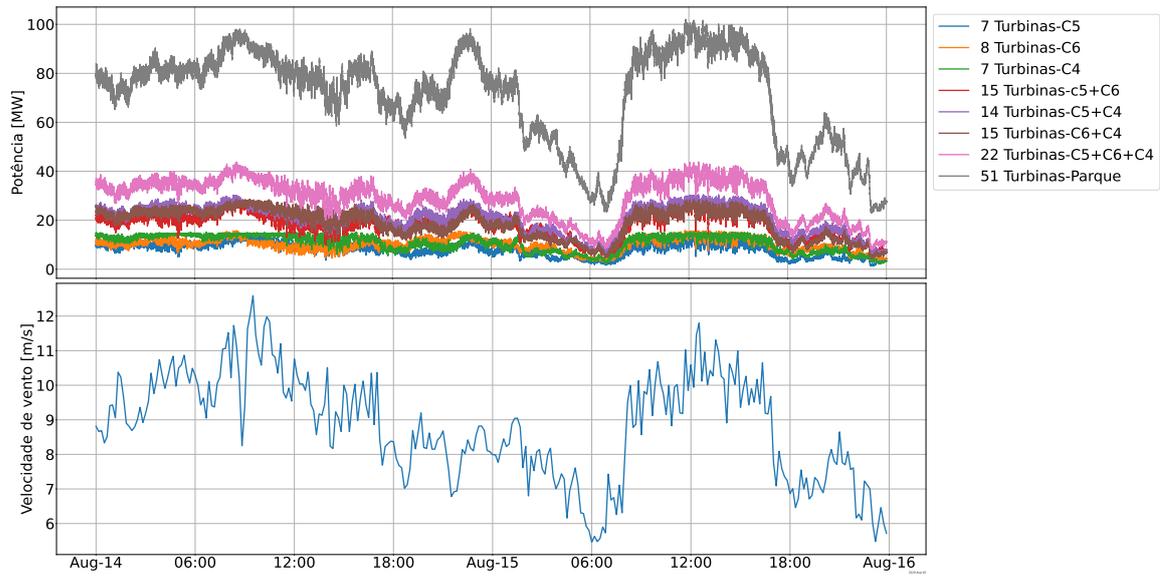
Medições de velocidade de vento e turbulência correspondentes aos períodos de campanha de medição também foram obtidos. Essas medições são advindas de um medidor anemométrico com altura de 93 metros do solo, instalado no próprio parque, com taxa de amostragem de 10 min. A velocidade de vento está ilustrada na Figura 3 (para o ano de 2018) e na Figura 4 (para o ano de 2020). A representação da turbulência pode ser observada na Figura 5. O gráfico de dispersão representa a turbulência associada a velocidade de vento. A linha representa a função linear entre as variáveis. Pontos abaixo dessa linha representam uma baixa turbulência associada a velocidade de vento, enquanto acima uma maior turbulência. O período de medição de 2018 por ser verão demonstra maior turbulência que o período de 2020.

Figura 3 – Potência eólica e velocidade de vento – campanha de medição do ano 2018.



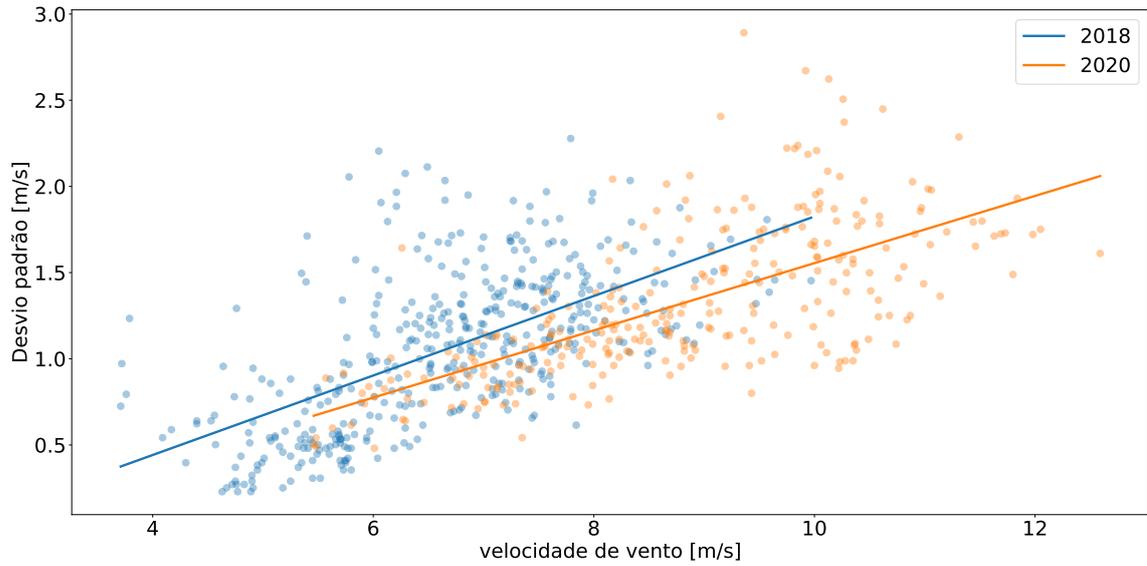
Fonte:Própria autor.

Figura 4 – Potência eólica e velocidade de vento – campanha de medição do ano 2020.



Fonte:Própria autor.

Figura 5 – Turbulência por velocidade de vento

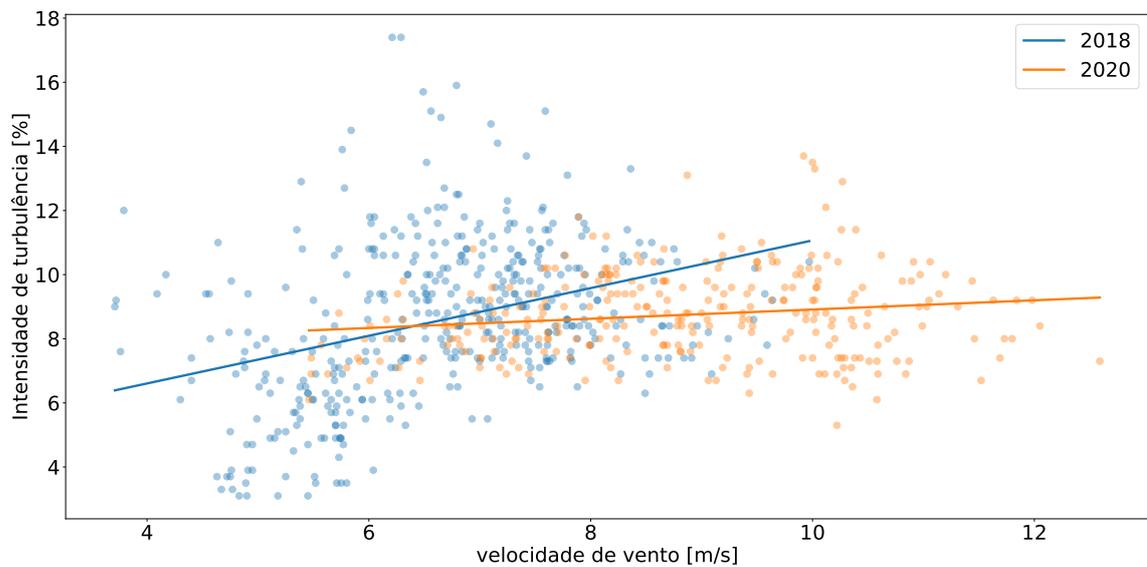


Fonte:Própria autor.

Adicionalmente é possível determinar a intensidade da turbulência (IT) a partir da equação 2 (MANWELL; MCGOWAN; ROGERS, 2010). Onde σ_{vento} é o desvio padrão das medições de velocidade de vento e $\bar{\mu}_{vento}$ é a média das velocidade de vento para a mesma taxa de amostragem que σ_{vento} . O resultado está ilustrado na Figura 6.

$$IT = \frac{\sigma_{vento}}{\bar{\mu}_{vento}} \times 100\% \tag{2}$$

Figura 6 – Intensidade de turbulência por velocidade de vento



Fonte:Própria autor.

2.2 Densidade de Espectro de Potência - PSD

O PSD é uma ferramenta que ajuda a identificar, para um dado sinal ou série temporal, as frequências de interesse determinando seus componentes energéticos. Essa ferramenta pode ser utilizada para caracterizar processos randômicos (processo estocástico). Processos randômicos são fenômenos que não possuem uma função determinística para determinar os seus valores instantâneos em qualquer instante de tempo, sendo difícil prevêê-los e descrevê-los matematicamente. Ainda assim, muitos desses fenômenos apresentam alguma regularidade estatísticas que pode ser utilizada na engenharia. Devido à natureza aleatória da velocidade do vento e sua relação direta com a geração de energia eólica (Equação 1), a potência eólica é considerada um processo estocástico. Assim é possível caracterizar as flutuações de potência e suas magnitudes através do PSD.

Essa seção tem como objetivo introduzir alguns conceitos fundamentais de maneira breve relacionados a densidade de espectro de potência (ou Densidade espectral de potência). As equações apresentadas nesta seção, em conjunto com explicações mais detalhadas, podem ser conferidas em (KELLY, 2006; THOMSON, 2018; MANWELL; MCGOWAN; ROGERS, 2010).

2.2.1 Série de Fourier de Processos Randômicos

Dada uma função de tempo randômica $x(t)$, essa pode ser aproximada por série de Fourier ao considerar a quantidade de períodos próximo a infinito. Essa é uma aproximação lógica, em razão do aspecto das funções de tempo randômica geralmente conter flutuações em diversas frequências/períodos diferentes. Portanto, a aproximação da série de Fourier da função $x(t)$ pode ser descrita conforme na equação 3 (THOMSON, 2018).

$$x(t) = \sum_{-\infty}^{\infty} C_n e^{in\omega_f t} = C_0 + \sum_{n=1}^{\infty} (C_n e^{in\omega_f t} + C_n^* e^{-in\omega_f t}) \quad (3)$$

Onde C_0 é o valor médio de $x(t)$; n é n -ésimo harmônico ou componente de frequência; ω_f é a frequência fundamental; t é o vetor de tempo; e C_n é o coeficiente complexo do harmônico ou componente de frequência n determinado pela equação 4 (THOMSON, 2018):

$$C_n = \frac{2}{T} \int_{-T/2}^{T/2} x(t) e^{-in\omega_f t} dt \quad (4)$$

A série de Fourier da equação 3 envolve a soma sobre frequências positivas e negativas, além de conter o termo C_n , que pode ser desconsiderado, pois se encontra fora da soma. Para medições reais, é considerado apenas a parte positiva das frequências, portanto a equação 3 pode ser adaptada para a equação 5 (THOMSON, 2018).

$$x(t) = Re \left\{ \sum_{n=1}^{\infty} C_n e^{in\omega_f t} \right\} = \frac{1}{2} \sum_{n=1}^{\infty} (C_n e^{in\omega_f t} + C_n^* e^{-in\omega_f t}) \quad (5)$$

Onde $Re\{\cdot\}$ denota que é utilizado a parte real. A soma sobre as frequências positivas é complexa, porém $x(t)$ deve ser aproximada para a parte real. Por isso a presença de $\frac{1}{2}$, pois a parte real de um dado vetor é igual a metade da soma desse vetor com seu conjugado.

2.2.2 Espectro de Potência e Densidade de Espectro de Potência

A composição em frequência, isto é os componentes de frequência da série de Fourier, pode ser descrita em termos de Densidade de espectro de potência da média quadrática.

Para uma dada função de tempo periódica $x(t)$, o seu valor de média quadrática pode ser definido conforme a equação 6 (THOMSON, 2018), isto é, a soma do valor médio quadráticos dos componentes de frequência ou harmônicos. Desse modo, $\overline{x^2}$ é composto de contribuições discretas em cada intervalo de frequência Δf .

$$\overline{x^2} = \sum_{n=1}^{\infty} \frac{1}{2} C_n C_n^* \quad (6)$$

A contribuição de cada componente de frequência ou harmônico C_n para um dado intervalo Δf é representado como espectro de potência, conforme descrito na equação 7 (THOMSON, 2018) na sua forma discretizada.

$$G_x(f_n) = \frac{1}{2} C_n C_n^* \quad (7)$$

Logo, substituindo 7 em 6 (THOMSON, 2018), tem a relação com a média quadrática descrita na equação 8.

$$\overline{x^2} = \sum_{n=1}^{\infty} G_x(f_n) \quad (8)$$

A densidade de espectro de potência discretizada pode ser obtido ao dividir a equação 7 pelo intervalo de frequência Δf , obtendo-se a equação 9 (THOMSON, 2018).

$$S_x(f_n) = \frac{G_x(f_n)}{\Delta f} = \frac{C_n C_n^*}{2\Delta f} \quad (9)$$

Substituindo 9 em 8 tem-se a média quadrática para a densidade de espectro de potência expostos na equação 10 (THOMSON, 2018):

$$\overline{x^2} = \sum_{n=1}^{\infty} S_x(f_n) \Delta f \quad (10)$$

Outro modo de calcular o PSD é por meio das equações de Wiener-Khintchine que relacionam o PSD com a função de autocorrelação através de um par de transformada de Fourier, descrito na equação 11 (KELLY, 2006). Onde f é a frequência, t é o tempo, $R_x(\tau)$ é a função de autocorrelação definido na Equação 12.

$$S_x(f) = \int_{-\infty}^{+\infty} R_x(\tau) e^{-i2\pi f\tau} d\tau \quad (11)$$

Onde τ é o deslocamento de tempo da função correlação, $x(t)$ é uma função variável no tempo e T período da função $x(t)$.

$$R_x(\tau) = \lim_{x \rightarrow \infty} \frac{1}{T} \int_{-T/2}^{T/2} x(t)x(t+\tau) dt \quad (12)$$

2.2.3 Relação entre variância e Densidade de espectro de potência

Considerando uma função randômica $x(t)$ com média nula, a sua variância é igual a média quadrática. Logo, a equação 10 pode ser adaptada conforme a equação 13 (THOMSON, 2018), isto é a variância de um dado PSD é a soma de todos seus componentes de frequência.

Uma vez que o PSD representa uma estimativa, comparar a variância de $x(t)$ com a variância de S_x é uma maneira válida de validar o resultado. Por isso, anular a média de uma dada função randômica antes de estimar seu PSD é uma prática comum.

$$\sigma_x^2 = \sum_{n=1}^{\infty} S_x(f_n) \Delta f \quad (13)$$

2.2.4 Relação entre a Função Transferência e a Densidade de espectro de potência

A função transferência, equação 14 (THOMSON, 2018), representa a razão entre a resposta e a excitação para um sistema linear no domínio da frequência. Onde $X(\omega)$ é a resposta do sistema em frequência angular (saída do sistema) e $F(\omega)$ e a excitação do sistema em frequência angular (entrada do sistema).

$$H(\omega) = \frac{X(\omega)}{F(\omega)} \quad (14)$$

Multiplicando a equação 14 pelo complexo conjugado para ambos os lados, tem-se a equação 15 (THOMSON, 2018).

$$H(\omega)H(\omega)^* = \frac{X(\omega)X(\omega)^*}{F(\omega)F(\omega)^*} \quad (15)$$

$$X(\omega)X(\omega)^* = |H(\omega)|^2 F(\omega)F(\omega)^* \quad (16)$$

É possível relacionar a equação de função transferência 16 com o espectro de densidade de potência a partir da identidade de Parseval. A identidade de Parseval demonstra que o quadrado da Transformada de Fourier de uma função é igual ao quadrado da própria função no domínio do tempo, assim:

$$\int_{-\infty}^{+\infty} x^2(t)dt = \frac{1}{2\pi} \int_{-\infty}^{+\infty} X(\omega)X(\omega)^* d\omega \quad (17)$$

Caso a função de densidade espectral fosse contínua no tempo, a média quadrática seria conforme equação 18 (THOMSON, 2018):

$$\overline{x^2} = \int_{-\infty}^{+\infty} S_x(\omega)d\omega \quad (18)$$

Logo, igualando a equação 17 com a equação 18,obtem-se:

$$\overline{x^2} = \int_{-\infty}^{+\infty} S_x(\omega)d\omega = \int_{-\infty}^{+\infty} X(\omega)X(\omega)^* d\omega \quad (19)$$

Assim, substituindo 16 em 19:

$$\overline{x^2} = \int_{-\infty}^{+\infty} |H(\omega)|^2 |F(\omega)|^2 d\omega \quad (20)$$

$$\overline{x^2} = \int_{-\infty}^{+\infty} |H(\omega)|^2 S_F(\omega)d\omega \quad (21)$$

O que satisfaz a igualdade com a média quadrática descrita em 18, isto é:

$$\overline{x^2} = \int_{-\infty}^{+\infty} S_x(\omega)d\omega = \int_{-\infty}^{+\infty} |H(\omega)|^2 S_F(\omega)d\omega \quad (22)$$

Assim sendo, temos a relação entre função transferência e densidade de espectro de potência, que também pode ser descrita conforme a Equação 23 (THOMSON, 2018). Onde, $S_x(\omega)$ é o PSD da resposta do sistema (saída do sistema), $S_F(\omega)$ é o PSD da excitação do sistema (entrada do sistema) e $H(\omega)$ é a função transferência.

$$S_x(\omega) = |H(\omega)|^2 S_F(\omega) \quad (23)$$

2.2.5 Método de Welch

O PSD é uma estimação de uma dada função $x(t)$ através de seus componentes de frequências, descobertos a partir de Fourier. O PSD disponibiliza informação de como a energia de $x(t)$ é distribuída ao longo de diferentes frequências. Há dois principais métodos para estimar um PSD: paramétrico e não-paramétrico.

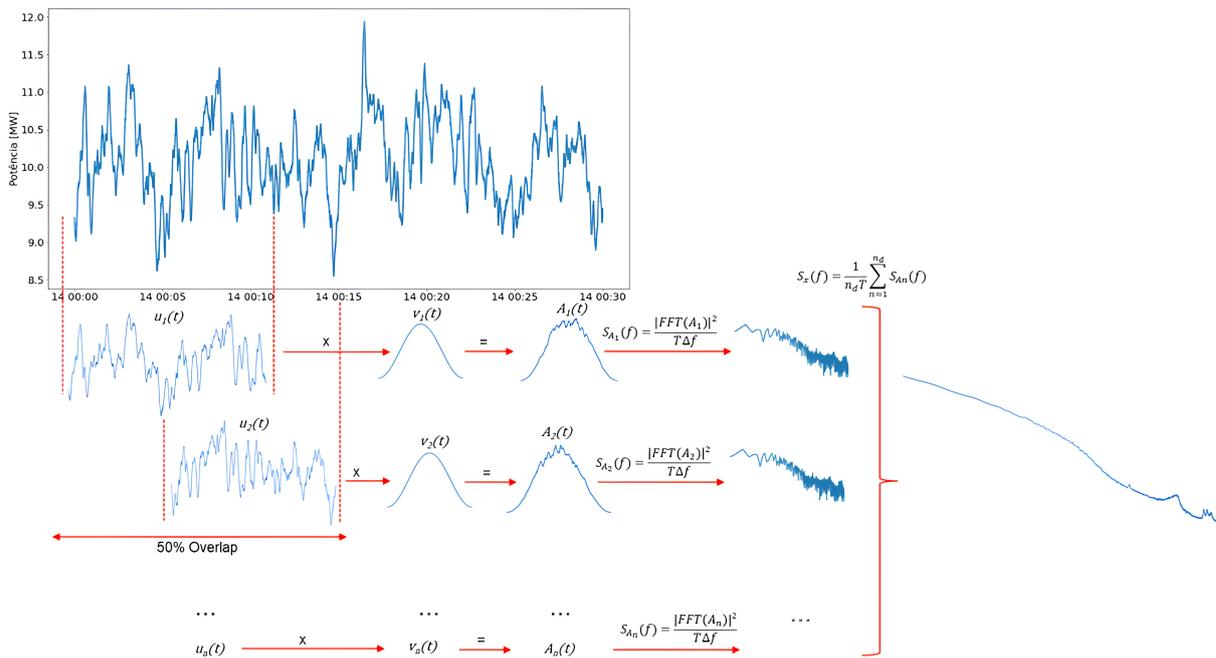
Métodos paramétricos utilizam modelos de sinal para estimar o PSD. Portanto, é necessário que saiba antecipadamente de alguma característica do sinal que deseja-se estimar. Métodos não-paramétricos são utilizados quando não se sabe muito a respeito do sinal que

deseja-se estimar. Como pouco se sabe a respeito da potência eólica que é tratado nesse trabalho, optou-se pela utilização de um método não-paramétrico.

Há duas categorias nas quais os métodos não-paramétricos podem ser separados: correlograma e periodograma. Os métodos que utilizam correlogramas são conhecidos como indiretos e utilizam do teorema de Wiener-Khinchine para realizar suas estimativas, conforme mostrado na equação 11. Para deslocamento de tempo τ muito elevados, os métodos de correlograma geralmente induzem muita variância ao PSD estimado. A respeito dos métodos de periodograma, esses utilizam a transformada de Fourier diretamente no sinal que deseja-se estimar, por isso são conhecidos como métodos direto. Entre os métodos de periodograma se destaca o método de Welch (WELCH, 1967), que consegue estimar o PSD com a menor variância possível, com baixo custo computacional se comparado com os métodos paramétricos e os métodos não-paramétricos por correlogramas. Portanto, optou-se por utilizar o método de Welch neste trabalho.

A metodologia de Welch está ilustrada na 7.

Figura 7 – Método de Welch para estimação de PSD



Fonte:Próprio autor.

O primeiro passo consiste em separar a serie temporal em vários segmentos de mesmo tamanho. Isso é realizado para reduzir a variância do PSD estimado, pois ao final do método irá ser realizado uma média dos segmentos. O tamanho da segmentação influencia na redução da variância e na resolução da estimativa, podendo fornecer um resultado enviesado (*biased*). Portanto, deve ser escolhida de maneira adequada ao observar qual tamanho de segmentação resulta em menor variância. O processo é empírico.

Cada segmento estará sobreposto (i.e *overlapped*) e será multiplicado por uma função de janela. O valor de *overlap* pode variar entre 0% e 100% do segmento anterior. Alguns tipos de função de janelas são: Hamming, Hanning, Triangular e Retangular. A razão dessa prática se detêm para reduzir a variância e mitigar vazamento de dados que poderiam enviesar os resultados. Desse modo, a escolha do *overlap* e da função janela deve ser cuidadosa, ao escolher o tamanho e a função de maneira empírica.

Logo, dada uma série temporal $x(t)$, um único segmento A pode ser descrito conforme a equação 24 (MANWELL; MCGOWAN; ROGERS, 2010). Onde $v(t)$ é o segmento de uma dada série temporal $x(t)$, e $u(t)$ corresponde a função janela no mesmo instante de tempo que $v(t)$

$$A = u(t)v(t) \quad (24)$$

Uma vez aplicada a função de janela, o PSD do segmento A pode ser obtido por meio da transformada rápida de Fourier (do inglês, *Fast Fourier Transform - FFT*) e aplicação da equação 9, resultando na equação 25 (MANWELL; MCGOWAN; ROGERS, 2010). Onde, T é o total de pontos da segmentação A e tem por finalidade de normalizar o resultado do PSD; Δf é o intervalo de frequência.

$$S_A(f) = \frac{|FFT(A)|^2}{T\Delta f} = \frac{FFT(A)FFT(A)^*}{2T\Delta f} \quad (25)$$

A média dos múltiplos segmentos A resulta no PSD da série temporal $x(t)$, assim como descrito na equação 26 (MANWELL; MCGOWAN; ROGERS, 2010). Onde n_d é a quantidade de segmentos A .

$$S_x(f) = \frac{1}{n_d T} \sum_{n=1}^{n_d} S_{A_n}(f) \quad (26)$$

2.3 Revisão bibliográfica - Análise espectral da potência de saída de turbinas eólicas

Em (AMADA, 2009) é proposto que o espectro de potência de uma turbina (S_{turb}) e do parque eólico (S_{parque}) podem ser representados, respectivamente, pelas Equações 27 e 28. A proposta advêm da observação que cada turbina eólica existente dentro de um parque apresenta PSD similares que possuem componentes correlacionados e descorrelacionados. A componente correlacionada está ligada as dinâmica climática de baixa velocidade e variação das grandes massas de ventos, pode-se dizer que as flutuações causadas por essa dinâmica são semelhantes em cada turbina. A componente descorrelacionada está relacionadas as dinâmicas climáticas de alta velocidade, turbulência e dinâmica da própria máquina e efeitos como sombreamento de torre e amostragem rotacional, as flutuações causadas por essa dinâmica são exclusivas de cada turbina.

$$S_{turb}(f) = S_{turb,corr}(f) + S_{turb,descorr}(f) \quad (27)$$

$$S_{parque}(f) \approx N^2 S_{turb,corr}(f) + N S_{turb,descorr}(f) \quad (28)$$

O autor menciona que para frequências bem menores que 0,01Hz o PSD é composto basicamente pela componente correlacionada e que as flutuações que ocorrem nessa faixa de frequência se escalonam aproximadamente por N^2 , onde N é um fator que corresponde a quantidade de turbina. Já para frequências maiores 0,01Hz o PSD é composto apenas pela componente descorrelacionada, por isso as flutuações são estatisticamente independentes sendo escalonadas aproximadamente por N , representando uma redução na flutuação. Em suma: flutuações lenta escalonam aproximadamente por um fator N^2 e flutuações rápidas escalonam aproximadamente por N , essa última sendo uma redução de flutuação se comparada a anterior. Então, ao agregar turbinas as flutuações de baixa frequência escalonam N^2 e as de alta frequência por N , onde N é um fator que representa a quantidade total de turbinas

(AMADA, 2009) propõe uma função de transferência (também conhecida como admitância) a qual está descrita em Equação 29. Tal função permite reconhecer se o escalonamento dos PSD e suas flutuações seguem o fator N estabelecido na Equação 28. No caso, a função transferência é a razão entre o PSD do parque inteiro pelo PSD de uma única turbina e representa a resposta do parque em relação a uma determinada quantidade de turbina.

$$J^2(f) = \frac{S_{parque}(f)}{S_{turb}(f)} \approx \frac{N^2 S_{turb,corr}(f) + N S_{turb,descorr}(f)}{S_{turb,corr}(f) + S_{turb,descorr}(f)} \quad (29)$$

Um estudo sobre a caracterização da flutuação de potência de saída de parques eólicos através de análise espectral foi realizado em (APT, 2007). O autor foi capaz de identificar pontos de flutuação de potência que devem ser compensados a fim de implementar o parque em larga escala, uma vez que as flutuações tendem a se escalonar quando se aumenta a quantidade de turbinas eólicas. O autor relata flutuações de potência ocorrendo em períodos a partir de 30s até 2,6 dias e sugere o uso de sistemas de armazenamento de energia de resposta rápida para compensar as flutuações mais rápidas, pois a utilização de geradores de rampa se provaria não economicamente viável devido ao sobredimensionamento.

A redução de variabilidade de potência eólica através de análise espectral foi estudada por (KATZENSTEIN; FERTIG; APT, 2010). Em seu estudo, o autor interconecta 20 parques eólicos espalhados geograficamente ao longo do estado do Texas de modo a verificar por meio de análise espectral a redução na variabilidade de potência eólica. O autor observou que as reduções ocorrem em janelas de tempos menores que 24 horas, com destaque para a janela de 1 hora que apresentou uma redução de 87% ao se conectar 4 plantas eólicas, entretanto a redução se tornou apenas 8% quando conectado o restante dos parques eólicos estudados, desse modo sugerindo

que há um limite na quantidade de turbinas eólicas para auxiliar na redução de flutuações mais rápidas que 24 horas.

Bandi em seu artigo "*Spectrum of wind power fluctuations*" (BANDI, 2017), demonstra que há um aumento de $\tau^{2/3}$ para $\tau^{4/3}$ (onde τ está em escala temporal em segundos) no espectro da turbulência da potência de parques eólicos agregados e geograficamente dispersos. Isso significa que há uma redução na flutuação de potência. Porém, o autor demonstra que o limite de suavização já foi alcançado em $\tau^{4/3}$, não havendo mudança no espectro caso adicionasse mais parque eólicos ao sistema de transmissão.

Em (THIRINGER; DAHLBERG, 2001) os autores analisam o PSD em turbinas eólicas de velocidade fixa. Nesse tipo de turbina as flutuações são periódicas. O autor investiga a relação entre os componentes periódicos com a turbulência e o cisalhamento do vento. Porém, a análise demonstra que não há uma dependência clara entre essas variáveis (turbulência e cisalhamento). Entretanto é verificado que uma das oscilações ocorre na mesma frequência de ressonância da torre eólica justo quando a torre oscila no sentido lateral da nacelle.

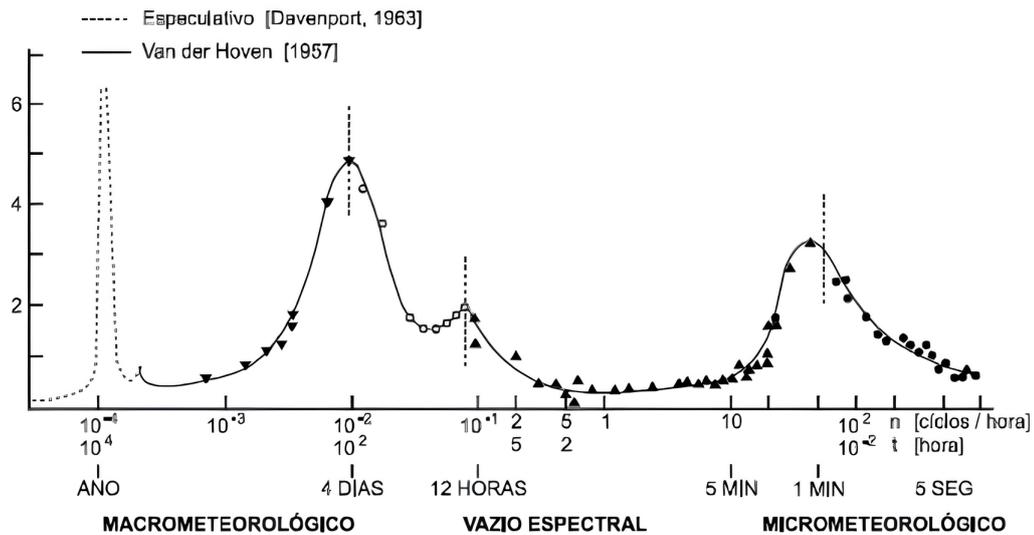
Um artigo abordando estudos de espectro de potência tanto para solar quanto para eólica pode ser conferido em (APT, 2019). O autor demonstra que as flutuações mais lentas podem ser compensadas através de dispersão geográfica e agregação ou utilizando geradores de rampa lenta. O trabalho condensa e resume 12 anos de trabalho utilizando PSD como ferramenta para estudo de flutuação de potência.

2.4 Causas da Flutuação de Potência Eólica

As turbinas eólicas são consideradas como uma fonte de energia intermitente cuja a potência produzida por elas sofre influência por efeitos específicos que levam em conta a flutuação do vento, efeitos mecânicos e a dinâmica de cada turbina ao considerar as suas distribuição geográfica dentro do parque.

Flutuações causadas pelo vento já foram amplamente estudadas e classificadas. Um dos primeiros trabalhos foi proposto em (HOVEN, 1957), que demonstrou através de análise espectral que o vento varia dentro de um amplo espectro. Tal análise está ilustrada na Figura 8, nela é possível separar as flutuações em três regiões: (1) Zona macro meteorológica - associadas as flutuações de baixa frequência (i.e. mais lentas) causadas pelo movimento das grandes massas de ventos acontecendo em períodos de horas (e.g. 12 horas ou $2,31 \times 10^{-5}$ Hz) e dias (e.g. 4 dias ou $9,64 \times 10^{-7}$); (2) zona de vazio espectral - onde não é observado nenhum tipo de flutuação e possui baixo conteúdo energético acontecendo dentro de uma faixa compreendida entre 2 horas e 10 minutos; (3) zona micro meteorológica - associada a flutuações de alta frequência (i.e. mais rápidas) causadas pela turbulência acontecendo em períodos de minutos ou segundos (e.g. 1 minuto ou 0,01Hz).

Figura 8 – Espectro de Vento de Van der Hoven.

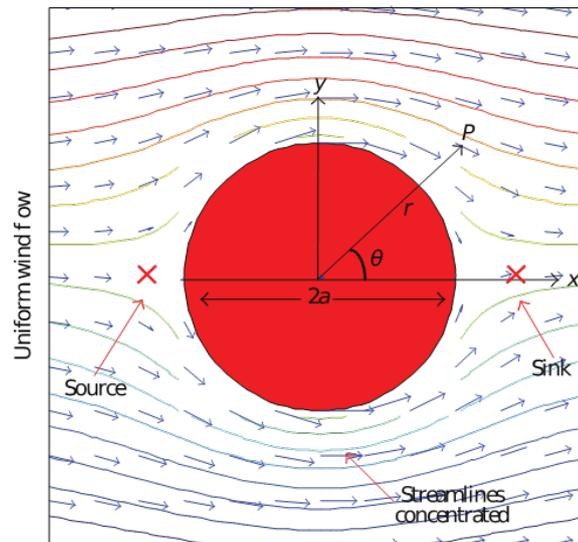


Fonte: Adaptado de (ESTANQUEIRO, 1997).

Entretanto a variação de potência eólica em uma única turbina, ou no parque eólico, pode ser causada por outros efeitos além da simples variação de vento. O perfil vertical do vento, amostragem rotacional ou efeitos provocados por obstáculos como sombreamento de torre, são alguns que podem ser destacados.

O efeito de sombreamento de torre, ilustrado na Figura 9, é criado a partir do corpo da torre que impede o fluxo uniforme do vento possibilitando a criação de uma zona de sombra em torno da torre (representado por um "X") em que o vento é mais turbulento e com menor velocidade, desse modo afetando o torque aerodinâmico toda vez que a pá eólica passa por essa região causando flutuação de potência. O impacto que o fluxo desbalanceado de vento causa é maior em torres localizadas a jusante (i.e *downstream*), contudo também pode afetar a própria torre (DAS; KARNIK; SANTOSO, 2011).

Figura 9 – Sombreamento de Torre.

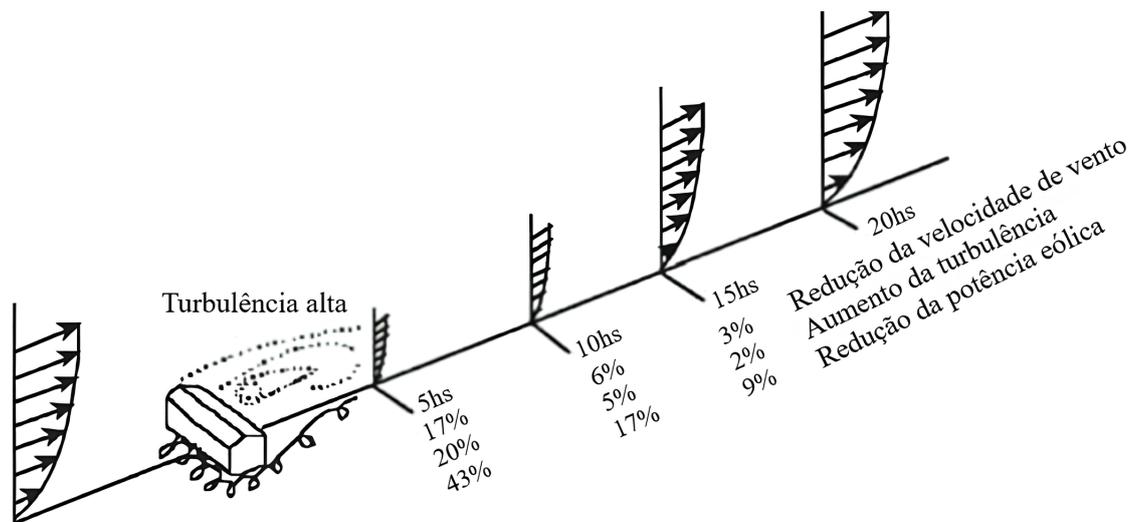


Fonte: Adaptado de (DAS; KARNIK; SANTOSO, 2011).

O perfil vertical de vento se trata da variação de velocidade média de vento em relação à altura. Assim, o torque aerodinâmico se torna diferente para cada altura que a pá passa causando flutuação. Esse efeito tende a ser menos nocivo a medida em que se eleva a altura e em terrenos com menos obstáculos (e.g oceano).

O trabalho (WEN et al., 2017) analisa a ação do sombreamento de torre e do perfil vertical de vento na potência de um parque eólico. Os resultados indicam que ambos causam tanto flutuação de potência quanto perda de geração. Contudo, o sombreamento de torre vem a ser o principal responsável pela flutuação, enquanto o perfil vertical de vento predomina na perda de geração. Tal efeito é esperado, conforme mencionado em (WEGLEY; ORGILL; DRAKE, 1978), onde os autores verificaram o impacto de construções na produção eólica. Conforme está ilustrado na Figura 10, para um dado perfil de vento e uma dada construção de altura h , a presença de tal construção afeta a geração e aumenta a turbulência até uma distância a jusante de 20 vezes h . Quanto maior a intensidade da turbulência, maior será a flutuação de potência.

Figura 10 – Influência de obstáculo na geração eólica.

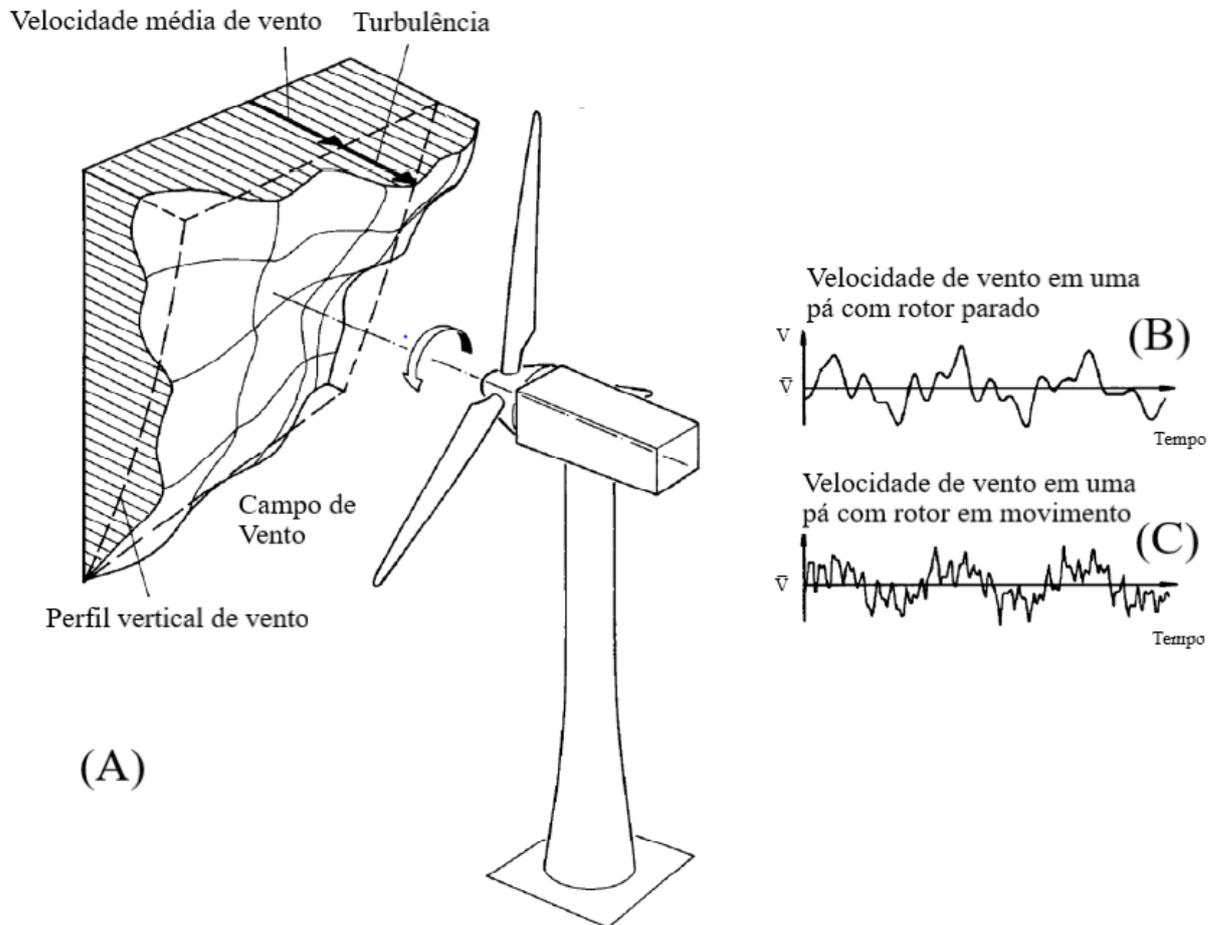


Fonte: Adaptado de (WEGLEY; ORGILL; DRAKE, 1978).

A amostragem rotacional está relacionado com a incidência de ventos de velocidades diferentes sobre as pás ao considerar a área de varredura do aerogerador. O vento incidido nas pás eólicas em movimento é bem mais oscilante do aquele caso as pás estivessem paradas (CONNELL, 1982). A Figura 11 ilustra a diferença entre um vento incidente em uma pá parada e em uma pá em movimento, além do perfil típico de vento incidente em uma turbina eólica. É perceptível o vento mais oscilante no cenário de rotor em movimento, isso ocorre, pois as pás eólicas amostram diferentes velocidades de vento devido a diferença de altura e turbulência, assim como ilustrado na Figura 11, conseqüentemente afetando a produção de potência eólica.

É preciso destacar que as flutuações causadas pelo sombreamento de torre e amostragem rotacional são periódicos e acontecem na mesma frequência de rotação do rotor das turbinas eólicas ou em múltiplos e são conhecidos como flutuações np , onde n denota a quantidade de vezes que esses efeitos acontecem por revolução; $1p$ acontecendo uma vez, $3p$ três vezes, np n vezes (MANWELL; MCGOWAN; ROGERS, 2010). Então, se uma turbina tem frequência de rotação de rotor de 0,26 Hz, será possível observar flutuações em 0,26Hz, 0,52Hz e 0,78Hz. Por acontecerem em frequências similares esses efeitos se acumulam e pode ser agravados a depender da turbulência. Por exemplo, o efeito esteira causado pela área de varredura da turbina eólica (outro efeito causado por obstáculo) pode reduzir a velocidade de vento e aumentar a turbulência em turbinas eólicas localizadas a jusante. Em (SANDERSE; PIJL; KOREN, 2011) é mencionado um aumento do efeito de sombreamento de torre devido ao efeito de esteira. Períodos com temperaturas elevadas também podem aumentar a turbulência.

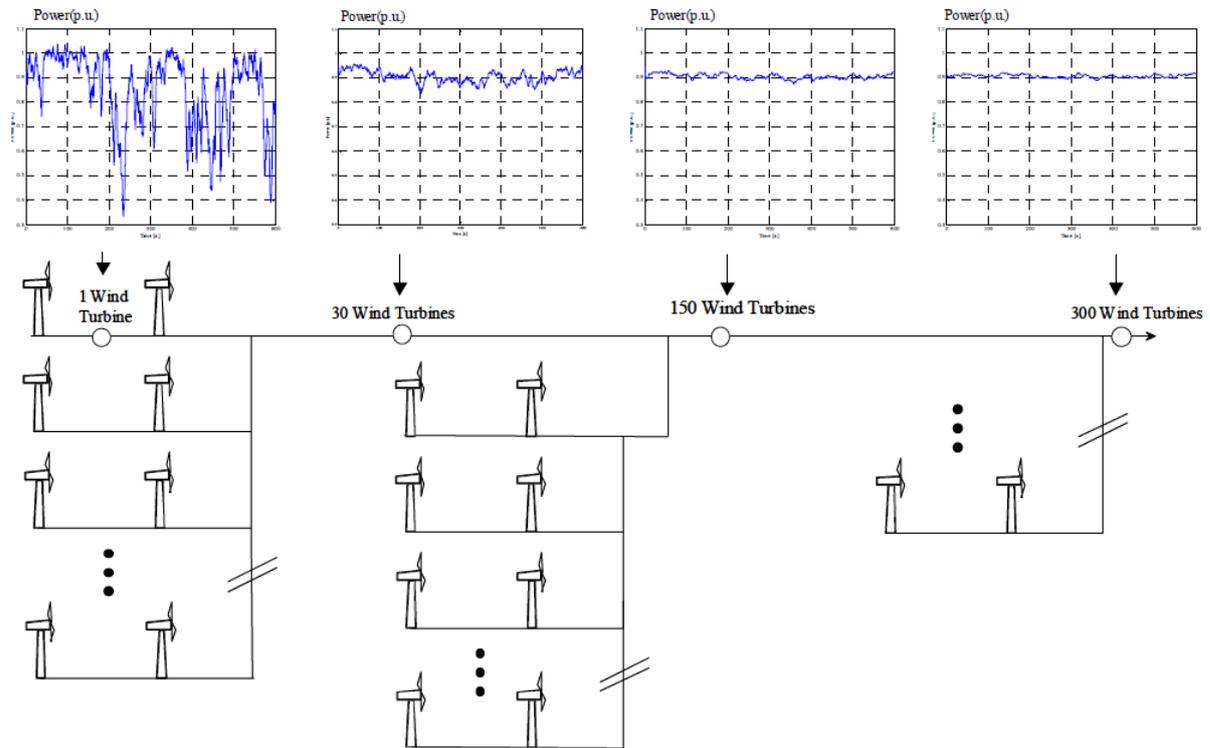
Figura 11 – (A) Campo de vento incidente sobre uma turbina eólica; (B) Vento incidente sobre uma pá com rotor parado; (C) Vento incidente sobre uma pá com rotor em movimento



Fonte: Adaptado de (MUR-AMADA; BAYOD-RUJULA, 2010).

Apesar de serem periódicas, as flutuações np são exclusivas de cada aerogerador, pois são causadas pela dinâmica da própria máquina e da própria experiência com o vento e a turbulência, sendo assim descorrelacionadas entre si podendo ser compensadas ao longo do parque eólico. Naturalmente, as flutuações de potência são filtradas ao longo do parque devido a distribuição geográfica e agregação de turbinas eólicas, (BEYER; LUTHER; STEINBERGER-WILLMS, 1989) foram um dos primeiros que reportou tal efeito em seu estudo: *Power fluctuations from geographically diverse, grid coupled wind energy conversion systems*, em tradução livre: flutuação de potência de sistemas de conversão de energia eólica conectado a rede e geograficamente dispersos. Já (GIEBEL, 2001) estudou em como a agregação de parques eólico ao longo da Europa reduzem a flutuação de potência, aumentando a confiabilidade do sistema elétrico. Já (ROSAS, 2003) desenvolveu um modelo para agregação de turbinas eólica que conta com características relevantes como turbulência e sua correlação espacial, sombreamento de torre, amostragem rotacional e dinâmica de turbinas. O estudo demonstra que quanto maior a quantidade de turbinas, mais suave será a potência de saída do parque, conforme ilustrado na Figura 12.

Figura 12 – Efeito de suavização por agregação de turbinas.



Fonte: Adaptado de (ROSAS, 2003).

Outros tipos de flutuações a serem destacadas são aquelas advindas da caixa multiplicadoras da turbina eólicas (i.e. *drive-train*), assim como das vibrações naturais da torre e dos conversores de potência. As flutuações induzidas pela caixa multiplicadora podem estar associadas ao momento torcional da massa do eixo, ocorrendo na faixa de frequência entre 1Hz e 2Hz (ROSAS, 2003; THIRINGER; DAHLBERG, 2001). Já flutuações devido as vibrações naturais da torre ocorrem na faixa de 0,8Hz e 1Hz (AMADA, 2009; THIRINGER; DAHLBERG, 2001), enquanto aquelas provocadas pelos conversores de potência acontecem em frequências mais elevadas, acima de 3 Hz (ROSAS, 2003). É relevante observar que tais flutuações são mais proeminentes em turbinas eólicas de velocidade fixa controladas por estol, com destaque para as flutuações provocadas por vibração natural da torre e caixa multiplicadora (AMADA, 2009; THIRINGER; DAHLBERG, 2001).

As flutuações de alta frequência (aquelas que ocorrem acima de 0,01 Hz), são mais complexas para serem mitigadas que as de baixa frequência (aquelas menores que 0,01 Hz). As Flutuações de baixa frequência são tratadas através de geradores de rampa que injetam potência na rede com mesmo PSD e frequência que as flutuações (APT, 2022). Outra solução é fortalecer a infraestrutura da rede, tornando-a mais robusta ao estabelecer mais conexões entre o parque eólico e outras fontes geradoras fim de compensar as flutuações de maneira abrangente (ROSAS, 2003). Contudo essas abordagens não são tão efetivas para mitigar as flutuações de alta frequência devido sua alta periodicidade, sendo necessários equipamentos com tempo de

respostas rápidos, como sistemas de armazenamento baseado em bateria (do inglês, *Battery Energy Storage System-BESS*) ou volantes de inércia (do inglês, *Flywheel*) acoplados diretamente as turbinas eólicas ou no barramento que conecta um conjunto de turbinas eólicas (RANCILIO et al., 2019; ISLAM; AL-DURRA; MUYEEN, 2013). Caso as flutuações de alta frequência não sejam tratadas, elas serão escalonadas aproximadamente pela quantidade total de turbinas (conforme evidenciado na Equação 28), esse sendo um dos impedimentos para a inserção em larga escala da fonte eólica no sistema elétrico. Portanto, o foco desse estudo serão as flutuações de alta frequência.

2.5 Análises de PSD

A análise de PSD dos dados apresentados na seção 2.1 esta contido nessa seção. Metodologia e parametrização para estimativa do PSD pode ser encontrada na subseção 2.5.1, já as análises podem ser encontradas nas subseções 2.5.2, 3.4, 2.5.4 e 2.5.5.

2.5.1 Estimativa do PSD - Metodologia e parametrização

A estimativa do PSD para análise é feita a partir das medições de potência destacadas na seção 2.1, utilizando o método de Welch descrito na seção 2.2 por meio da função "*signal.welch*" da biblioteca "*scipy.signal*" do Python (VIRTANEN et al., 2020). É escolhida o método de Welch, pois através do cálculo da média de vários periodogramas é possível reduzir a variância obtendo uma estimativa de PSD mais aproximada do real. A parametrização foi empírica e aquela que obteve os melhores resultados são: segmentação de bloco correspondente a 10 minutos da série histórica, função de janela retangular e *overlap* de 50% e frequência de amostragem de 4Hz. Vale ressaltar que os dados históricos utilizados na estimativa estão com média zero. Esse pré-processamento é padrão no que condiz a estimativa de periodogramas e ajuda a remover erros que aconteceriam durante o processo de FFT (OPPENHEIM, 1999).

Conforme evidenciado na Equação 13, a validação do PSD estimado é através da observação da variância, onde o resultado da integral do PSD (i.e. Variância do PSD) deve ser igual a variância da série histórica que a gerou. Como o PSD foi estimado pelo método de Welch com uma segmentação correspondente a blocos de 10 minuto da série histórica, é esperado que a variância do PSD seja igual a média da variância a cada intervalo de 10 minutos da série histórica. Portanto, a variância da série histórica que será utilizada como parâmetro de comparação para validação do PSD, é calculada conforme a Equação 30. Essa abordagem é similar a utilizada em (MILAN; WÄCHTER; PEINKE, 2011).

$$\sigma_{10min}^2 = \frac{1}{M} \sum_{i=1}^M (X_i - \bar{X}_{10min})^2 \quad (30)$$

Onde σ_{10min}^2 é a variância a cada intervalo de 10 minutos, M é o total de pontos dentro do intervalo de 10 minutos, X é a série temporal histórica compreendida em bloco de 10 minutos, \bar{X}_{10min} é a média do intervalo de 10 minutos. A média da variância a cada intervalo de 10 minutos é calculada conforme a Equação 31.

$$\overline{\sigma^2}_{10min} = \frac{1}{K} \sum_{j=1}^K \sigma_{j,10min}^2 \quad (31)$$

Em que K é o total de blocos de 10 minutos que foi separado a série histórica. Em suma, a série temporal histórica é dividida em blocos de 10 minutos e para cada bloco é calculado sua variância. Posteriormente, é determinado a média dos blocos. No que diz a respeito da variância do PSD, é calculada conforme a Equação 13.

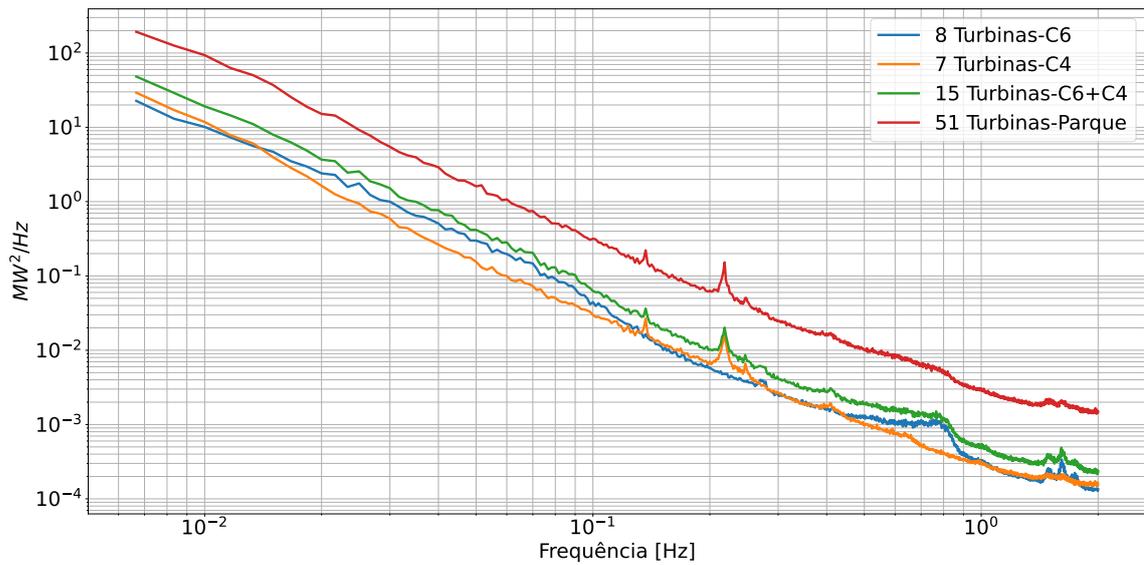
2.5.2 Análise - Origens das flutuações

O PSD referente aos dados da Tabelas 1 e 3 estão ilustrados na Figura 13 e na Figura 14 para as campanhas de medição dos anos de 2018 e 2020, respectivamente. As variâncias demonstradas estão descritas na Tabela 4 em comparação com a variância da série temporal (denotado como ST).

Na Tabela 4 estão demonstrado a variância das ST e do PSD. É possível conferir que a diferença entre tais, ocorrendo na maioria dos casos na quarta casa decimal, confirmando que os PSD estimados estão coerentes. Ainda a respeito das variâncias, é possível notar uma diferença associada a sazonalidade. Durante o verão (ano de 2018) a variância é bem mais proeminente em comparação com o inverno (ano de 2020) para qualquer caso. Durante o verão, de maneira geral, a turbulência é mais intensa, com sua variabilidade sendo influenciando a potência eólica, conforme pode ser conferido na pela linha de tendência da Figura 6.

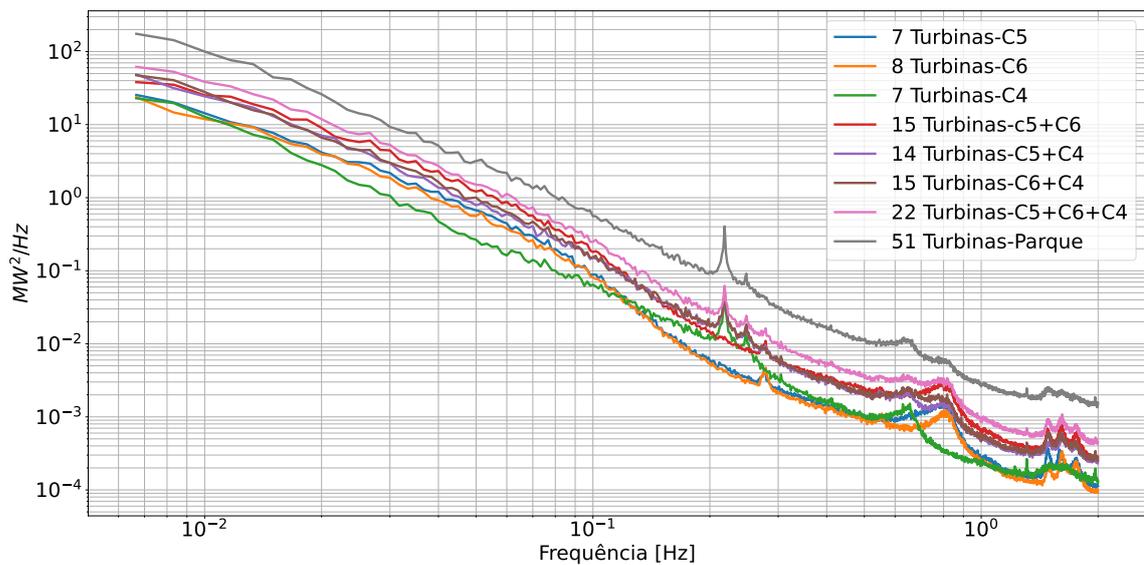
Também é notável que as turbinas DD apresentam menor variância que as turbinas DFIG. Isso ocorre devido a tecnologia de acionamento direto (i.e. *Direct Drive*), no qual o gerador síncrono está conectado diretamente ao eixo da turbina, não havendo uma caixa multiplicadora de velocidade (i.e. *gearbox*) como intermediária. Devido a essa característica a potência produzida por esse tipo de turbina tende a ser menos variável. De fato, assim como pode ser conferido na Tabela 4, C4 apresenta maior variância durante o período de verão e menor variância no período de inverno, enquanto que C6 aparenta ser mais estável na variância em ambas temporadas.

Figura 13 – PSD - Campanha de medição do ano de 2018 e dados extras



Fonte:Próprio autor.

Figura 14 – PSD - Campanha de medição do ano de 2020 e dados extras



Fonte:Próprio autor.

Tabela 4 – Variância Série temporal e PSD

	7 Turbinas C5 [MW ²]	8 Turbinas C6 [MW ²]	7 Turbinas C4 [MW ²]	15 Turbinas C5+C6 [MW ²]	14 Turbinas C5+C4 [MW ²]	15 Turbinas C6+C4 [MW ²]	22 Turbinas C5+C6+C4 [MW ²]	51 Turbinas Parque [MW ²]
ST 2018	-	0,7213	1,0061	-	-	1,8070	-	6,7138
PSD 2018	-	0,7210	1,0056	-	-	1,8062	-	6,7110
ST 2020	0,7079	0,6510	0,5810	1,7004	1,2020	1,2838	2,2462	4,8882
PSD 2020	0,7076	0,6508	0,5807	1,6997	1,2015	1,2832	2,2452	4,8862

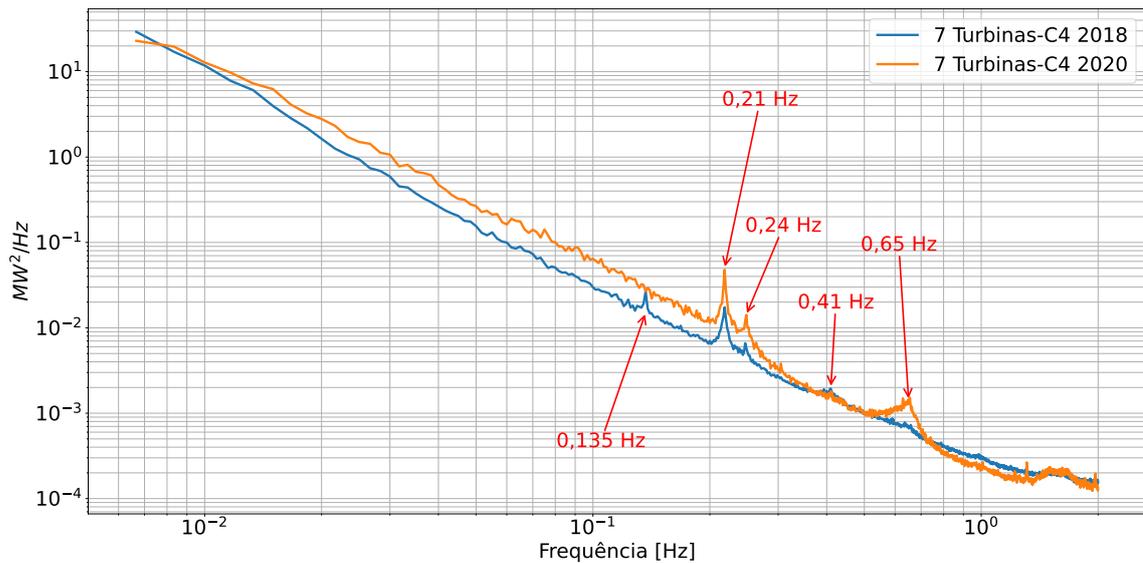
Fonte: Próprio autor.

A respeito dos PSD da Figura 13 e 14, é observado a presença de picos, os quais correspondem as flutuações de potência discutidas na seção 2.4. Esses picos são considerados flutuações de alta frequência, onde turbinas do mesmo tipo e fabricante tendem a produzi-los na mesma frequência. Fato esse observável para os PSD dos *clusters* C5 e C6 no ano de 2020, onde os picos se sobrepõem coincidindo em mesma frequência. Vale destacar que flutuações acima de 0,01 Hz são independentes, ou seja, exclusivas de cada turbina. Isso significa que ao unir a potência de diversas turbinas ao longo de um parque, essas flutuações podem ser compensadas, correspondendo ao crescimento sugerido na Equação 28.

Nesse caso, os picos podem ser considerados como a “assinatura” da turbina. A veracidade dessa afirmação pode ser validada a partir da observação da Figura 15 e da Figura 16, que apresentam uma comparação entre os PSD de 2018 e 2020 do *cluster* C4, compostos totalmente por turbinas DFIG, e do *cluster* C6, composto totalmente por turbinas DD. Foram escolhidos esses dois *clusters* por estar presentes em ambos os anos de campanha de medição. Os picos em destaque são aqueles que conseguiram ser identificados, demais picos são de difícil identificação, pois podem estar relacionados com qualquer outro tipo de dinâmica da turbina, necessitando informações mais acuradas do fabricante a respeito da turbina eólica. Contudo, devida a baixa magnitude em relação aos destacados, os picos não identificados não indicam problemas expressivos de flutuação de potência. Geralmente, flutuações acima de 1 Hz são mais nocivas para a tensão do sistema, pois podem causar o efeito de *flicker* (cintilação) (MUR-AMADA; BAYOD-RUJULA, 2010).

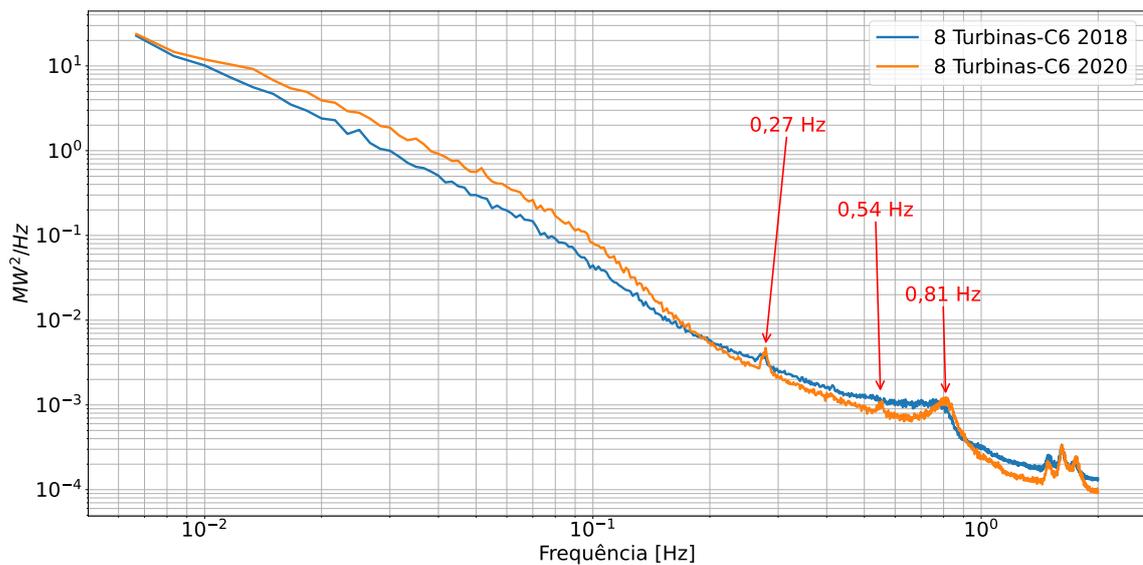
Para as Figuras 15 e 16 são observados um deslocamento no eixo vertical em ambos os anos, tendo como causa a variância e a produção de potência eólica do ano correspondente. Para C4, a média de produção de potência eólica em 2018 foi de 4,68 MW; enquanto em 2020 foi de 10,6 MW. Já para C6, a média de produção de potência em 2018 foi de 5,99 MW; enquanto em 2020 foi de 10 MW.

Figura 15 – Comparação entre PSD dos anos 2018 e 2020 para *cluster* C4 puramente DFIG



Fonte:Próprio autor.

Figura 16 – Comparação entre PSD dos anos 2018 e 2020 para *cluster* C6 puramente DD



Fonte:Próprio autor.

Para o *cluster* C4, durante o ano de 2018 são identificados três picos que ocorrem dentro da faixa de frequência correspondentes a velocidade de rotação do rotor da turbina em questão, isto é 0,13 – 0,24 Hz . Esses picos, conhecidos como flutuações 1p, possuem máxima localizadas em 0,135 Hz, 0,21 Hz e 0,24 Hz com harmônicos de terceira ordem, ou seja, flutuação 3p, acontecendo em 0,41 Hz e 0,65 Hz. Contudo, durante o ano de 2020 apenas as flutuações em 0,21 Hz, 0,24 Hz e a harmônica de terceira ordem 0,65 Hz, permaneceram presentes. Uma hipótese para essa falta de coincidência vem a ser a baixa velocidade média de vento constatada durante a campanha de medição de 2018, que é de 6,6 m/s além de estar no verão (período mais

turbulento). Essa característica pode implicar no controle de velocidade desse tipo de turbina, resultando na transferência do pico de 0,21Hz para frequência mais baixas, nesse caso 0,135Hz. Adicionalmente, a ausência do terceiro harmônico para o pico de 0,24 Hz levanta a suspeita de que esteja inserido na faixa de frequência que ocorre o pico de 0,65 Hz. Contudo, essa relação não está clara. Vale constar que durante 2020, a flutuação em 0,65 Hz é mais perceptível, uma hipótese para isso está também relacionada a velocidade de vento, sendo constado uma média de 8,8 m/s para dado período.

Para o *cluster* C6 são observados flutuações em 1p (0,27Hz), 2p (0,54Hz) e 3p (0,81 Hz) em 2020, já em 2018 são identificadas apenas a primeira e terceira harmônica com frequências ligeiramente deslocadas. Esse deslocamento em frequência ocorre devido às diferentes velocidades de vento nos anos analisados (mesma causa observada no *cluster* C4), sendo em média de 6,6 m/s para 2018 e 8,8 m/s para 2020. A diferença afeta a distribuição dessas máximas no espectro de potência, resultando no deslocamento de algumas flutuações np de 2018 para a esquerda em relação a 2020. Apesar disto, em ambos os anos analisados, as flutuações acontecem dentro da faixa de frequência de rotação do rotor, compreendida entre 0,1 Hz e 0,3 Hz.

Na tabela 5 estão reunidas informações a respeito das flutuações np quanto a sua origem e frequência de ocorrência em Hertz e em segundos. A informação expressa em segundos possibilita uma compreensão da periodicidade das flutuações no domínio do tempo. Vale salientar que as flutuações np dos *clusters* C5 e C6 ocorrem na mesma frequência, bastando conferir a Figura 14.

Tabela 5 – Flutuações np

		Frequência[Hz]			Tempo[s]		
C4/DFIG	1p 2018	0,135	0,21	0,24	7,40	4,76	4,16
	3p 2018	0,41	0,65	-	2,43	1,53	-
	1p 2020	0,21	0,24	-	4,76	4,16	-
	3p 2020	0,65	-	-	1,53	-	-
C5/C6/DD	1p 2018	0,27	-	-	3,70	-	-
	2p 2018	0,54	-	-	1,85	-	-
	3p 2018	0,81	-	-	1,23	-	-
	1p 2020	0,27	-	-	3,70	-	-
	3p 2020	0,81	-	-	1,23	-	-

Fonte: Próprio autor.

Outro ponto a se destacar é a largura da base de cada flutuação np. A turbulência aliada a área de varredura das pás eólica e ao sistema de controle de velocidade causam tal alargamento, caso contrário as flutuações se manifestariam como pulsos e não como faixas assim como pode ser constatado nos PSDs (AMADA, 2009). A intensidade da turbulência também pode afetar a magnitude das flutuações np. Observando os PSD de C5 e C6, na Figura 14, na flutuação de 0,81 Hz, possui um pico de maior magnitude em C5 apesar da menor quantidade de turbinas no *cluster*. A hipótese é que isso ocorre devido ao posicionamento do *cluster* C5 em relação a C6, pois está sofrendo com o efeito esteira que gera o aumento da turbulência.

Ainda a respeito das flutuações np, é possível determinar a sua variação ao realizar a integral do PSD dentro da faixa em que estes ocorrem, conforme evidenciado na Equação 32.

$$\sigma_x^2 = \int_{f1}^{f2} S_x(f)df \quad (32)$$

Onde $S_x(f)$ é a densidade espectral de potência de um determinado PSD e $f1$ e $f2$ são os intervalos que se encontram o pico de flutuação. Para dados discretizados a Equação 32 pode ser calculada conforme demonstrado na Equação 33.

$$\sigma_x^2 = \sum_n^m S_x(f_n)\Delta f \quad (33)$$

Onde n e m são respectivamente os intervalos da flutuação e Δf é o intervalo de frequência. É importante quantificar essa variação, pois como observado na Figura 13 e Figura 14, as flutuações 1p do *cluster* de turbinas DFIG (i.e. C4) são maiores em magnitudes que as suas flutuações 3p. Isso contradiz as expectativas, uma vez que as flutuações 3p compensam as 1p em turbinas eólicas de velocidade variável (ROSAS, 2003), o que aparentemente é observável apenas nos *clusters* de turbinas DD (i.e. C5 e C6). Uma hipótese para a razão desse acontecimento é o desbalanceamento angular das pás das turbinas DFIG, ou seja, os ângulos entre cada pá são diferentes.

Na Tabela 6 está demonstrado as contribuições dos flutuações 1p e 3p para ambos os anos. Foram analisados a evolução ao longo do parque das flutuações 1p e 3p características dos *clusters* DFIG e DD. A tabela 7 resume as faixas de frequência utilizada.

Os valores contido na Tabela 6 são interpretados da seguinte maneira: tomando como exemplo a flutuação 1p do ano de 2018 para *cluster* C4 de turbinas, para o período analisado de 2 dias, em média a cada 4,7 segundos (isto é 0,21Hz convertido em segundos), observa-se uma flutuação de 883,03 kW². Demais frequência de ocorrência em Hertz e em segundos para cada flutuação np estão organizadas na Tabela 5. Os resultados demonstrados na Tabela 6 estão ilustrados na Figura 17 para melhor compreensão visual da magnitude das flutuações. Não foram incluídas informações sobre as flutuações 2p advindos das turbinas DD, visto que esses possuem baixa magnitude, além de ocorrerem apenas no ano de 2020.

Tabela 6 – Variância flutuações np

		7 Turbinas C5 [kW ²]	8 Turbinas C6 [kW ²]	7 Turbinas C4 [kW ²]	15 Turbinas C5+C6 [kW ²]	14 Turbinas C5+C4 [kW ²]	15 Turbinas C6+C4 [kW ²]	22 Turbinas C5+C6+C4 [kW ²]	51 Turbinas Parque [kW ²]
C4/DFIG	1p 2018	-	-	883,03	-	-	643,98	-	3990,61
	3p 2018	-	-	155,37	-	-	320,26	-	1667,37
	1p 2020	-	-	465,53	-	1159,50	1199,59	1625,83	6591,82
	3p 2020	-	-	211,54	-	381,61	417,56	657,77	2034,82
C5/DD	1p 2018	-	-	-	-	-	-	-	-
	3p 2018	-	-	-	-	-	-	-	-
	1p 2020	98,80	-	-	305,28	313,57	-	509,92	1636,37
	3p 2020	319,20	-	-	637,65	440,59	-	849,62	2093,93
C6/DD	1p 2018	-	129,43	-	-	-	210,36	-	1213,11
	3p 2018	-	271,21	-	-	-	365,77	-	1741,19
	1p 2020	-	119,86	-	305,28	-	315,36	509,92	1636,37
	3p 2020	-	241,73	-	637,65	-	524,34	849,62	2093,93

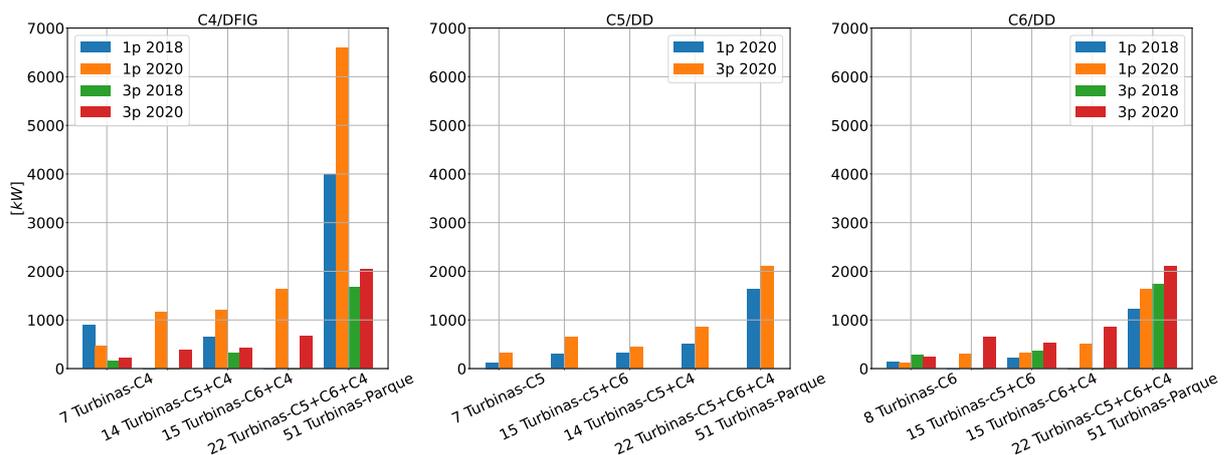
Fonte: Próprio autor.

Tabela 7 – Faixas de flutuação np

		Frequência[Hz]	
		f1	f2
C4/DFIG	1p 2018	0,20	0,27
	3p 2018	0,50	0,70
	1p 2020	0,20	0,27
	3p 2020	0,50	0,70
C5/C6/DD	1p 2018	0,26	0,30
	3p 2018	0,60	0,90
	1p 2020	0,26	0,30
	3p 2020	0,60	0,90

Fonte: Próprio autor.

Figura 17 – Variância das flutuações 1p e 3p dos clusters de turbina DFIG e DD



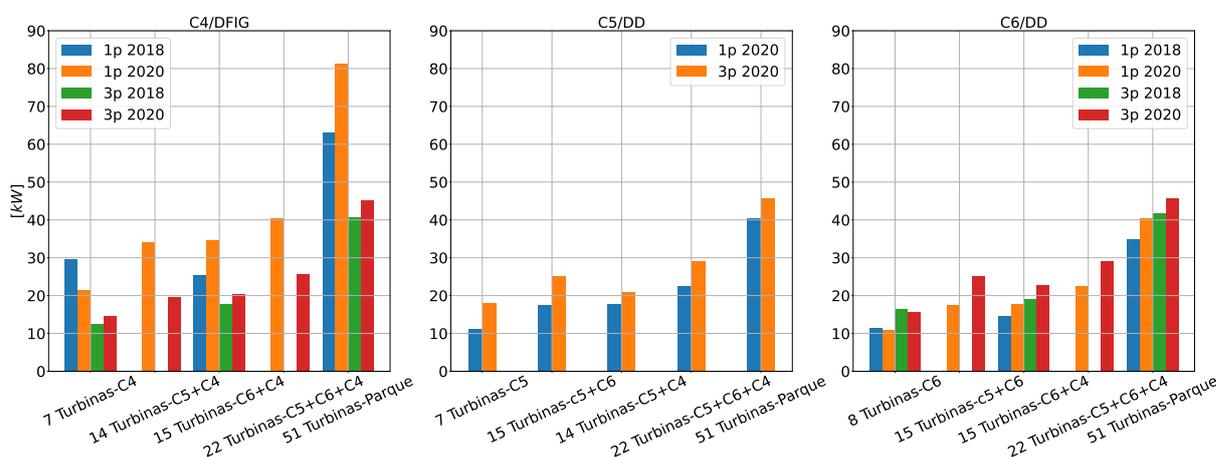
Fonte: Próprio autor.

Em termos de flutuação de alta frequência, é possível confirmar que as turbinas DFIG deste parque apresentam maior variabilidade por parte das flutuações 1p, em ambos os anos analisados. Essa característica pode estar relacionada à maneira como o fabricante construiu a turbina, com a produção de variabilidade maior nessa frequência em específico. Já os clusters de turbinas DD, estão operando conforme o esperado, com flutuações 3p maiores que as 1p.

Durante o período de 2018 a flutuação 1p advinda do *cluster* de turbinas DFIG demonstra um comportamento mais proeminente que as demais flutuações do mesmo período, por causa do período mais turbulento (conforme evidenciado na Tabela 4). Entretanto, ao agregar esse *cluster* com os de turbinas DD, é perceptível a sua redução. Também é notável como as turbinas DD são mais estáveis que as DFIG, dado a turbulência do ano de 2018, as flutuações np são similares as vista no período mais estável do ano de 2020.

Valores em kW podem ser obtidos ao realizar a raiz quadrada dos valores presentes na Tabela 6. Expressar os valores nessa escala permite uma compreensão mais concreta da variação de potência nos picos. Os resultados da mudança de escala encontram-se na Tabela 8 sendo ilustrados na Figura 18.

Figura 18 – Desvio Padrão das flutuações 1p e 3p dos *clusters* de turbina DFIG e DD



Fonte: Próprio autor.

Tabela 8 – Desvio padrão das flutuações np

		7 Turbinas C5 [kW]	8 Turbinas C6 [kW]	7 Turbinas C4 [kW]	15 Turbinas C5+C6 [kW]	14 Turbinas C5+C4 [kW]	15 Turbinas C6+C4 [kW]	22 Turbinas C5+C6+C4 [kW]	51 Turbinas Parque [kW]
C4/DFIG	1p 2018	-	-	29,71	-	-	25,37	-	63,17
	3p 2018	-	-	12,46	-	-	17,89	-	40,83
	1p 2020	-	-	21,57	-	34,05	34,63	40,32	81,19
	3p 2020	-	-	14,54	-	19,53	20,43	25,64	45,10
C5/DD	1p 2018	-	-	-	-	-	-	-	-
	3p 2018	-	-	-	-	-	-	-	-
	1p 2020	11,09	-	-	17,47	17,70	-	22,58	40,45
	3p 2020	18,06	-	-	25,25	20,99	-	29,14	45,75
C6/DD	1p 2018	-	11,37	-	-	-	14,50	-	34,82
	3p 2018	-	16,46	-	-	-	19,12	-	41,72
	1p 2020	-	10,94	-	17,47	-	17,75	22,58	40,45
	3p 2020	-	15,54	-	25,25	-	22,89	29,14	45,75

Fonte: Próprio autor.

A maior variabilidade registrada é de 81,19 kW acontecendo no cenário do parque inteiro em 2018 com a flutuação 1p advinda das turbinas DFIG. Tanto esse valor de flutuação quanto os

demais estão coerente ao se comparar com o estudo de *step-change* que considera flutuações a cada um segundo, realizado por (WAN, 2004). No estudo é relatado que em um determinado parque eólico de 100 MW, a variação média de potência a cada um segundo é de 66kW para um período de medição de uma hora. Considerando o período total de medição de 2 dias deste trabalho e as frequência de ocorrência dos picos (Tabela 5), em ambos os anos, os resultados vistos no parque inteiro não estão análogos ao observado em (WAN, 2004). Vale ressaltar que (WAN, 2004) repete o mesmo estudo, porém estendendo o período total de medição para um ano. Dessa forma, é observado que a flutuação a cada um segundo dentro de uma janela de análise de uma hora, aumenta para uma média de 300 kW.

Por fim, a flutuação global descrita na Tabela 4, porém expressa em MW está na Tabela 9. No parque eólico, as flutuações de alta frequência chega a ser em torno de 2 MW a cada 10 minutos, o que corresponde em torno de 2% de sua potência nominal.

Tabela 9 – Desvio padrão série Temporal e PSD

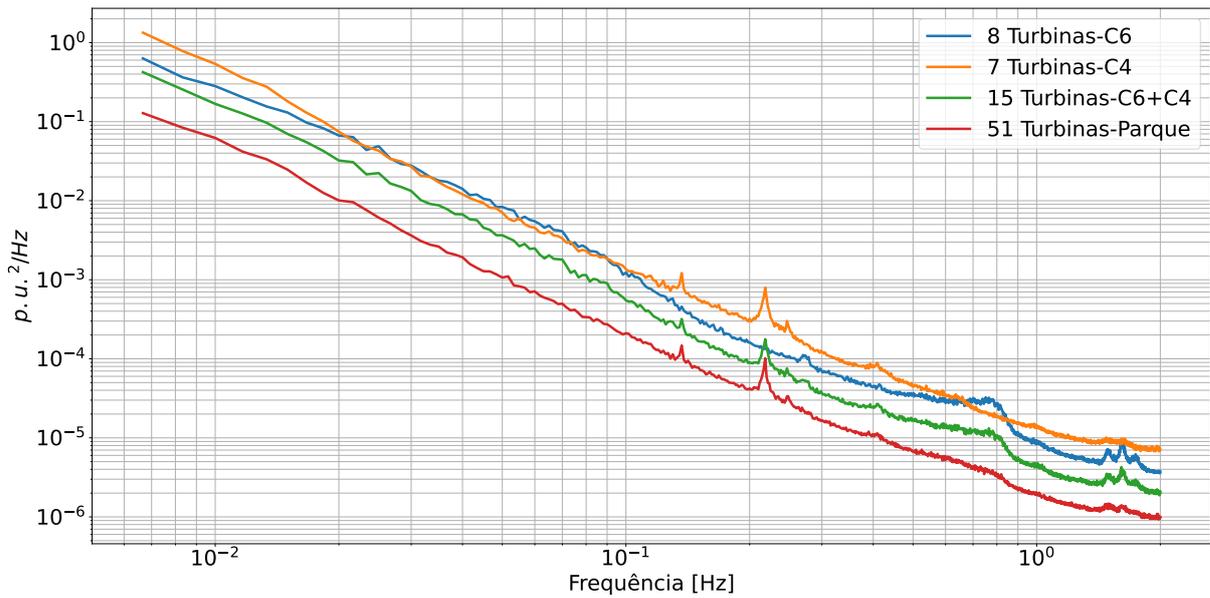
	7 Turbinas C5 [MW]	8 Turbinas C6 [MW]	7 Turbinas C4 [MW]	15 Turbinas C5+C6 [MW]	14 Turbinas C5+C4 [MW]	15 Turbinas C6+C4 [MW]	22 Turbinas C5+C6+C4 [MW]	51 Turbinas Parque [MW]
ST 2018	-	0,8493	1,0030	-	-	1,3442	-	2,5911
PSD 2018	-	0,8491	1,0028	-	-	1,3439	-	2,5906
ST 2020	0,8414	0,8068	0,7622	1,3040	1,0964	1,1330	1,4987	2,2109
PSD 2020	0,8412	0,8067	0,7620	1,3037	1,0961	1,1328	1,4984	2,2105

Fonte: Próprio autor.

2.5.3 Análise - Suavização de potência por agregação

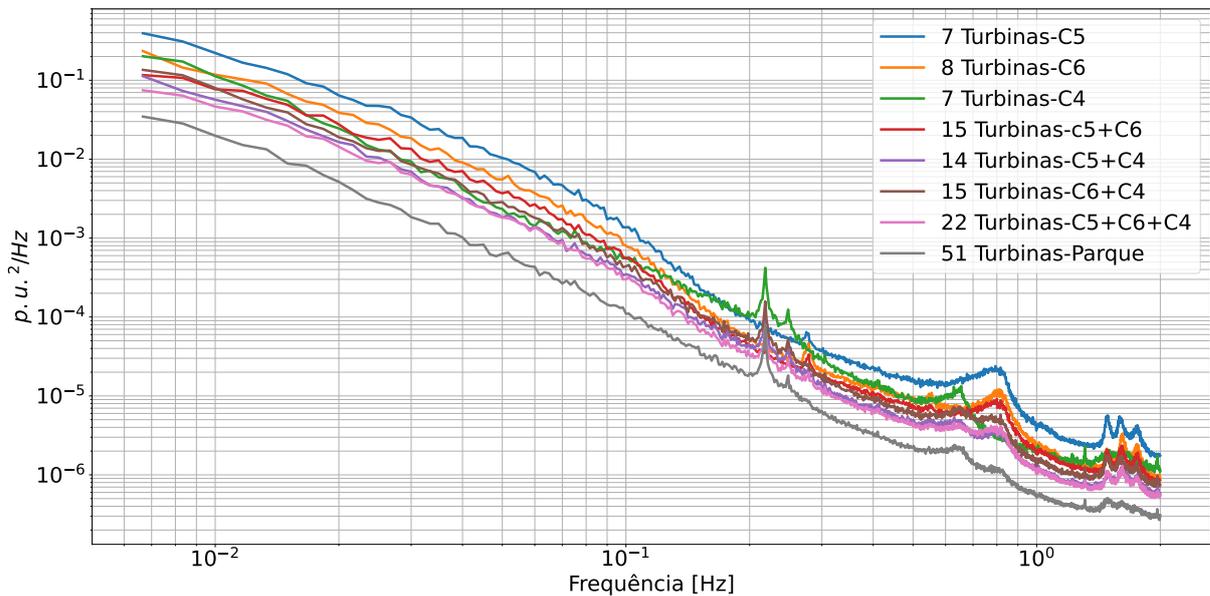
Como as medições correspondem a *clusters* de turbinas com potência nominal distintas, é necessário normaliza-los, ou seja ajusta-los para uma mesma escala, para perceber a redução da variabilidade por meio da agregação de turbinas. Logo, as séries temporais são normalizadas ao serem divididas pela média de cada uma assim como utilizado em (KATZENSTEIN; FERTIG; APT, 2010). Os PSD dos dados normalizados encontram-se ilustrados na Figura 19 e Figura 20 para os anos 2018 e 2020, respectivamente.

Figura 19 – PSD normalizado - Campanha de medição do ano de 2018 e dados extras



Fonte:Próprio autor.

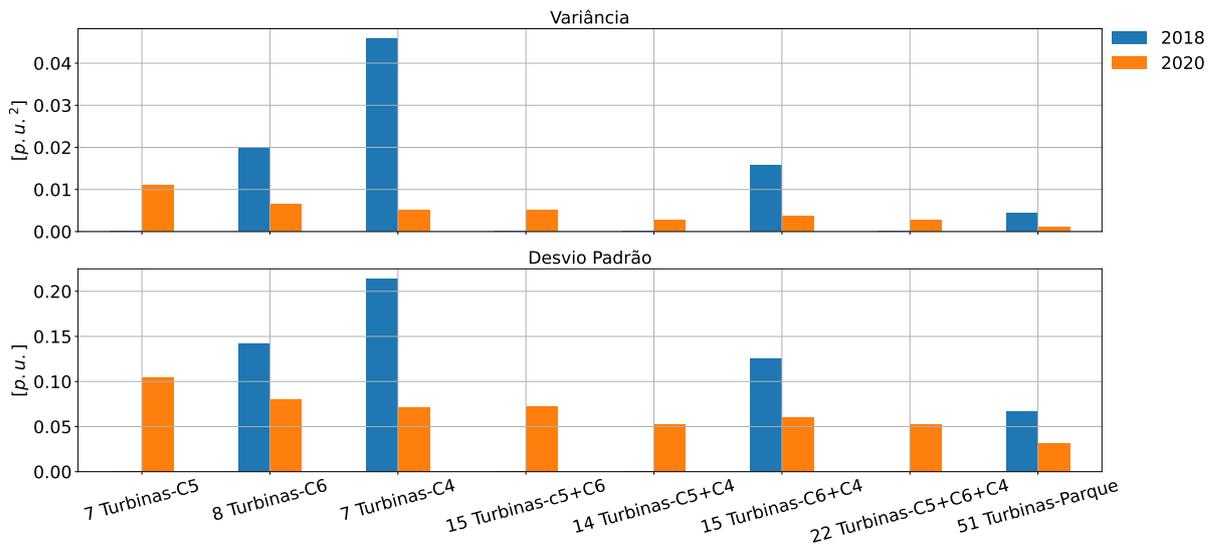
Figura 20 – PSD normalizado - Campanha de medição do ano de 2020 e dados extras



Fonte:Próprio autor.

O PSD do parque apresenta uma menor variabilidade que os demais, em ambos os anos analisados. Por outro lado, os *clusters* com as menores quantidade de turbinas são aqueles que apresentam maior variabilidade. Na Figura 21 está ilustrado a variância e o desvio padrão desses PSDs para melhor compreensão da redução da variabilidade.

Figura 21 – Redução da variância e do desvio padrão para dados normalizados

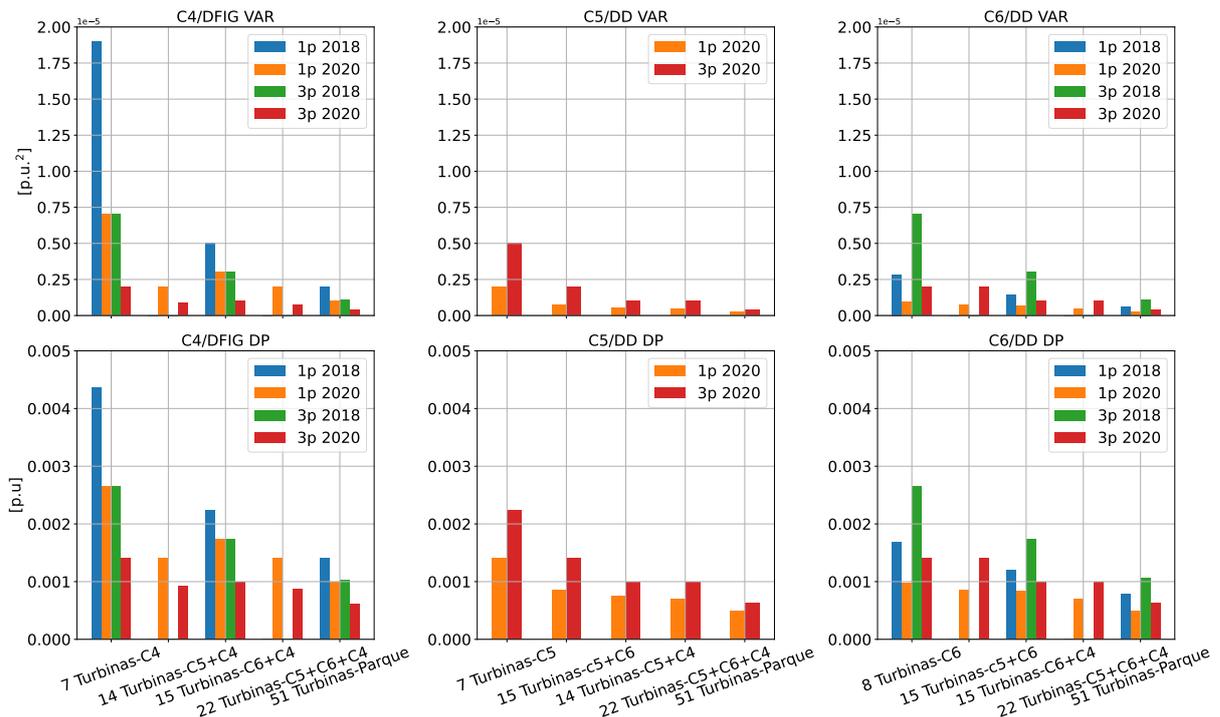


Fonte: Próprio autor.

Nesse contexto, é notável a redução de variabilidade a medida que turbinas são adicionadas. O ano de 2018 mantém a sua característica de apresentar uma maior variabilidade se comparado ao período de 2020. Entretanto essa diferença é reduzida à medida em que mais turbinas são agregadas, a ponto de que a disparidade entre esses anos torna-se pequena, assim como pode ser constatado no cenário de "51 turbinas - parque". Além disso, a agregação de dois tipos de turbinas se prova eficaz ao comparar o cenário de "7 turbinas C4" com o cenário de "15 turbinas C6+C4", especialmente no ano de 2018, onde há uma queda de variabilidade considerável. A razão para esse fenômeno se deve a potência mais estável das turbinas DD (menor variância) do *cluster* C6 em períodos mais turbulentos, ao soma-la com a potência mais instável de C4 (maior variância) as flutuações são compensadas.

Na Figura 22 está apresentada uma análise similar, porém voltada as flutuações n_p explorados na seção 2.5.2. As flutuações n_p são maiores durante o ano de 2018. A flutuação 1_p das turbinas DFIG do *cluster* C4 é a que apresenta a maior variabilidade entre qualquer das flutuações n_p analisadas. Já entre as flutuações 3_p , as turbinas DD do *cluster* C5 apresentam a maior variabilidade devido ao seu posicionamento dentro do parque, com a flutuação 3_p dos *clusters* C4 e C6 sendo similares.

Figura 22 – Redução da variância e do desvio padrão das flutuações np para dados normalizados



Fonte:Próprio autor.

Todas as flutuações np são reduzidas ao longo do parque. A redução de variabilidade é mais acentuada para a flutuação 1p das turbinas DFIG, em ambos os anos. As flutuações 3p das turbinas DD também demonstram uma queda considerável, embora não tão pronunciada quanto a flutuação 1p da DFIG, devido a sua menor quantidade de turbinas no parque. Já as flutuações 1p dos *clusters* de turbinas DD e as flutuações 3p dos *clusters* de turbina DFIG, são as que apresentam a menor redução. Dado essas observações é possível notar um padrão: as flutuações np mais significativas de cada *cluster* de turbina (DFIG e DD) são as que sofrem uma redução mais expressiva.

2.5.4 Análise - Escalonamento das flutuações

Os picos analisados nos PSD da Figura 15 e Figura 16 podem ser compensados ou escalonados quando os *clusters* são agregados, podendo ser observado no cenário de "51 turbinas - parque". É possível notar que a flutuação de 0,21 Hz gerada pelas turbinas DFIG é escalonada e transferida para o PSD do parque, enquanto que a flutuação de 0,27 Hz originária das turbinas do tipo DD é compensada totalmente. Além disso a flutuação em 0,81 Hz das turbinas DD é parcialmente compensada. Essas compensações e escalonamento estão relacionados com a quantidade de cada tipo de turbina presente no parque, sendo expressos como fator de quantidade de turbina N conforme visto anteriormente na Equação 28.

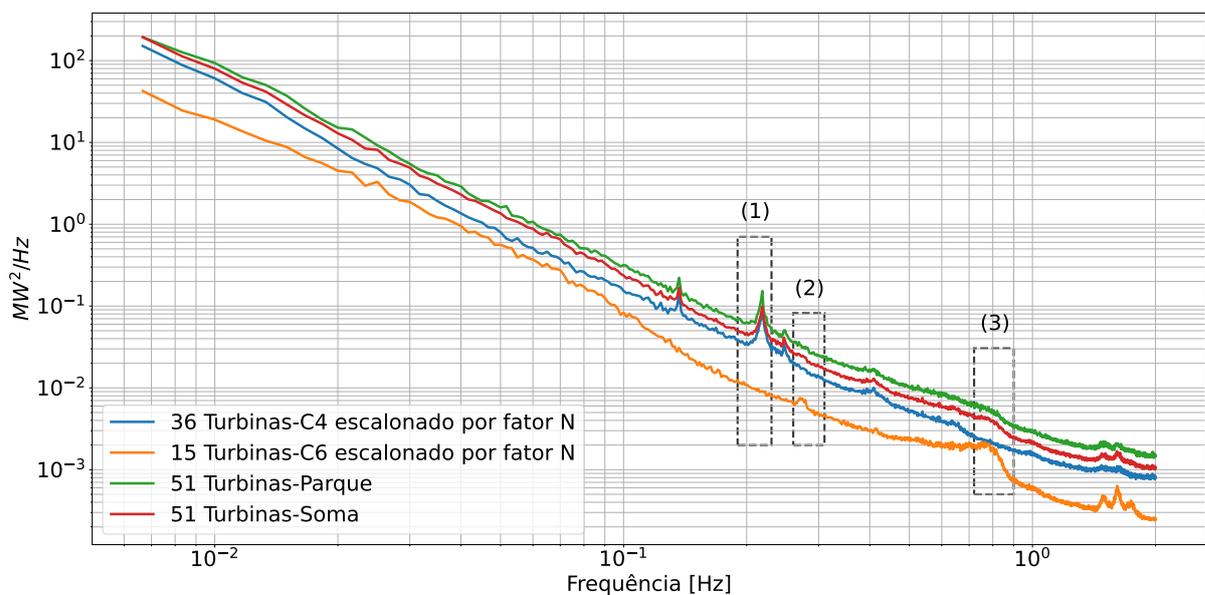
Para verificar a validade do fator N da Equação 28, os PSD de C4 e C6 são escalonados por esse fator. Esses dois PSD foram escolhidos por estarem disponíveis nas campanhas de medição dos anos 2018 e 2020. A ideia é escalonar cada um desses PSD para representar a quantidade total de turbinas DFIG e DD do parque, e depois somá-los para obter o PSD do parque. Em seguida, a soma representativa é comparada com o PSD do parque da medição para verificar a validade do fator N .

A Equação 34 é utilizada para determinar o fator N que os *clusters* C4 e C6 serão escalonados. Onde $N_{objetivo}$ é a quantidade de turbinas desejada a ser escalonada e N_{atual} é a quantidade atual de turbinas que é composto o *cluster*.

$$N = \frac{N_{objetivo}}{N_{atual}} \quad (34)$$

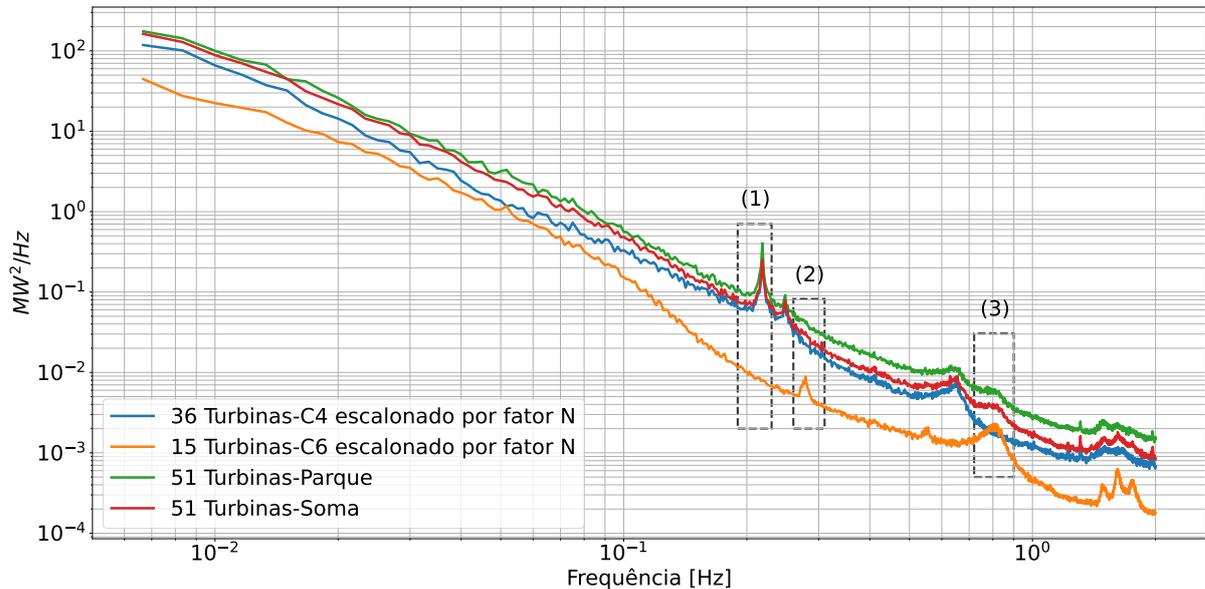
Devido a faixa de frequência dos PSD abordados neste trabalho, isto é acima de 0,01 Hz, é presumido que suas flutuações sejam, em sua maioria, de alta frequência, dessa forma correspondendo a parte decorrelacionada da Equação 28 escalonando apenas pelo fator N . A partir dessa suposição, multiplica-se os PSDs selecionados por seus respectivos fator N , onde o *cluster* C4 é escalonado para 36 turbinas e o *cluster* C6 é escalonado para 15 turbinas. Em seguida, os PSD escalonados são somados, obtendo-se o PSD da soma representativa. Os resultados estão ilustrados na Figura 23 e Figura 24.

Figura 23 – Comparação para o ano de 2018 entre PSD de 7 Turbinas - C4 escalonado para 36, PSD de 7 turbinas C6 escalonado para 15 turbinas, Soma das versões escalonadas e PSD de 51 turbinas - parque



Fonte: Próprio autor.

Figura 24 – Comparação para o ano de 2020 entre PSD de 7 Turbinas - C4 escalonado para 36, PSD de 7 turbinas C6 escalonado para 15 turbinas, Soma das versões escalonadas e PSD de 51 turbinas - parque



Fonte: Próprio autor.

É observada uma disparidade ao comparar o PSD da soma representativa e o PSD original em ambos os resultados, entretanto, tal discrepância está conforme as expectativas. Os PSDs dos *clusters* escalonados presumem um cenário onde todas as turbinas estariam operando igualmente, sob a mesma condição de vento com mesma dinâmica de turbina, dessa maneira produzindo flutuações com mesma intensidade. Porém, no caso real as flutuações tendem a ser diferente para cada turbina devido a dispersão geográfica e à dinâmica intrínseca de cada turbina. Por isso a equação 28 se trata de uma aproximação. Dessa maneira, o PSD de C4 e C6 escalonados são ideais do ponto de vista de escalonamento, e por consequência o PSD da soma representativa.

Ainda assim, escalonar esses PSD pelo fator N é matematicamente coerente. Conforme mencionado em (MANWELL; MCGOWAN; ROGERS, 2010) e (ESTANQUEIRO, 1997), flutuações descorrelacionadas, e por consequência de alta frequência, escalonam por um fator \sqrt{N} , ao contrário daquelas de flutuações de baixa frequência e correlacionadas que se escalonam por N . Os autores fazem essa observações em termos de desvio padrão. Como o PSD, para um dado sinal com média zero, é descrito como a variância pela frequência, então pode ser dito que as flutuações de alta frequência se escalonam por N , enquanto as de baixa frequência por N^2 .

Entretanto, é preciso destacar que o PSD da soma representativa mantém o mesmo comportamento de tendência que o PSD original, além de possuir a mesma dinâmica de escalonamento e compensações total e parcial, destacadas, respectivamente pelas regiões 1,2,3 em ambas as Figuras 23 e 24. Na região 1, é apresentado um escalonamento na qual a flutuação n_p de 0,21 Hz, originária do *cluster* de turbinas DFIG, persiste até o PSD do parque, tanto da soma representativa quanto dos dados originais.

Na região 2, ocorre um cenário de compensação total. Em dada faixa de frequência, é observado que o *cluster* de 36 turbinas DFIG apresenta uma potência mais estável e conseqüente menor variância proporcional, permitindo, assim, a compensação da flutuação n_p de 0,27 Hz, que tem origem no *cluster* de 15 turbinas DD. De fato, devido a pouca potência na faixa de frequência por parte das 15 turbinas DD e maior variância por parte das 36 turbinas DFIG, a flutuação de 0,21 Hz da região 1 não é compensada. Esse comportamento reforça a estratégia sugerida por (APT, 2007) para lidar com flutuações de alta frequência de turbinas eólicas, onde bastaria injetar potência com um espectro similar ao da turbina eólica ou *cluster*, porém sem as flutuações n_p .

Na região 3 está destacada uma compensação parcial, onde a flutuação n_p de 0,81 Hz do *cluster* de 15 turbinas DD é suavizada, porém não completamente sendo transferida para o parque. Isso ocorre, pois o *cluster* de 36 turbinas DFIG não possui potência alta o suficiente nessa faixa de frequência para compensar tal flutuação, mesmo estando em maior quantidade em comparação ao *cluster* de 15 turbinas DD.

Assim, o escalonamento pelo fator N se mostra coerente, visto que no PSD da soma representativa são mantidas características-chave, como a tendência, o escalonamento e as compensações total e parcial das flutuações n_p . A discrepância entre os PSD das "51 turbinas - parque" e a soma representativa decorre da dispersão das turbinas ao longo do parque real, cada uma gerando flutuações distintas. Enquanto que a soma representativa se trata de um caso ideal do ponto de vista do escalonamento, assumindo que todas as turbinas que a compõem possuem o mesmo comportamento dinâmico, resultando na mesma flutuação. No final das contas, pode-se dizer que escalonar PSD de flutuações de alta frequência de turbinas eólicas resulta em uma aproximação satisfatória.

2.5.5 Análise - Quantidade de turbinas equivalentes

Dada a dinâmica da dispersão geográfica, é natural que a flutuação de uma turbina ou *cluster* varie, podendo equivaler a uma quantidade superior ou inferior daquelas já presentes no parque eólico. Essa variação reflete a complexidade da distribuição das turbinas, influenciada por fatores como o terreno local e as condições atmosféricas, impactando diretamente na eficiência e na produção de energia do parque.

É possível utilizar a função transferência da equação 29 para identificar o real fator N que uma turbina ou *cluster* está escalonando. A função transferência é adaptada considerando a suposição de que as flutuações dos PSDs originais correspondem a flutuações de alta frequência, resultando na equação 35. Onde S_{parque} é o PSD do parque ou maior *cluster* de turbinas da análise, enquanto que $S_{cluster}$ é o PSD da turbina ou menor *cluster* da análise.

$$J^2(f) = \frac{S_{parque}(f)}{S_{cluster}(f)} \approx \frac{NS_{cluster,descorr}(f)}{S_{cluster,descorr}(f)} \quad (35)$$

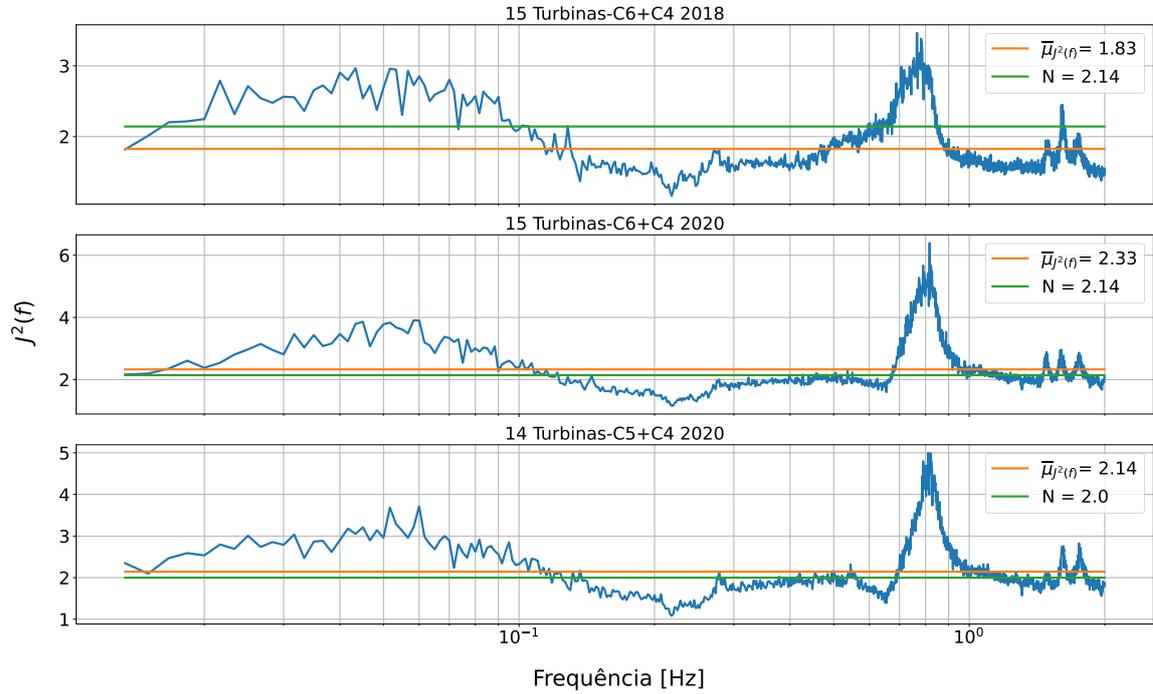
A média da função de transferência ($\bar{\mu}_{J^2(f)}$) proporciona a identificação do verdadeiro fator N pelo qual o menor cluster está sendo escalonado. Por isso, são adicionadas ao resultados linhas representativas da média $\bar{\mu}_{J^2(f)}$ e do fator N . Quando essas linhas coincidem, significa que o $PSD_{cluster}$ está sendo escalonado conforme o esperado, perante o total de turbinas do parque. Se a linha de média estiver acima da linha de fator N , indica que o $PSD_{cluster}$ está com flutuações acima do esperado, sugerindo uma eficácia abaixo do esperado da suavização por agregação de turbinas. Por outro lado, se a linha de média estiver abaixo da linha de fator N , indica que o $PSD_{cluster}$ apresenta flutuações abaixo do esperado, com suavização por agregação acima do esperado. É comum que haja um distanciamento entre essas linhas, por causa do efeito de dispersão geográfica e dinâmica de turbinas.

O real fator N pode ser diferente da quantidade de turbinas existente no parque, podendo ser maior ou menor a depender da dinâmica das turbinas e condições climática. É possível determiná-lo por meio da equação 36, onde $\bar{\mu}_{J^2(f)}$ é a média da função transferência do *cluster* e N é a quantidade real de turbinas do *cluster* em análise. Assim sendo, tem-se um fator referente a quantidade equivalente de turbinas pela qual as flutuações estão se escalonando perante o parque.

$$N_{eq.cluster} = \frac{N}{\bar{\mu}_{J^2(f)}} \quad (36)$$

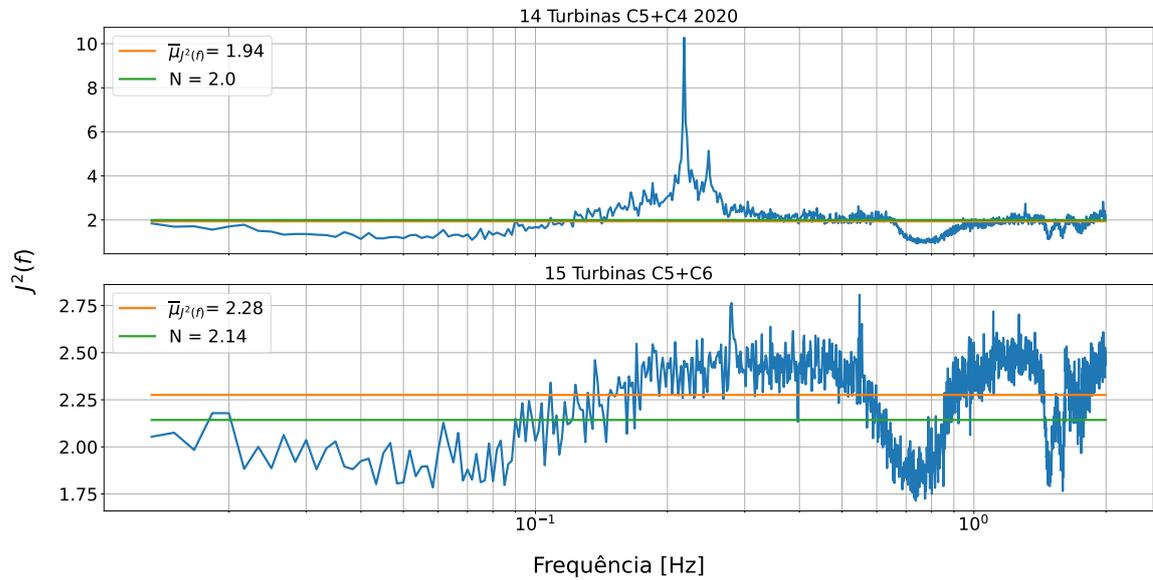
A seguir é apresentado a aplicação da função transferência da equação 35 aos PSD dos dados reais ilustrados nas Figuras 13 e 14. Para S_{parque} foram selecionadas as seguintes medições: "15 Turbinas C5+C6", "14 Turbinas C5+C4", "15 turbinas C6+C4"; já para $S_{cluster}$ foram escolhidas: "7 turbinas C4", "7 turbinas C5" e "8 turbinas C6", sendo referidos abreviadamente como C4, C5 e C6. Os PSD escolhidos para S_{parque} se tratam da soma direta daqueles selecionados para $S_{cluster}$. Desse modo, é possível obter um resultado menos ambíguo, uma vez que se tem conhecimento da dinâmica de cada *cluster*. Os resultados estão ilustrados nas Figuras 25, 26 e 27.

Figura 25 – Função Transferência entre '7 turbinas C4' com '15 turbinas C6+C4' e '14 turbinas C5+C4' - anos 2018 e 2020



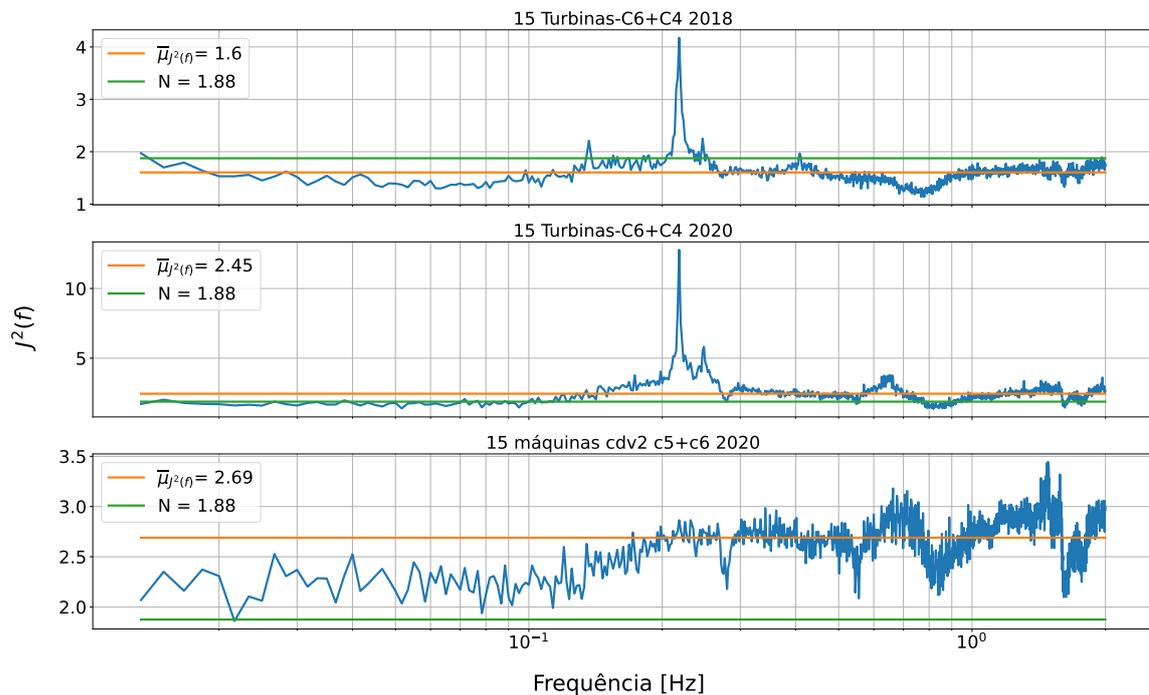
Fonte:Próprio autor.

Figura 26 – Função Transferência entre '7 turbinas C5' com '14 turbinas C5+C4' e '15 turbinas C5+C6' - ano 2020



Fonte:Próprio autor.

Figura 27 – Função Transferência entre '8 turbinas C6' com '15 turbinas C6+C4' e '15 turbinas C5+C6' - anos 2018 e 2020



Fonte:Próprio autor.

O primeiro caso analisado refere-se ao *cluster* de "15 turbinas C6+C4" nos anos de 2018 e 2020, Figuras 25 e 27. Em 2018 a linha da média $\bar{\mu}_{J^2(f)}$ está abaixo da linha de fator N , demonstrando que a flutuação dos *clusters* C4 e C6 está sendo suavizada acima do esperado por meio da agregação. Entretanto, o *cluster* C4 é aquele que mais se beneficia da agregação, dado que a distância entre linha da média $\bar{\mu}_{J^2(f)}$ e linha de fator N é maior que a vista no *cluster* C6. Perante "15 turbinas C6+C4", a quantidade equivalente de turbinas que C4 está escalonando é 8,19; enquanto para C6 é 9,37. Por ser um período de maior turbulência, é compreensível que a quantidade equivalente de turbinas seja maior, em tese significando maior flutuação.

Durante 2020, ambas as linhas de média $\bar{\mu}_{J^2(f)}$ estão acima da linha de fator N , significando que a suavização das flutuações de C4 e C6 por meio da agregação de turbinas está abaixo do esperado. Neste caso aquele *cluster* que apresentar uma menor distância entre linhas, é o que está sendo mais favorecido pela agregação pois a flutuação é menor, neste caso sendo C4. Por se tratar de um período mais estável, as flutuações de alta frequência perante "15 turbinas C6+C4" são escalonadas por um número menor de turbinas, sendo 6,43 para C4 e 6,12 para C6.

O próximo caso é para "14 turbinas C5+C4", ilustrado nas Figuras 25 e 26. O *cluster* C4 apresenta a linha de média $\bar{\mu}_{J^2(f)}$ acima da linha de fator N , enquanto C5 demonstra o contrário. Além do mais, a distância entre linhas é maior para o *cluster* C4. Portanto, C5 é aquele que mais se beneficia da agregação de turbinas neste caso. O *cluster* C4 e suas flutuações está escalonando conforme 6,54 turbinas e C5 7,21 turbinas.

O último caso se trata de "15 turbinas C5+C6", ilustrado nas Figuras 26 e 27. Ambas as linhas de média $\bar{\mu}_{J^2(f)}$ de C5 e C6 estão acima da linha de fator N , significando que estão suavizando menos que o esperado por meio da agregação de turbinas. Por causa que o distanciamento entre linhas é menor, o *cluster* C5 é o que mais se beneficia da agregação. Por fim, as flutuações de C5 estão escalonando de acordo com 6,57 turbinas, e C6 5,57 turbinas, perante "15 turbinas C5+C6".

Desse modo, é demonstrado que, de fato, a quantidade de turbinas equivalente é diferentes daquelas realmente existente no parque, sendo a razão deste acontecimento a dispersão geográfica e dinâmica das turbinas. Além do mais, é demonstrado que alguns *clusters* se beneficiam mais que outros do efeito de suavização de flutuação por agregação.

2.6 Conclusão do Capítulo

Esse capítulo tratou das flutuações de alta frequência que ocorrem em turbinas e parques eólicos. As análises das flutuações foram conduzidas utilizando medições reais da potência de saída de *clusters* de turbinas eólicas de tecnologias DFIG e DD. As flutuações são identificadas e caracterizadas a partir do conhecimento adquirido através da revisão bibliográfica apresentada neste capítulo. Tal revisão aborda trabalhos que utilizam PSD como ferramenta para estudos de flutuação de potência, além de abordar as principais causas de geração de flutuação de alta frequência em turbinas eólicas.

Com isso foram conduzidas quatro análises. Na primeira, identificou-se os picos responsáveis pelas maiores flutuações de alta frequência que estão relacionadas com as flutuações n_p das turbinas DFIG e DD. Além do mais, foi evidenciado a flutuação gerada por cada *cluster*, tanto de forma global quanto exclusivamente pelos picos. Desse modo, confirmou-se que as turbinas DD, de fato, apresentam uma potência mais estável em comparação com as turbinas DFIG. Também observou-se que as turbinas DFIG geram mais flutuações por parte dos picos $1p$, ao contrário da expectativa, uma vez que geralmente são os picos $3p$ que provocam as maiores flutuações. No entanto, as turbinas DD geram uma flutuação mais significativa nos picos $3p$, ao qual está dentro da expectativa.

Na segunda análise, examinou-se a redução da flutuação por meio da agregação de turbinas. Foi evidenciado que a agregação de turbinas resulta em uma diminuição das variações de potência, tanto global quanto das flutuações n_p . A análise demonstrou que *clusters* de turbinas com maior flutuação (i.e. variância e desvio padrão) são as que mais se beneficiam da agregação, caso haja outro *cluster* com flutuação comparativamente menor. Logo, a união de turbinas de tecnologias distintas é eficaz, desde que uma produza potência mais estável.

Na terceira análise, foi explorado o escalonamento dos PSD. Verificou-se os comportamentos de escalonamento e compensação, total ou parcial, das flutuações n_p . Observou-se que a flutuação n_p de um dado PSD de turbina ou *cluster* é compensada quando há potência

suficiente e baixa variância ocorrendo na mesma faixa de frequência por parte de outro PSD de turbina ou *cluster*. Caso contrário, essa compensação pode ocorrer de forma parcial ou resultar em seu escalonamento.

Além disso, foi investigada a influência e veracidade do fator de quantidade de turbinas N sobre os PSD, uma vez que se argumenta que as flutuações de alta frequência são escalonadas por esse fator. Assim sendo, o PSD de *clusters* de turbinas DFIG e DD foram escalonados de modo a representar a quantidade total desses tipos de turbinas presente no parque. Em seguida foram somadas de modo a se obter o PSD representativo do parque, onde o resultado comparado com o PSD das medições originais. É demonstrado que apesar de não se coincidirem em amplitude, as características são mantidas como: tendência, escalonamento e compensações totais e parciais. Contudo, a presença dessa discrepância está coerente, pois está relacionada ao efeito de dispersão geográfica e dinâmica das turbinas, onde no caso da soma representativas são considerados ideais, pois é assumido que todas as turbinas estão produzindo a mesma flutuação. Reforçado por fontes bibliográficas, pode-se dizer que escalonar PSD resulta em uma aproximação coerente do caso real.

Na quarta e última análise foi investigada a quantidade equivalente de turbina. Uma vez que o fator N está relacionado com a quantidade de turbinas, e este é diferente a depender da localização de cada turbina ou *cluster* e dinâmica, é possível determinar seu real valor por meio da função transferência, que relacionada a resposta do maior *cluster* pelo menor *cluster*. A razão do fator N pela média dessa função transferência, resulta no real fator N , que indica a quantidade de turbinas equivalentes que as flutuações estão se escalonando perante o maior *cluster*. Desse modo, é confirmado que os menores *clusters* estão escalonando por diferentes fatores N em relação aos maiores *clusters*. Além disso, a diferença entre a média da função transferência e o fator N , permitiu observar que alguns *cluster* se beneficiam mais do efeito de suavização por agregação que outros.

Dado ao que foi observado, é possível indagar qual seria a melhor composição de turbinas para um parque eólico considerando apenas o efeito de agregação para reduzir as flutuações de alta frequência. Devido a este tipo flutuação, a ampliação e conseqüente inserção em larga escala de parque eólicos ao sistema elétrico é impedida. Havendo a possibilidade de redução deste tipo flutuação é possível contornar esse problema.

3 PARQUE EÓLICO ARTIFICIAL

Diante da indagação levantada no capítulo 2 a respeito da quantidade de turbinas DFIG e DD que poderia resultar na melhor redução de flutuação de potência por meio de agregação e da relevância de aprimorar a compreensão da interação entre dois tipos de turbina, surgiu a motivação para a criação da metodologia proposta neste capítulo.

A metodologia visa a criação de series temporais sintéticas (STS) a partir do PSD de turbinas eólicas. A vantagem em se empregar o PSD como base para a criação de STS é a possibilidade de incorporação de características intrínsecas da dinâmicas de alta frequência das turbinas, demonstradas anteriormente na seção 2.5. Essa abordagem, utiliza a capacidade da metodologia em permitir a criação de STS de turbinas eólicas em qualquer quantidade, possibilitando a representação de um parque eólico e a sua redução de flutuação a partir de agregação. Desse modo, ao controlar a quantidade de turbinas do tipo DFIG e DD é possível determinar qual seria a quantidade de cada tipo que resulta na melhor redução de flutuação de potência de alta frequência.

A obtenção do PSD de turbinas eólicas que contem flutuações de alta frequência requer medições de potência com taxas de amostragem a partir de segundos. No entanto, dada a dificuldade de acesso a esse tipo de dado, este capítulo apresenta, adicionalmente, uma proposta de reproduzir os PSD discutidos neste trabalho sem a necessidade de possuir os dados de medição aqui utilizados. A proposta pode ser utilizada em outros PSD.

As STS criadas a partir da metodologia proposta podem ser utilizadas em estudos elétricos como: dimensionamento de sistema de armazenamento de energia para reserva girantes, análise de integração de turbinas eólica na rede elétrica de maneira geral, análise de estabilidade de sistema, avaliação de desempenho de sistemas de armazenamento de energia. Como as STS contém características intrínsecas da turbina, isso permite estudos mais próximos das condições reais .

O capítulo está organizado da seguinte maneira: Na seção 3.1 é apresentado o Método de representação espectral (do inglês, *Spectral Representation Method* -SRM), uma técnica estilo simulação Monte Carlo utilizada para criação de STS a partir do PSD. É apresentado uma breve revisão bibliográfica abordando o SRM e seu emprego na engenharia. Adiante, na seção 3.2 é apresentado a metodologia proposta para criação do parque artificial empregando a técnica SRM em conjunto com sua validação. Na seção 3.3 é apresentado o método MARS (do inglês, *Multivariate Adaptive Regression Splines*), no qual é utilizado para criação de modelos PSD de turbinas eólicas que podem ser replicados e utilizados na metodologia do parque artificial ou SRM. Na seção 3.4 é analisado qual seria a melhor configuração do parque em termos de redução de flutuação por agregação ao considerar quantidade e tecnologia distintas de turbinas.

Por fim, na seção 3.5 são apresentadas as conclusões do capítulo.

3.1 Método de Representação Espectral

O método de representação espectral é uma técnica desenvolvida e apresentada por Shinozuka e Deodatis no trabalho *Simulation of stochastic processes by spectral representation* (SHINOZUKA; DEODATIS, 1991). O método faz a utilização de um PSD para criação de uma STS com média zero e mesma variância que o sinal PSD que a gerou. Essa técnica é interessante na criação de séries temporais de fenômenos não determinísticos (i.e. estocástico), como a velocidade de vento e sua variação. Em muitos casos não existe uma função analítica para descrever adequadamente esses fenômenos, impossibilitando a criação de série temporais sintéticas. A solução se encontra ao estimar o PSD de tais fenômenos através de medições ou por meio de modelos de espectro e em seguida utilizar o SRM. Por exemplo, o modelo de Kaimal (KAIMAL et al., 1972) descreve o espectro da turbulência, podendo ser utilizado no método de SRM para gerar STS correspondente a turbulência. Outra aplicação é estimar o PSD a partir da série temporal de um fenômeno não determinístico, que pode ser adquirida através de medições, e em seguida utiliza-lo no SRM assim obtendo mais séries temporais que podem ser utilizadas em simulações.

Graças a utilidade deste método, o SRM é amplamente utilizado na área de engenharia civil em simulações Monte-Carlo. Isso se deve a complexidade de caracterização de alguns sistemas, como a resposta de pontes para cargas não gaussianas, como vento, ou resposta de estruturas para movimento sísmicos não estacionários (BENOWITZ, 2013). A simulação Monte-Carlo, devido a sua eficácia e acurácia, é capaz de caracterizar esses sistemas através do valor observado nas várias amostras (conjunto de amostra) geradas pelo SRM. No caso, para os sistemas supracitados, seriam geradas séries temporais sintéticas de vibrações sísmicas e velocidade de vento. Alguns trabalhos que utilizam essa metodologia são (WU et al., 2023; MIAO et al., 2018; WANG et al., 2018)

A técnica SRM também é utilizada na engenharia elétrica em estudos elétricos. No trabalho de (GUO; SCHLIPF, 2021) os autores criam STS correspondente a frequência de rede por meio de um modelo de espectro criado a partir de medições históricas. As STS são realísticas, genéricas e estocásticas e são utilizadas para simulações com turbinas eólicas para avaliar o impacto no controle de inércia. No trabalho de (ROSAS, 2003), o autor gera STS de turbinas eólicas a partir de um modelo matemático de espectro que considera aspectos como turbulência e efeitos rotacionais (discutidos na seção 2.4). Esse espectro então é empregado em um modelo de agregação de velocidade de vento para simular o arranjo de um parque eólico, levando em conta a dinâmica de dispersão geográfica. Em seguida é utilizado o SRM para gerar as STS, as quais são, aplicadas em um modelo de turbina eólica que considera a dinâmica de efeitos mecânicos e elétricos. No final é obtido uma STS de potência eólica com as flutuações decorrentes dos efeitos mecânicos, elétricos e rotacionais, bem como a dinâmica de dispersão geográfica. Ao somar cada

STS é possível observar o efeito de agregação de turbinas. No trabalho de (ESTANQUEIRO, 1997) é desenvolvida uma STS de velocidade de vento do campo a partir de modelos espectrais. Essas STS incluem apenas efeitos de flutuação decorrentes da turbulência e são utilizadas em um modelo dinâmico de turbina eólica que considera apenas os feitos mecânicos. A autora utilizou tais STS para realizar estudos em redes fracas (com baixa potência de curto-circuito).

Vale salientar que existem outros métodos para geração de STS que consideram a dinâmica de alta frequência de potência eólica fora o método SRM aqui apresentado, sendo possível utilizar modelos regressão e modelagens estocásticas. Em se tratando de modelos de regressão, (FERTIG, 2019) utilizou um modelo $AR(p) - ARCH(q)$ (do inglês, *Autoregressive-Generelized Autoregressive Conditional Heteroskedasticity*) para modelar o comportamento das turbinas eólicas a partir de séries históricas de potência com amostragem de 1 minuto. O componente AR modela o comportamento periódico da potência eólica enquanto que o componente ARCH modela o comportamento volátil das turbinas, isto é, a variância condicional não constante ao longo do tempo, em outras palavras: a flutuação de alta frequência. Lee e Baldick em (LEE; BALDICK, 2012; LEE; BALDICK, 2013), propuseram uma metodologia para geração de STS com taxa de amostragem de 1 min a partir de um PSD sintético. O PSD sintético é derivado do PSD original de uma série histórica com taxa de amostragem de 1 min. Os autores propõem um modelo de regressão de função linear por partes (chamado de *piecewise affine function*), que separa o PSD em segmentos distintos e em seguida define funções lineares para cada um, conseqüentemente, a STS pode ser obtida realizando a transformada inversa de Fourier do PSD sintético. Posteriormente, é adicionado ao resultado o componente (sinal) determinístico correspondente ao ciclo diurno de 24 horas. Um exemplo de modelagem estocástica é demonstrado no trabalho de (MILAN; WÄCHTER; PEINKE, 2011), onde os autores modelam a dinâmica de alta frequência das turbinas eólicas. Nesse estudo, a dinâmica de alta frequência é caracterizada por meio matriz de deriva e matriz de difusão. Essas matrizes são então aplicadas na equação estocástica do Langevin, o que resulta na geração STS de potência eólica. O modelo em questão gera as STS ao apresentar qualquer série de velocidade de vento.

Diante da versatilidade da técnica SRM, esta será utilizada neste trabalho para a geração de STS correspondentes a turbinas eólica, mais a respeito sobre a metodologia para geração dessas séries sintéticas será discutido no seção 3.2. Nesta seção será dado foco na descrição a técnica SRM.

Segundo (SHINOZUKA; DEODATIS, 1991), uma maneira de gerar um sinal no domínio do tempo a partir de seu PSD é representando-o através da série de Fourier:

$$X(t) = \bar{\mu} + \sum_{j=1}^N A_j \cos(2\pi f_j t + \phi_j) \quad (37)$$

Onde f_j é j -ésima frequência discretizada f , N é o total de frequências discretizadas, ϕ_j é o j -ésimo valor de uma fase aleatória ϕ uniformemente distribuída entre zero e 2π , $\bar{\mu}$ é a média

que será somada ao sinal no domínio do tempo, enquanto que a amplitude A_j é definida pela equação:

$$A_j = \frac{\sigma_{objetivo}}{\sigma_{PSD}} \sqrt{2S(f_j)\Delta_f} \quad (38)$$

Com $S(f_j)$ sendo a densidade espectral de potência na j -ésima frequência discretizada e Δ_f sendo o intervalo de amostragem da frequência. A razão $\frac{\sigma_{objetivo}}{\sigma_{PSD}}$ geralmente é unitária, pois ambos os valores de desvio padrão tendem a ser o mesmo. Essa razão atua como um fator que influencia na variância da STS, no qual o desvio padrão σ_{PSD} pode ser obtido a partir da raiz quadrada da Equação 13, enquanto o desvio padrão $\sigma_{objetivo}$ é relativo ao valor desejado. Substituindo a Equação 38 em 37 obtêm-se:

$$X(t) = \bar{\mu} + \sum_{j=1}^N \frac{\sigma_{objetivo}}{\sigma_{PSD}} \sqrt{2S(f_j)\Delta_f} \cos(2\pi f_j t + \phi_j) \quad (39)$$

É importante ressaltar que a frequência discretizada f se encontra entre o intervalo de Δ_f até f_K , com comprimento de passo Δ_f . A frequência de corte f_K respeita a frequência de Nyquist que é definida por:

$$f_k = \frac{1}{2\Delta_t} \quad (40)$$

Onde Δ_t é o passo de tempo da série temporal sintética $X(t)$ que irá ser gerada pela Equação 39 e pode ser calculado uma vez definido a frequência de amostragem f_s do sinal PSD, isto é $\Delta_t = 1/f_s$. O total de pontos M da série sintética que será gerada é definido como $M = f_s/\Delta_f$.

A transformada rápida de Fourier (do inglês, *Fast Fourier Transform-FFT*), pode ser utilizada para acelerar o cálculo da Equação 39, bastando rescreve-la da seguinte maneira:

$$X(t) = \bar{\mu} + Re \left\{ \sum_{j=1}^N \frac{\sigma_{objetivo}}{\sigma_{PSD}} \sqrt{2S(f_j)\Delta_f} e^{i\phi_j} + e^{i2\pi f_j t} \right\} \quad (41)$$

O termo $Re \{ \cdot \}$ denota que é utilizado a parte real da FFT para se obter a série temporal sintética $X(t)$. De maneira simples, a Equação 41 pode ser reescrita da seguinte forma:

$$X(t) = \bar{\mu} + Re\{FFT(B)\} \quad (42)$$

Em que B corresponde a:

$$B = \frac{\sigma_{objetivo}}{\sigma_{PSD}} \sqrt{2S(f_j)\Delta_f} e^{i\phi_j} \quad (43)$$

3.2 Modelo de Agregação de Turbinas Eólicas por Meio de Séries Temporais Sintéticas

Os perfis de PSD de turbinas eólicas, obtidos através de medições de potência e discutidos na seção 2.5 podem ser utilizados na criação de STS por meio do método de representação espectral. Um ponto forte dessa abordagem está no fato de que efeitos relacionados à dinâmica de alta frequência das turbinas em resposta ao vento, bem como aos efeitos mecânicos, já estarão inclusos nas séries sintéticas não havendo a necessidade de modelá-los. Outro ponto relevante a ser destacado é a possibilidade da geração de STS para pelo menos dois tipos de turbinas: DFIG e DD, pois, como discutido na seção 2.5.2, os PSD desses tipos de turbinas apresentam características distintas, correspondendo a um tipo de "assinatura". Além disso, conforme evidenciado na seção 2.5.4, é possível escalonar o PSD destas turbinas eólica por um fator de quantidade de turbina N , onde o PSD escalonado por esse fator fornece uma aproximação da quantidade real de turbinas. Essa capacidade de ajuste possibilita a criação de STS para qualquer quantidade desejável de turbina.

Diante desses pontos, nesta seção será apresentado uma metodologia para criação de STS com foco em flutuações de alta frequência. Essas STS são utilizadas em um modelo de agregação de turbina. O objetivo é observar a suavização de flutuações de alta frequência a medida que turbinas eólicas são agregadas, seja apenas do tipo DFIG,DD ou ambos.

Ao desenvolver um modelo de agregação de turbinas eólicas é necessário considerar a dinâmica das turbinas e a dispersão geográfica do vento (ESTANQUEIRO, 1997). Informações a respeito da dinâmica estão contidas nos PSD, enquanto a dispersão geográfica pode ser estruturada a partir de algum modelo de coerência como o de Davenport (SCHLEZ; INFIELD, 1998). O modelo de coerência diz respeito a característica espacial do vento em que a semelhança entre os padrões de vento experimentados por turbinas eólicas localizadas em pontos distintos tende a se diferenciar à medida que elas se distanciam umas das outras (MANWELL; MCGOWAN; ROGERS, 2010). Em suma, o modelo de coerência demonstra a correlação do vento em pontos distintos.

Um modelo de coerência para turbinas eólicas é proposto por (FERTIG, 2019), que a expressa ao utilizar o PSD de diversas medições de turbinas eólicas de um dado parque nos Estados Unidos com taxa de amostragem de 1 segundo. O modelo está expresso na Equação 44, em que $S_i(f)$ e $S_j(f)$ são os PSD de duas turbinas i e j distanciadas entre si, enquanto que $S_{ij}(f)$ é a densidade espectral cruzada dessas turbinas. Uma vez determinada a coerência entre cada turbina deste parque, um modelo de coerência generalista em função da distância entre turbinas é obtido por meio de regressão polinomial. A partir desse modelo é possível realizar o produto do espectro da turbina eólico pelo modelo de coerência. Devido a característica da metodologia proposta por (FERTIG, 2019) empregar dados de medição, essa poderia ser aplicada no presente trabalho, com a distinção de que seria utilizados dados com taxa de amostragem de 250 ms. No entanto, devido a quantidade limitada de dados, a aplicação de tal metodologia não é viável, permanecendo como sugestão para trabalhos futuros.

$$\gamma_{ij}(f) = \frac{|S_{ij}(f)|^2}{S_i(f)S_j(f)} \quad (44)$$

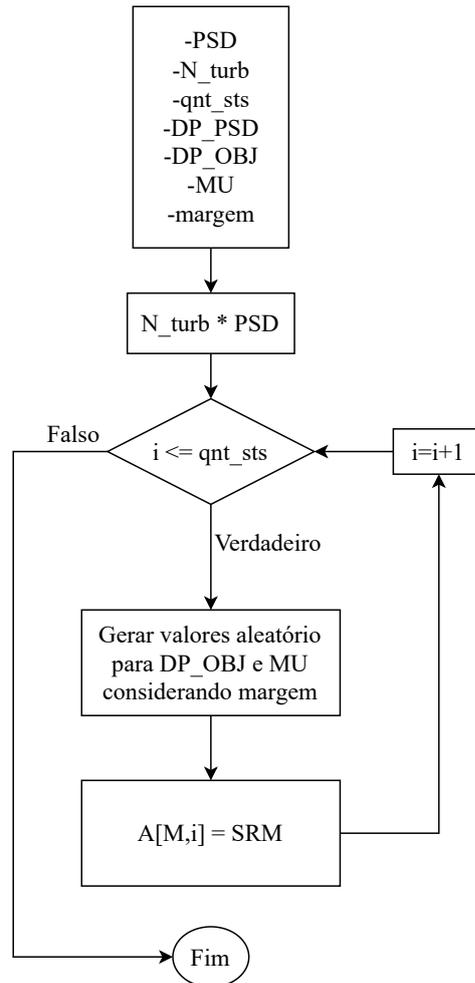
Ainda assim, o efeito da dispersão geográfica na potência eólica pode ser observado a partir da correlação. Para turbinas eólicas distanciadas entre si é visto que há um decaimento na correlação à medida que a distância entre turbinas aumentam (KATZENSTEIN; FERTIG; APT, 2010; BEYER; LUTHER; STEINBERGER-WILLMS, 1989; APT, 2022). Esse comportamento implica que a potência eólica e suas flutuações são diferentes para cada turbina, indo de acordo com o modelo de coerência.

A depender do tipo de flutuação a correlação entre as turbinas pode ser afetada. Para flutuações mais lentas (aquelas provocadas pela zona macrometeorológica da Figura 8) e localizações próximas, as flutuações são similares, apresentando correlação elevada; para flutuações mais rápidas (causadas pela zona micrometeorológica da Figura 8 e pelos efeitos comentados na seção 2.4) e localizações distantes, as flutuações são diferentes, apresentando baixa correlação. De maneira geral, quanto mais rápida for a flutuação de potência e maior for o distanciamento, mais acentuado será o decaimento da correlação (MANWELL; MCGOWAN; ROGERS, 2010; ROSAS, 2003). Portanto, é natural que cada turbina eólica de um parque produza potências e flutuações distintas, sendo essa a razão das flutuações serem compensadas ao agregar as turbinas eólicas.

Devido ao termo $\frac{\sigma_{\text{objetivo}}}{\sigma_{\text{PSD}}}$ da Equação 41 é possível criar STS com flutuações distintas. Aliado a isto, a característica estocástica do SRM permite a geração de STSs com correlação distintas entre si. Tais propriedades são úteis, pois remetem o comportamento de dispersão. No contexto do modelo de agregação de turbinas eólicas, ao gerar um conjunto de amostras de STS, com flutuações e correlações distintas, é possível aproximar estatisticamente do sistema real, se assemelhando a simulação Monte-Carlo. Essas características são utilizadas na concepção da metodologia para geração de STS e agregação de turbinas eólicas.

A metodologia é composta por dois algoritmos, o primeiro sendo para geração de STS com flutuações e médias aleatórias, destacado na Figura 28. Os algoritmos foram desenvolvidos em *Python 3*, utilizando as bibliotecas *numpy 1.21.5* (HARRIS et al., 2020), *pandas 1.4.2* (TEAM, 2020) e *scipy 1.11.4* (VIRTANEN et al., 2020).

Figura 28 – Fluxograma para geração de STS com média e desvio padrão aleatórios



Fonte: Próprio autor.

O algoritmo de geração de STS tem como parâmetro de entrada o fator de quantidade de turbina (N_{turb}), quantidade de série temporal sintética a ser gerada (qnt_sts), média a ser somada a série temporal sintética (MU), margem de geração de desvio padrão e média ($margem$), desvio padrão objetivo (DP_OBJ), desvio padrão do PSD base (DP_PSD), PSD base (PSD). Onde esses quatro últimos parâmetros são inerentes ao método de representação espectral descrito na Equação 41.

Uma vez apresentado os parâmetros de entrada, o PSD base é multiplicado pelo fator de quantidade de turbina desejado. Em virtude dos PSDs deste trabalho corresponderem a flutuações de alta frequência (conforme evidenciado na subseção 2.5.4 e 2.5.5), a multiplicação destes pelo fator N fornece uma aproximação da quantidade desejada de turbina. A mesma abordagem pode ser utilizada caso o PSD base possua apenas flutuações de baixa frequência, onde o fator de quantidade de turbina é N^2 .

Posteriormente, o método de representação espectral é aplicado iterativamente. Em cada iteração, a STS é incorporada de um desvio padrão ao ser multiplicada pelo desvio padrão

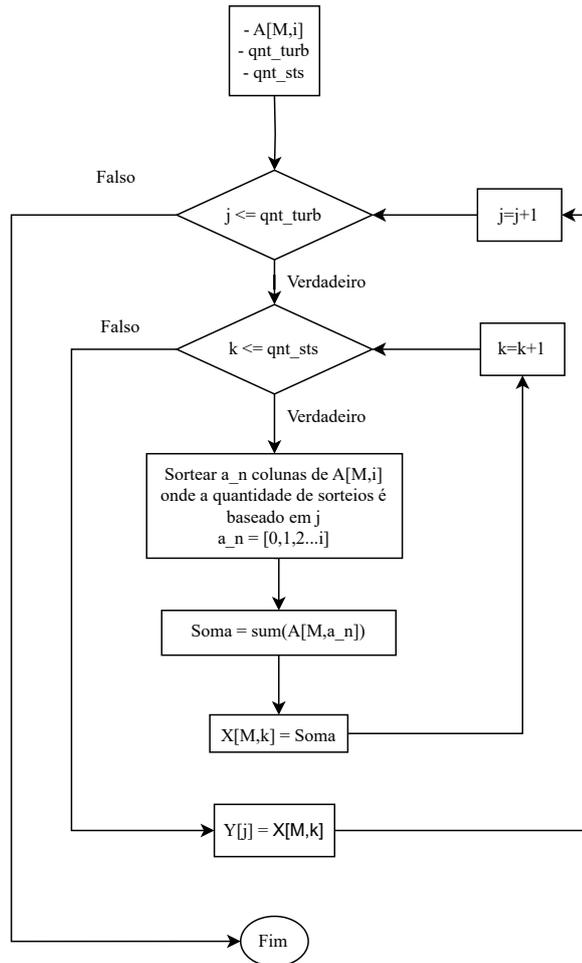
objetivo (DP_OBJ) seguido da adição de uma média (MU). É importante ressaltar que os valores dessas incorporações são gerados aleatoriamente, por meio de distribuição uniforme, a cada iteração, dentro de uma margem superior e inferior (definida por *margem*) dos parâmetros de entrada DP_OBJ e MU . O intuito dessa geração aleatória é simular a dispersão geográfica do parque eólico para um dado fator N , desse modo cada STS equivale a uma dada quantidade de turbina determinada pelo fator N com desvio padrão e media distintos.

O processo se repete até que todas as STS desejadas (definidas por *qnt_sts*) sejam geradas. A cada iteração i , cada STS, é armazenada na matriz $A[M,i]$, onde M representa a quantidade total de pontos das STS e i denota o total de STS geradas (i.e. cada coluna é uma STS). Esse processo iterativo de aplicação do método de representação espectral com a incorporação de desvio padrão e média em cada STS contribui para simular a distinção de flutuação de alta frequência existente em cada turbina ao longo do parque.

O algoritmo apresentado na Figura 28 é empregado para gerar quantas STS forem necessárias, para qualquer quantidade de turbina enquanto permite o ajuste das flutuações e média de potência. A validação da técnica SRM empregada no algoritmo é realizada na seção 3.2.1, enquanto a validação do algoritmo de geração de múltiplas STS é validado na seção 3.2.2.

O segundo algoritmo é destinado para modelar a agregação de turbinas. O algoritmo de agregação proposto neste trabalho faz uso de conjunto de amostra de STS geradas a partir do algoritmo da Figura 28. O conjunto deve ser referente a uma única turbina eólica com flutuação de potência distinta para cada amostra, para assim assemelhar-se ao efeito de dispersão geográfica. A essência do algoritmo esta no princípio de que ao combinar diversas amostras STS com variabilidades distintas, é possível aproximar estatisticamente do comportamento de um sistema eólico real. São propostos dois algoritmos de agregação: um que combina turbinas eólicas do mesmo tipo (Figura 29) e outro que reúne turbinas eólicas de dois tipos diferentes (Figura 30).

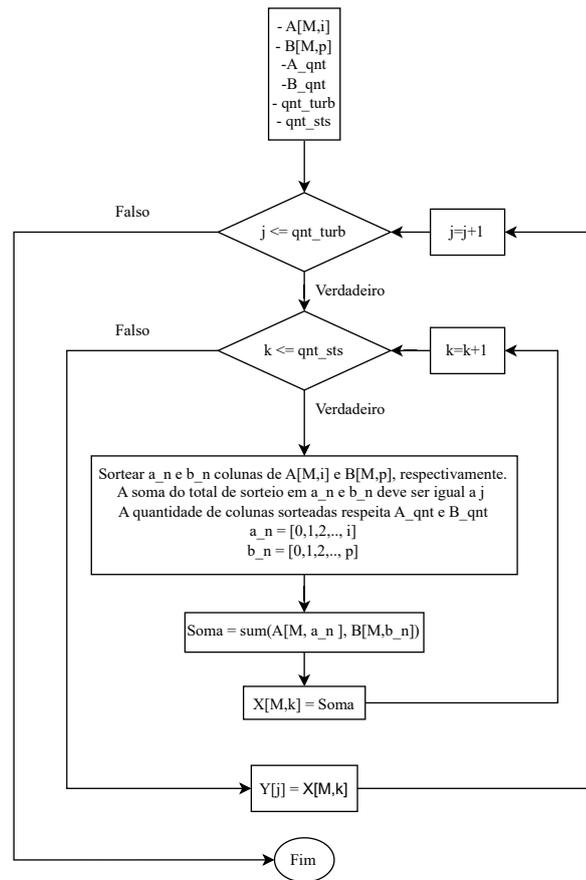
Figura 29 – Fluxograma da Metodologia de Agregação de Turbinas - Único tipo de turbina eólica.



Fonte:Próprio autor.

As entradas do algoritmo apresentado na Figura 29 consistem em: conjunto de amostra ($A[M,i]$), quantidade de turbinas a serem representadas (qnt_turb) e a quantidade de STS a serem geradas para cada quantidade de turbina (qnt_sts). O algoritmo procede adicionando colunas sorteadas aleatoriamente (a_n) do conjunto de amostra $A[M,i]$ a cada iteração k , com resultados sendo salvos em $X[M,k]$. A quantidade de sorteios depende do valor j da iteração. Por exemplo, se j for igual a três, a_n será composto por três valores diferentes. Após gerado todas as STS, o resultado é salvo em $Y[j]$.

Figura 30 – Fluxograma do algoritmo de agregação para dois tipos de turbinas eólicas em quantidade diferentes



Fonte:Próprio autor.

Considerando a agregação de dois tipos de turbinas, os parâmetros de entrada algoritmo da Figura 30 consiste em apresentar dois conjuntos de amostras $A[M,i]$ e $B[M,p]$ e quantidade máxima de colunas a ser sorteadas aleatoriamente para cada conjunto de amostra A_qnt e B_qnt . Dado que os conjuntos de amostras são referentes a uma única turbina, A_qnt e B_qnt podem ser considerados a máxima quantidade de cada tipo de turbina. Os parâmetros qnt_turb e qnt_sts , são os mesmos visto no algoritmo de agregação para um único tipo de turbina.

O algoritmo de agregação para dois tipos de turbinas funciona de maneira similar ao algoritmo de agregação de uma única turbina. A cada iteração k são sorteados aleatoriamente colunas (a_n e b_n) dos dois conjuntos de amostras $A[M,i]$ e $B[M,p]$. Em seguida, as colunas sorteadas são somadas com resultado sendo salvo em $X[M,k]$.

Contudo há uma distinção no sorteio das colunas: a soma do total de colunas sorteadas em ambos conjuntos de amostras deve ser igual ao valor de j da atual iteração. Por exemplo, para j igual a cinco, a_n pode consistir em duas colunas enquanto que b_n em três colunas. Onde a_n e b_n respeitam a quantidade máxima de coluna a ser sorteadas definidas por A_qnt e B_qnt . O sorteio é feito dessa forma para assegurar que não haja uma predominância de um único tipo de turbina durante a soma, se aproximando de uma situação real na qual haveria uma variedade de

medições de diferentes tipos de turbinas e as somasse conforme desejado. Ao final da iteração k os resultados são salvos em $Y[j]$.

A validação do resultado desse algoritmo está presente na seção 3.2.2. Uma vez validado é possível utilizar o algoritmo de agregação para gerar um parque fictício considerando quantidades diferentes de turbinas DFIG e DD e assim observando qual seria a configuração que iria produzir menos flutuação de potência.

3.2.1 Validação do Método de Representação Espectral

A validação do método de representação espectral envolve a comparação do desvio padrão, da variância e do PSD entre a série histórica original e a sintética. A comparação de desvio padrão e variância confirma a execução correta do SRM, enquanto a avaliação de PSD verifica se as STS preservam as características de dinâmica das turbinas. Nessa subseção serão destacados esses pontos, além da ilustração da série temporal sintética comparada a série original. A validação é feita tomando como base os PSD referentes as medições de 2020 (Figura 14), por critério de simplicidade e devido à maior quantidade de medições.

Seguindo o fluxograma da Figura 28 a seguinte parametrização foi utilizada: *margem* sendo 0% para preservar as características de desvio padrão e média; *N_turb* sendo unitário para não alterar a quantidade de turbinas do PSD base; *qnt_sts* sendo unitário para criar apenas uma série sintética para a comparação; *MU* sendo zero para gerar STS com mesma média e evitar ambiguidade na comparação com a série temporal original; *DP_OBJ* e *DP_PSD* sendo obtidos a partir da raiz quadrada dos valores contidos na Tabela 4 (isto é, raiz quadrada das equações 30 e 31 obtendo-se 45 e 46), onde σ_{PSD} é advindo de 'PSD 2020' e $\sigma_{objetivo}$ de 'ST 2020'. A Tabela 10 resume a parametrização.

$$\sigma_{10min} = \sqrt{\sigma_{10min}^2} \tag{45}$$

$$\bar{\sigma}_{10min} = \frac{1}{K} \sum_{j=1}^K \sqrt{\sigma_{j,10min}^2} \tag{46}$$

Tabela 10 – Parametrização validação algoritmo de geração de STS

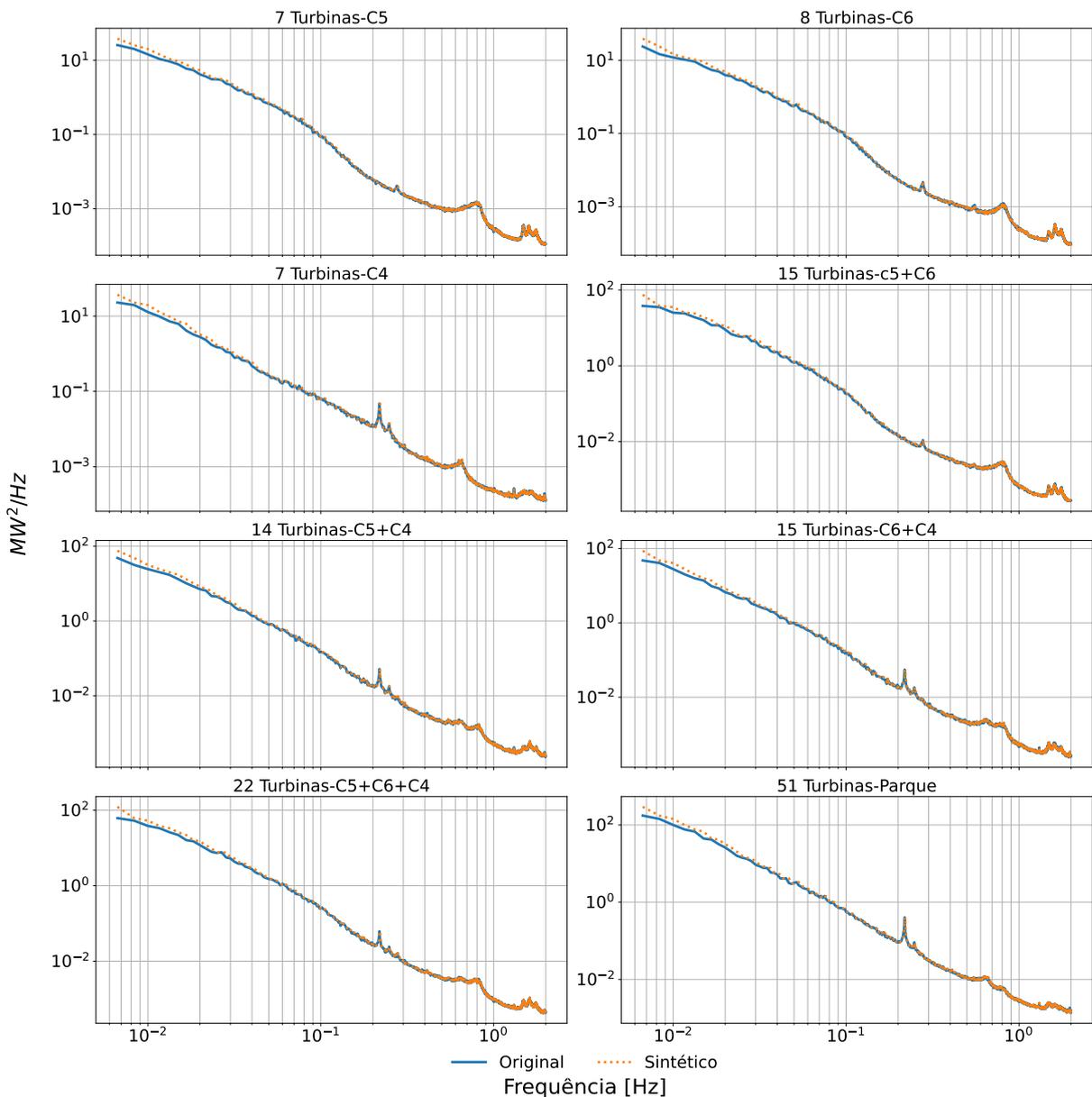
PSD base	C5	C6	C4	C5+C6	C5+C4	C6+C4	C5+C6+C4	parque
margem [%]	0	0	0	0	0	0	0	0
N_turb	1	1	1	1	1	1	1	1
DP_psd [MW]	0,8412	0,8067	0,7620	1,3037	1,0961	1,1328	1,4984	2,2105
DP_obj [MW]	0,8414	0,8068	0,7622	1,3040	1,0964	1,1330	1,4987	2,2109
MU [MW]	0	0	0	0	0	0	0	0
qnt_sts	1	1	1	1	1	1	1	1

Fonte: Próprio autor.

Na Figura 31 estão ilustrados as comparações entre o PSD original e o PSD da série sintética. A parametrização do método Welch que encontrou o melhor resultado para as séries

sintéticas foi a seguinte: uma única segmentação de tamanho equivalente a M , função de janela retangular e sem *overlap*. É notável o acompanhamento do PSD da série sintética ao longo de todo o PSD original indicando que as séries sintéticas retêm características inerentes da dinâmica das turbinas, podendo ser utilizadas em estudos elétricos que requerem tais características.

Figura 31 – Comparação PSD Série Temporal Original com PSD da Série Temporal Sintética

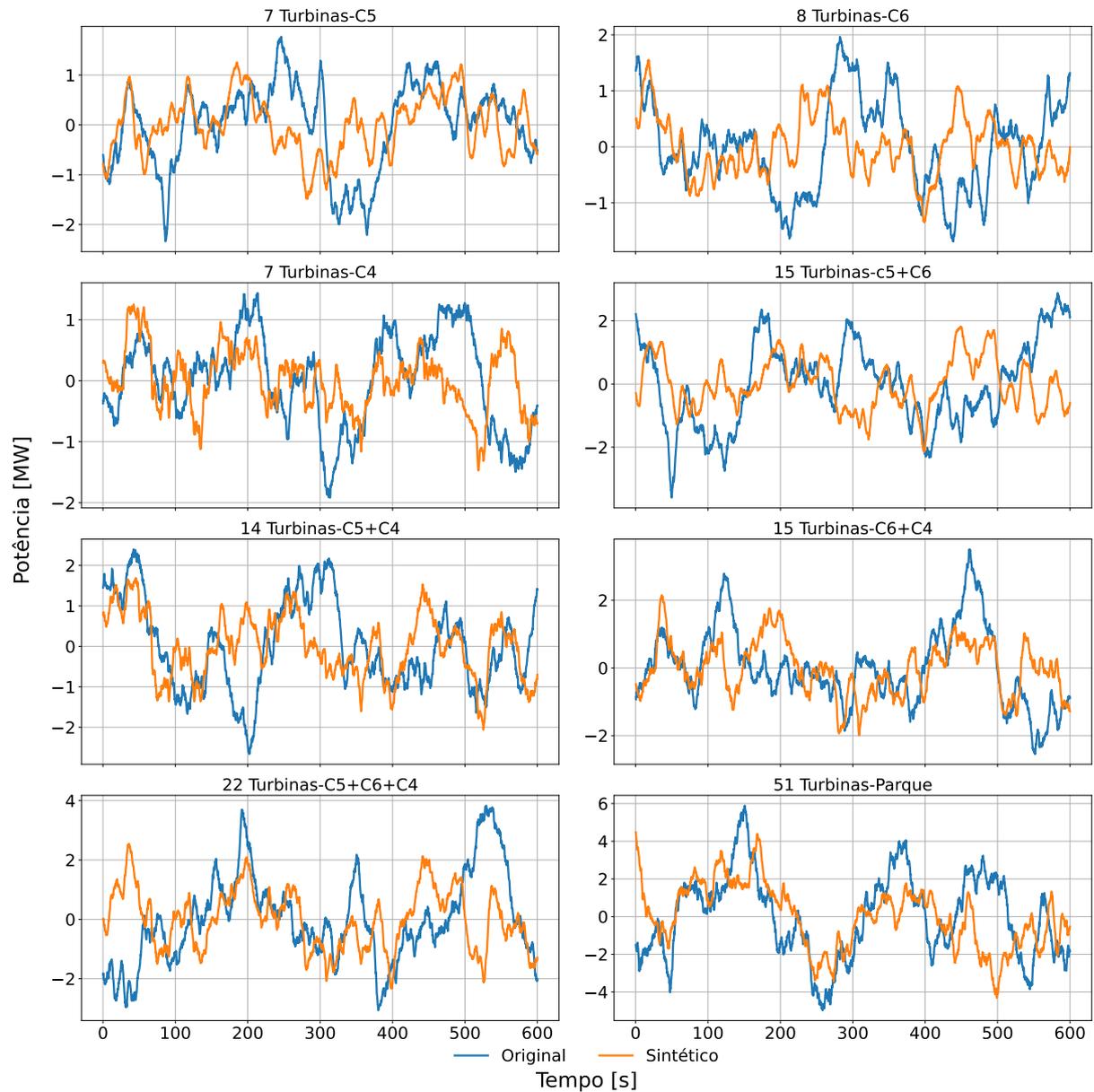


Fonte:Próprio autor.

As comparações entre a série temporal sintética e a série temporal original estão ilustrados na Figura 32. Vale ressaltar que as séries sintéticas possuem um total de pontos M equivalente a uma série temporal de 10 minutos com taxa de amostragem de 250ms, pois o PSD base foi construído a partir de segmentação de 10 minutos das medições e dados extras representados na Figura 4. Portanto, ao comparar a série sintética com a série temporal original, esta última deve estar com uma janela de 10 minutos. Outro ponto a se destacar é que ambas as séries ilustradas

estão com média zero, pois evita ambiguidade na comparação. Dito isso, é observado que ambas as séries são similares, com alguns picos coincidindo.

Figura 32 – Série Temporal Original e Série Temporal Sintética



Fonte:Próprio autor.

Os valores de desvio padrão (DP) e variância (Var) da série temporal original (STO), PSD base e série temporal sintética (STS) estão descritos na Tabela 11, onde é possível notar que a STS possui o mesmo desvio padrão e variância que a série temporal original, demonstrando que o SRM é capaz de ajustar as flutuações das STS.

Mediante ao observado nesta subseção, é possível concluir que o método de representação espectral produz resultados satisfatórios, gerando séries temporais sintética com característica de dinâmica de alta frequência das turbinas.

Tabela 11 – Desvio Padrão e Variância Série temporal original, PSD, STS

	7 Turbinas C5	8 Turbinas C6	7 Turbinas C4	15 Turbinas C5+C6	14 Turbinas C5+C4	15 Turbinas C6+C4	22 Turbinas C5+C6+C4	51 Turbinas Parque
DP STO	0,8414	0,8068	0,7622	1,3040	1,0964	1,1330	1,4987	2,2109
DP PSD	0,8412	0,8067	0,7620	1,3037	1,0961	1,1328	1,4984	2,2105
DP STS	0,8414	0,8068	0,7622	1,3040	1,0964	1,1330	1,4987	2,2109
Var STO	0,7079	0,6510	0,5810	1,7004	1,2020	1,2838	2,2462	4,8882
Var PSD	0,7076	0,6508	0,5807	1,6997	1,2015	1,2832	2,2452	4,8862
Var STS	0,7079	0,6510	0,5810	1,7004	1,2020	1,2838	2,2462	4,8882

Fonte: Próprio autor.

3.2.2 Validação do algoritmo de Agregação de Turbinas

Por meio do algoritmo de agregação é possível modelar o parque eólico deste trabalho. A comparação entre os PSD das medições e o PSD das séries temporais sintéticas geradas pelo algoritmo de agregação é um meio de validação, uma vez que é esperado ter comportamento similares. Consequentemente, a verificação do desvio padrão e variância é válida.

Para modelagem do parque, o algoritmo de agregação necessita de conjuntos de amostras representativas de uma única turbina, onde cada amostra possui desvio padrão e variância distintos além de serem descorrelacionada entre si. Dessa forma, é utilizado o algoritmo da Figura 28. Como *PSD base* são utilizados os espectros de C4, C5 e C6 escalonados de maneira a representar uma única turbina.

A distinção de desvio padrão e variância é obtida ao gerar aleatoriamente a cada iteração valores de *DP_OBJ* por meio de distribuição uniforme. Tais valores são gerados dentro de uma margem superior e inferior de 25%, 50%, 75% e 100% do valor de *DP_PSD*. A geração aleatória da média *MU* segue a mesma lógica, tendo como base o valor da média da série temporal que gerou os *PSD base*, porém escalonada para uma turbina. Outro parâmetro a ser definido é a quantidade de série sintéticas a ser geradas (*qnt_sts*), sendo escolhida inicialmente como 3000. A parametrização do algoritmo da Figura 28 está descrita na Tabela 12.

Tabela 12 – Parametrização da validação do algoritmo de geração de STS com desvio padrão e média aleatórios

PSD base	C5				C6				C4			
	25%	50%	75%	100%	25%	50%	75%	100%	25%	50%	75%	100%
Margem												
N_turb	0,1429	0,1429	0,1429	0,1429	0,1250	0,1250	0,1250	0,1250	0,1429	0,1429	0,1429	0,1429
DP_psd [MW]	0,3178	0,3178	0,3178	0,3178	0,2852	0,2852	0,2852	0,2852	0,2879	0,2879	0,2879	0,2879
DP_obj [MW]	0,3180	0,3180	0,3180	0,3180	0,2853	0,2853	0,2853	0,2853	0,2881	0,2881	0,2881	0,2881
MU [MW]	1,03	1,03	1,03	1,03	1,25	1,25	1,25	1,25	1,52	1,52	1,52	1,52
qnt_sts	3000	3000	3000	3000	3000	3000	3000	3000	3000	3000	3000	3000

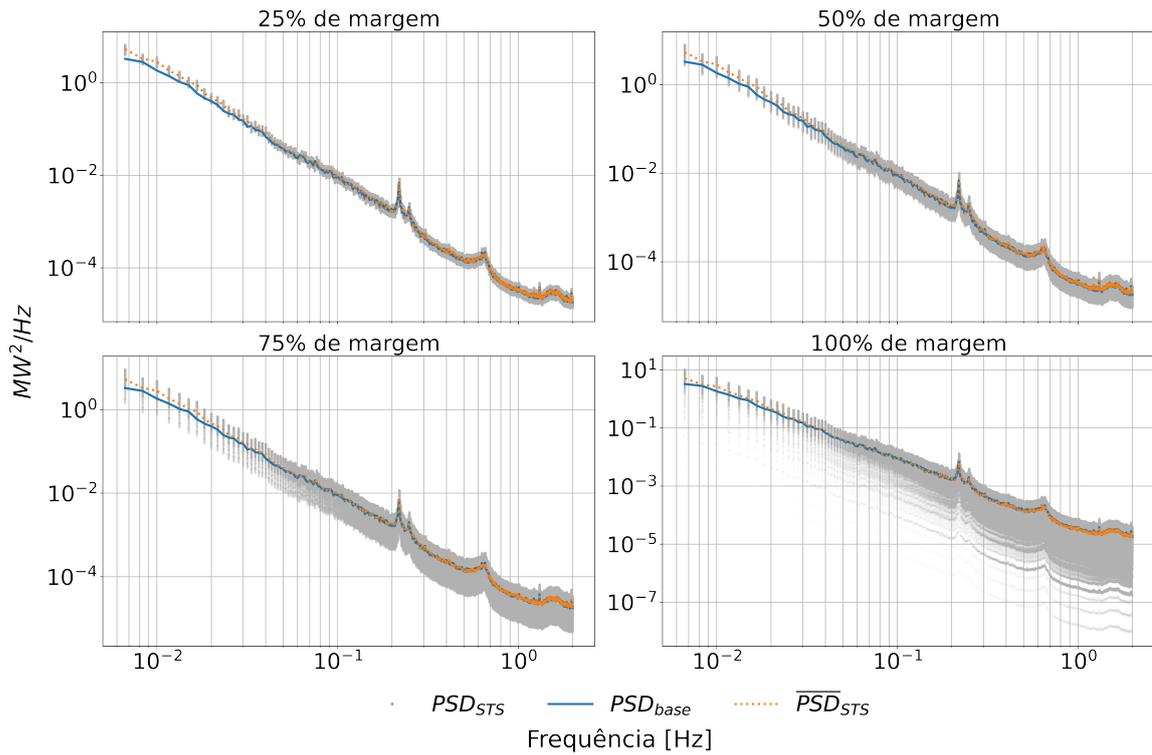
Fonte: Próprio autor.

A média do PSD do conjunto de amostra é utilizado para comparação com o *PSD base*, dessa forma é possível inferir que em média as STS representam a turbina escolhida como base mesmo com o desvio padrão e variância distintos de cada amostra. A média do PSD do conjunto de amostra é calculado conforme Equação 47. Onde K é o total de amostra de STS e $S_{i,STS}$ é o PSD de uma dada amostra i .

$$\bar{S}_{STS}(f) = \frac{1}{K} \sum_{i=1}^K S_{i,STS}(f) \quad (47)$$

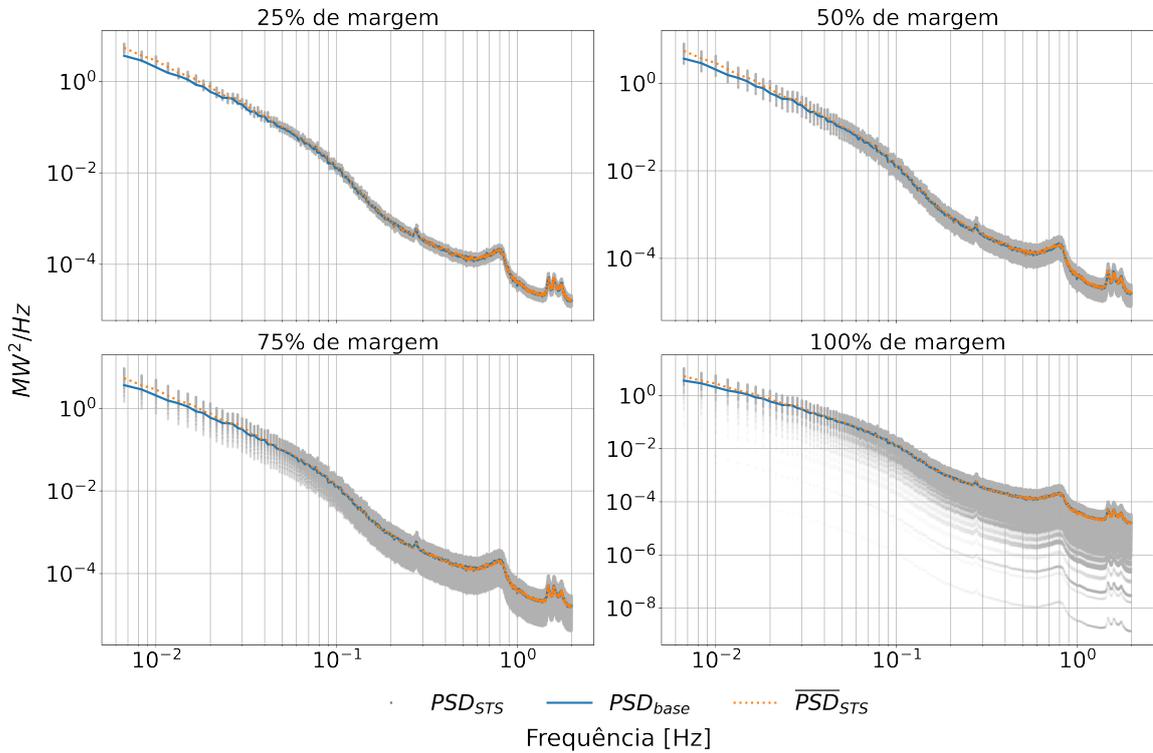
Os resultados da geração de conjuntos de amostras para uma única turbina estão ilustrados na Figura 33 para a turbina DFIG e nas Figuras 34 e 35, para as turbinas DD.

Figura 33 – Comparação entre PSD base e média do PSD do conjunto de amostras - Amostras com margens de 25%,50%,75% e 100% e PSD base C4 (DFIG) escalonado para 1 turb



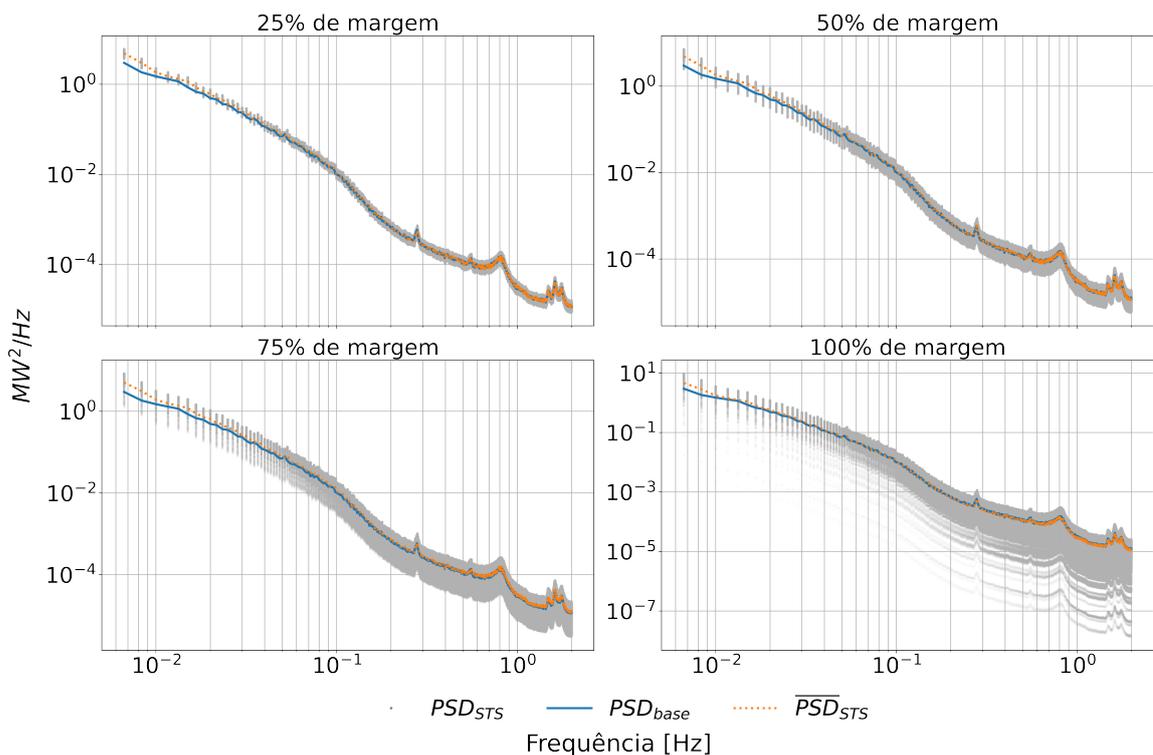
Fonte:Próprio autor.

Figura 34 – Comparação entre PSD base e média do PSD do conjunto de amostras - Amostras com margens de 25%,50%,75% e 100% e PSD base C5 (DD) escalonado para 1 turb



Fonte:Próprio autor.

Figura 35 – Comparação entre PSD base e média do PSD do conjunto de amostras - Amostras com margens de 25%,50%,75% e 100% e PSD base C6 (DD) escalonado para 1 turb



Fonte:Próprio autor.

Os pontos em cinza são os PSDs de cada amostra do conjunto ($S_{i,STS}$), a linha pontilhada em laranja a média do PSD do conjunto de amostra (\bar{S}_{STS}) e a linha sólida em azul é o PSD base (S_{base}). A dispersão entre os PSD de cada amostra é evidente em todos os casos, sugerindo que cada STS possui desvio padrão e variância distintos. O desvio padrão e a variância das 3000 amostras para cada margem está descrita na Tabela 13.

Tabela 13 – Desvio Padrão e Variância conjunto de amostras

	Margem de 25%	Margem de 50%	Margem de 75%	Margem de 100%
DP C4	0,6750	0,7012	0,7284	0,7417
DP C5	0,8043	0,8328	0,8581	0,9110
DP C6	0,6465	0,6666	0,7263	0,7111
Var C4	0,4556	0,4917	0,5306	0,5501
Var C5	0,6469	0,6936	0,7363	0,8299
Var C6	0,4180	0,4444	0,5275	0,5057

Fonte: Próprio autor.

A média dos PSD do conjunto de amostra apresenta concordância com o PSD base, especialmente nas flutuações np. O desvio padrão e variância dessa média comparado ao PSD base está descrito na Tabela 14. Os resultados sugerem que independente do nível de dispersão, em média as STS conseguem representar a turbina escolhida como base.

Tabela 14 – Desvio Padrão e Variância PSD base e PSD médio do conjunto de amostras

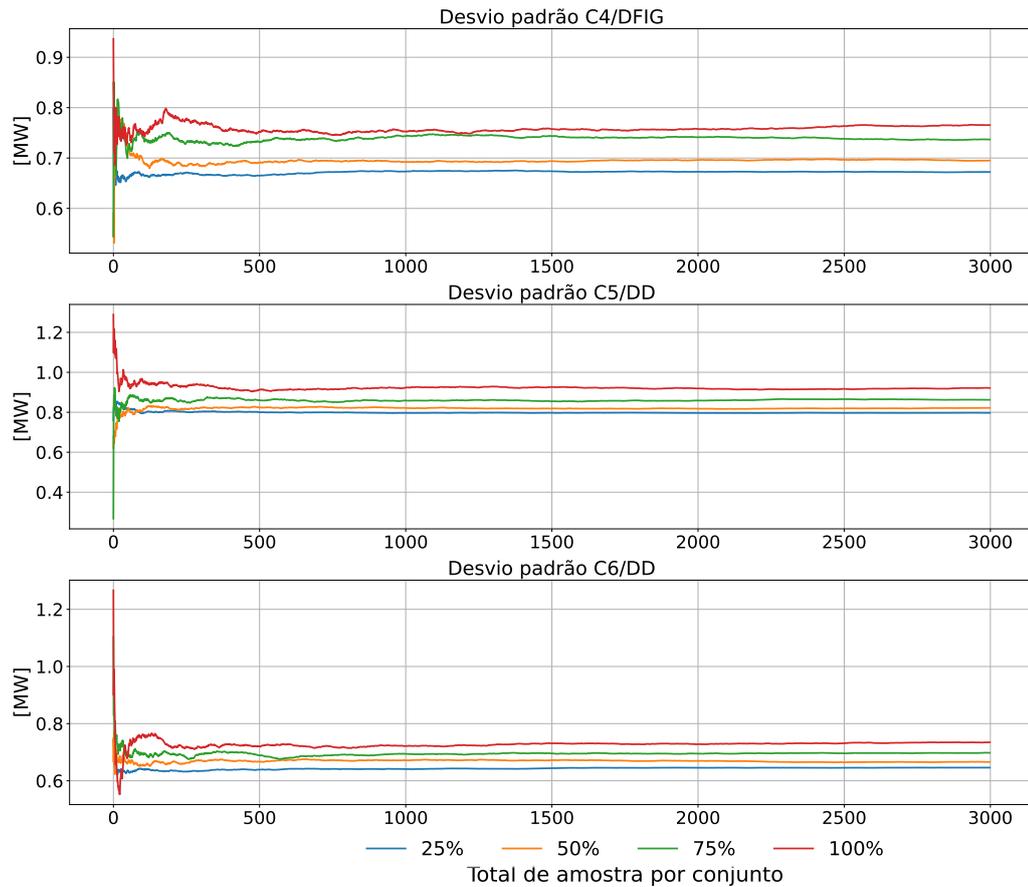
	Margem de 25%	Margem de 50%	Margem de 75%	Margem de 100%
DP S_{base} C4	0,2881	0,2881	0,2881	0,2881
DP \bar{S}_{STS} C4	0,2890	0,2905	0,2888	0,2825
DP S_{base} C5	0,3180	0,3180	0,3180	0,3180
DP \bar{S}_{STS} C5	0,3189	0,3198	0,3172	0,3156
DP S_{base} C6	0,2853	0,2853	0,2853	0,2853
DP \bar{S}_{STS} C6	0,2851	0,2853	0,2917	0,2789
Var S_{base} C4	0,0830	0,0830	0,0830	0,0830
Var \bar{S}_{STS} C4	0,0835	0,0844	0,0834	0,0798
Var S_{base} C5	0,1011	0,1011	0,1011	0,1011
Var \bar{S}_{STS} C5	0,1017	0,1023	0,1006	0,0996
Var S_{base} C6	0,0814	0,0814	0,0814	0,0814
Var \bar{S}_{STS} C6	0,0813	0,0814	0,0851	0,0778

Fonte: Próprio autor.

A determinação da margem das amostras é feita de maneira empírica, podendo ser escolhida de modo a representar um período mais turbulento ou não. A determinação dessa margem mais acurada pode ser alcançada ao observar o desvio padrão da potência eólica de cada turbina do parque assim determinando uma margem para geração aleatória do **DP_OBJ**. Porém, devido a falta de medições individuais de turbinas eólicas não foi possível utilizar essa abordagem, sendo sugerida seu emprego em trabalhos futuros.

A determinação da quantidade de amostras de STS é importante para se ter um resultado confiável com a menor quantidade possível de STS. Para isso é calculado o desvio padrão das amostras a medida em que mais são adicionadas ao conjunto, para todas as margens. É esperado que para uma determinada quantidade de amostra o desvio padrão se torne mais estável. O resultado para as 3000 amostras está ilustrado na Figura 36.

Figura 36 – Desvio padrão por total de amostra por conjunto



Fonte:Próprio autor.

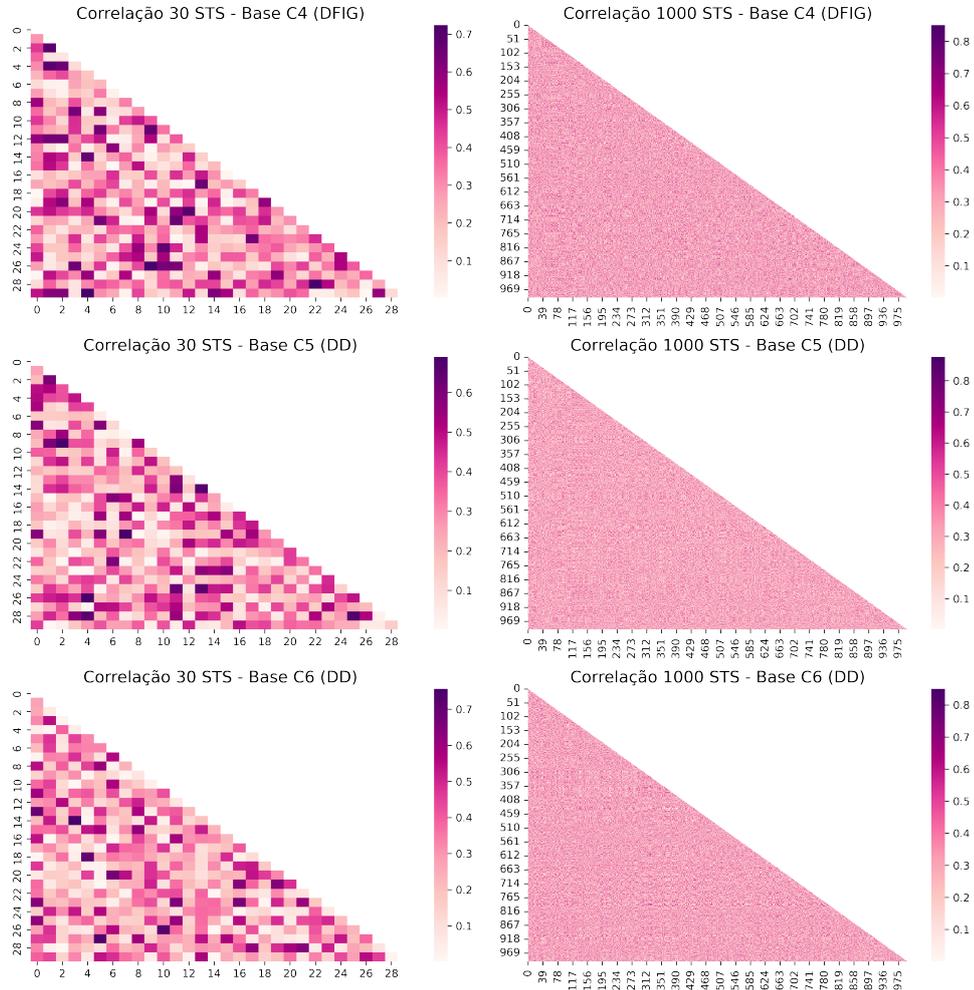
Inicialmente os desvios padrão dos conjuntos de amostras são oscilantes até em torno de 500 amostras. Após essa quantidade os valores se tornam mais constantes, não demonstrando melhoria ao adicionar mais amostras. É necessário estabelecer um critério para determinar a quantia de amostras a ser utilizada. A Equação 48 auxilia nessa definição. Quando a diferença entre o desvio padrão anterior e o atual se mantém abaixo de um critério de parada, aquela quantia de amostras é referente a um resultado estável. O critério de parada é escolhido empiricamente, sendo de 10^{-5} MW. Assim, em todos os casos, o resultado passa ser estável em torno de 1000 amostras.

$$\Delta\sigma = \sigma_{t-1} - \sigma_t \tag{48}$$

A correlação entre amostras é outro ponto importante a se observar, pois naturalmente as turbinas são descorrelacionadas entre si. A correlação entre 1000 amostras com margem de 25% está ilustrada na Figura 37. No lado esquerdo está demonstrado a correlação para as 30 primeiras amostras de STS construída a partir do *PSD base* C4, C5 e C6, respectivamente. Em todos os casos é notável a diversidade de correlação com uma faixa abrangendo de 0,8 até 0,1,

consequência do método de representação espectral. A direita está ilustrado a correlação de todas as 1000 amostras, onde está ainda mais claro a diversidade de correlação.

Figura 37 – Correlação entre 1000 amostras de STS - PSD base C4, C5 e C6



Fonte: Próprio autor.

Caso se tivesse posse de medições individuais de turbinas, seria viável observar a correlação da potência eólica das turbinas em função da distância. Isso permitiria estabelecer uma faixa de correlação que poderia ser utilizada para filtrar apenas as amostras que estivessem dentro de uma faixa escolhida. Essa sugestão é deixada para trabalhos futuros.

Diante do apresentado, é possível confirmar que essas 1000 amostras de STS estão com variância, desvio padrão e correlação distintos, podendo, assim, serem utilizadas no algoritmo de agregação de turbinas. Os conjuntos de amostras são nomeados como 01C4, 01C5 e 01C6, aludindo a quantidade de turbinas e ao *PSD base*.

São utilizados os dois algoritmos das Figuras 29 e 30, com *qnt_turb* abrangendo de 2 até 51 turbinas, de modo a modelar o parque eólico deste trabalho; e *qnt_sts* sendo de 1000; enquanto *A_qnt* e *B_qnt* são 36 e 15, representando, respectivamente, a quantidade máxima de turbinas DFIG e DD do parque. São utilizados os três conjuntos de amostras. A Tabela 15

resume a parametrização do algoritmo de agregação e os resultados estão ilustrados na Figura 38, onde foi utilizado os conjuntos de amostras 01C4 e 01C5, e Figura 39, onde foi utilizado os conjuntos de amostras 01C4 e 01C6.

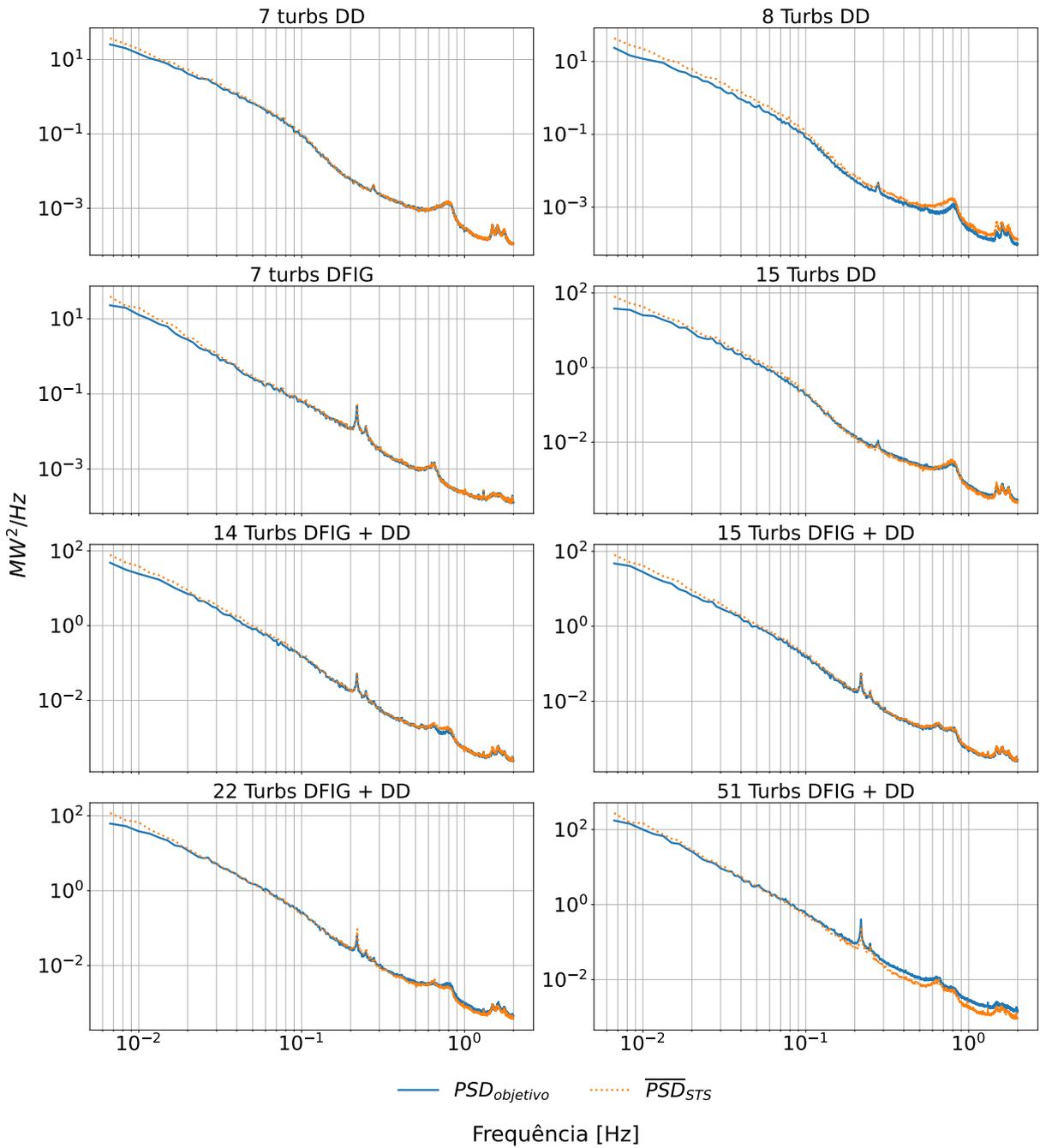
Tabela 15 – Parametrização validação algoritmo de agregação

Cenário	1	2
A[M,i]	01C4	01C4
B[M,p]	01C5	01C6
A_qnt	36	36
B_qnt	15	15
qnt_turb	2 a 51	2 a 51
qnt_sts	1000	1000

Fonte: Próprio autor.

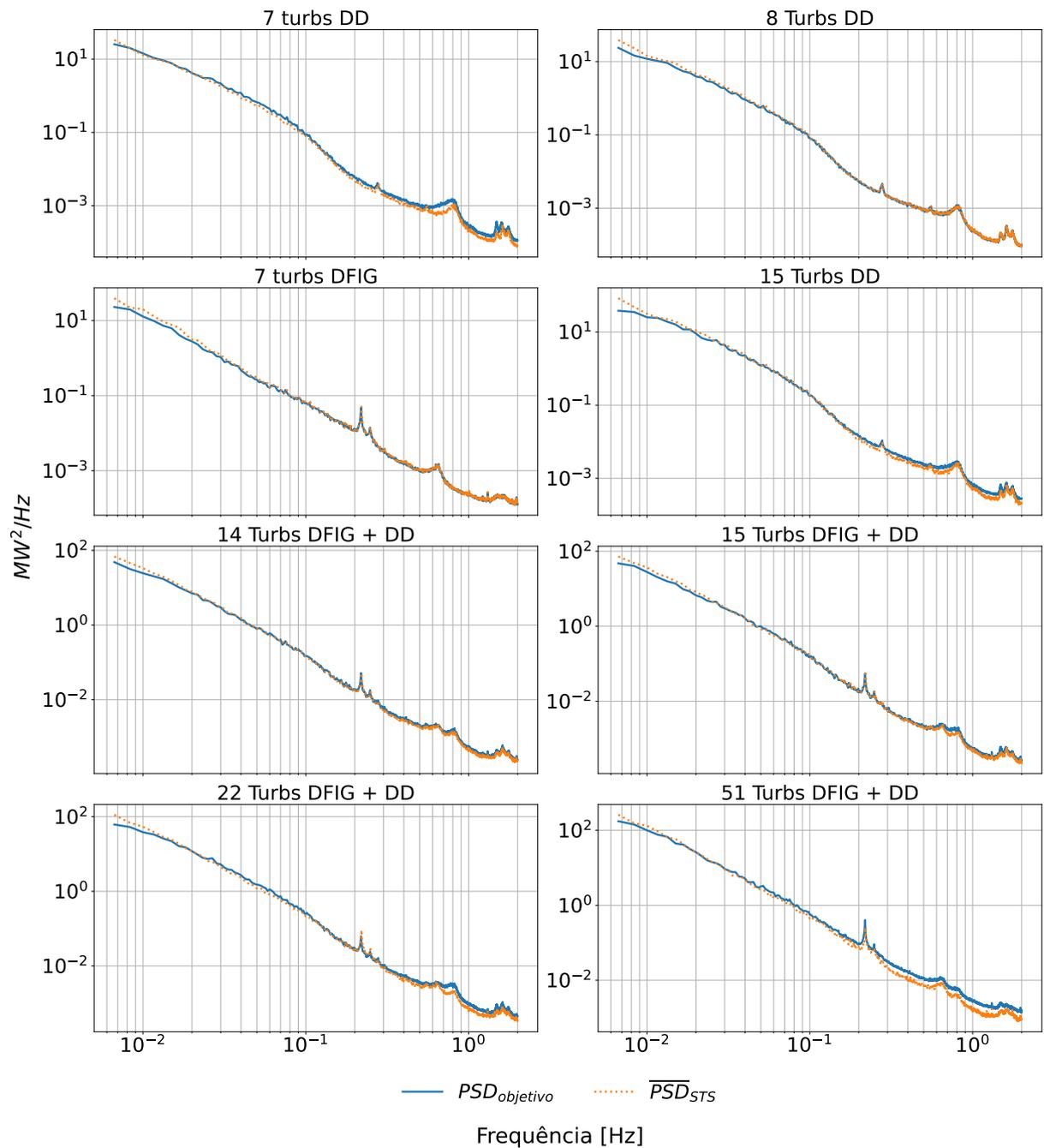
As curvas azul são referentes aos PSDs da Figura 14 e são utilizadas como critério de comparação. As curvas em laranja são as média dos PSD dos conjuntos de amostras gerados pelo algoritmo de agregação de turbina. É notável a semelhança entre as curvas, sempre acompanhando em tendência e na frequência que ocorrem as flutuações np. No entanto, nota-se uma discrepância na magnitude das flutuações np, o que é compreensível, uma vez que é natural que diferentes turbina produzam essas flutuações com magnitudes distintas devida a sua localização.

Figura 38 – Resultados algoritmo de agregação de turbinas comparação entre PSD base e média do PSD do conjunto de amostras - Conjunto de amostras base C4 e C5



Fonte: Próprio autor.

Figura 39 – Resultados algoritmo de agregação de turbinas comparação entre PSD base e média do PSD do conjunto de amostras - Conjunto de amostras base C4 e C6



Fonte:Próprio autor.

Em conclusão, o algoritmo de agregação de turbinas funciona satisfatoriamente, conseguindo modelar o parque eólico em questão por meio de simulação Monte-Carlo. As STS geradas pela metodologia possui características chaves correspondentes a turbinas distribuídas ao longo de um parque eólico, essas sendo a correlação e desvio padrão distintos entre cada turbina eólica, indicando flutuações de alta frequência distintas.

Todavia, o algoritmo pode ser melhorado, algumas sugestões sendo: definição acurada da margem de geração aleatória do parâmetro DP_{obj} , definição de uma faixa para a correlação entre amostras, geração aleatória de escalonamento de flutuações np. Não se limitando a isto um novo algoritmo de agregação pode ser conceituado ao estabelecer uma função coerência da potência de saída de turbinas eólica. Vale ressaltar que todas essas sugestões necessitam de uma maior posse de medições de alta frequência de potência eólica.

3.3 Modelo de espectro de turbina eólica para flutuações de alta frequência

Um modelo de PSD que contem as flutuações de alta frequência das turbinas eólicas DFIG e DD pode ser desenvolvido para uso no algoritmo apresentado na seção 3.2. A metodologia proposta é semelhante à descrita em (LEE; BALDICK, 2013), que divide o PSD de um parque eólico em segmentos distintos e determina a função linear afim de cada um. Cada função linear afim é conectada por um "nó", conforme descrito pelo autor. Em outras palavras, é uma abordagem de regressão por segmentação.

A regressão por segmentação proposta em (LEE; BALDICK, 2013) é limitada em relação a modelagem das flutuações np. O PSD modelado corresponde à dinâmica de baixa frequência de um parque eólico. Durante o processo de modelagem, as flutuações de baixa frequência foram desconsideradas, com foco apenas na tendência de queda da variância ao longo do PSD.

Na metodologia desta seção, é mantida a abordagem da segmentação, porém, é substituído o uso de funções lineares afim por função de junção (do inglês *Hinge Function*) presente no método MARS (do inglês *Multivariate Adaptive Regression Splines*), proposto em (FRIEDMAN, 1991) e implementado por meio da biblioteca Py-Earth (RUDY, 2013) do Python como um algoritmo de Aprendizado de Máquina (do inglês, *Machine Learning*). Desse modo é possível modelar as flutuações np.

3.3.1 Método MARS

Nessa subseção é introduzido de maneira breve o método MARS, onde uma descrição mais aprofundada é possível ser conferida na fonte (FRIEDMAN, 1991). O MARS é um método de regressão não linear e não paramétrico, orientado por dados, dispensando a necessidade prévia de compreender a relação entre as entradas e saídas, para assim parametrizar o modelo. Ele é capaz de modelar respostas não lineares entre as variáveis de entrada e de saída de um sistema por meio de vários segmentos lineares. Em outras palavras, quando apresentado um conjunto de dados com diferentes tendências, o MARS consegue modelá-las por meio de segmentação.

Cada curva resultante da segmentação é conhecida como função base (BF) sendo conectadas umas as outras por meio de um nó. Essas funções base proporcionam maior flexibilidade ao método, permitindo a modelagem de curvas mais complexas, limiares e outros desvios de função linear.

As funções bases são *splines* de funções lineares ou funções cúbicas. O método deste trabalho utilizou apenas as *splines* de função linear, no caso a função de junção definida pela Equação 49. Onde, x são os dados, c é o nó que conecta a outra função base e $\max(\cdot)$ significa que apenas a parte positiva de $x - c$ é utilizada, caso contrário o resultado é zero.

$$\max(0, x - c) = \begin{cases} x - c, & \text{se } x \geq c \\ 0, & \text{caso contrário} \end{cases} \quad (49)$$

Desse modo, dada uma função $f(x)$ (linear ou não), o MARS é capaz de aproximá-la conforme Equação 50.

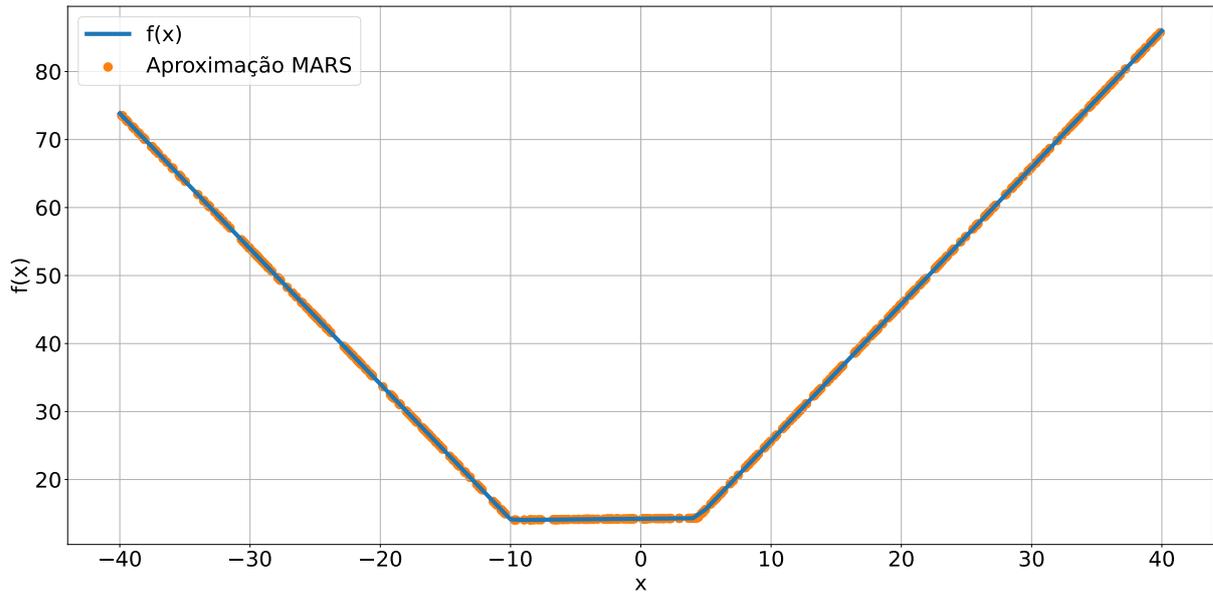
$$f(x) = \beta_0 \sum_{m=1}^M \beta_m \lambda_m(x) \quad (50)$$

A função $\lambda_m(x)$ é uma função de base, podendo ser uma única função junção ou o produto de duas ou mais funções junções já presentes no modelo. Essa flexibilidade é uma das vantagens de utilizar a função junção em vez da função linear afim na segmentação, pois permite uma descrição mais eficaz da função $f(x)$. O parâmetro M representa o total de funções bases criadas pelo modelo. Já os coeficientes β são constantes estimadas pelo método dos mínimos quadrados.

O processo de criação dos segmentos do MARS passa por duas etapas conduzidas por uma busca progressiva (*stepwise*). Na primeira fase, conhecida como *forward*, são adicionadas as funções base e são identificados os potenciais pontos para definição dos nós. A localização desses nós é determinada por um algoritmo de regressão adaptativa. Na segunda fase, chamada de *backwards*, as funções base que contribuíram menos para a modelagem de $f(x)$ são descartadas.

Na Figura 40, é apresentado um exemplo do uso do MARS para aproximar uma função $f(x)$. Como o MARS é um método orientado por dados, o modelo é construído ao apresentar dados que representam a função $f(x)$ durante o treinamento. Uma vez que o modelo é generalizado, são introduzidos dados aleatórios no intervalo entre -40 e 40. Os pontos em laranja representam a saída do modelo MARS. Observa-se que o modelo foi capaz de generalizar eficientemente a função $f(x)$.

Figura 40 – Exemplo MARS para aproximação de função



Fonte: Próprio autor.

A equação que descreve $f(x)$ segundo o modelo em MARS está definida em 51. Assim, os resultados do modelo MARS podem ser reproduzidos simplesmente aplicando-a. Ou seja, é possível obter os mesmos resultados do modelo MARS treinado aplicando apenas o conjunto de função base retornada por ele. Portanto, é viável reproduzir os PSD deste estudo e, em seguida, utilizá-los na metodologia proposta na seção 3.2.

$$f(x) = 14,3953 + 1,99032 \times \max(0; 4,33545 - x) + 2,00966 \times \max(0; x + 9,95293) \quad (51)$$

3.3.2 Metodologia para criação do modelo de espectro

A metodologia para criar o modelo de espectro envolve a apresentação ao MARS dos PSD das turbinas DFIG e DD, mais especificamente C4 e C6 referente ao ano de 2020, ambos escalonados para representar uma única turbina com sua escala logarítmica retirada para melhor interpretação dos dados.

Em seguida, esses PSD são segmentados dentro dos intervalos apresentados na Tabela 16. A razão da segmentação consiste em isolar as flutuações n_p , visando uma melhor generalização dessas pelo MARS. A modelagem das outras flutuações foi descartada devido à sua baixa contribuição para a flutuação de potência, contudo sua faixa de ocorrência foi considerada. Como resultado, foram criadas quatro segmentações, cada uma delas sendo apresentada ao MARS. A função que cada segmentação irá representar é chamada de $S_n(f)$, onde n representa a segmentação.

Tabela 16 – Intervalo de segmentação dos PSD para reconstrução do modelo de espectro

Turbina	Segmentação	Função	Frequência [Hz]	
			f_1	f_2
C4/DFIG	1	$S_1(f)$	0	0,20
	2	$S_2(f)$	0,20	0,25
	3	$S_3(f)$	0,25	0,80
	4	$S_4(f)$	0,8	2
C6/DD	1	$S_1(f)$	0	0,25
	2	$S_2(f)$	0,25	0,30
	3	$S_3(f)$	0,30	0,91
	4	$S_4(f)$	0,91	2

Fonte: Próprio autor.

Desse modo, a função que descreve o modelo de PSD é definida em 52.

$$PSD_{modelo}(f) = S_1(f) + S_2(f) + S_3(f) + S_4(f) \quad (52)$$

Onde cada função $S_n(f)$ é restrita conforme 53.

$$S_n(f) = \begin{cases} S_n(f), & \text{se } f_1 > f \leq f_2 \\ 0, & \text{caso contrário} \end{cases} \quad (53)$$

A função *pyearth.Earth* da biblioteca Py-earth é utilizada para modelar cada segmento. Não é necessário parametrizar a função, pois ela retorna o melhor resultado possível. Contudo foram modificados a máxima quantidade de função base (**max_terms**) e máxima quantidade de produto entre função base (**max_degree**), para manter a função resultante o mais simples possível com melhores resultados. A parametrização para cada segmentos encontra-se na Tabela 17.

Tabela 17 – Parametrização da função pyearth.Earth

Turbina	Segmentação	Função	max_terms	max_degree
C4/DFIG	1	$S_1(f)$	5	2
	2	$S_2(f)$	5	2
	3	$S_3(f)$	8	2
	4	$S_4(f)$	5	2
C6/DD	1	$S_1(f)$	6	2
	2	$S_2(f)$	10	2
	3	$S_3(f)$	5	2
	4	$S_4(f)$	3	2

Fonte: Próprio autor.

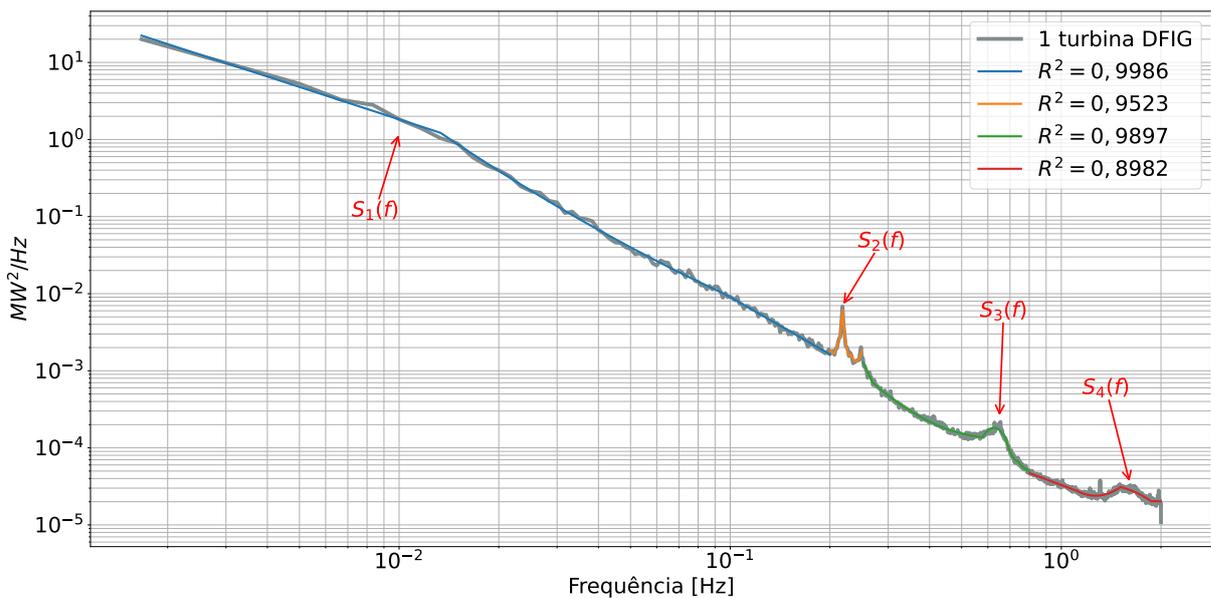
A qualidade dos resultados é medida por meio do coeficiente de determinação (também conhecido como R^2), que é uma medida de erro para problemas de regressão. Também são comparadas as variâncias dos modelos com o PSD original. Dito isto, são apresentados ao MARS como dados de entrada (x) as frequências dos segmentos e como saída (y) os valores de variância por frequência, isto é MW^2/Hz . Os resultados são retornados à escala logarítmica e podem ser conferidos na seção 3.3.3

3.3.3 Resultados MARS

Nas Figuras 41 e 42 estão ilustrado os modelos de espectro resultantes da metodologia empregada nessa seção. É perceptível, que o MARS consegue reproduzir bem cada segmentação do PSD original de ambas as turbinas. A qualidade dos resultados são reforçados pelo R^2 das segmentações estarem acima de 0,95, com exceção da quarta segmentação, porém, como mencionado antes não se preocupou em modela-la devida a sua baixa contribuição às flutuações das turbinas. Em média o R^2 , é de 0,9597 e 0,9482; para a turbina DFIG e DD respectivamente.

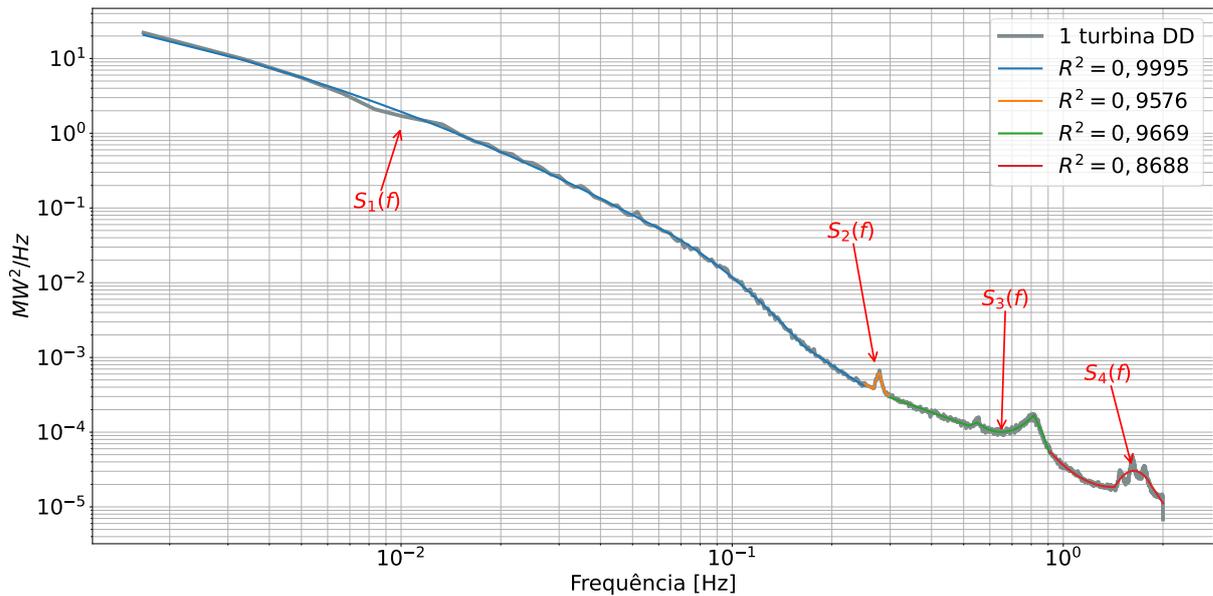
A comparação das variâncias revelou que o modelo de espectro da turbina DFIG alcançou $0,0851 MW^2$, enquanto o da turbina DD atingiu $0,0799 MW^2$. Em contrapartida, as variâncias dos PSD base foram de $0,0830 MW^2$ e $0,0813 MW^2$, respectivamente. Esses resultados refletem uma diferença percentual de 2,5% e 1,72%, evidenciando a eficácia do método proposto na modelagem. As funções resultantes de cada segmentação para ambas as turbinas podem ser encontradas nos anexos A e B.

Figura 41 – Modelo de espectro pelo MARS da turbina DFIG



Fonte:Próprio autor.

Figura 42 – Modelo de espectro pelo MARS da turbina DD



Fonte: Próprio autor.

Em uma função linear afim é possível modificar o ângulo da reta alterando o coeficiente angular e a sua amplitude alterando o coeficiente linear. Essa mesma abordagem pode ser aplicada às funções de junção neste estudo. No caso das flutuações np, sua amplitude pode ser ajustada pelo coeficiente β_m , enquanto a largura de sua base pode ser alternada pelo nó (c). Essa flexibilidade oferece a possibilidade de criar flutuações com características específicas, de acordo com as necessidades do estudo. No entanto, esta sugestão é deixada para trabalhos futuros.

3.4 Análise de redução de flutuação de potência

Nessa seção é apresentado um modelo de parque com um total de 51 turbinas, composto por turbinas DFIG e DD utilizando o algoritmo de agregação apresentado na seção 3.2 em conjunto com os PSD das medições e os modelos de espectro. O parque modelo é configurado para seis cenários: (1) Totalmente compostos por turbinas DFIG; (2) totalmente composto por turbinas DD; (3) composto por 50% de turbinas DFIG e 50% de turbinas DD; (4) 75% de turbinas DFIG e 25% de turbinas DD e (5) 25% de turbinas DFIG e 75 % de turbinas DD; (6) 36 turbinas DFIG e 15 DD (configuração do parque atual). O objetivo é verificar qual configuração acarreta na melhor redução de flutuação de potência de alta frequência.

Para cada um desses cenários de composição é assumido que cada turbina está produzindo flutuações distintas referentes a um período mais estável e outro menos estável. A avaliação da flutuação é feita ao comparar o desvio padrão e o desvio padrão normalizado dos resultados do algoritmo de agregação. A metodologia e parametrização está descrita na subseção 3.4.1. Os resultados são discutidos na subseções 3.4.2; 3.4.3, para os PSD das medições e modelos de espectro, respectivamente.

3.4.1 Metodologia e parametrização

A metodologia é separada em duas etapas. Na primeira é utilizado o algoritmo de geração de STS (Figura 28) para criar conjunto de amostras que evoca a uma única turbina. Na segunda etapa é utilizado esse conjunto de amostras no algoritmo de agregação de turbinas (i.e. Figura 29 e Figura 30) para geração de agregados de turbinas que relembrem um parque eólico.

Para a primeira etapa, são gerados os conjuntos de amostras para as turbinas DFIG e DD, em duas situações de flutuação: uma estável e instável. O critério de estabilidade é baseado no valor do desvio padrão dos PSD dos dados originais, é assumido que abaixo desse valor o cenário é estável, enquanto acima é instável. Sendo assim, o período estável corresponde a 50% a menos do desvio padrão do PSD original, e o instável 50% a mais.

São utilizados como *PSD base* os espectros de C4 e C6 do ano de 2020 escalonados para uma única turbina e os espectros modelados na seção 3.3, ao total são gerados oito conjuntos de amostras. A razão para escolhas desses espectros é que ambos são os mais estáveis entre todas as medições em posse sendo de $0,0830 MW^2$ para DFIG e $0,0813 MW^2$ e DD, ao serem escalonados para uma única turbina.

Para o período instável, o parâmetro *DP_OBJ* é escolhido como 0,4321 MW para C4 e 0,4277 MW para C6, com margem de 50%. Essa configuração remete a uma situação mais adversa que a atual vista nos espectro escolhido como *PSD base*. Neste caso, *MU* é gerado aleatoriamente com margem de 50% do valor da média da serie temporal que gerou os *PSD base*, porém escalonada para uma turbina.

Para o período estável utilizou-se *DP_OBJ* sendo 0,1441 MW para C4 e 0,1426 MW para C6 e *MU* como sendo a média a da série temporal que gerou os *PSD base*, ambos com margem de 25%. A quantidade de STS (*qnt_sts*), para ambos os períodos, é definida como 1000, seguindo os mesmos critérios estabelecido na seção 3.2.2. Na Tabela 18 está resumido a parametrização nessa primeira etapa de geração de STS.

Tabela 18 – Parametrização algoritmo de geração de STS para cenário estável e instável

Origem PSD	PSD medições				Modelo PSD			
	Estável		Instável		Estável		Instável	
Período	C4	C6	C4	C6	C4	C6	C4	C6
PSD base	C4	C6	C4	C6	C4	C6	C4	C6
N_turb	0,1429	0,1250	0,1429	0,1250	1	1	1	1
DP_psd	0,2881 MW	0,2851 MW	0,2881 MW	0,2851 MW	0,2917 MW	0,2827 MW	0,2917 MW	0,2827 MW
DP_obj	0,1441 MW	0,1426 MW	0,4321 MW	0,4277 MW	0,1441 MW	0,1426 MW	0,4321 MW	0,4277 MW
MU	1,52 MW	1,25 MW	1,52 MW	1,25 MW	1,52 MW	1,25 MW	1,52 MW	1,25 MW
margem	25%	25%	50%	50%	25%	25%	50%	50%
qnt_sts	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000

Fonte: Próprio autor.

Com o objetivo de representar de forma mais fiel condições realistas, onde algumas turbinas exibem variações menos pronunciadas do que outras, foram criados quatro novos conjuntos de amostras a partir dos conjuntos estabelecidos na Tabela 18. Para cada tipo de

tecnologia de turbina (DFIG ou DD), foram selecionadas aleatoriamente 500 amostras dos conjuntos estáveis e instáveis, as quais foram posteriormente combinadas. Este procedimento foi realizado tanto para as amostras derivadas do PSD das medições quanto para o modelo de PSD. Os conjuntos resultantes foram denominados da seguinte maneira: "Mix DFIG medi." e "Mix DD medi." para as combinações das medições, e "Mix DFIG model." e "Mix DD model." para as combinações dos modelos.

Esses novos conjuntos de amostras serão utilizados para construção dos seis cenários de composição propostos, isto é: (1) Totalmente compostos por turbinas DFIG; (2) totalmente composto por turbinas DD; (3) composto por 50% de turbinas DFIG e 50% de turbinas DD; (4) 75% de turbinas DFIG e 25% de turbinas DD e (5) 25% de turbinas DFIG e 75% de turbinas DD; (6) 36 turbinas DFIG e 15 DD (configuração do parque atual). A parametrização de para cada cenário encontra-se descrito nas Tabelas 19 e 20.

Tabela 19 – Parametrização algoritmo de agregação - PSD medições

Origem PSD	PSD medições					
	100% DFIG	100% DD	25% DFIG 75%DD	50% DFIG 50%DD	75% DFIG 25%DD	36 DFIG 15 DD
Composição	Mix DFIG medi.	Mix DD medi.	Mix DFIG medi.	Mix DFIG medi.	Mix DFIG medi.	Mix DFIG medi.
A[M,i]	-	-	Mix DD medi.	Mix DD medi.	Mix DD medi.	Mix DD medi.
B[M,p]	-	-	13	26	38	36
A_qnt	-	-	38	25	13	15
B_qnt	2 a 51	2 a 51	2 a 51	2 a 51	2 a 51	2 a 51
qnt_turb	1000	1000	1000	1000	1000	1000
qnt_sts						

Fonte: Próprio autor.

Tabela 20 – Parametrização algoritmo de agregação - Modelo PSD

Origem PSD	Modelo PSD					
	100% DFIG	100% DD	25% DFIG 75%DD	50% DFIG 50%DD	75% DFIG 25%DD	36 DFIG 15 DD
Composição	Mix DFIG model.	Mix DD model.	Mix DFIG model.	Mix DFIG model.	Mix DFIG model.	Mix DFIG model.
A[M,i]	-	-	Mix DD model.	Mix DD model.	Mix DD model.	Mix DD model.
B[M,p]	-	-	13	26	38	36
A_qnt	-	-	38	25	13	15
B_qnt	2 a 51	2 a 51	2 a 51	2 a 51	2 a 51	2 a 51
qnt_turb	1000	1000	1000	1000	1000	1000
qnt_sts						

Fonte: Próprio autor.

Para cada composição, a análise de flutuação é realizada por meio do desvio padrão, já redução de flutuação é conferida por meio do desvio padrão normalizado. Todas essas análises são feitas sobre a média do PSD dos conjuntos de amostras de cada *cluster* de turbina. A metodologia para criação da média do PSD dos conjuntos de amostras pode ser conferida na seção 3.2.2, enquanto que o cálculo para mensurar a redução de flutuação se encontra na seção 2.5.3. Os resultados numéricos dos cenários criados a partir dos PSD das medições pode ser conferido na seção 3.4.2, enquanto aqueles criados a partir dos modelos de espectro na seção 3.4.3.

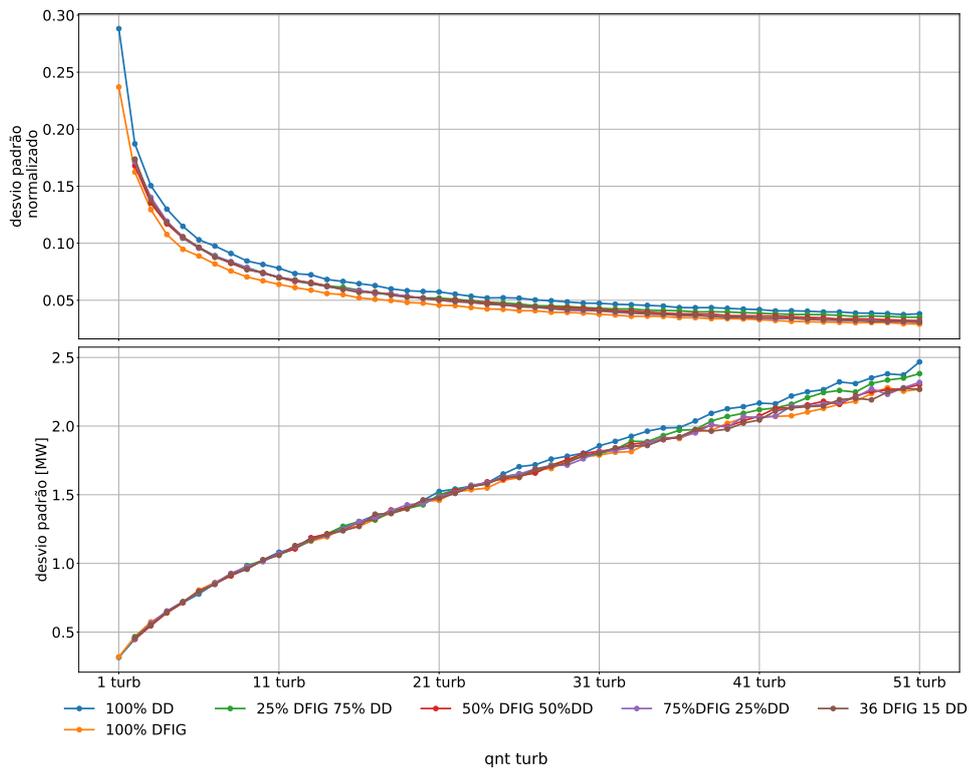
3.4.2 Resultados numéricos - PSD Medições

Na Figura 43 está ilustrado o desvio padrão normalizado e o desvio padrão global para os cenários criados a partir dos PSD das medições.

Para todos o cenários de composição, o desvio padrão normalizado apresenta a mesma tendência de queda a medida que mais turbinas são adicionadas, evidenciando a suavização das flutuações de alta frequência. É notável que a partir de 21 turbinas essa redução gradativa se torna mais sutil para todos os casos, sugerindo que a partir desse ponto a adição de mais turbinas não exerce um impacto significativo na suavização, atingindo um limiar. É possível que ao agregar mais turbinas as flutuações de alta frequência passem a aumentar novamente.

Adicionalmente, é viável afirmar que agregar tecnologias distintas ajuda na redução de flutuação de maneira global. Ao comparar o cenário composto totalmente por turbinas DD, que apresenta maior flutuação, com aqueles de composição mista, percebe-se que estes últimos apresentam menor desvio padrão e melhor suavização. Embora essa discrepância seja notável, em 51 turbinas a diferença é de apenas alguns kW.

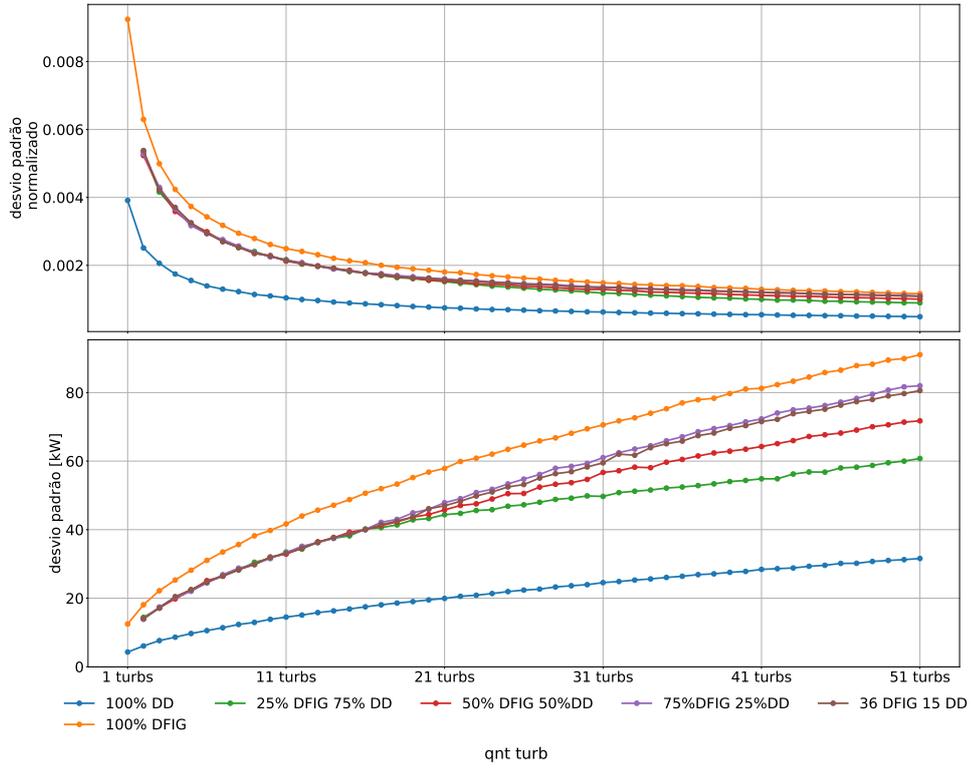
Figura 43 – Desvio Padrão Normalizado e Desvio padrão Global - PSD medições



Fonte:Próprio autor.

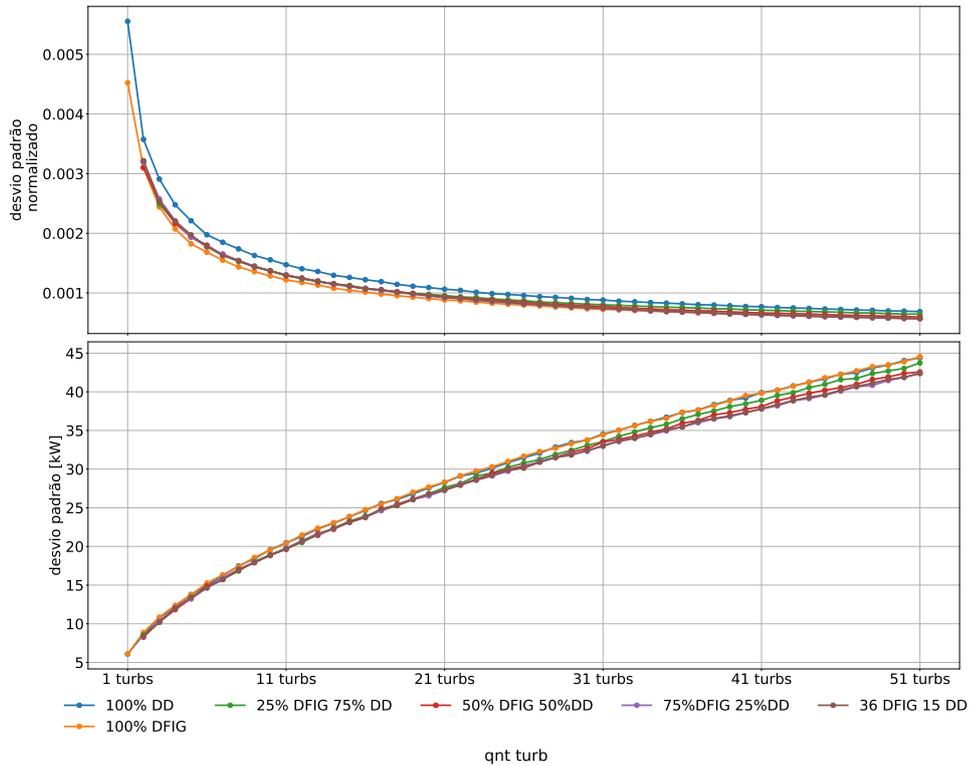
Nas Figuras 44 e 45 estão ilustrados a mesma análise, porém para as flutuações 1p e 3p. Na tabela 21 está destacado os intervalos de frequência que as flutuações np ocorrerem para cada composição do parque.

Figura 44 – Desvio Padrão Normalizado e Desvio padrão flutuação 1p - PSD medições



Fonte:Próprio autor.

Figura 45 – Desvio Padrão Normalizado e Desvio padrão flutuação 3p - PSD medições



Fonte:Próprio autor.

Tabela 21 – Faixas de flutuação np para turbinas sintéticas

		Frequência[Hz]	
		<i>f1</i>	<i>f2</i>
100% DFIG	1p	0,20	0,27
	3p	0,50	0,70
100% DD	1p	0,26	0,30
	3p	0,60	0,90
25% DFIG 75% DD	1p	0,20	0,30
	3p	0,50	0,90
50% DFIG 50% DD	1p	0,20	0,30
	3p	0,50	0,90
75% DFIG 25% DD	1p	0,20	0,30
	3p	0,50	0,90
36 turb. DFIG 15 turb. DD	1p	0,20	0,30
	3p	0,50	0,90

Fonte: Próprio autor.

Em relação às flutuações de 1p (Figura 44), nota-se que a configuração composta exclusivamente por turbinas DFIG atinge uma flutuação de aproximadamente 91,06 kW com 51 turbinas, o que é previsível dado que essa flutuação np é a maior analisada neste estudo. Ao analisar os cenários de compostos mistos, é evidente que essa flutuação diminui à medida que o número de turbinas DFIG na composição do parque é reduzida. Embora essa flutuação seja menor nesses cenários, sua suavização (visto no desvio padrão normalizado) é comparável àquela observada em 100% de turbinas DFIG, sugerindo que a agregação com outros tipos de tecnologia não está contribuindo significativamente para a suavização.

Quanto às flutuações de 3p (Figura 45), todos os cenários de composição apresentam flutuações semelhantes, com uma média de 43 kW com 51 turbinas. No entanto, os cenários compostos totalmente por turbinas DFIG ou DD apresentam uma flutuação um pouco mais elevada que as demais. Neste caso quem se beneficia mais da agregação, mesmo que sutilmente, são os compostos mistos, assim como ilustrado no desvio padrão e desvio padrão normalizado.

Essa discrepância vista no desvio padrão e desvio padrão normalizado das flutuações np se dá por causa dos efeitos de compensação e transferência, analisados na seção 2.5.4. Ao considerar a faixa de frequência das flutuações np, algumas composições apresentam potência suficiente para compensar as flutuações np, caso contrário essa é transferida.

Em resumo, no contexto global, a agregação se prova eficaz no cenário composto inteiramente por turbinas DFIG, embora em comparação com outros cenários de composição, a diferença em termos de flutuação não seja tão significativa. De fato, a agregação se prova bem mais eficaz na redução de flutuação np, especialmente no cenário composto exclusivamente por turbinas DD.

Considerando a suavização por agregação, em teoria, a escolha da melhor configuração seria aquela que resulta na menor flutuação global. Ainda assim, é possível optar por uma composição que apresente baixa flutuação np. Ao utilizar tecnologias de armazenamento de energia as flutuações np podem ser mitigadas por meio da suavização de potência. Ao reduzir as flutuações np, é possível também reduzir a flutuação global. Dessa forma, na Tabela 22, são

apresentadas informações sobre o desvio padrão nos melhores casos em que a flutuação global é mínima e onde a flutuação np é reduzida.

Tabela 22 – Desvio padrão melhor configuração do parque eólico quanto a menor flutuação global ou flutuação np - PSD medições

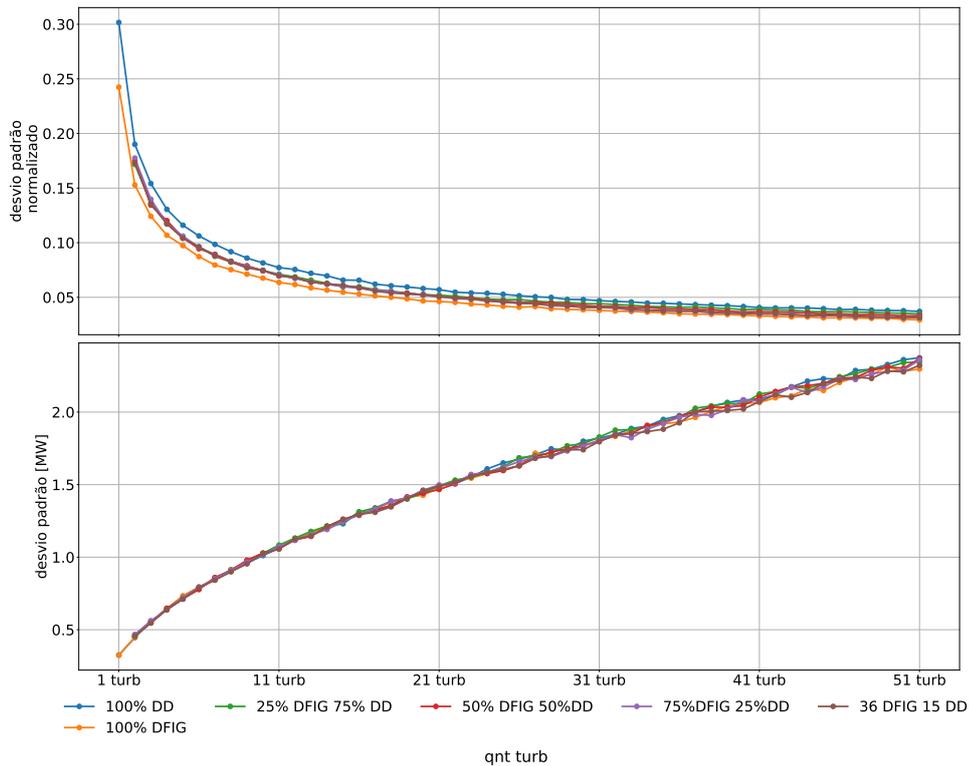
Composição	100% DFIG	100% DD
Flut. Global	2,26 MW	2,46 MW
1p	91,06 kW	31,58 kW
3p	44,39 kW	44,54 kW

Fonte: Próprio autor.

3.4.3 Resultados numéricos - Modelo de PSD

Na Figura 46 está ilustrado o desvio padrão normalizado e o desvio padrão global para os cenários criados a partir dos modelos de PSD desenvolvidos na seção 3.3.1. O comportamento é similar ao visto na seção 3.4.2, reforçando que o algoritmo de agregação de turbinas e os modelos de espectros estão coerente.

Figura 46 – Desvio Padrão Normalizado e Desvio padrão Global - Modelo PSD

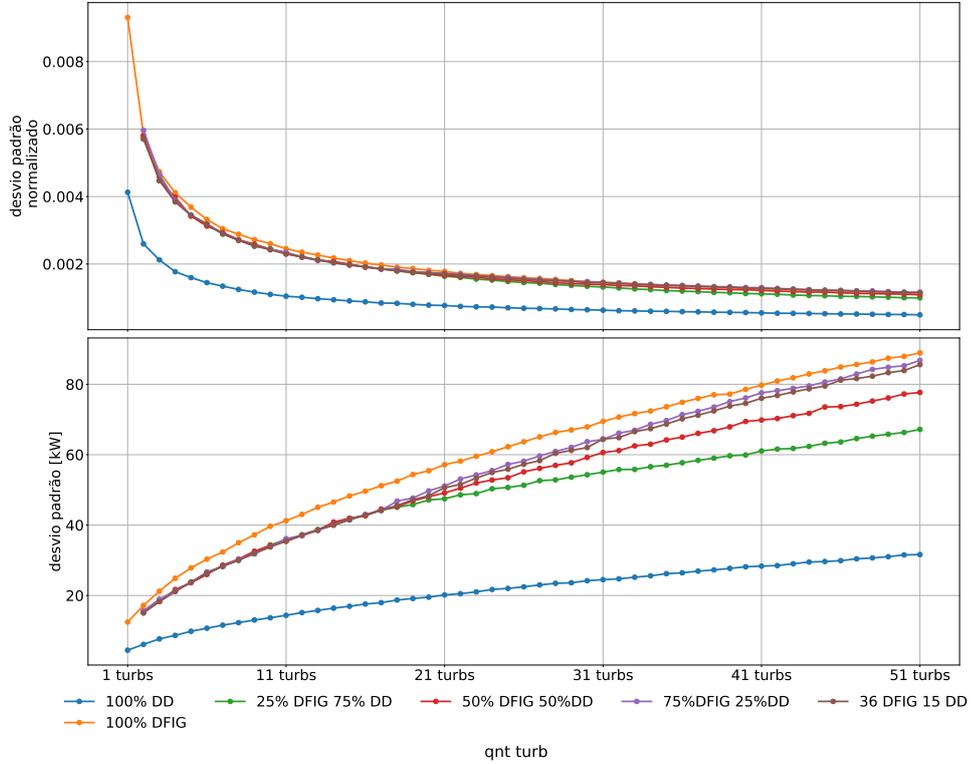


Fonte: Próprio autor.

Nas Figuras 47 e 48, estão ilustrado as flutuação np de cada composição. O intervalo de frequência de cada flutuação é o mesmo descrito na Tabela 21 e assim como no caso das flutuações globais, as STS criadas a partir dos modelos de espectro apresentam resultados similares ao visto na seção 3.4.2. As melhores configurações quanto a menor flutuação global e a

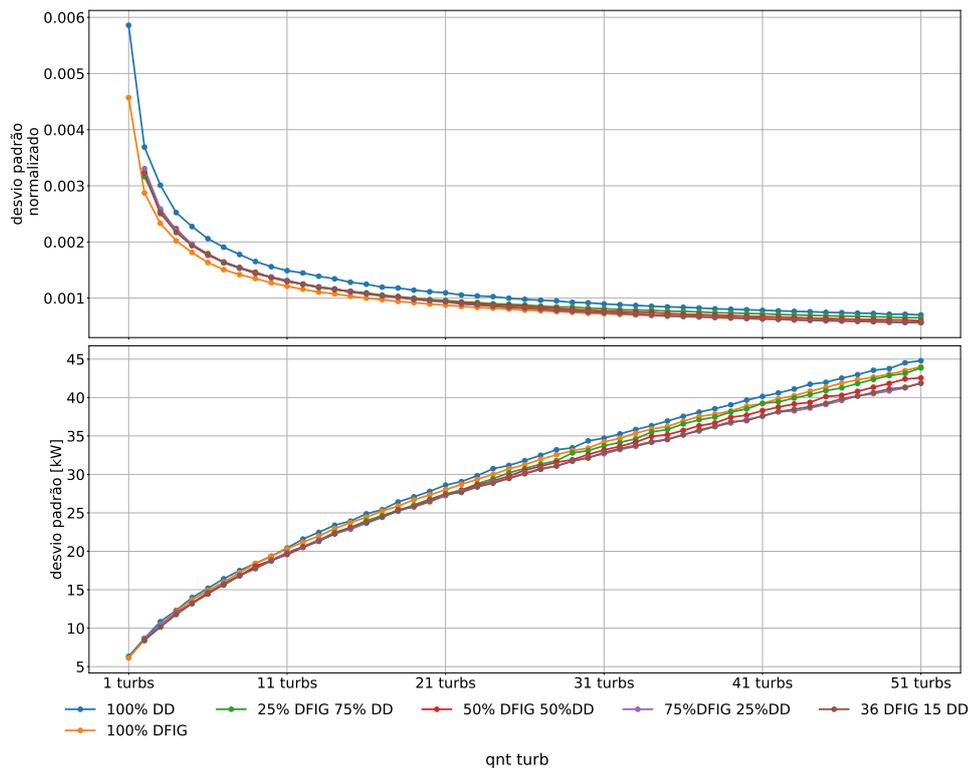
menor flutuação np e estão descritas na Tabela 23, sendo o parque composto 100% for turbinas DFIG e 100% pelas turbinas DD, respectivamente.

Figura 47 – Desvio Padrão Normalizado e Desvio padrão 1p - Modelo PSD



Fonte: Próprio autor.

Figura 48 – Desvio Padrão Normalizado e Desvio padrão 3p - Modelo PSD



Fonte: Próprio autor.

Tabela 23 – Desvio padrão melhor configuração do parque eólico quanto a menor flutuação global ou flutuação np - Modelo PSD

Composição	100% DFIG	100% DD
Flut. Global	2,29 MW	2,37 MW
1p	88,93 kW	31,62 kW
3p	44 kW	44,79 kW

Fonte: Próprio autor.

3.5 Conclusão do capítulo

Neste capítulo foi proposta uma metodologia para a criação de um modelo artificial de parque eólico. A metodologia conta com o uso dos PSD elucidados na seção 2 em conjunto com a técnica de representação espectral (SRM). Essa técnica permite a criação de séries temporais sintéticas (STS) aleatórias e descorrelacionadas entre si com desvio padrão e média distintas.

O método SRM se destaca pela capacidade de gerar STS a partir de PSD. Essa característica é bastante útil, uma vez que o PSD contém características advindas da dinâmica das turbinas eólicas. Assim, as STS geradas incorporam esses atributos, evitando a necessidade de modelar cada efeito individualmente. Ademais, é possível gerar STS representantes de qualquer quantidade de turbina, uma vez que o PSD escala aproximadamente pela quantidade de turbinas que o representa, assim como demonstrado na seção 2.

Dado essas qualidades do SRM, neste capítulo foi proposto um algoritmo que cria um parque eólico artificial via simulação Monte-Carlo. O algoritmo gera várias STS correspondentes a uma única turbina, utilizando os PSD dos *clusters* de turbinas DFIG e DD escalonados para uma única turbinas. O desvio padrão e a média de cada STS é gerado aleatoriamente por meio de distribuição uniforme, com valores encontrando-se dentro de uma margem, superior e inferior, do desvio padrão e média das medições originais de cada *cluster*. Cada STS, então, possui desvio padrão, média e valores aleatórios. Em seguida, as STS são somadas aleatoriamente, respeitando a quantidade de turbinas DFIG e DD, até representar o parque eólico das medições.

O algoritmo é validado por meio da comparação do PSD original com a média do PSD das séries sintéticas. É importante, para as comparações, que as flutuações da média do PSD das séries sintéticas ocorram na mesma frequência que as originais. Esse aspecto é mantido, embora as magnitudes das flutuações sejam distintas. Entretanto, esse comportamento é esperado, dado que as condições experienciadas por cada turbina no parque original diferem das turbinas sintéticas. Também é revelado estar presentes características chaves da dinâmica das turbinas, como compensações (totais e parciais) e transferência das flutuações np ao longo do parque, bem como tendência gerais. Dito isto, o algoritmo apresenta resultados satisfatórios em termos de agregação de turbinas, ainda que exiba oportunidades de melhoria. Seguem algumas sugestões:

- Definição precisa da margem de geração aleatória para o desvio padrão e a média, além da estabelecimento de uma faixa de correlação entre amostras. Esses ajustes podem ser alcançados através da análise do desvio padrão e da correlação dos dados de cada turbina eólica do parque.
- Incorporação de um modelo de função coerência para a potência das turbinas eólicas, semelhante ao proposto por (FERTIG, 2019), porém considerando também flutuações de alta frequência. Essa abordagem eliminaria a necessidade de gerar múltiplas séries temporais sintéticas para representar o comportamento do parque, uma vez que cada turbina teria suas flutuações coerentes com sua posição no parque. A função coerência seria multiplicada pelo modelo de espectro desenvolvido e em seguida utilizado o método SRM com o termo $\frac{\sigma_{\text{objetivo}}}{\sigma_{\text{PSD}}}$ sendo unitário. No entanto, para criação desse modelo seguindo a metodologia de (FERTIG, 2019) seria necessário obter medições, com taxa de amostragem em segundos, de turbinas eólicas.

Outra contribuição deste capítulo foram os modelos de espectro de turbinas DFIG e DD por meio do método MARS. Este método utiliza regressão linear por segmentação para gerar funções correspondentes aos espectros de turbinas permitindo a produção de STS de turbinas eólicas com flutuações de alta frequência mediante o algoritmo de agregação da seção 3.2. As funções de cada modelo podem ser consultadas nos anexos A e B.

A avaliação dos modelos é realizada utilizando o coeficiente de determinação (R^2), que obteve valores de 0,9597 e 0,9482 para os modelos de turbinas DFIG e DD, respectivamente.

Idealmente, o valor seria 1. A proximidade desses resultados com 1 indica a boa qualidade dos modelos.

Por serem funções lineares (mais especificamente função de junção), os modelos são flexíveis, permitindo a alteração da magnitude e a largura da base das flutuações np. Essa flexibilidade, unida com a geração aleatória do desvio padrão pelo algoritmo de agregação, oferece a possibilidade de customizar o PSD de acordo com as necessidades dos estudos. Por exemplo, é viável criar um PSD em que a flutuação global seja equivalente a um período estável, mas apresente flutuações np de magnitude elevada. Essa sugestão fica em aberto para trabalhos futuros, uma vez que, neste trabalho, as flutuações np permaneceram fixas.

Por fim, é construído um parque artificial com 51 turbinas. A intenção é avaliar os efeitos da suavização de potência por intermédio da agregação de turbinas, seja elas de tecnologias distintas ou não. É utilizado o algoritmo de agregação em conjunto com os PSD das medições e os modelos de PSD, de modo a verificar se há discrepância entre a utilização de um ou de outro. Foram criados seis cenários representativos quanto a composição do parque artificial: (1) 100% DFIG, (2) 100%, (3) 25%DFIG e 75%DD, (4) 50%DFIG e 50%DD, (5) 75%DFIG e 25%DD e (6) 36 turbinas DFIG e 15 turbinas DD.

A análise é conduzida observando o desvio padrão e desvio padrão normalizado, tanto globalmente quanto das flutuações np. Não há diferença notoriamente grande entre os resultados obtidos utilizando os PSD das medições e os modelos do PSD, sugerindo que os modelos de PSD conseguem reproduzir resultados similares ao original.

Em todos os resultados é demonstrado que, de fato, a flutuação de alta frequência é reduzida ao agregar turbinas. No contexto global, a agregação se prova mais eficaz no cenário composto inteiramente por turbinas DFIG, embora em comparação com outros cenários de composição, a diferença em termos de flutuação não seja tão significativa. De fato, a agregação é bem mais eficaz na redução de flutuação np, especialmente no cenário composto exclusivamente por turbinas DD.

Aparentemente, a redução de flutuação de alta frequência por agregação parece ser mais eficaz em um parque composto por um único tipo de turbina. Essa observação é coerente, dado que a combinação de turbinas de tecnologias distintas acarreta no efeito de transferência de flutuação de maneira mais recorrente. Apesar disso, os resultados demonstram que agregar tecnologias distintas também resulta na redução da flutuação.

Adicionalmente, foi verificado que há um limite para o efeito de redução de flutuação de alta frequência por agregação. A partir de 21 turbinas, seja qual for a composição do parque, os efeitos de suavização se tornam mais ténues. É possível que agregar uma quantidade maior que 51 turbinas provoque um aumento das flutuações de alta frequência. Desse modo, se torna necessário empregar outros meios para reduzir ainda mais as flutuações de potência de alta frequência e permitir a inserção em larga escala das eólicas ao SEP. Podem ser empregados

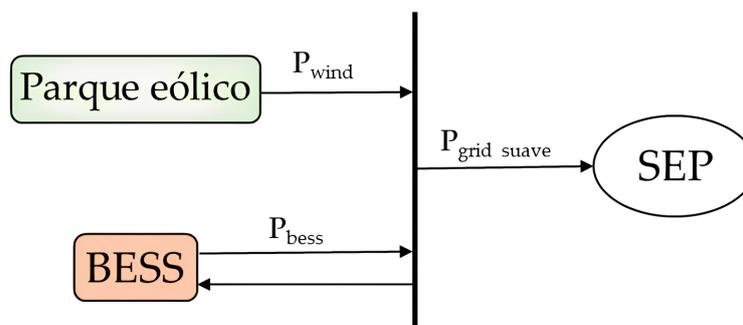
as tecnologias de armazenamento de energia para essa tarefa com tempo de respostas rápida o suficiente para atender as flutuações de alta frequência.

4 SUAVIZAÇÃO DE FLUTUAÇÕES DE ALTA FREQUÊNCIA EM PARQUES EÓLICOS VIA SISTEMA DE ARMAZENAMENTO DE ENERGIA

A flutuação de potência de alta frequência do parque eólico pode ser eliminada ao empregar armazenamento de energia para suavizar a potência eólica. Dada a natureza dessa aplicação, o sistema de armazenamento deve apresentar tempo de resposta rápido, da ordem de segundos (SABIHUDDIN; KIPRAKIS; MUELLER, 2014). Dentre os sistemas de armazenamento que atendem a essa necessidade destacam-se os supercapacitores, volantes de inércia (também conhecido como *flywheel*), os supercondutores magnéticos (SMES, do inglês *Superconducting Magnetic Energy Storage*), e as baterias (BESS, do inglês *Battery Energy Storage Systems*) (MITALI; DHINAKARAN; MOHAMAD, 2022; ZHAO et al., 2015). Dado o advento dos carros elétricos, a maturidade e escala de produção de baterias eletroquímicas tem aumentado, se tornando uma das tecnologias de armazenamento mais acessíveis. Além disso, graças a ampla faixa de potência nominal, tal acumulador agrega em flexibilidade operativa e podem ser empregados nas diversas áreas do sistema elétrico (geração, transmissão e distribuição), no caso deste trabalho sendo utilizados na geração, mais especificamente em um parque eólico com potência nominal de 105,6 MW.

A redução de variabilidade de potência pode ser obtida pela configuração ilustrada na Figura 49, onde o acumulador, no caso o BESS, e o parque eólico estão instalados na mesma barra. A potência total entregue a rede elétrica é equivalente a soma das potências da fonte eólica com a do BESS, como evidenciado na Equação 54. A estratégia de mitigação envolve injetar ou absorver potência ativa no ponto de acoplamento (i.e. ponto de conexão com o SEP) a partir de uma referência. O BESS gerencia o acompanhamento dessa referência, no qual se trata de uma potência ativa com flutuação mitigada.

Figura 49 – Configuração para suavização de potência com BESS

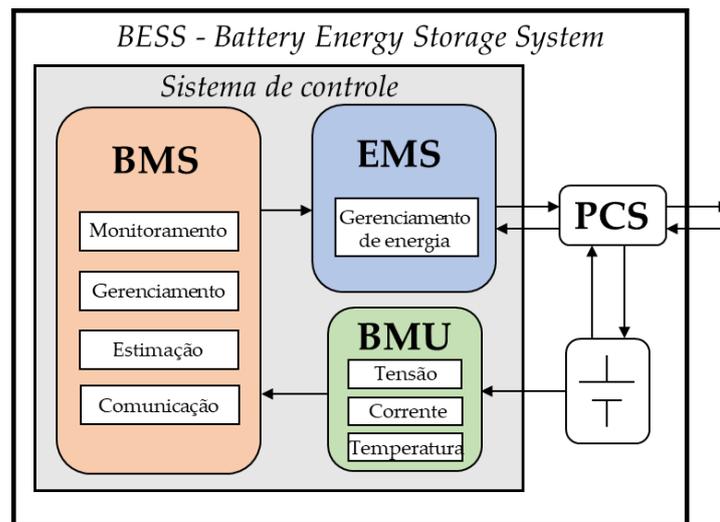


Fonte:Próprio autor.

$$P_{grid_i} = P_{wind_i} + P_{bess_i} \quad (54)$$

Neste capítulo é apresentado uma plataforma modelo de suavização de potência eólica de alta frequência utilizando BESS. A proposta é utilizá-lo para dimensionamento de BESS para suavizar tanto as flutuações np quanto a global de alta frequência. Para isso é necessário modelar o BESS. Na Figura 50 está ilustrado a típica estrutura de um BESS.

Figura 50 – Estrutura típica do BESS



Fonte:Próprio autor.

O BESS é composto por um conjunto de células/baterias, PCS (do inglês, *Power Conversion System*) bidirecional responsável pela conexão ao SEP e pela conversão CC/CA e CA/CC; e o sistema de controle. A respeito do sistema de controle, esse pode ser dividido em três partes principais: BMU (do inglês, *Battery Monitoring Unity*), a qual é composto por sensores que medem grandezas inerentes a bateria como tensão, corrente e temperatura; EMS (do inglês, *Energy Monitoring System*), sendo o responsável pelo gerenciamento energético da bateria; e BMS (do inglês, *Battery Monitoring Unity*), responsável por uma gama de aplicações que podem ser categorizadas em quatro grupos: (1) monitoramento, onde parâmetros como tensão de célula, corrente e temperatura são monitorados para garantir uma operação segura e eficiente; (2) gerenciamento, onde o BMS gerencia energia, balanceamento de célula e temperatura a fim de mante-los dentro dos limites operacionais; (3) estimativa, em que o BMS estima o estado de carga (SOC, do inglês *State of Charge*), estado de saúde (SOH, do inglês *State of Health*), resistência interna e capacidade atual; e por fim (4) comunicação, em que o BMS gerencia a comunicação com outros dispositivos.

Como o propósito do modelo é atuar como plataforma de análise para suavização de potência, auxiliando em aplicações como o dimensionamento do BESS, é assumido que o PCS e a bateria são ideais, isto é, não apresentam perdas e nem atraso de resposta. Essa assunção é

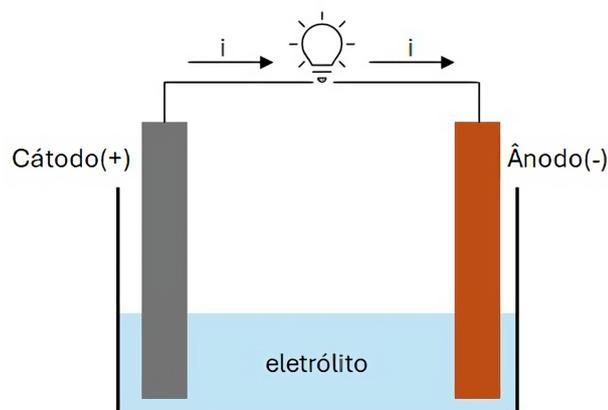
plausível dado que as perdas de potência do PCS do BESS são negligenciáveis, não influenciando fortemente a potência de saída do parque eólico (LEOW; OOI; HAMIDI, 2020). Além disso, os BESS possuem capacidade de resposta em ordem de segundos a milissegundos (MITALI; DHINAKARAN; MOHAMAD, 2022; ZHAO et al., 2015), muito mais rápido que as flutuações de alta frequência destacadas neste trabalho. Assim sendo, o modelo aqui proposto fornece um dimensionamento consistente, necessitando apenas replicar a estratégia de controle para aplicação de suavização de potência gerada pelo EMS funcionando em conjunto com algum tipo de bateria.

O capítulo é organizado da seguinte maneira, na seção 4.1 é apresentada uma breve revisão das tecnologias de bateria que são utilizadas no SEP. Tipos, características técnicas e aplicações são discutidas brevemente. Na seção 4.2, são revisados os modelos de baterias que podem ser utilizados em estudos elétricos. Na seção 4.3 é demonstrada a modelagem da bateria. Na seção 4.4 é apresentado a estratégia de controle para a suavização da potência eólica em alta frequência. Na seção 4.5 são apresentados os resultados numéricos para o dimensionamento do BESS.

4.1 Baterias

Também conhecidos como armazenamento em formato químico, entre as ESS esse tipo armazenamento é o que possui maior variedade, devido à variedade dos materiais que são empregados em sua estruturação, a qual é composta por três elementos básicos: cátodos, ânodo e eletrólito, conforme ilustrado na Figura 51. A energia no acumulador é carregada a partir de uma reação química desencadeada ao se aplicar uma diferença de potencial em seus terminais (ânodo e cátodo). A reação pode ser revertida mudando a polaridade da diferença de potencial, resultando na descarga do acumulador.

Figura 51 – Bateria Simples



Fonte:Próprio autor.

O armazenamento em formato químico pode vir em forma de baterias tradicionais,

baterias de sal líquido/fundido ou baterias de fluxo. Nas subseções 4.1.1; 4.1.2; 4.1.3 serão introduzidas brevemente conceitos sobre cada um desses tipos. A definição de alguns dos termos técnicos utilizados podem ser conferido no Apêndice C.

4.1.1 Baterias tradicionais

São consideradas baterias tradicionais aquelas que possuem eletrólito líquido, assim como ilustrado na Figura 51. Esse acumulador pode ser dividido em dois tipos: (1) baterias primárias, aquelas que não conseguem ser recarregadas; e (2) baterias secundárias, aquelas podem ser recarregadas.

Devido a sua capacidade de recarga, as baterias dos tipos secundárias são indicadas para aplicações em todos os níveis do SEP, atuando em ações que exijam respostas rápidas (da ordem segundos) ou que demandem armazenamento ou duração de serviço por períodos de minutos a horas. Essa vasta atuação no SEP se deve a sua flexibilidade em aplicações e portabilidade, podendo ser transportada e acomodada praticamente em qualquer local. AS baterias secundárias se tornam atraentes, quando utilizadas em conjunto com fontes renováveis, visto que, em algumas situações, o parque solar ou eólico se encontra em locais bastantes afastados e muita das vezes de difícil acesso (HU et al., 2017).

Algumas aplicações que esse tipo de bateria podem atuar são: *Time-shift*, regulação de tensão e frequência, reserva girante, alívio de congestionamento da transmissão ou distribuição, postergação de infraestrutura elétrica, suavização de potência, controle de demanda e confiabilidade (RASTLER, 2010). Como destaque entre as baterias tradicionais, têm-se:

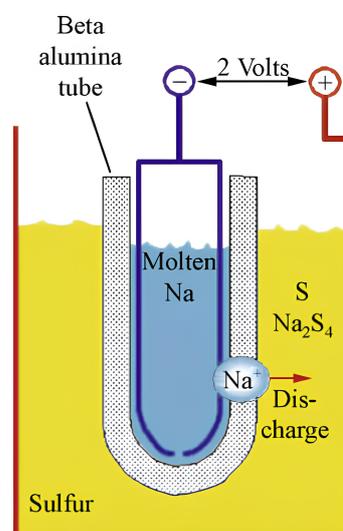
- **Chumbo ácido:** É a mais madura em termos de tecnologia. É composta por células empilhadas, imersas em uma solução diluída de ácido sulfúrico (H_2SO_4) com o cátodo composto por dióxido de chumbo (PbO_2) e ânodo feito de chumbo (Pb). Como característica técnica, a bateria de chumbo ácido possui alta eficiência de energia, em torno de 63 a 90%; baixa taxa de auto descarrega, apresentando queda de 0,1 a 0,3 %/dia. Entretanto, apresentam baixa ciclagem, sendo em torno de 250 a 1500 ciclos; baixa densidade de energia, sendo em torno de 50 a 80 Wh/L; baixa profundidade de descarga (DOD, do inglês *Depth of Discharge*), se limitando a 30%. Outras desvantagens incluem a ineficiência em ambientes de baixa temperaturas, toxicidade e carregamento lento (ZHAO et al., 2015; SABIHUDDIN; KIPRAKIS; MUELLER, 2014).
- **Íons de lítio:** As baterias de íons de lítio atualmente são a mais utilizadas entre as baterias tradicionais. Seu ânodo é feito de carbono grafite, enquanto o eletrólito é composto por sais de lítio dissolvidos em carbonatos orgânicos enquanto que o cátodo é composto por metal folheado a lítio. O lítio pode ser $LiCoO_2$, $LiMO_2$ e $LiNiO_2$. Como característica técnica, essa apresenta ótima densidade de energia, abrangendo de 200 a 500 Wh/L; alta eficiência sendo de 70 a 100%; boa ciclagem, correspondendo a partir de 2500+ ciclo; e capacidade

de carregar e descarregar rapidamente em comparação a outras baterias tradicionais. Além do mais, as baterias de íons de lítio tem capacidade de DOD de 100%, contudo por medida de segurança e preservação do acumulador essa capacidade não é utilizada com frequência. Como desvantagens, essas baterias apresentam problemas quanto a segurança, pois caso haja sobrecarregamento, dano físico ou aumento da temperatura acima da permitida, pode vir a explodir e incendiar. (ZHAO et al., 2015; SABIHUDDIN; KIPRAKIS; MUELLER, 2014).

4.1.2 Baterias de sal líquido

Em baterias de sal líquido/fundido, os eletrodos são feitos de sal líquido e são separados um do outro por uma membrana sólida, geralmente em formato tubular, que atua como eletrólito e separador, assim como ilustrado na figura 52. No interior da membrana encontra-se um dos eletrodos, enquanto o outro esta ao redor da membrana. As reações químicas desse tipo de bateria acontecem em temperaturas elevadas, em torno de 300 °C. Para manter essa temperatura, a bateria deve trabalhar constantemente e possuir controle de temperatura, assim garantindo que o estado do sal sempre esteja líquido assegurando a sua eficiência (ZHAO et al., 2015).

Figura 52 – Célula de bateria de sal líquido



Fonte:(CHEN et al., 2009)

A utilização de baterias de sal líquido/fundido não é tão comum, devido a essa necessidade de operarem em temperaturas elevadas. A sua utilização em ambientes frios é inviável, e ainda em ambientes de temperaturas amenas a exigência do controle de temperatura se torna um desafio, visto que não é algo tão trivial de se controlar (HU et al., 2017). Geralmente, é mais atraente utilizar baterias de íons de lítio, pois são capazes de atuar nas mesmas aplicações além de possuir uma operação mais simples. Porém, futuramente as baterias de sal fundido

podem se tornar a única opção viável, devido ao fato de seu material de confecção existir em abundância na natureza e de serem recicláveis (DÍAZ-GONZÁLEZ et al., 2012).

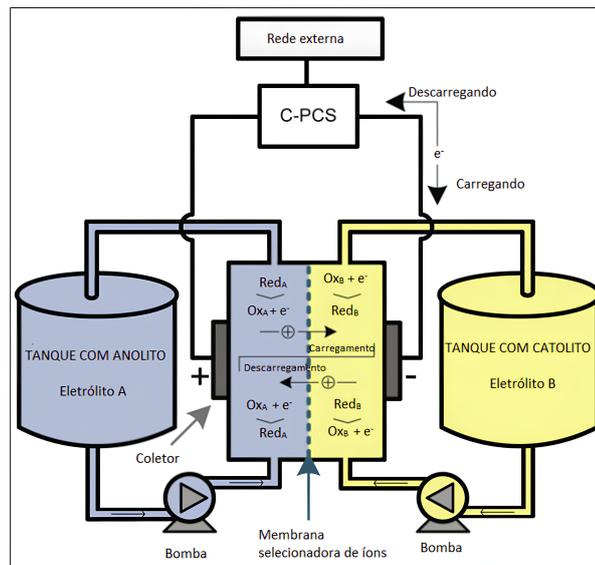
Referente as aplicações, as baterias de sal líquido/fundido basicamente podem atuar nas mesmas aplicações que suas primas baterias tradicionais (RASTLER, 2010). Há apenas dois representantes desse tipo de tecnologia, sendo:

- Sódio enxofre: O ânodo e o cátodo desse tipo de bateria são compostos respectivamente por sódio (Na) e enxofre (S) com eletrólito e separador de cerâmica de beta alumina sólida em formato tubular. Como pontos fortes, a bateria de sódio enxofre possui alta densidade de energia, sendo de 150 a 250 Wh/L; boa densidade de potência, sendo de 120-160 W/L; boa eficiência, abrangendo de 65 a 92%, uma ciclagem relativamente boa a partir de 1.000 até 4.500 ciclos. Adicionalmente, 99% do seu peso total é reciclável, além dos materiais empregados em sua confecção não serem tóxicos e existirem em abundância na natureza. Contudo, devido a propriedade corrosiva do sódio-enxofre líquido, podendo explodir ao entrar em contato com o ar, existe problemas relacionados a segurança (ZHAO et al., 2015; SABIHUDDIN; KIPRAKIS; MUELLER, 2014).
- Cloreto de Sódio e Níquel: As baterias de cloreto de sódio e níquel são similares as baterias de sódio enxofre no que condiz a sua confecção, diferindo apenas no material empregado no cátodo, que vem a ser cloreto de níquel (NiCl). Esse tipo de bateria de sal líquido é confeccionada com materiais menos corrosivos, sendo uma resposta ao problema de segurança da bateria de sódio-enxofre. Em comparação com a bateria de sódio enxofre, essa bateria apresenta uma ciclagem relativamente maior, sendo a partir de 2.000 até 3.000 ciclos, porém possui menor densidade de energia (108-190 Wh/L) e densidade de potência (20-300 W/L)(ZHAO et al., 2015; SABIHUDDIN; KIPRAKIS; MUELLER, 2014).

4.1.3 Baterias de fluxo

As baterias de fluxo são uma tecnologia relativamente nova com bastante potencial. Um dos maiores diferenciais das baterias de fluxo, em comparação aos outros tipos de baterias anteriormente exploradas, vem a ser a presença de tanques que armazenam dois eletrólitos líquidos diferentes, ambos com um ou mais eletroativos dissolvidos, conforme ilustrado na Figura 53. As reações químicas, responsáveis pela carga e descarga, acontecem quando os eletrólitos são bombeados do tanque para um compartimento que possui uma membrana selecionadora de íon a qual é aplicado uma diferença de potencial, desencadeando as reações químicas (MITALI; DHINAKARAN; MOHAMAD, 2022).

Figura 53 – Bateria de fluxo



Fonte: Adaptado de (DÍAZ-GONZÁLEZ et al., 2012)

Esse tipo de bateria possui modularidade que é alcançada pelo fato de os parâmetros de potência e energia serem independentes umas das outras. A potência está relacionada com o volume total dos tanques, enquanto que a energia está associada com a concentração das soluções eletrolíticas (MITALI; DHINAKARAN; MOHAMAD, 2022).

Com relação às aplicações, teoricamente, as baterias de fluxo podem atuar nas mesmas tarefas que as baterias tradicionais, porém, por se tratar de uma tecnologia nova, pouco foi testado sobre a mesma. Contudo, já foi comprovado sua funcionalidade nas tarefas de postergação, alívio de congestionamento e suporte a tensão (RASTLER, 2010; HU et al., 2017).

Atualmente, há disponível comercialmente apenas a bateria de fluxo do tipo redox de vanádio que possui as seguintes características técnicas: baixa taxa de autodescarga; alta eficiência, sendo em torno de 80%, ótima taxa de profundidade de descarga (podendo descarregar a bateria por completo sem causar danos a mesma), tempo de resposta mais rápidos ao ser comparada com outros tipos de baterias e, adicionalmente, apresenta baixa manutenção (ZHAO et al., 2015; MITALI; DHINAKARAN; MOHAMAD, 2022).

4.2 Modelos elétricos de baterias

Os modelos elétricos de baterias, ou modelos de circuito equivalente, replicam o comportamento da bateria por meio de circuito elétrico, sendo usualmente mais simples em relação aos outros meios de modelagem (i.e. modelagem matemática ou eletroquímica) e de entendimento mais intuitivo para profissionais da área de elétrica (NIKDEL et al., 2014).

A modelagem por meio de circuito elétrico exige menos poder de processamento computacional que as demais, conseguindo fornecer grandezas importantes como tensão e

corrente, além de servir como alternativa para determinar o tempo de vida do acumulador e apresentar curvas de descargas para vários regimes. Essa seção é organizada da seguinte maneira: na subseção 4.2.1 são alavancados efeitos relativos ao funcionamento da bateria que devem ser considerado no modelo elétrico. Em seguida, na subseção 4.2.2 é apresentada uma breve revisão bibliográfica de modelos de circuito equivalente baterias.

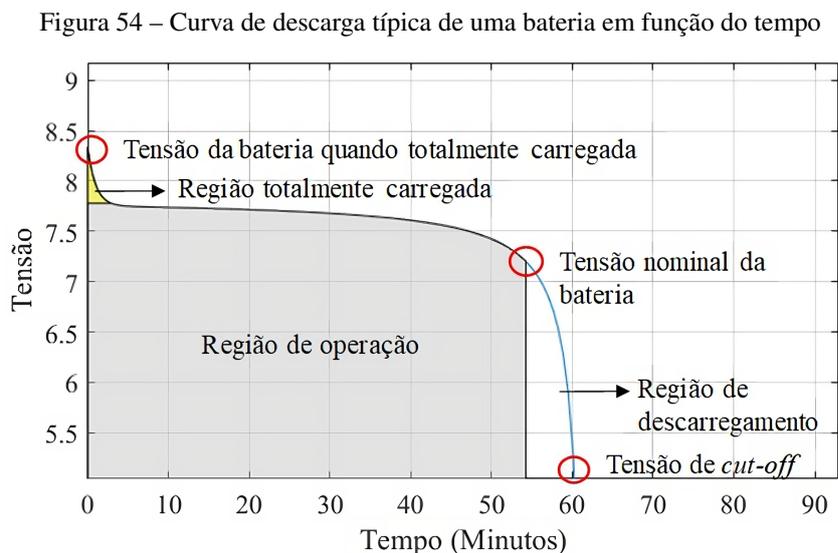
4.2.1 Efeitos característicos de baterias

Os efeitos intrínsecos das baterias são cruciais a serem considerados no modelo, pois remete ao comportamento dinâmico. As próximas subseções apresentarão esses efeitos e suas descrições.

4.2.1.1 Efeito de taxa de descarga

O efeito de taxa de descarga é um comportamento essencial que qualquer modelo de circuito equivalente deva representar. Nele esta representado a dinâmica da tensão da bateria a depender da corrente de descarga (JONGERDEN; HAVERKORT, 2008).

A Figura 54 representa uma típica curva de descarga em função do tempo para qualquer tipo de bateria. Idealmente a tensão da bateria deveria se manter constante ao longo do tempo considerando uma corrente de descarga constante, contudo conforme pode ser observado na Figura 54, para essa mesma corrente de descarga, a tensão demonstra um comportamento não linear decaindo ao longo do tempo.



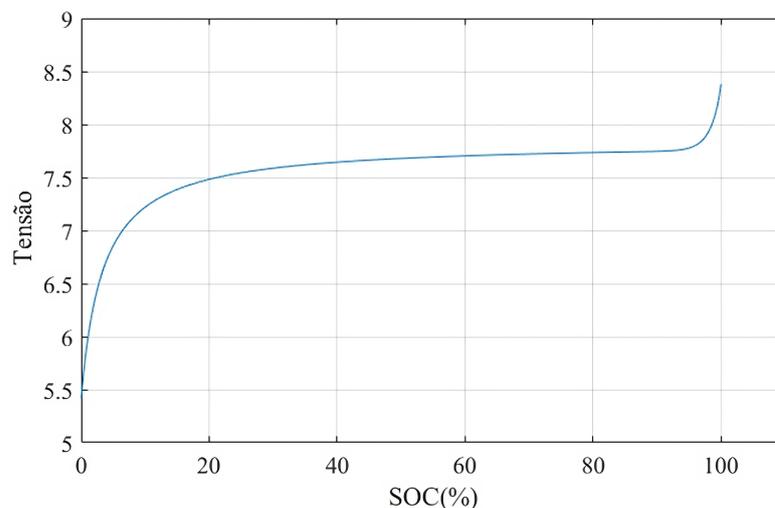
Fonte:Próprio autor.

O comportamento não linear da tensão da bateria é dividido em três regiões: (1) Região totalmente carregada, que acontece nos momentos em que a bateria está totalmente carregado. A tensão da bateria nessa região é tipicamente acima da tensão operacional da bateria. (2) A região

de operação é aquela em que a bateria opera maior parte do tempo, acontecendo durante uma ampla faixa de carga do acumulador. Nessa região é possível determinar a tensão nominal da bateria. (3) A região de descarregamento, é caracterizada pela queda brusca da tensão devido a existência de pouca carga na bateria. Nesta região é possível determinar a tensão de *cut off* que vem a ser a menor tensão operacional do acumulador.

A curva de descarga da bateria em função do estado de carga esta ilustrada na Figura 55. O estado de carga é representado em porcentagem e exprime o nível de carga presente no acumulador, no qual 100% é referente ao acumulador totalmente carregado e 0% totalmente descarregado.

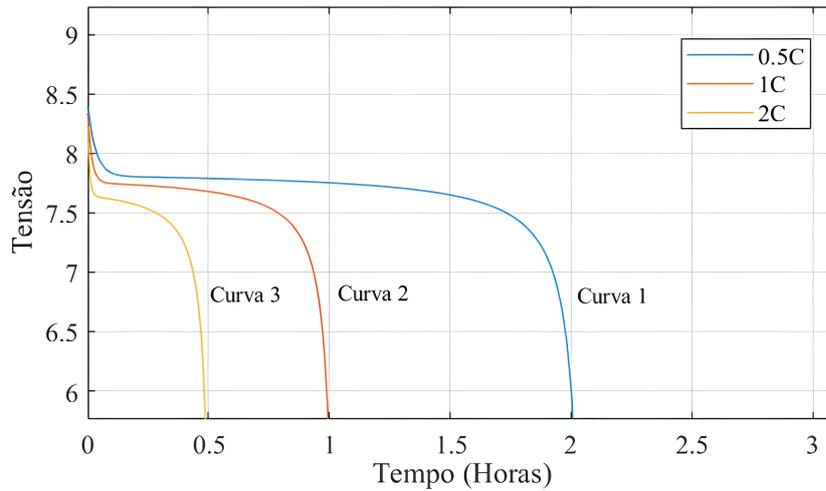
Figura 55 – Curva de descarga típica de uma bateria em função do SOC



Fonte:Próprio autor.

A tensão da bateria pode decair rapidamente ou não a depender da intensidade da corrente de descarga. Essa intensidade é classificada em termos de “C”, onde uma taxa de 1C significa que o acumulador está sendo descarregado sob sua corrente nominal; 2C como dobro dos termos nominais; 0,5C metade dos termos nominais; e assim por diante. O efeito de cada intensidade de descarga é ilustrado na Figura 56.

Figura 56 – Curva de descarga típica de uma bateria para taxas de descargas distintas



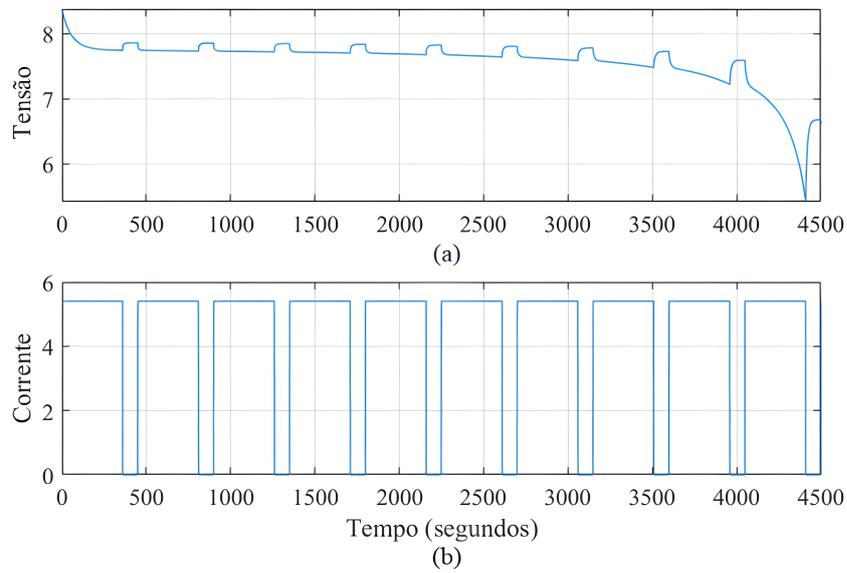
Fonte:Próprio autor.

Quando o acumulador é descarregado sob taxa de 1C é demonstrado a sua autonomia por durante uma hora, desse modo sendo a base para qualquer outra taxa. Logo, para 0,5C a bateria é capaz de operar por até 2 horas, enquanto para 2C a sua autonomia é reduzida pela metade, ou seja, meia hora. Esse efeito dinâmico é conhecido como taxa de descarga.

4.2.1.2 Efeito de recuperação

O efeito de recuperação se trata de um comportamento transiente não linear da bateria que é referente a característica dessa em recuperar uma fração de sua tensão durante momentos de ociosidade após descarregamentos intermitentes (JONGERDEN; HAVERKORT, 2008). O efeito de recuperação está ilustrado na Figura 57, onde a bateria é descarregada continuamente sob taxa 1C por um período de 360 segundos seguido de 90 segundos de ociosidade.

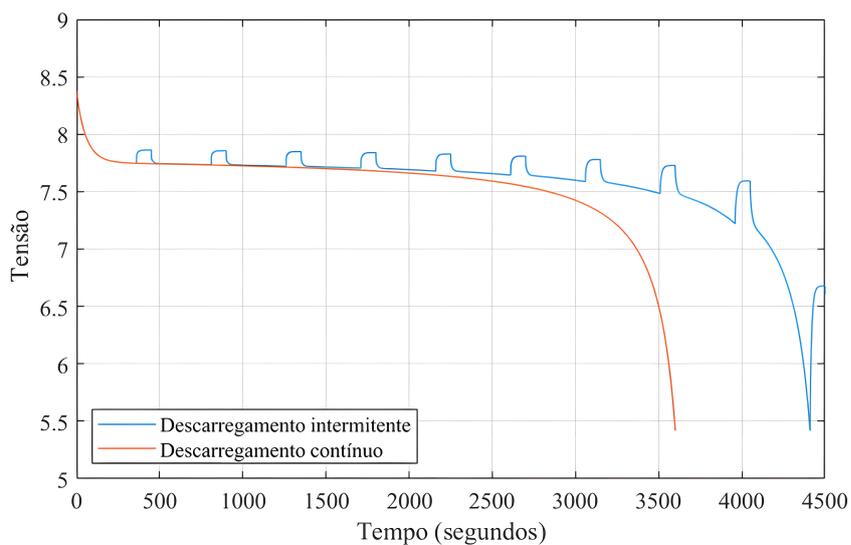
Figura 57 – (a) Efeito de recuperação típico de uma bateria;(b) Corrente de descarga intermitente



Fonte:Próprio autor.

Durante os momentos de ociosidade é possível notar claramente o efeito de recuperação, onde a tensão se eleva. Graças a esse efeito a duração operacional da bateria é estendida assim como ilustrado na Figura 58, onde é comparado as curvas de descargas 1C para um descarramento contínuo e intermitente. É perceptível que o acumulador trabalha por um período mais longo de tempo quando está sob regime intermitente.

Figura 58 – Comparação curva de descarga contínuo e intermitente



Fonte:Próprio autor.

4.2.1.3 Runtime e taxa de erro

Tanto o efeito de taxa de descarga quanto o efeito de recuperação são considerados chaves para na modelagem de uma bateria (JONGERDEN; HAVERKORT, 2008). Contudo é necessário modela-los considerando o *runtime* ou tempo de operação. *Runtime* está relacionado com o tempo necessário para que a bateria atinja seus limites operacionais, isto é, atingir a tensão de *cut-off*. Então, para uma descarga sob taxa 1C, um modelo que considere *runtime* irá representar a curva de descarga acontecendo dentro de um período de uma hora. Essa dinâmica de tempo deve funcionar quer que a bateria esteja sofrendo descarga contínua ou intermitente. Vale destacar que os efeitos de descarga e recuperação podem ser modelados sem considerar a dinâmica de *runtime*, logo não sendo modelos tão preciso.

De fato, um bom modelo é aquele que apresenta uma baixa taxa de erro entre o medido e a simulação. A taxa de erro é relativa quanto ao tipo de modelagem e a sua aplicação. Para modelos elétricos, uma boa modelagem é considerada aquela que é capaz de replicar tais efeitos não lineares, considerando *runtime*, com uma taxa de erro entre 1-5% (CHEN; RINCON-MORA, 2006; TREMBLAY; DESSAINT, 2009).

4.2.2 Revisão bibliográfica de modelos elétricos de bateria

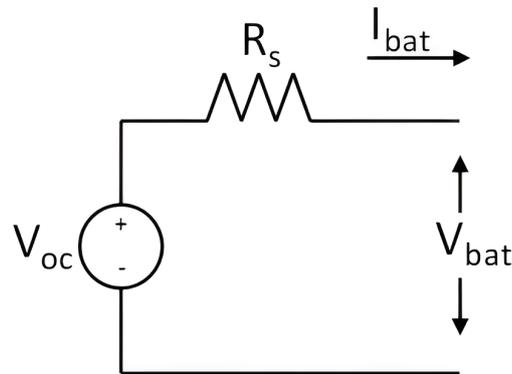
A modelagem de baterias pode ser de maneira eletroquímicas, analítica, estocástica, matemática ou elétrica, cada uma sendo utilizado a depender da tarefa que é desejada realizar. Os modelos elétricos são comumente empregados em estudos elétricos, onde é desejado observar as grandezas elétricas do acumulador perante uma determinada tarefa

De maneira geral, a modelagem de bateria por meio de circuito elétrico, pode ser dividido em cinco categorias: modelos de circuito simples de bateria, modelos baseado em Thevenin, modelos baseado em *runtime*, modelos baseado em impedância e modelos híbridos. Nessa seção é realizada uma breve conceituação sobre cada uma das categorias de modelo elétrico, bem como apresentado suas aplicações.

4.2.2.1 Modelo de circuito simples de bateria

O modelo de circuito simples consiste de uma fonte de tensão de circuito aberto (V_{oc}) e uma resistência que representa a resistência interna da bateria (R_s). O modelo é básico e está ilustrado na Figura 59, ambos os parâmetros do circuito são constantes.

Figura 59 – Circuito básico do modelo elétrico de bateria

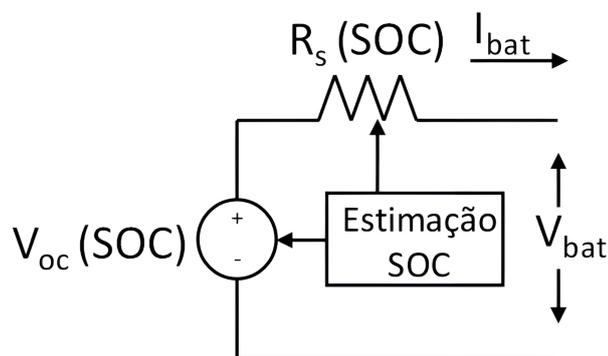


Fonte:Próprio autor.

Essa forma básica é utilizada em situações onde se considera a bateria como uma fonte de tensão infinita não levando em conta o SOC (KIM; HA, 1997), pois, assim como demonstrado na subseção 4.2.1.1, a tensão da bateria varia com o estado de carga.

O modelo de circuito simples pode ser adaptado de modo que a tensão de circuito aberto e o valor de resistência interna variem em função do SOC. Para isso, é necessário obter os valores desses elementos para cada nível de SOC, podendo ser extraídos a partir de medições ou por *datasheet* da bateria. Uma vez de posse dessa informação, os valores desses elementos podem ser estimados por meio de interpolação ou regressão linear. Já a respeito do SOC, esse pode ser estimado por meio de contagem de Coulomb, método da tensão de circuito aberto ou métodos baseados no próprio modelo de bateria, assim como sugerido em (SHAMSI, 2016).

Figura 60 – Circuito básico do modelo elétrico de bateria com fonte e resistência interna em função do SOC



Fonte:Próprio autor.

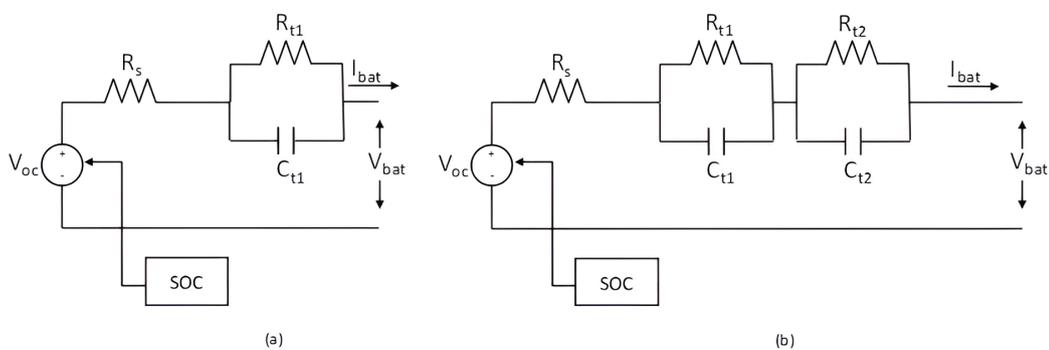
Devido ao fato dos modelos de circuito simples gerarem resposta em CC, eles são geralmente utilizados em conjunto com conversores de potência do tipo CC-CA, alguns exemplos na literatura podem ser encontrados em (KIM; HA, 1997; TONG; KLEIN; PARK, 2013; NIKDEL et al., 2014).

Os modelos elétricos que se encaixam nessa categoria não levam em consideração efeito de taxa de descarga para taxas variáveis, efeito de *runtime* e efeitos transientes como o efeito de recuperação (NIKDEL et al., 2014; TONG; KLEIN; PARK, 2013).

4.2.2.2 Modelo baseado em Thevenin

O modelo de Thevenin é capaz de simular resposta a efeitos transientes ao incluir em série com a resistência de saída um ou dois ramos RC em paralelo, assim como ilustrado na Figura 61. Ambas as versões são capazes de modelar a resposta a descarga ou carga transiente, porém a versão com dois ramos consegue obter uma resposta mais fiel (TONG; KLEIN; PARK, 2013)

Figura 61 – Circuitos do modelo de Thevenin (a) com um ramo RC ; (b) com dos ramos RC



Fonte:Próprio autor.

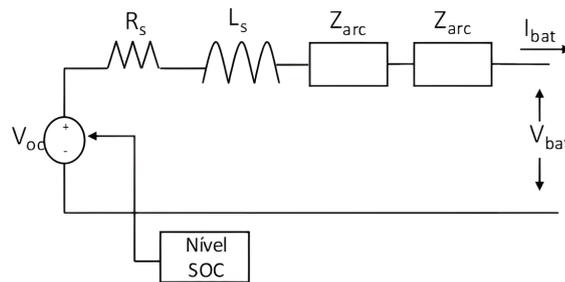
Modelo de Thevenin tem a desvantagem de não representar bem a dinâmica de tensão de circuito aberto em função do SOC, pois os valores dos elementos resistivos e capacitivos são mantidos constantes. Além do mais, esse tipo de modelagem não apresenta capacidade de *runtime*(CHEN; RINCON-MORA, 2006). A parametrização de seus elementos matematicamente, com interpolações e extrapolações das medições de resistência e capacidade para regimes de descarga intermitente; ou através do teste HPPC (do inglês, *Hybrid Pulse Power Characterization*)(ZHANG; ZHANG; LEI, 2016);

Ainda assim, se trata de um modelo relativamente fácil de implementar, especialmente quando se deseja observar a resposta ao transiente para determinados níveis de SOC, assim sendo bastante aplicados em simulações que envolve carros elétricos e trens (NIKDEL et al., 2014; ZHANG; ZHANG; LEI, 2016).

4.2.2.3 Modelo baseado em impedância

O modelo baseado em impedância foi proposto por (BAUDRY et al., 1995) e está ilustrado na Figura 62. Seus elementos são compostos por uma resistência interna (R_s); uma indutância (L_s); Impedância Arc (Z_{arc}), que possui uma resposta similar a um ramo RC, desse modo, representando a resposta a corrente transiente.

Figura 62 – Circuito do modelo baseado em impedância



Fonte:Próprio autor.

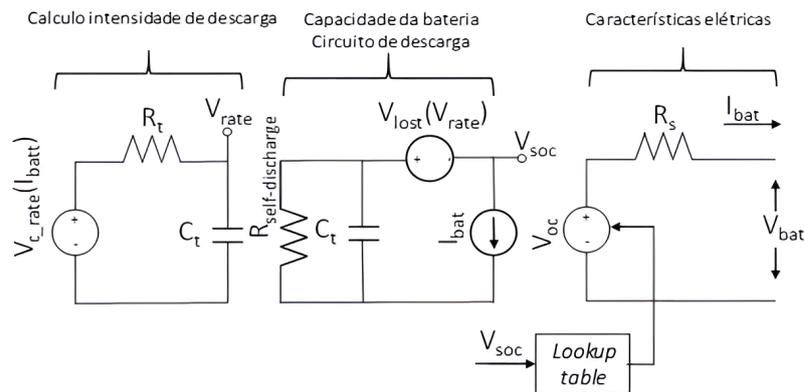
A parametrização dos elementos deste modelo é feito por testes espectroscopia da impedância eletroquímica da bateria (EIS, do inglês *Electrochemical Impedance Spectroscopy*)(NIKDEL et al., 2014). Esse teste é realizado em faixas de alta frequência, injetando pequenas correntes AC, no intuito de se observar o comportamento eletroquímico da bateria. (BULLER et al., 2005; ANDRE et al., 2011)

Esse tipo de modelo mantém seus parâmetros constantes durante a simulação. Além disso, ele não considera tempo de *runtime* e nem é capaz replicar o efeito de taxa de descarga para várias taxas C (CHEN; RINCON-MORA, 2006). Por outro lado, devido aos testes EIS, o modelo consegue ter melhor resposta em CA do que outros modelos de circuito equivalente (CHEN; RINCON-MORA, 2006), porém, sendo limitado a simulações com resposta em CA. Geralmente esse tipo de modelagem é utilizado mais para veículos elétricos e trens (NIKDEL et al., 2014).

4.2.2.4 Modelo baseado em runtime

O modelo baseado em *runtime* é capaz de representar o tempo real de descarga ou carga da bateria ao utilizar um capacitor que fica responsável por representar a capacidade do acumulador (i.e. carga). Necessário destacar o desafio em modelar a característica de *runtime* visto que a sua dinâmica muda a depender da química da bateria. Porém, Hageman (HAGEMAN, 1993) propôs o primeiro modelo que capturava essa característica para baterias de chumbo ácido, níquel cádmio e baterias alcalinas. Mais tarde, Gold (GOLD, 1997) proposto o modelo para a química de íons de lítio. O modelo baseado em *runtime* se encontra ilustrado na Figura 63.

Figura 63 – Circuito do modelo baseado em runtime



Fonte:Próprio autor.

O modelo é composto dos seguintes aspectos chaves (GOLD, 1997): (1) um capacitor (C_t) que representa a capacidade da bateria;(2) Dois circuitos de descarga, um responsável por simular o efeito de taxa de descarga (cálculo de intensidade de descarga) e outro que determina a capacidade de carga utilizável perdida para cada taxa de descarga (capacidade da bateria e circuito de descarga);(3) Um circuito que determina as características elétricas da bateria, composto por uma fonte de tensão controlada por uma *look-up table* que relaciona a tensão de circuito aberto com o SOC e uma resistência que representa a resistência interna da bateria (R_s). A estimação do SOC é realizada por meio do método da tensão de circuito aberto.

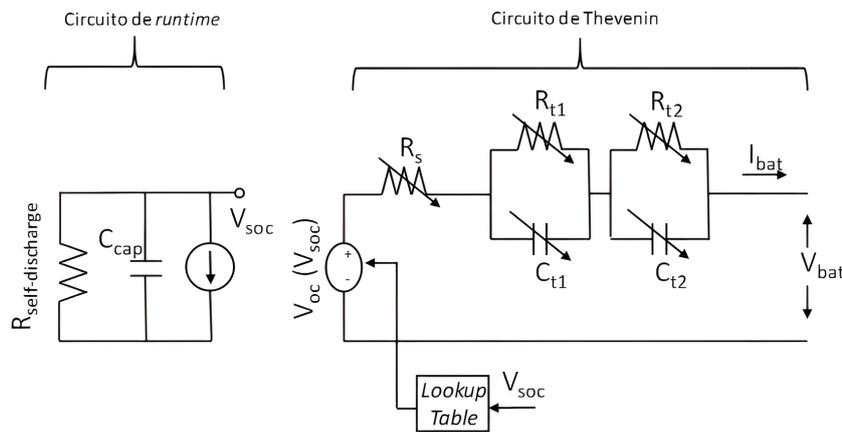
Graças ao capacitor e aos circuitos de descarga, o modelo consegue estimar a variação do estado de carga ao longo do tempo para qualquer que seja a intensidade da corrente descarga ou carga, desse modo representando o efeito de *runtime*. No entanto, é importante destacar que este modelo é capaz de simular descarga constante, limitando-se à taxa C, porém sem exigir uma nova configuração dos seus elementos (GOLD, 1997). Quanto a resposta ao transiente, o modelo não consegue replicar muito bem afetando até a sua capacidade de *runtime* (CHEN; RINCON-MORA, 2006). Além do mais, esse modelo de circuito equivalente é mais complexo entre os apresentados, não sendo tão atraente seu uso, porém quando utilizado geralmente são empregados em simulações de tração de veículos elétricos (NIKDEL et al., 2014).

4.2.2.5 Modelos Híbridos

Os modelos híbridos consistem na união de dois tipos de modelos de bateria (e.g. elétrico e analítico) capaz de utilizar dos pontos atraentes de cada um. Sendo assim, os modelos híbridos possuem a tendência de serem mais acurados que os demais modelos elétricos apresentados neste trabalho. Nesta seção, serão apresentados três modelos híbridos bem difundidos na literatura, nos quais pelo menos uma parte é representada por um circuito equivalente. Esses modelos incluem o modelo de circuito elétrico combinado (CHEN; RINCON-MORA, 2006), o modelo genérico (TREMBLAY; DESSAINT; DEKKICHE, 2007) e o modelo hibridizado (KIM; QIAO, 2011).

O modelo de circuito elétrico combinado, ilustrado na Figura 64, une a capacidade de resposta ao transiente dos modelos baseado em Thevenin, com a habilidade de representar o tempo de operação do acumulador advindo dos modelos baseado em *runtime*.

Figura 64 – Modelo de circuito elétrico combinado



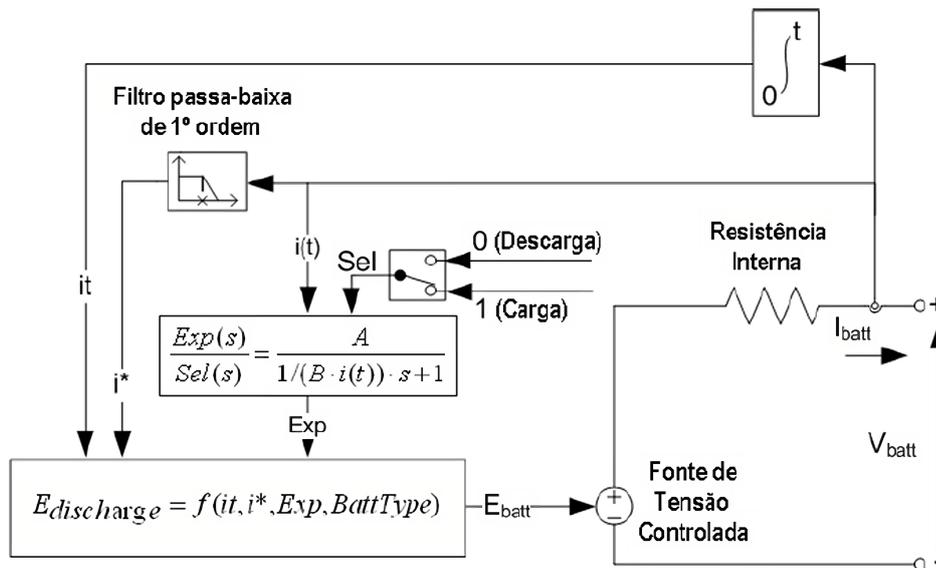
Fonte: Próprio autor.

O circuito é basicamente separado em duas seções: (1) O circuito de *runtime* responsável por modelar a capacidade utilizável do acumulador, estimar o SOC e gerar a capacidade de tempo de operação (*runtime*); (2) o circuito elétrico responsável pelas características elétricas baseado nos modelos de Thevenin, sendo encarregado de simular a resposta ao transiente. O modelo consegue representar bem o comportamento da tensão em função do SOC de uma bateria, sem a necessidade de empregar equações que descreve os efeitos não lineares discutidos na seção 4.2.1.

A parametrização dos elementos resistivos e capacitivos do modelo é feito por meio da medição do SOC de uma bateria em descargamento constante, seguido do uso dessas medições em funções que definem o comportamento de cada um desses elementos. A parametrização desses elementos só precisa ser feita uma única vez. Devido a esse meio de parametrização, pode-se dizer que o modelo leva em consideração a temperatura, porém não oferece uma resposta dinâmica à variação dessa, devendo ser considerada constante durante a simulação. Esse modelo pode ser utilizado em simulação de sistemas de tração, carros elétricos/híbridos ou sistema de armazenamento de energia (NIKDEL et al., 2014).

O modelo genérico é capaz de representar os comportamentos não lineares da bateria. Além disso, ele é capaz de descrever o processo de carga e descarga para várias químicas de bateria, sob diferentes condições de taxa de descarga C com capacidade de tempo de operação (*runtime*). O modelo genérico de bateria pode ser visto na Figura 65

Figura 65 – Modelo genérico



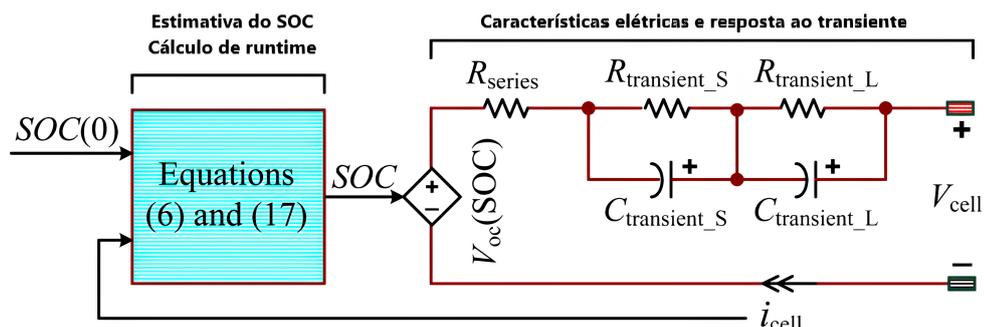
Fonte: Adaptado de (TREMBLAY; DESSAINT, 2009).

O modelo genérico é um híbrido de modelo de circuito simples com um modelo matemático dos efeitos intrínsecos do acumulador. Ele é composto por uma resistência interna constante e uma fonte de tensão controlada por funções que descrevem o comportamento de carga e descarga da bateria em função da carga acumulada ($i(t)$), corrente filtrada (i^*), função exponencial que descreve a curva de descarga da bateria, e o tipo de bateria.

A vantagem de utilização desse modelo está na sua parametrização, pois é simples necessitando apenas de dados que geralmente são fornecidos por fabricantes ou que podem ser obtidos por meio de simples teste de curva de descarga (TREMBLAY; DESSAINT; DEKKICHE, 2007). Esses modelos são aplicados nas mais diversas simulações: veículos elétrico/híbridos, eletrônicos, sistemas de armazenamento de energia (NIKDEL et al., 2014).

O modelo hibridizado proposto por (KIM; QIAO, 2011) é composto da união do modelo analítico KiBaM com o modelo de circuito elétrico combinado, sendo ilustrado na Figura 66.

Figura 66 – Modelo hibridizado



Fonte: Adaptado de (KIM; QIAO, 2011).

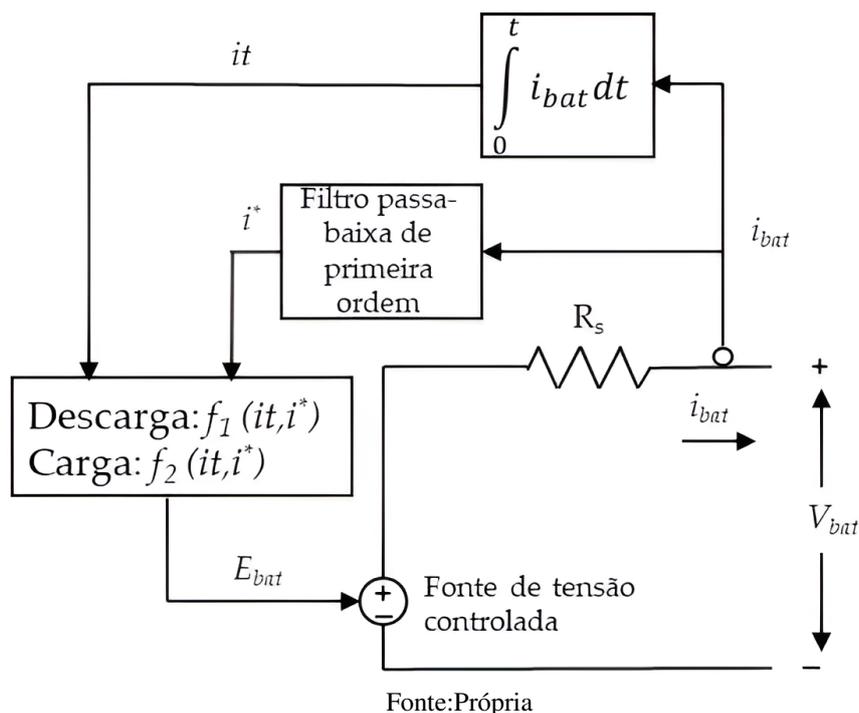
O modelo KiBaM permite uma melhor estimação do SOC com capacidade de tempo de operação (*runtime*) considerando os efeitos não lineares, pois o modelo se trata de uma versão analítica simplificada dos modelos eletroquímicos, que são os mais acurados entre todos os tipos de modelagem. Entretanto, o KiBaM não é capaz de mostrar as características elétricas da bateria. A solução está em empregar o modelo de circuito combinado para descrever as grandezas elétricas considerando a resposta ao transiente. A parametrização do modelo hibridizado é a mesma proposta no modelo de circuito combinado.

O interessante desse modelo é que ele pode ser aplicado para qualquer química de bateria secundária: chumbo ácido, níquel cádmio, níquel metal hidreto e lítio. Com isso se tem um modelo de alta precisão que leva em consideração efeitos não lineares, com capacidade de *runtime* e com competência de entregar características elétrica de tensão em corrente considerando resposta ao transiente.

4.3 Modelagem de circuito equivalente de Bateria

Entre as químicas de baterias mais comuns de serem encontradas em parque eólicos nos dias de hoje está a de íons de lítio (MITALI; DHINAKARAN; MOHAMAD, 2022), logo essa será utilizada neste trabalho. Comparar os resultados aqui obtido com outras química pode ser trabalhada em projetos futuros. A respeito da escolha de modelo elétrico, devido a facilidade em parametrização será utilizado o modelo genérico de bateria, a sua modelagem é vista nessa seção. O modelo adaptado para a química de íons de lítio está ilustrado na Figura 67.

Figura 67 – Modelo genérico de bateria para íons de lítio



O modelo conta com uma resistência interna constante (R_s) e uma fonte de tensão controlada por funções o que descrevem o comportamento dinâmico da bateria considerando os efeitos expostos na seção 4.2.1. A dinâmica da bateria é dividida em momentos de carga e descarga e suas equações podem ser conferidas em 55 e 57 (TREMBLAY; DESSAINT, 2009).

$$\text{Desgarga : } f_1(it, i^*) = E_{bat} = E_0 - K \frac{Q}{Q - it} (it + i^*) + Ae^{(-Bit)} \quad (55)$$

$$\text{Carga : } f_1(it, i^*) = E_{bat} = E_0 - K \frac{Q}{it + 0,1Q} i^* - K \frac{Q}{Q - it} it + Ae^{(-Bit)} \quad (56)$$

Onde a tensão de bateria (V_{bat}) é definida por:

$$V_{bat} = E_{bat} - i_{bat}R_s \quad (57)$$

Onde E_0 é a tensão constante da bateria (V); i_{bat} é a corrente da bateria em Ampere (A); it é a carga atual da bateria em Ampere-hora (Ah); i^* é a corrente filtrada por um filtro passa-baixa que representa a resistência de polarização da bateria dada em Ampere (A); R_s é a resistência interna da bateria em ohms (Ω); Q é a capacidade nominal da bateria em Ampere-hora (Ah); A é a amplitude da tensão da zona exponencial para a curva de descarga da bateria sob taxa 1C (V); B é a constante de tempo inversa da zona exponencial da curva de descarga da bateria sob taxa 1C (Ah^{-1}); K é a constante de polarização dada em Volts por Ampere-hora (V/Ah) ou resistência de polarização (Ω)

Durante a carga e descarga, o termo $K \frac{Q}{Q - it} it$ refere-se a tensão de polarização do acumulador, isto é, a dinâmica entre tensão de circuito aberto e SOC. A polarização de resistência que representa a dinâmica lenta entre tensão e corrente é descrita pelo termo $K \frac{Q}{Q - it}$ durante a carga, e pelo termo $K \frac{Q}{it + 0,1Q}$, durante a descarga. Desse modo tem-se um modelo capaz de capturar os efeitos descritos na seção 4.2.1

Os termos A , B , K e E_0 são constantes que podem ser determinadas seguindo a metodologia descrita em (TREMBLAY; DESSAINT; DEKKICHE, 2007) utilizando informação sobre a curva de descarga fornecidas pelo fabricante das bateria. No caso de falta de acesso as curvas de descargas típicas da bateria, um meio de determinar esses parâmetros é utilizando a ferramenta battery do Simulink/MATLAB onde é necessário informar apenas a tensão nominal e capacidade nominal do acumulador desejado. Uma vez que as curvas de descarga das baterias secundárias são típicas, a ferramenta battery fornece uma aproximação dessa em conjunto com os parâmetros necessários para simulação para as químicas de íons de lítio, chumbo ácido, níquel cadmio e níquel-metal-hidreto.

Outro parâmetro importante a se definir é o SOC. Esse parâmetro expressa a quantidade de energia disponível na bateria sendo essencial para o controle de suavização de potência proposto na seção 4.4. O SOC é medido em % do total de energia disponível na bateria, onde 0%

significa que o acumulador está totalmente descarregado e 100% totalmente carregado. Neste trabalho é utilizado o método de contagem de Coulombs, definido pela equação 58.

$$SOC(t) = SOC(t - 1) - \frac{1}{Q} \int_0^t i_{bat} dt \quad (58)$$

Onde para dados discretizados com Δt fixo, pode ser calculado como:

$$SOC_t = SOC_{t-1} - \frac{1}{Q} \sum_{i=0}^t i_{bat_i} \Delta t \quad (59)$$

Onde t é o total de passo ou total de passo acumulado na simulação.

4.3.1 Parametrização do modelo e resultados

O modelo de bateria genérico é montado em linguagem *Python 3*, utilizando a biblioteca *numpy 1.21.5*. Os parâmetros A , B , K e E_0 são calculados utilizando a ferramenta *battery* do *simulink/MATLAB* em conjunto com o *datasheet* de um BESS cuja potência nominal de 2 MW, capacidade 2,064 MWh e tensão nominal de 1200 V do fabricante SKE (modelo LUNA2000-2.0MWH-1H0). Os parâmetros do modelos estão descritos na Tabela 24.

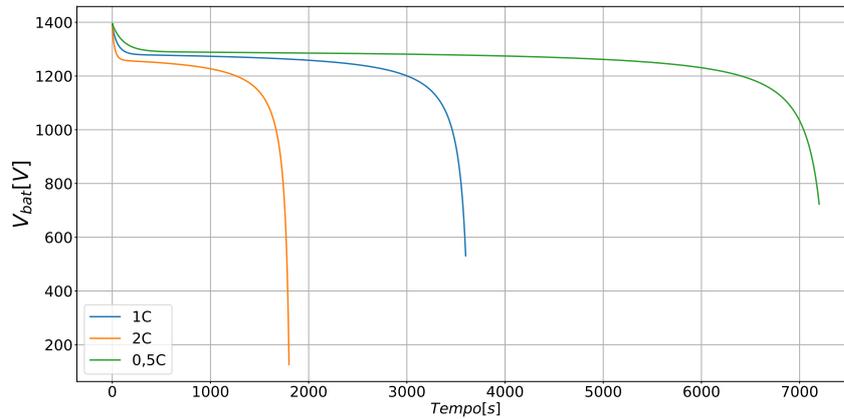
Tabela 24 – Parametrização modelo genérico de bateria

Parâmetro	valor
R_s	0,0069767 Ω
E_0	1301,2308 V
Q	1720 Ah
A	100,7712 V
B	0,035501 Ah^{-1}
K	0,0052268 V/Ah
SOC inicial	100%

Fonte: Próprio autor.

A validação da modelagem é realizada ao verificar os efeitos dinâmicos de taxa de descarga, efeito de recuperação e *runtime*. A taxa de descarga está ilustrado na Figura 68, onde a bateria é descarregada para taxa de a 0,5C, 1C e 2C. Vale destacar que a corrente nominal do modelo é de 1720 A.

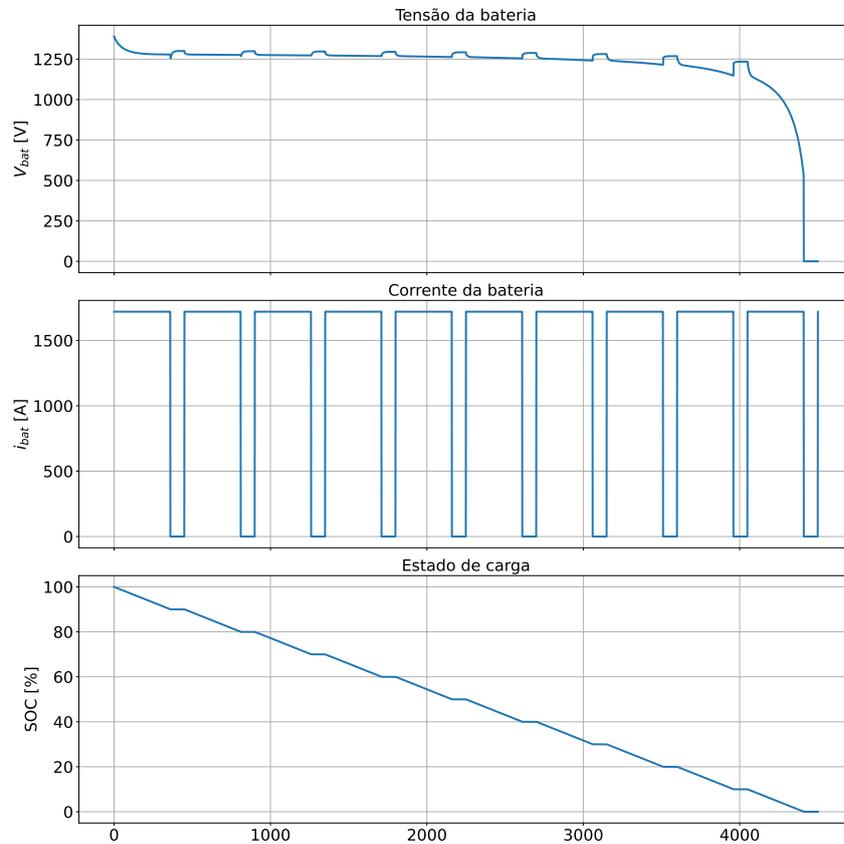
Figura 68 – Curva de descarga do modelo para taxa de descarga 2C,1C e 0,5C



Fonte:Própria

Para taxa 1C o modelo está descarregando a bateria em torno de 1 hora, para taxa 0,5C em meia hora, e 2C em 2 horas. Esses resultados estão coerentes e corroboram ao mencionado na subseção 4.2.1.1, demonstrando que a modelagem foi capaz de captar essa dinâmica. Na Figura 69 está o efeito de descarga, nela é utilizado uma corrente de descarga de taxa 1C a cada 360 segundos, com período de ociosidade de 90 segundos.

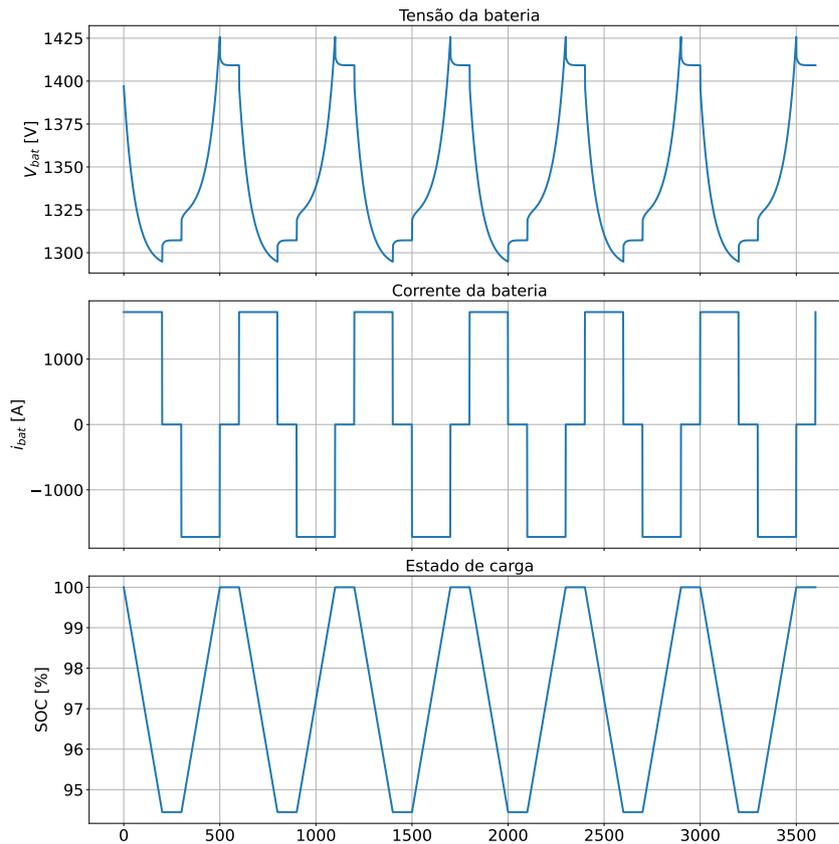
Figura 69 – Efeito de recuperação do modelo



Fonte:Própria

O resultado demonstra que durante o período de ociosidade a tensão aumenta, enquanto o SOC se mantém esperável, pois a bateria não está sendo descarregada. O resultado corrobora ao visto na seção 4.2.1.2. Um teste final com o propósito de verificar a resposta dinâmica da bateria para cargas e descarga pode ser conferido na Figura 70. O modelo é testado dentro de um ciclo de carga e descarga por 200 segundos com período de ociosidade de 100 segundos entre cada transição.

Figura 70 – Descarregamento e carregamento dinâmico do modelo



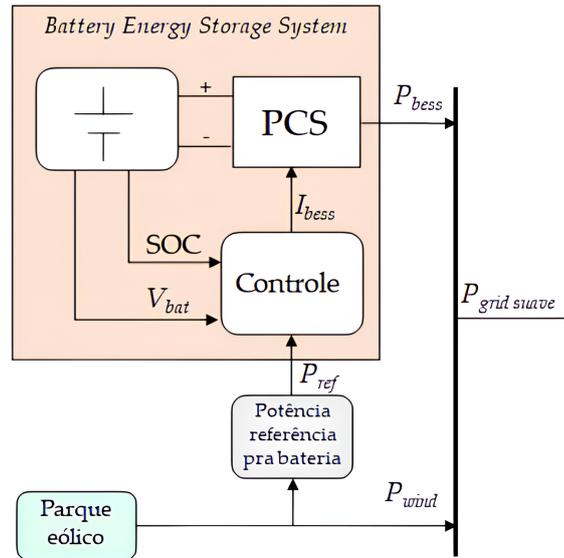
Fonte:Própria

Durante a descarga o SOC decai em conjunto com a tensão da bateria. Durante a ociosidade a tensão da bateria é recuperada até atingir um estado de constância. Após esse momento a tensão de bateria passa a aumentar até seu máximo operacional que está relacionado com o SOC. Esse comportamento de repete durante o teste inteiro. Desse modo, é possível reconhecer que a modelagem está coerente, pois consegue demonstrar efeitos de taxa de descarga e recuperação durante uma operação dinâmica. Todos esses testes seguiram a metodologia em (TREMBLAY; DESSAINT, 2009), as quais apresentaram comportamento similares.

4.4 Suavização de potência

A estrutura da plataforma de suavização de potência utilizando BESS segue ilustrada na Figura 71, composta por um modelo de bateria, um EMS, um criador de potência referência e a potência eólica. A estrutura é criada de maneira generalista, permitindo fácil substituição de seus componentes para trabalhos futuros.

Figura 71 – Estrutura da lógica de suavização de potência



Fonte:Própria

O PCS é ideal, sem atraso de resposta e sem perdas devido a conversão. A potência do parque eólico é correspondente a STS e a medição do parque eólico do ano de 2020. A bateria se trata do modelo descrito na seção 4.3. A potência referência e o controle são explorados nas subseções 4.4.1 e 4.4.2, respectivamente.

4.4.1 Potência referência

A potência referência (P_{ref}) é o ponto de ajuste que o controle irá utilizar para injetar ou absorver potência pelo BESS, de modo a suavizar as flutuações de potência eólica no ponto de acoplamento, definido pela Equação 60. Onde P_{wind} é a potência eólica instantânea e P_{wind}^* a potência eólica suavizada, que pode ser determinada por meio de filtros passa baixa ou média móvel (HAQUE; KHAN; SHEIKH, 2015; GIEBEL; KARINIOTAKIS, 2017) ou algum método de previsão: inteligencia artificial, métodos estatísticos de regressão linear ou modelo da persistência (JABIR et al., 2017; LIN; LIU, 2020; GIEBEL; KARINIOTAKIS, 2017).

$$P_{ref_i} = P_{wind_i}^* - P_{wind_i} \quad (60)$$

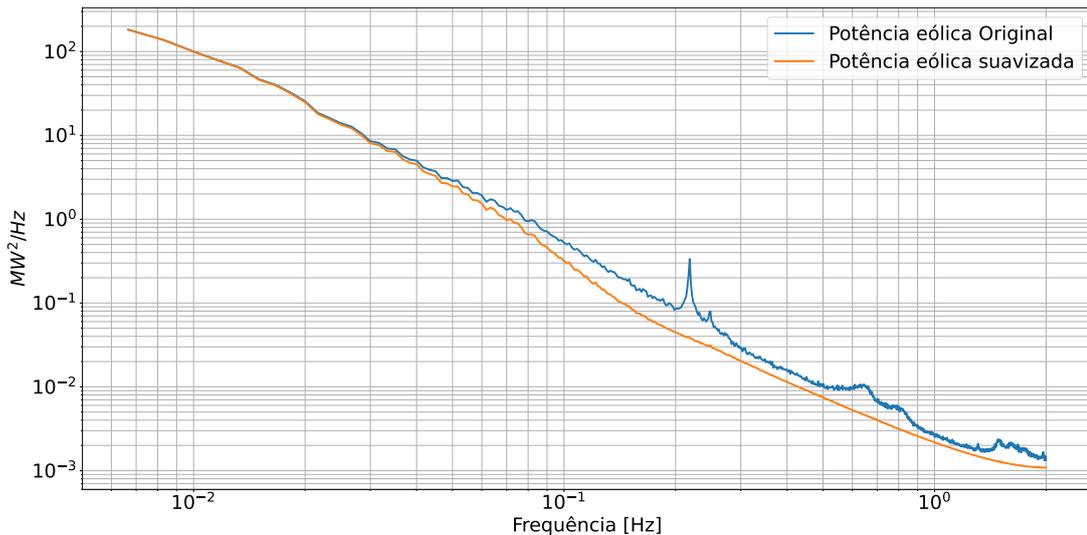
Por questão de simplicidade, será utilizado um filtro de média móvel definido pela Equação 61. Onde n é o número de elementos a serem utilizados na média, correspondendo ao

tamanho da janela também conhecido como τ , sendo referido como faixa de suavização; i é a posição atual do elemento na série temporal de potência.

$$P_{wind_i}^* = \frac{1}{n} \sum_{i=m}^n P_{wind_i} \quad (61)$$

Na Figura 72, é apresentada a comparação entre o PSD da potência eólica original do parque e sua versão suavizada através de um filtro de média móvel com uma faixa de suavização de 5 segundos, pois corresponde, em segundos, a frequência de ocorrência da flutuação 1p (0,21 Hz). A versão suavizada não apresenta flutuações np, porém mantém o mesmo comportamento de tendência que a original. Uma potência referência construída a partir deste P_{wind}^* é capaz de mitigar as flutuações np. Esta estratégia está de acordo ao proposto por (APT, 2007) e com os resultados da análise realizada na seção 2.5.4, sugerindo a injeção de uma potência na rede com características espectrais semelhantes às da potência eólica, porém sem as flutuações.

Figura 72 – Comparação PSD entre potência eólica original e suavizada

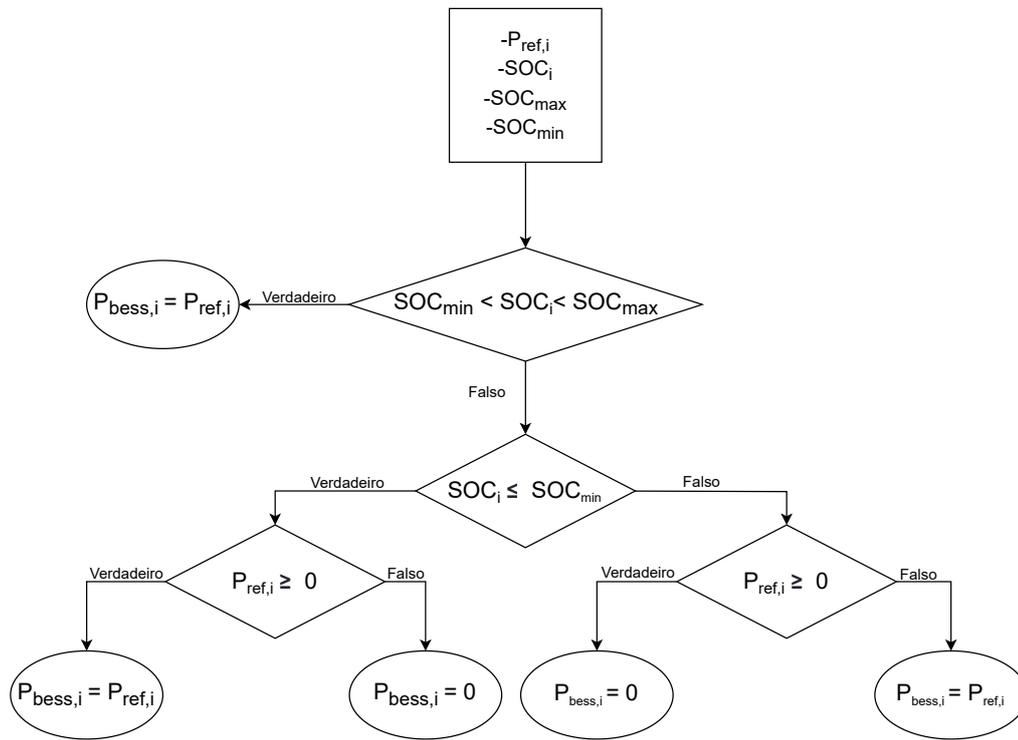


Fonte:Própria

4.4.2 Controle de suavização

O controle de suavização é baseado no controle por regra proposto em (TELEKE et al., 2010) e na versão em lógica *fuzzy* em (SILVA et al., 2023). O controle necessita de informação sobre o SOC, potência referência e tensão da bateria para realizar a suavização. A explicação da lógica do controle é dividida em duas partes, com o intuito de tornar mais compreensível. A primeira parte da lógica do controle está ilustrada no fluxograma da Figura 73. As suas entradas são: potência referência (P_{ref_i}), SOC (SOC_i), limite superior do SOC (SOC_{max}), limite inferior do SOC (SOC_{min}). O subscrito i refere-se ao passo da simulação.

Figura 73 – Fluxograma controle suavização de potência



Fonte: Própria

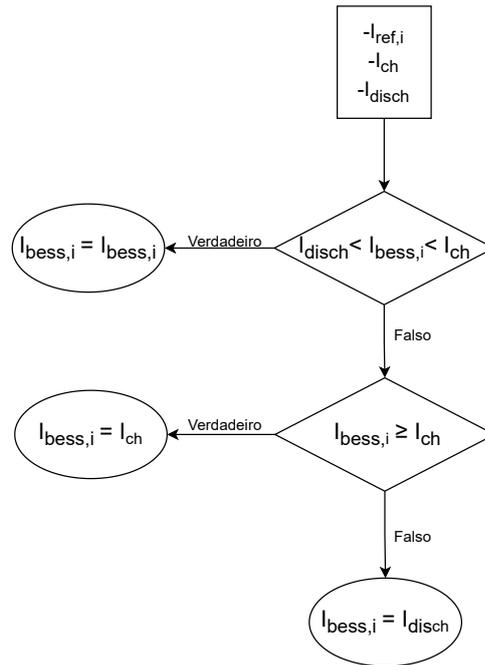
As regras garantem que o BESS suavize a potência eólica ao seguir a potência referencial, contanto que o SOC permaneça dentro dos limites estabelecidos. Caso contrário, o BESS não fornecerá potência ao ponto de acoplamento, onde estará exclusivamente a potência produzida pelo parque.

As regras também asseguram que o BESS seja exclusivamente carregado ou descarregado se, por algum motivo, o SOC não estiver dentro dos limites impostos. O BESS é apenas carregado pela potência eólica caso o SOC seja igual ou menor que seu limite inferior, e é apenas descarregado caso o SOC seja igual ou maior que o limite superior. Essa situação permanece até que o SOC esteja dentro de seus limites impostos.

Uma vez determinado a potência referencial, calcula-se a corrente referencial de bateria (I_{bess}) que é necessária ao PCS para a carga e descarga do acumulador. Vale destacar que o controle foi elaborado tendo em mente que o carregamento do BESS é acionado quando a corrente de referência é negativa, ao passo que a descarga é ativada quando essa corrente for positiva. A corrente referencial é definida pela Equação 62 sujeita as limitações operacionais conforme apresentado no fluxograma da Figura 74.

$$I_{bess_i} = \frac{P_{bess_i}}{V_{bat_i}} \quad (62)$$

Figura 74 – Fluxograma limitação da corrente referêcia



Fonte:Própria

A máxima corrente de descarga (I_{disch}) e máxima corrente de carga (I_{ch}), são determinadas a partir da razão entre a potência e tensão nominal da bateria. Caso a corrente referêcia esteja entre os limites, essa é informada diretamente ao PCS, caso contrário as correntes são saturadas conformes os limites. Dessa maneira, o sistema de controle suaviza a potência eólica por meio de uma corrente referêcia (I_{bess}) utilizando apenas informação a respeito do BESS, isto é SOC e tensão de bateria (V_{bat}) enquanto mantem os limites operacionais do acumulador.

4.4.3 Parametrização e resultados da suavização de potência

A estrutura da Figura 71 é montada em *Python 3*, utilizando a biblioteca *numpy 1.21.5*. A parametrização da simulação está indicada na Tabela 25. A potência eólica utilizada é referente a primeira hora das medições do parque durante o ano de 2020. Os limites de SOC são definidos com base nos limites típicos utilizado para preservação e segurança do acumulador. O modelo é testado para dois cenários: (1) com SOC inicial de 10% e (2) com SOC inicial de 100%. O principal objetivo desses cenários é analisar a operação de carga e descarga coordenada pelo controlador caso o SOC esteja fora dos seus limites.

Na Figura 75 está ilustrado o cenário com SOC inicial de 10%. Por está abaixo do limite de SOC permitido o controle atua de modo a apenas carregar o BESS até ele atingir a faixa operacional de SOC. Esse comportamento é bastante claro ao notar a potência de saída do BESS e a corrente referêcia, ambos negativo até em torno de 00:20. Após esse horário o BESS retorna a operar dentro da faixa de SOC permitida, nunca ultrapassando o limite inferior de 20%. A partir deste ponto a potência eólica passa ser suavizada de maneira mais eficaz, pois o BESS

Tabela 25 – Parametrização suavização de potência

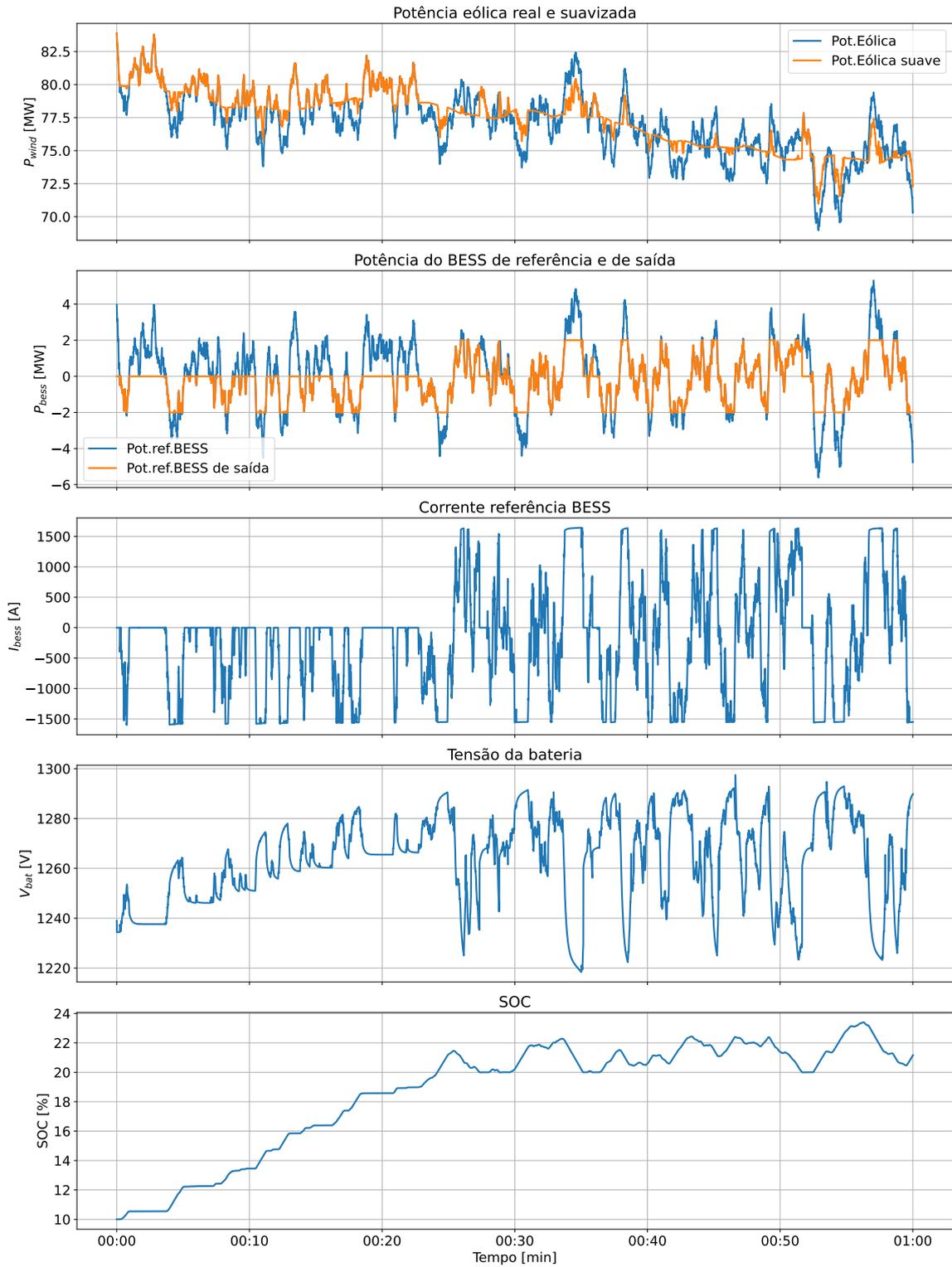
Parâmetro	valor
Fabricante	SKE
Modelo	LUNA2000-2.0MWH-1H0
Potência nominal BESS	2 MW
Energia nominal BESS	2,064 MWh
Tensão nominal BESS	1200 V
I_{ch}	-1666,6 A
I_{disch}	1666,6 A
SOC_{max}	80%
SOC_{min}	20%
R_s	0,0069767 Ω
E_0	1301,2308 V
Q	1720 Ah
A	100,7712 V
B	0,035501 Ah ⁻¹
K	0,0052268 V/Ah

Fonte: Próprio autor.

consegue acompanhar a potência referência e consequentemente informar a corrente referência ao BESS. Em todos os momentos não é ultrapassado a potência nominal nem a corrente de carga e descarga permitida. Em relação a tensão de bateria, observa-se a sua transição da região de descarga para a região de operação. Além disso, é possível notar o efeito de recuperação durante períodos nos quais a corrente referência é nula.

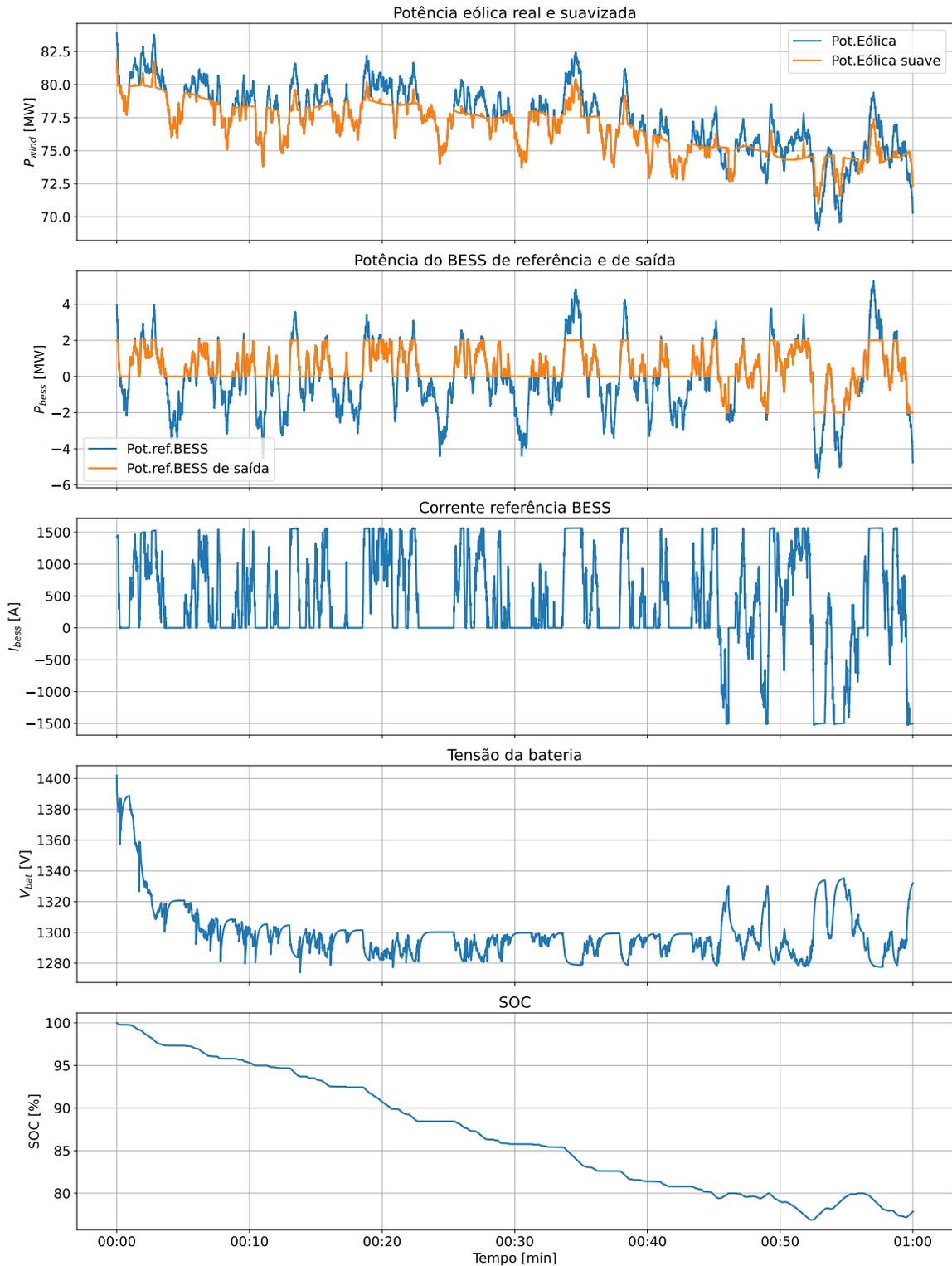
Na Figura 76 está ilustrado o cenário com SOC inicial de 100%. O inverso ao visto no caso anterior ocorre: a bateria passa a ser descarregada até atingir o limite operacional de estado de carga de 80%. Isso pode ser confirmado ao notar a potência de saída do BESS e a corrente referência sendo apenas positiva até em torno de 00:45. Os limites de potência nominal e corrente de carga e descarga são respeitados durante toda a simulação enquanto o limite superior do SOC não é ultrapassado. A tensão da bateria claramente demonstra a sua transição da região totalmente carregada para a região de operação.

Figura 75 – Simulação de suavização de potência com SOC inicial de 10%



Fonte: Própria

Figura 76 – Simulação de suavização de potência com SOC inicial de 100%



Fonte:Própria

Em suma, o sistema de controle opera conforme o previsto ao suavizar a potência eólica quando o SOC encontra-se dentro dos limites estabelecidos, esse sendo impedido de ultrapassar tais parâmetros. Situações em que o SOC se encontra fora desses limites foram

testadas demonstrando que o sistema de controle responde adequadamente ao apenas descarregar ou carregar a bateria até que retorne aos limites estipulados. Durante esses períodos, a suavização da potência eólica é sutil ou interrompida.

4.5 Dimensionamento do BESS

Nessa seção o sistema de suavização de potência será utilizado para dimensionar o BESS de modo a suavizar as flutuações de alta frequência da potência eólica exploradas na seção 2.5. O dimensionado é voltado para o parque eólico dos dados medidos do ano 2020 e sintéticos criados a partir do modelo de PSD para o parque composto por 100% de turbinas DFIG, 100% de turbinas DD e 36 turbinas DFIG e 15 DD, advindos da seção 3.4. Esses três cenários sintéticos remetem, respectivamente, a menor flutuação de alta frequência global, menor flutuação np e um parque sintético com a mesma composição que o original.

São montados quatro cenários, cada um referente a um BESS de potência e capacidade distintas. Cada BESS é parametrizado a partir de informações fornecidas por *datasheets* do fabricante e por meio da utilização da ferramenta *battery* do MATLAB/Simulink. As informações a respeito da parametrização estão reunidas na Tabela 26.

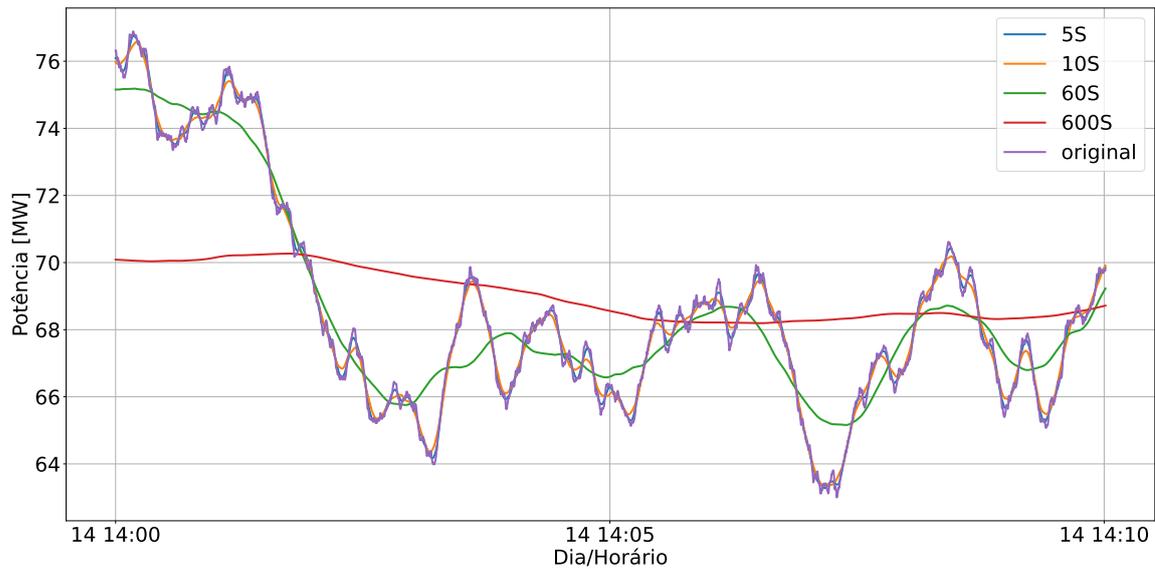
Tabela 26 – Parametrização dimensionamento BESS de 250 kW, 500 kW, 1MW e 2MW

Parâmetro	valor			
Fabricante	HBL	EVESCO	Upower	SKE
Modelo	ICESS 250kW	ES-500500EU	UE-1MW-1MWh	LUNA2000-2.0MWH-1H0
Potência nominal BESS	250 kW	500 kW	1 MW	2 MW
Energia nominal BESS	240kWh	514kWh	1,05 MWh	2,064 MWh
Tensão nominal BESS	480 V	768 V	730 V	1200 V
I_{ch}	-520,83 A	-700,47 A	-1369,86 A	-1666,6 A
I_{disch}	520,83 A	700,47 A	1369,86 A	1666,6 A
SOC_{max}	80%	80%	80%	80%
SOC_{min}	20%	20%	20%	20%
R_s	0,0096Ω	0,0099139 Ω	0,0050694 Ω	0,0069767 Ω
E_0	520,4923 V	774,0155 V	791,5821 V	1301,2308 V
Q	500 Ah	720 Ah	1440 Ah	1720 Ah
A	40.3085 V	59,942 V	61,3025 V	100,7712 V
B	0,1212 Ah ⁻¹	0,084808 Ah ⁻¹	0,042404 Ah ⁻¹	0,035501 Ah ⁻¹
K	0,0071921 V/Ah	0,0074273 V/Ah	0,0037979 V/Ah	0,0052268 V/Ah

Fonte: Próprio autor.

Cada cenário é avaliado em relação a quatro potências de referência, conforme ilustrado na Figura 77. Essas referências são calculadas para as faixas de suavização de 5 segundos, 10 segundos, 1 minuto e 10 minutos do filtro de média móvel. A abordagem metodológica é semelhante à apresentada em (PAATERO; LUND, 2005), com a distinção de que neste trabalho é empregado um modelo de BESS com controle de suavização de potência, um filtro de média móvel e dados amostrados a uma taxa de 250ms.

Figura 77 – Potência referência para faixa de suavização de 5s,10s,1min,10min



Fonte:Própria

Os parâmetros de potência e capacidade nominal do BESS, assim como as faixa de suavização, foram selecionados baseado nas características de flutuação do parque. Observou-se que o maior desvio padrão do parque é de 81,19 kW a cada intervalo de 4,7 segundos, portanto, foi decidido utilizar como ponto de partida um BESS de 250 kW, em conjunto com a potência de referência suavizada a cada 5 segundos. A última combinação, que envolve um BESS de 2 MW com potência referência calculada com uma faixa de suavização de 10 minutos, visa a mitigação da flutuação global, pois conforme evidenciado na Tabela 9 são em torno de 2MW.

Vale ressaltar que os dimensionamentos são considerando apenas a aptidão do BESS em suavizar as flutuações, não levando em conta se a operação é desgastante ou não para o acumulador. Neste caso, outro estudo deveria ser realizado levando em conta parâmetros como SOC e quantidade de ciclos. Devido a validação do modelo de bateria e da lógica de suavização, respectivamente nas seções 4.3 e 4.4, é garantindo que o BESS funciona dentro dos seus limites operacionais.

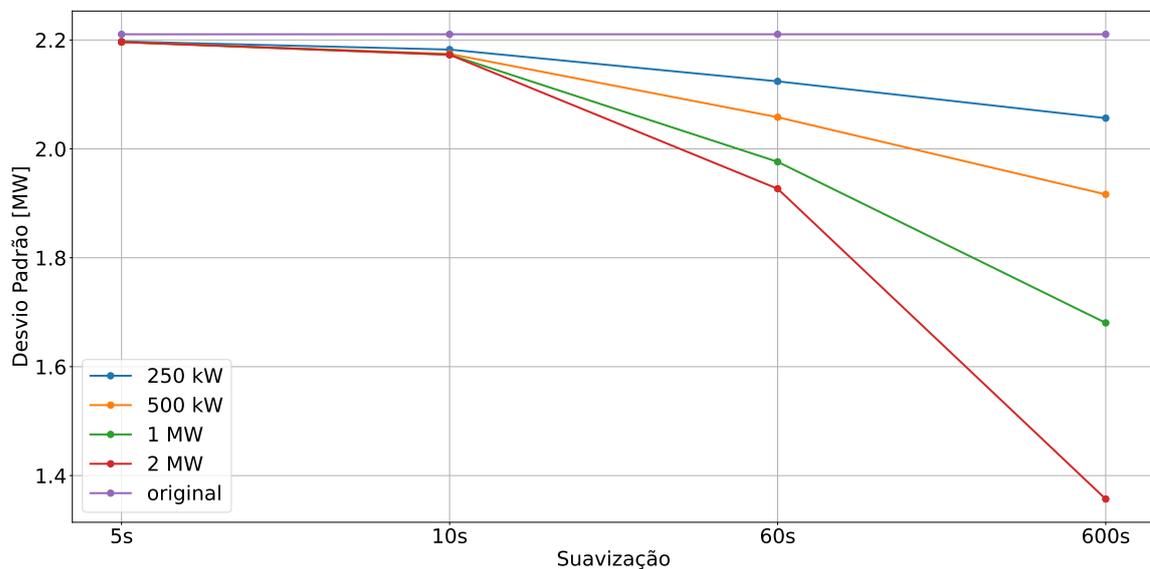
Os resultados são demonstrados comparando o desvio padrão das flutuações global e σ_{np} do parque antes e depois da utilização do BESS. Também é determinado a razão de redução da flutuação, calculada por meio da Equação 63, onde σ_{parque} é o desvio padrão do parque sem suavização, enquanto que σ_{suave} é o desvio padrão do parque suavizado. Além disso, são apresentados os PSD para cada combinação de faixa de suavização e potência nominal, no intuito de observar a redução de flutuação global e σ_{np} . Para os dados medidos, a parametrização dos PSD é a mesma vista na seção 2.5.1, enquanto para os dados sintéticos é a mesma vista na seção 3.2.2.

$$RR = \left(1 - \frac{\sigma_{suave}}{\sigma_{parque}} \right) \times 100\% \quad (63)$$

4.5.1 Parque eólico - Dados medidos

Na Figura 78 está ilustrada a comparação do desvio padrão global do parque com a potência eólica suavizada para as medições. Os resultados mostram que mesmo com um BESS de 250 kW já ocorre uma redução da flutuação, sendo o melhor resultado observado com um BESS de 2 MW e faixa de suavização de 10 minutos. A razão de redução entre o desvio padrão do parque em relação a cada caso está demonstrada na Tabela 27. Um BESS de 250 kW é capaz de reduzir a flutuação global em 0,59%, enquanto o melhor caso em 41%.

Figura 78 – Comparação entre o desvio padrão global da potência eólica original com a potência eólica suavizada pelo BESS



Fonte: Própria

Tabela 27 – Razão de redução global entre desvio padrão da potência eólica antes e após suavização

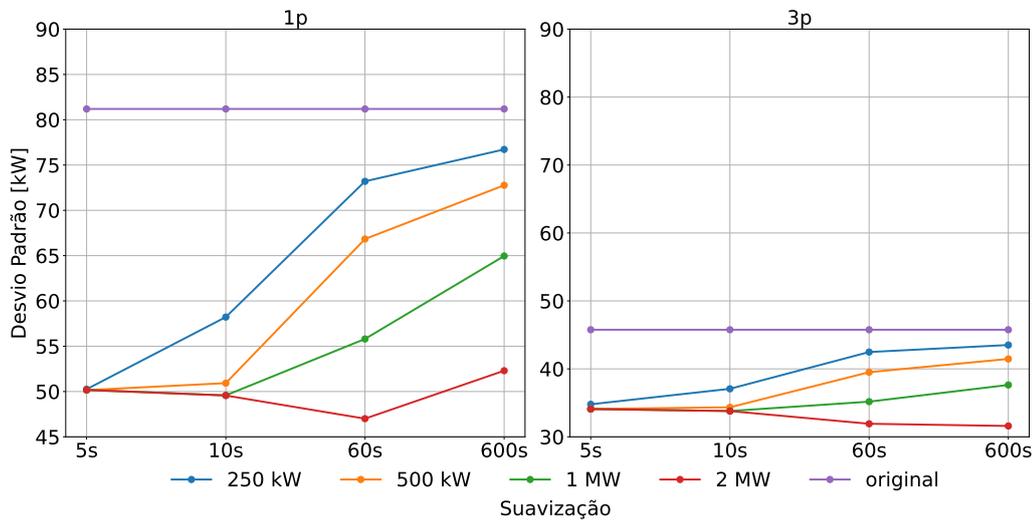
	250 kW	500 kW	1 MW	2 MW
5s	0,59%	0,64%	0,64%	0,64%
10s	1,27%	1,63%	1,69%	1,70%
60s	3,90%	6,88%	10,59%	12,83%
600s	6,96%	13,30%	23,97%	38,61%

Fonte: Próprio autor.

Na Figura 79 está ilustrada a comparação entre o desvio padrão das flutuações np antes e após a suavização com a Tabela 28 demonstrando as razão de redução de flutuação de cada flutuação np. A faixa de frequência de cada flutuação np é a mesma destacada na Tabela 21. Os resultados mostram que um BESS com potência nominal de 250 kW e uma faixa de suavização de 5 segundos já é capaz de reduzir a flutuação 1p em 38,10% e 3p em 23,97%. Notavelmente para a faixa de suavização de 1 minuto em conjunto com o BESS de 2MW é onde ocorre a

redução mais eficaz desse caso, sendo de 42,10%. É possível assumir que, neste caso, o BESS possui potência suficiente para atender a demanda de suavização necessitada pela faixa de suavização.

Figura 79 – Comparação entre o desvio padrão das flutuações np da potência eólica original com a potência eólica suavizada pelo BESS



Fonte: Própria

Tabela 28 – Razão de redução das flutuações np entre desvio padrão da potência eólica original antes e após suavização

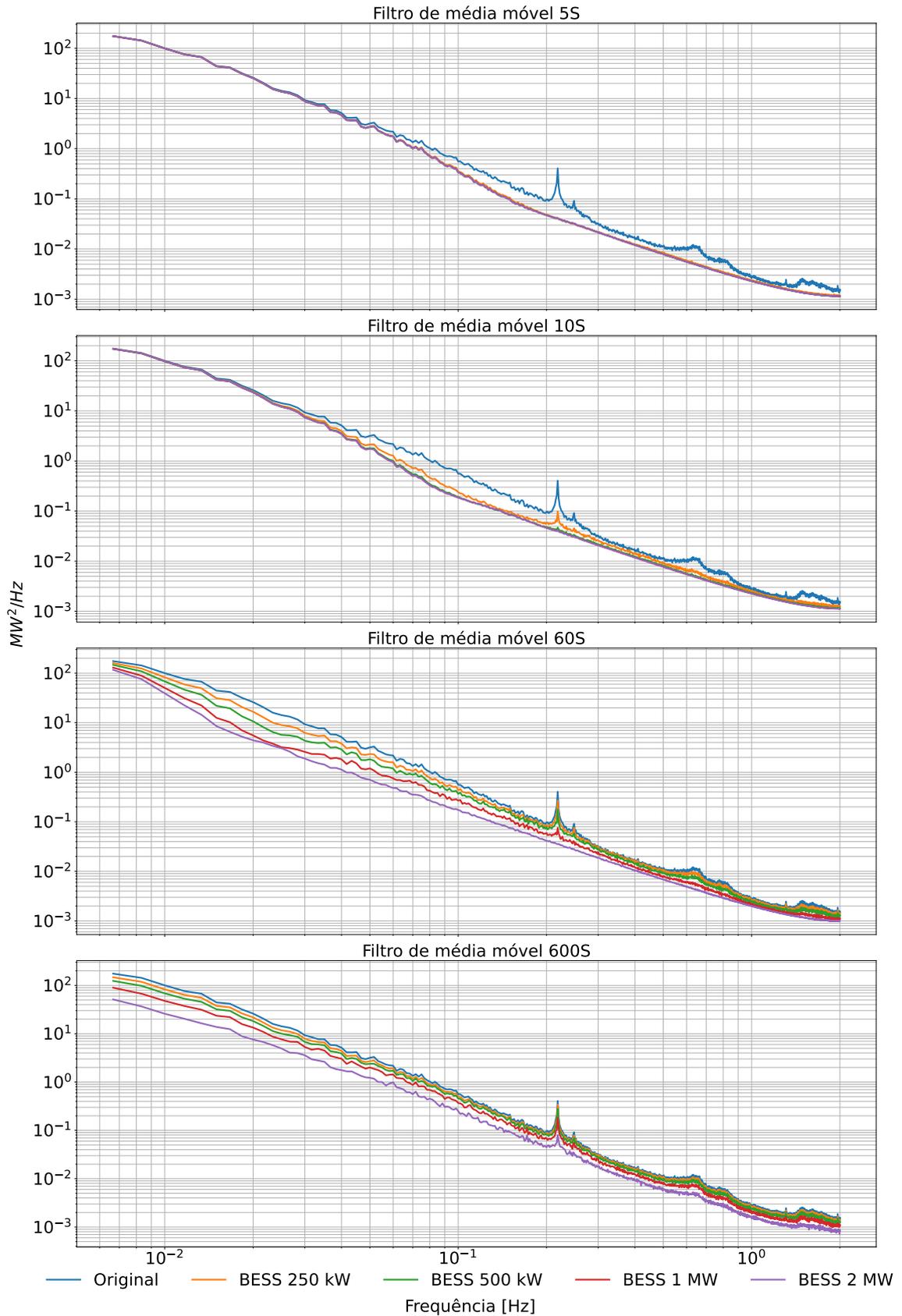
	1p				3p			
	250 kW	500 kW	1 MW	2 MW	250 kW	500 kW	1 MW	2 MW
5s	38,10%	38,22%	38,19%	38,19%	23,97%	25,47%	25,49%	25,49%
10s	28,29%	37,27%	38,93%	38,95%	18,99%	24,94%	26,14%	26,15%
60s	9,83%	17,68%	31,26%	42,10%	7,16%	13,65%	23,12%	30,24%
600s	5,50%	10,37%	19,99%	35,58%	4,90%	9,38%	17,75%	30,94%

Fonte: Próprio autor.

Na figura 80 está ilustrado o PSD da potência eólica antes e após a suavização para cada combinação de potência de BESS e faixa de suavização. A mitigação das flutuações np se torna mais clara ao observar os PSD. Uma faixa de suavização de 5 segundos, em conjunto com um BESS de potência nominal acima do total de flutuação np, já é capaz de eliminar por completo essas flutuações, reforçando a estratégia utilizada para criação da potência referência. Dessa maneira, ao definir uma faixa de suavização, deve-se ao menos considerar a frequência de ocorrência da flutuação np mais lenta. Isso permite não apenas reduzir essa flutuação específica, mas também as de frequências mais rápidas.

Outro fato a se observar nos PSD da faixa de 5 segundos é a mitigação das flutuações np para além do esperado. É observado na flutuação 1p que o PSD se encontra deslocado mais abaixo que o PSD original. O mesmo ocorre para a flutuação 3p.

Figura 80 – Comparação entre os PSD da potência eólica original e suavizada pelo BESS



Em alguns casos, o PSD da potência suavizada é encontrado completamente abaixo do PSD original, o que evidencia uma redução global da flutuação. Isso é observado, por exemplo, na faixa de suavização de 10 minutos com um BESS de 2 MW, onde a flutuação global é reduzida em 38,61%, embora ainda haja flutuações np presentes em seu PSD. Isso se deve à falta de potência nominal suficiente do BESS para acompanhar a potência de referência.

Idealmente, é desejado que haja a redução de ambas as flutuações: global e np. Isso ocorre na faixa de suavização de 1 minuto com o BESS de 2 MW, evidenciando a necessidade de uma combinação correta entre faixa de suavização e potência nominal.

Assim sendo, a decisão sobre o dimensionamento do BESS para suavização de potência depende da necessidade do que se considera mais importante: reduzir as flutuações np, as globais ou ambas. Uma faixa de suavização em paridade com a frequência de ocorrência da maior flutuação np já é capaz de mitigá-las. Enquanto uma faixa de suavização mais ampla, tem maior potencial para redução da flutuação como um todo, havendo a necessidade de encontrar uma combinação entre faixa de suavização e potência nominal do BESS.

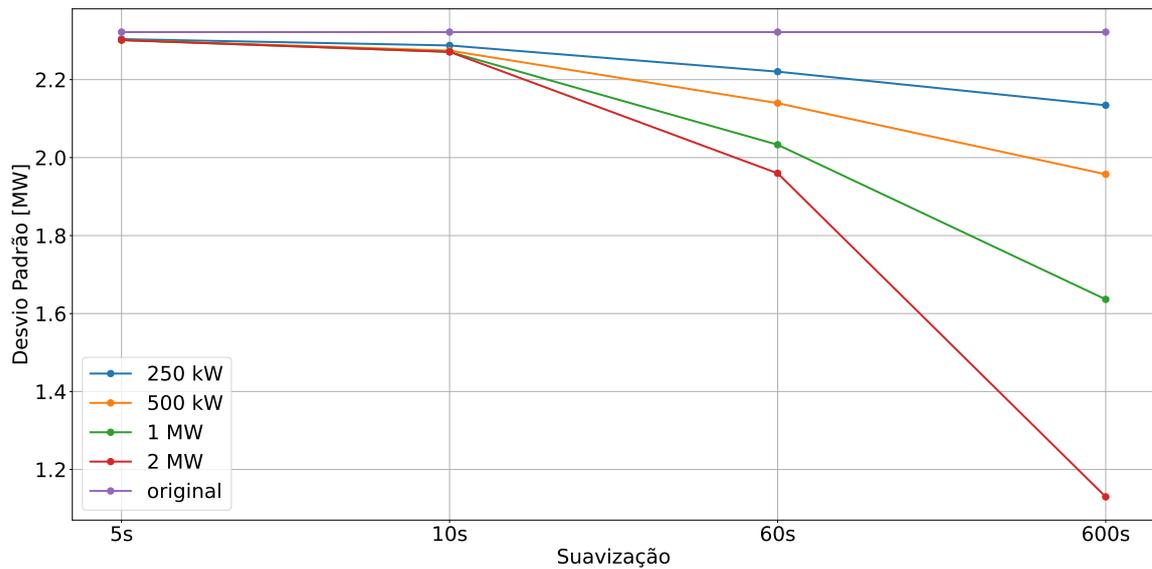
Um parque eólico com potência mais estável, já alcançada ao eliminar as flutuações np, é capaz de ser expandido. Com uma geração cada vez mais estável, os parques eólicos podem ser inseridos em larga escala ao SEP.

4.5.2 Parque eólico - Dados sintéticos - 36 turbinas DFIG e 15 turbinas DD

Os resultados para os dados sintéticos do parque composto pela mesma quantidade de turbinas DFIG e DD que o original encontram-se nessa subseção. Na Figura 81 está ilustrado a comparação entre o desvio padrão da potência eólica sintéticas e suavizada e na Tabela 29 a razão de redução. Neste caso, o parque eólico sintético apresenta flutuação de 2,30 MW, enquanto o medido 2,21 MW. Em questão de média de potência eólica o parque sintético apresenta uma média de 74,18 MW, enquanto que o parque medido 61,05 MW.

O comportamento do desvio padrão é similar ao visto na Figura 78, porém com melhor redução sendo 51,34%, ocorrendo na faixa de suavização de 10 minutos para um BESS de 2 MW, superando o resultado observado no parque medido para a mesma combinação.

Figura 81 – Comparação entre o desvio padrão global da potência eólica sintética com a potência eólica suavizada pelo BESS para o parque composto por 36 turbinas DFIG e 15 DD



Fonte: Própria

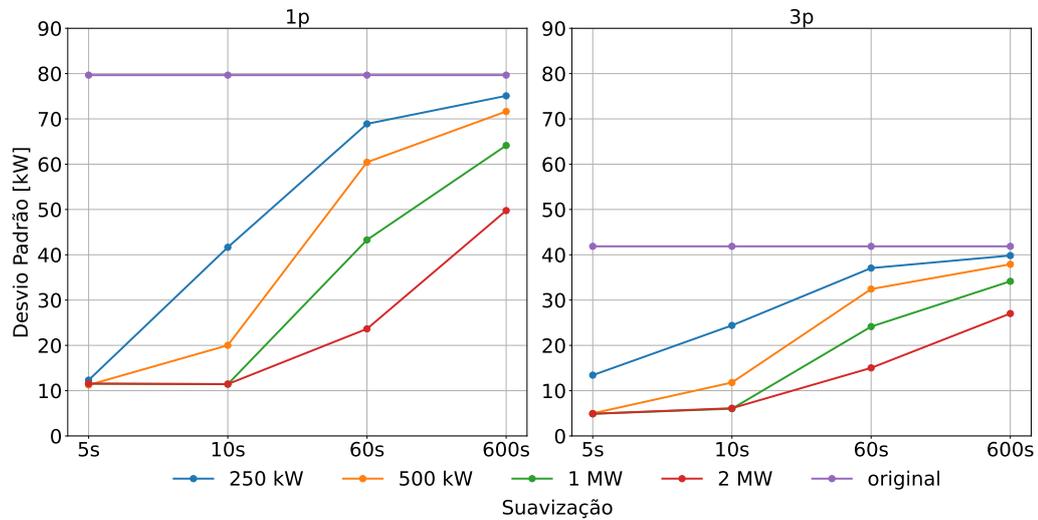
Tabela 29 – Razão de redução global entre desvio padrão da potência eólica antes e após suavização para o parque composto por 36 turbinas DFIG e 15 DD

	250 kW	500 kW	1 MW	2 MW
5s	0,77%	0,87%	0,87%	0,87%
10s	1,47%	2,04%	2,18%	2,18%
60s	4,37%	7,84%	12,44%	15,59%
600s	8,08%	15,70%	29,52%	51,34%

Fonte: Próprio autor.

A redução das flutuações np para este caso está ilustrada na Figura 82 em conjunto com Tabela 30 indicando a redução das flutuações np. Com exceção da combinação de faixa de suavização de 1 minuto com BESS de 2MW, demais comportamentos são similares ao visto no caso dos dados medidos, porém com suavização mais eficaz. É notável o contraste entre a melhor redução deste caso com o caso dos dados medidos, isto é 84,52% e 42,10%, respectivamente. A eliminação dessas flutuações pode ser melhor acompanhada ao observar a média dos PSD antes e após a suavização, ilustrados na Figura 83.

Figura 82 – Comparação entre o desvio padrão das flutuações np da potência eólica sintético com a potência eólica suavizada pelo BESS para o parque composto por 36 turbinas DFIG e 15 DD



Fonte: Própria

Tabela 30 – Razão de redução das flutuações np entre desvio padrão da potência eólica sintética antes e após suavização para o parque composto por 36 turbinas DFIG e 15 DD

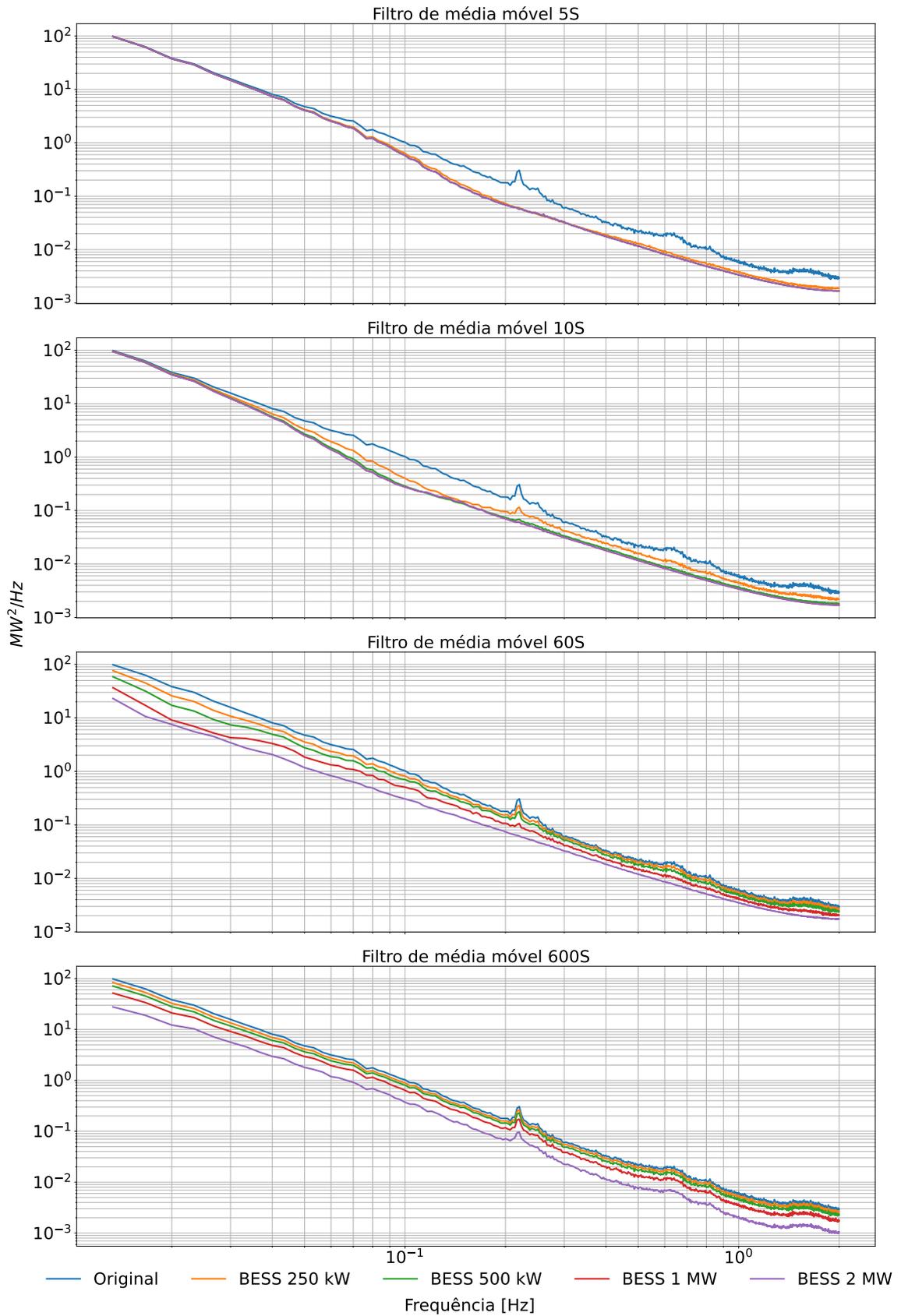
	1p				3p			
	250 kW	500 kW	1 MW	2 MW	250 kW	500 kW	1 MW	2 MW
5s	84,52%	85,87%	85,49%	85,49%	67,92%	88,06%	88,26%	88,29%
10s	47,51%	74,86%	85,64%	85,61%	41,70%	71,81%	85,62%	85,36%
60s	13,50%	24,14%	45,66%	70,31%	11,46%	22,53%	42,32%	64,09%
600s	5,74%	10,07%	19,49%	37,58%	4,58%	9,46%	18,43%	35,42%

Fonte: Próprio autor.

É evidente pela presença de flutuações np, que uma redução eficaz não necessariamente significa em sua mitigação, podendo ocorrer um deslocamento da flutuação para mais abaixo do PSD original. Isso fica claro ao analisar o caso para faixa de suavização de 10 segundos para o BESS de 250kW, que obteve uma redução de 47,51% em contraste com os 28,29% do caso dos dados medidos. No entanto, mesmo com essa redução, as flutuações persistiram.

Ademais, para a faixa de suavização de 10 segundos, o BESS de 500 kW já demonstra ser suficiente para atenuar as flutuações np. É possível observar na faixa de suavização de 1 minuto para o BESS de 2 MW, é atingindo uma redução global em conjunto com eliminação de todas as flutuações, similar ao caso dos dados medidos.

Figura 83 – Comparação entre os PSD da potência eólica sintética e suavizada pelo BESS para o parque composto por 36 turbinas DFIG e 15 DD

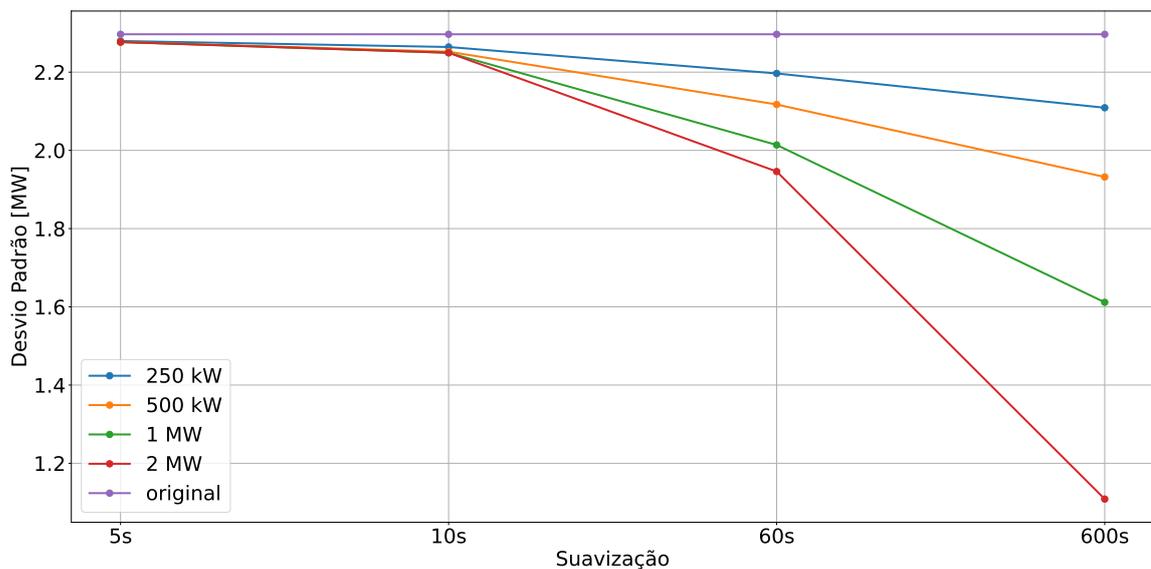


Fonte: Própria

4.5.3 Parque eólico - Dados sintéticos - 100% DFIG

Os resultados dos dados sintéticos do parque, composto apenas por turbinas DFIG estão apresentados na Figura 84, que mostra a comparação entre o desvio padrão da potência eólica sintética e suavizada e na Tabela 31, que destaca as razões de redução. Os resultados do desvio padrão e razão de redução de flutuação global são similares ao caso do parque sintético da subseção 4.5.2 e os dados medidos da subseção 4.5.1. Uma vez que não há diferença notória entre os desvio padrão desses casos, é esperável esse resultado.

Figura 84 – Comparação entre o desvio padrão global da potência eólica sintética com a potência eólica suavizada pelo BESS do parque composto exclusivamente por turbinas DFIG



Fonte: Própria

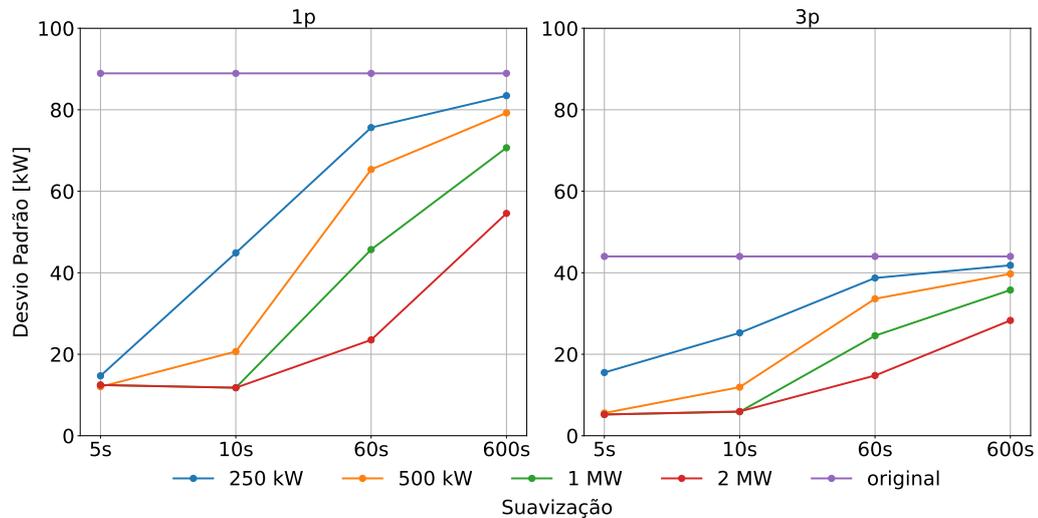
Tabela 31 – Razão de redução global entre desvio padrão da potência eólica sintética antes e após suavização para o parque composto exclusivamente por turbinas DFIG

	250 kW	500 kW	1 MW	2 MW
5s	0,74%	0,85%	0,86%	0,86%
10s	1,41%	1,93%	2,05%	2,05%
60s	4,36%	7,81%	12,31%	15,27%
600s	8,17%	15,88%	29,83%	51,73%

Fonte: Próprio autor.

O desvio padrão das flutuações não estão ilustrado na Figura 85 com razão de redução descrito na Tabela 32. O comportamento é similar ao visto no caso do parque sintético composto por 36 turbinas DFIG e 15 turbinas DD. Por se tratar de um parque composto exclusivamente de turbinas DFIG, a flutuação 1p se demonstra mais proeminente em comparação com os casos das subseções 4.5.1 e 4.5.2, uma vez que não é compensada pela agregação com as turbinas DD. Porventura, para a faixa de suavização de 5 segundos, todos os BESS deste estudos são capazes de reduzir, em média, 85% dessa flutuação.

Figura 85 – Comparação entre o desvio padrão das flutuações np da potência eólica sintético com a potência eólica suavizada pelo BESS para o parque composto exclusivamente por turbinas DFIG



Fonte: Própria

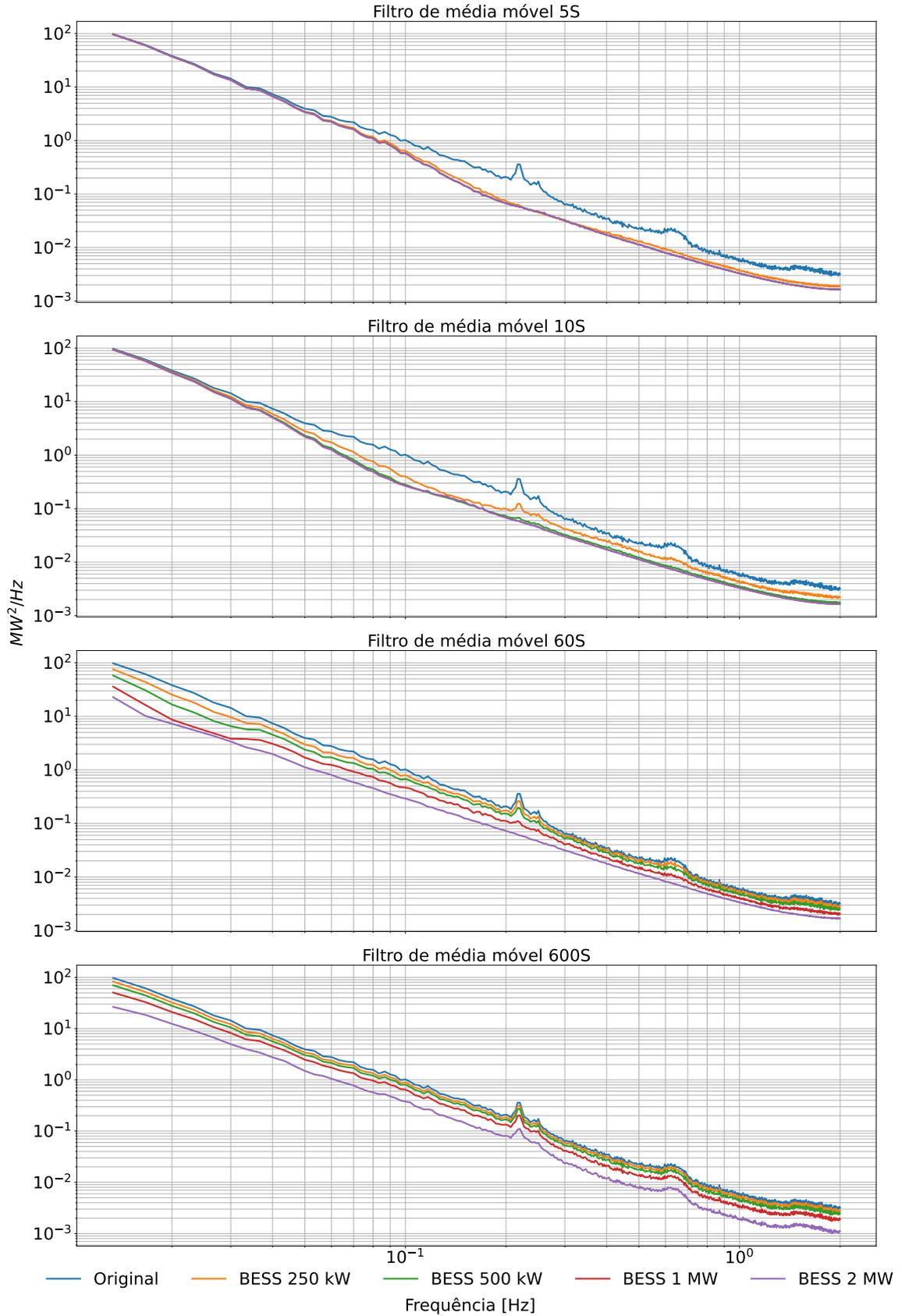
Tabela 32 – Razão de redução das flutuações np entre desvio padrão da potência eólica sintética antes e após suavização para o parque composto exclusivamente por turbinas DFIG

	1p				3p			
	250 kW	500 kW	1 MW	2 MW	250 kW	500 kW	1 MW	2 MW
5s	83,47%	86,48%	85,99%	85,99%	64,74%	87,31%	88,14%	88,14%
10s	49,54%	76,75%	86,74%	86,74%	42,61%	72,90%	86,60%	86,46%
60s	14,96%	26,52%	46,62%	73,55%	12,02%	23,61%	44,21%	66,42%
600s	6,16%	10,91%	20,53%	38,64%	4,95%	9,72%	18,75%	35,69%

Fonte: Próprio autor.

Os PSD da potência eólica antes e após a suavização para cada faixa de suavização deste caso estão ilustrados na Figura 86. Para a faixa de 5 segundos, é demonstrado claramente a compensação para além do esperado das flutuações np. Similarmente ao casos anteriores, na faixa de 1 minuto para o BESS 2 MW é alcançado uma redução global e mitigação completa das flutuações np.

Figura 86 – Comparação entre os PSD da potência eólica sintética e suavizada pelo BESS para o parque composto exclusivamente por turbinas DFIG

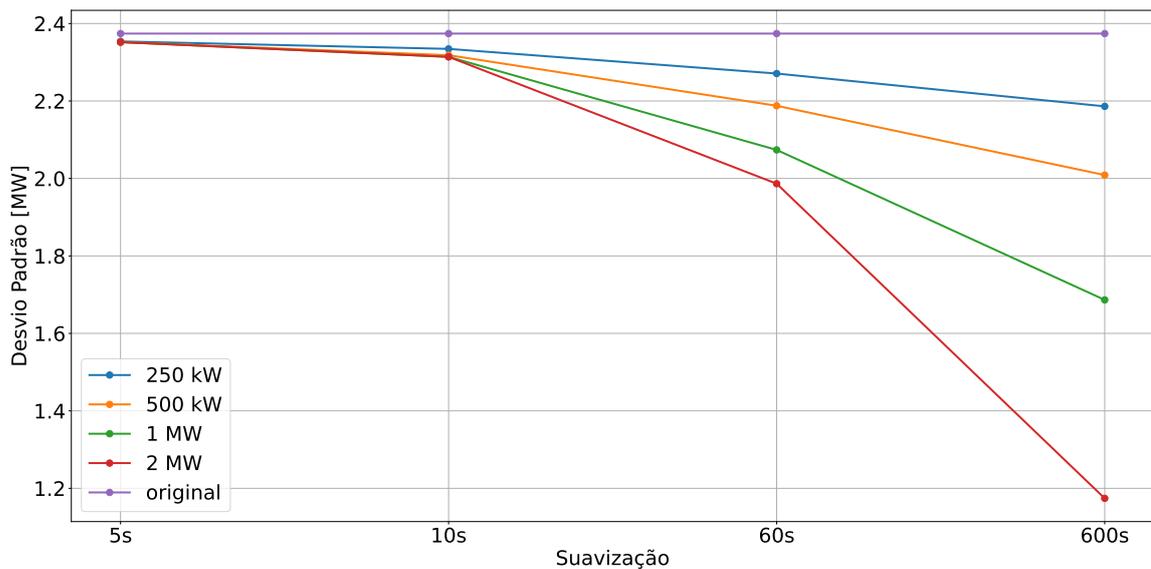


Fonte: Própria

4.5.4 Parque eólico - Dados sintéticos - 100% DD

Nesta subseção, os resultados dos dados sintéticos do parque, composto apenas por turbinas DFIG, são apresentados. A Figura 87 mostra a comparação entre o desvio padrão da potência eólica sintética e suavizada, enquanto a Tabela 33 destaca as razões de redução. A razão da semelhança entre desvio padrão e flutuação com os casos anteriores a este é pelo mesma razão explicada na seção 4.5.3.

Figura 87 – Comparação entre o desvio padrão global da potência eólica sintética com a potência eólica suavizada pelo BESS para o parque composto exclusivamente por turbinas DD



Fonte: Própria

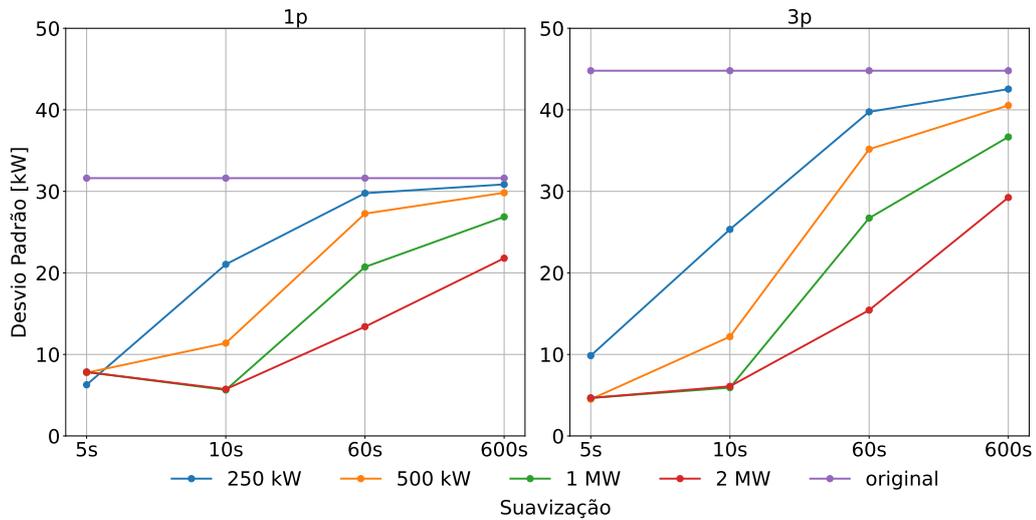
Tabela 33 – Razão de redução global entre desvio padrão da potência eólica sintética antes e após suavização para o parque composto exclusivamente por turbinas DD

	250 kW	500 kW	1 MW	2 MW
5s	0,85%	0,92%	0,92%	0,92%
10s	1,66%	2,34%	2,53%	2,53%
60s	4,34%	7,85%	12,64%	16,32%
600s	7,91%	15,38%	28,96%	50,54%

Fonte: Próprio autor.

O desvio padrão das flutuações np estão ilustrado na Figura 88 com razão de redução descrito na Tabela 34. Todos comportamento dos desvio padrão das flutuações np são semelhantes ao visto nas subseções 4.5.2 e 4.5.3. No caso das turbinas DD, a flutuação np mais proeminente é a 3p, ao que claramente está demonstrada na Figura 88, onde sua melhor redução ocorre na faixa de suavização de 5 segundos a partir do BESS de 500 kW.

Figura 88 – Comparação entre o desvio padrão das flutuações np da potência eólica sintético com a potência eólica suavizada pelo BESS para o parque composto exclusivamente por turbinas DD



Fonte: Própria

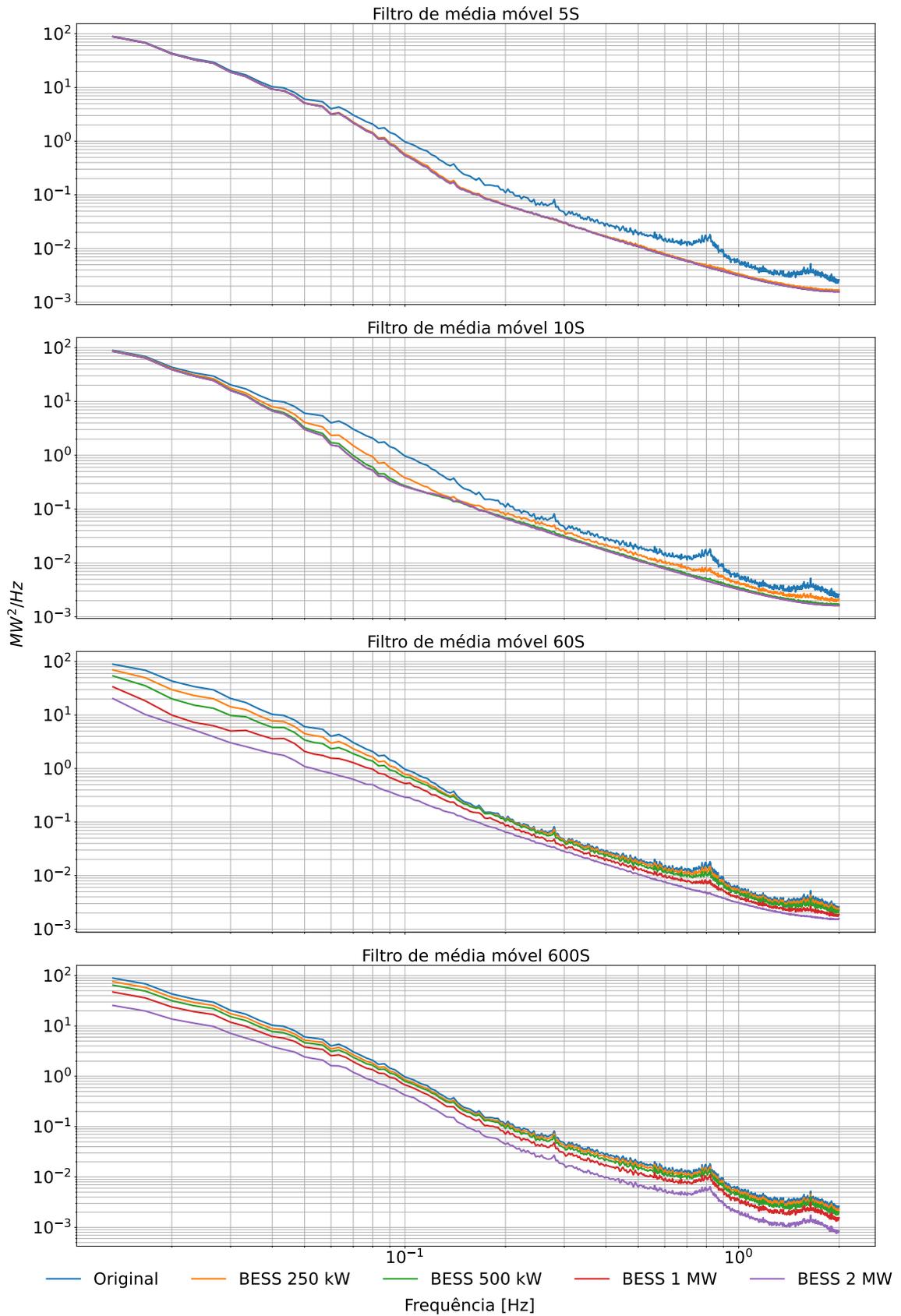
Tabela 34 – Razão de redução das flutuações np entre desvio padrão da potência eólica sintética antes e após suavização para o parque composto exclusivamente por turbinas DD

	1p				3p			
	250 kW	500 kW	1 MW	2 MW	250 kW	500 kW	1 MW	2 MW
5s	80,14%	75,47%	75,20%	75,20%	78,01%	89,93%	89,59%	89,59%
10s	33,44%	63,99%	82,15%	81,85%	43,44%	72,81%	86,77%	86,40%
60s	5,85%	13,76%	34,46%	57,60%	11,26%	21,49%	40,35%	65,55%
600s	2,43%	5,66%	15%	31,05%	5,03%	9,50%	18,41%	34,71%

Fonte: Próprio autor.

Por fim, os PSD da potência eólico antes e após a suavização para cada faixa de suavização deste caso estão ilustrados na Figura 89. Os resultados são similares conforme visto em todos os casos anteriores: para a faixa de 5 segundos há a compensação para além do esperado das flutuações np e na faixa de 1 minuto para o BESS 2 MW ocorre o primeiro caso em que há uma redução global e mitigação completa das flutuações np.

Figura 89 – Comparação entre os PSD da potência eólica sintética e suavizada pelo BESS para o parque composto exclusivamente por turbinas DD



Fonte: Própria

4.6 Conclusão do capítulo

No presente capítulo foi apresentado uma plataforma para análise de suavização de potência de alta frequência em parques eólicos utilizando BESS. Além da análise, essa plataforma auxiliou no dimensionamento do BESS considerando a aplicação de suavização de potência de alta frequência. O sistema conta com um modelo da bateria de íons de lítio, lógica de suavização de potência e um PCS ideal. Tendo em vista o desenvolvimento da plataforma, o capítulo foi dividido em seções que discutem os tipos de bateria e suas modelagens, a estratégia de suavização, bem como a metodologia e análise dos resultados tanto do modelo de bateria quanto da suavização de potência.

Durante a análise, o BESS foi dimensionado para um parque eólico medido e sintéticos. Este último são equivalentes as potência eólicas resultantes dos modelos de PSD da seção 3.4 sendo dividido em três categorias: (1) parque com a mesma quantidade de turbinas eólicas DFIG e DD que o original; (2) parque com menor flutuação global e (3) parque com menor flutuações np. Tanto as potências eólicas medidas quanto as sintéticas exibem flutuações de alta frequência devido à dinâmica das turbinas eólicas. Dito isto, foram testados quatro potência nominais de BESS: 250 e 500 kW; 1 e 2 MW; para quatro faixas de suavização: 5 e 10 segundos; 1 e 10 minutos. As análises são realizadas por meio da observação do desvio padrão, da redução de flutuação (equação 63) e do PSD.

Os resultados indicaram a boa capacidade de redução das flutuações de potência de alta frequência ao empregar o BESS, tanto globalmente quanto em relação às flutuações np chegando a conclusão de que a escolha da potência nominal do acumulador deve ser direcionada de acordo com os objetivos específicos: redução das flutuações np, globais ou de ambas.

A mitigação das flutuações np é de suma importância, pois sua presença impede a expansão e a inserção em larga escala dos parques eólicos no SEP, uma vez que podem se acumular gerando mais flutuações. Logo, se a intenção é apenas mitiga-las, um BESS com potência nominal próxima ao total das flutuações np e com faixa de suavização próxima a frequência de ocorrência da flutuação np mais lenta, já é suficiente. Considerando apenas a mitigação das flutuações np, diante os cenários testados, todos eles apresentaram melhor resultado para uma faixa de suavização de 5 segundos com um BESS de 250 kW, apresentando em média uma redução de 71,55% para 1p e 58,66% para 3p. Destaca-se que as flutuações np, nas análises realizadas, estão na ordem de kW para um parque com potência nominal de 105,6 MW, o que sugere a necessidade de um BESS relativamente pequeno.

Caso seja desejado uma redução das flutuações globais, os resultados indicaram que quanto maior a faixa de suavização desejada, maior será a potência do BESS. Similarmente, tanto os resultados obtidos utilizando as medições de potência eólica medidas quanto as sintéticas, obtiveram a melhor redução global para a faixa de suavização de 10 minutos com um BESS de 2MW, com uma média de redução da flutuação global de 48,05%.

No caso em que é desejado ambos, é viável analisar seus PSD. É demonstrado que em todos os casos para uma faixa de suavização de 1 minuto com um BESS de 2 MW é atingindo a mitigação das flutuações np em conjunto com uma redução global significativa, esta última demonstrada pelo deslocamento completo do PSD da suavização em relação ao PSD original. Neste caso, em média a redução global é de 15% enquanto a redução das flutuação 1p é de 60,89% e 3p de 56,57%. Esses resultados implicam que nem sempre as melhores reduções globais resultam na mitigação por completo das flutuações np. Isso ocorre devido à falta de potência nominal do BESS.

Ademais, a plataforma desenvolvida fornece flexibilidade para trabalhos futuros, pois pode ser adaptada para outros tipos de estudo, a seguir algumas sugestões. É possível alterar o tipo de filtro de suavização e determinar qual resulta em uma melhor redução de flutuação. Outra sugestão envolve o sistema de controle: por ser generalista, ele é compatível com qualquer tipo de ESS, permitindo a substituição do modelo de bateria por outros ESS para avaliar qual proporciona a melhor suavização de potência. Da mesma maneira, o sistema de controle também pode ser substituído por outro, seja outra estratégia de suavização assim como outra aplicação, a exemplo *peak shaving*. A plataforma também é adequada para uso com outras fontes de geração intermitente e para estudos de microrredes que empregam diferentes meios de geração. Por fim, levantando a hipótese de que há uma combinação ideal entre a faixa de suavização e a potência nominal do BESS que resulte na redução tanto das flutuações globais quanto das np, é possível conduzir um estudo para encontrar essa combinação.

5 CONCLUSÃO

O presente trabalho tratou da problemática das flutuações de alta frequência em parque eólicos. Esses tipos de flutuações são um dos motivos do impedimento da inserção de parque eólicos em larga escala ao SEP, pois podem ser ampliadas, a partir de um certo ponto, na medida que mais turbinas eólicas são inseridas. Por causa da frequência de ocorrência dessas flutuações, o seu tratamento necessita de dispositivos de rápida respostas ao injetar e absorver potência ativa. Como solução, pode-se utilizar a tecnologia de armazenamento de energia, ESS. Neste trabalho, esta problemática é tratada por meio da utilização de ESS, mais especificamente aquelas compostas por baterias, isto é, BESS atuando na tarefa de suavização de potência. A solução desta problemática é abordada em três capítulos.

No capítulo 2 são caracterizadas as flutuações de alta frequência a partir de medições de potência ativa de um parque eólico com 51 turbinas, localizado no Rio Grande do Norte, Brasil. A campanha de medição ocorreu em dois períodos do ano diferente: um turbulento e outro mais estável. As medições encontram-se com uma taxa de amostragem de 250 ms, assim, foi possível analisar as flutuações de alta frequência desse parque eólico. Outro ponto a se destacar é a organização das medições, que está agrupadas por *cluster* de turbinas. Como o parque conta com duas tecnologias de turbinas distintas, foi possível observar as características das flutuações de alta frequência intrínsecas. Além disso, também foi possível observar a interação entre as flutuações de alta frequência até o nível do parque eólico.

A caracterização das flutuações de alta frequência é realizada por intermédio da análise do PSD, realizadas em quatro análises diferentes. Na primeira, foram identificadas e caracterizadas as flutuações de potência, que apresentaram picos no PSD. A identificação é realizada ao verificar as frequências de ocorrência de cada pico, onde foram relacionadas com as harmônicas da frequência de rotação do gerador das turbinas eólicas em conjunto com a turbulência. Tais harmônicas são chamadas de flutuações np , n denotando a harmônica e p a frequência de rotação do gerador das turbinas eólicas. A caracterização das flutuações é realizada por meio da variância e do desvio padrão da flutuação global e cada flutuação np . É demonstrado que as turbinas DD são mais estáveis que as turbinas DFIG, especialmente em período turbulentos, evidenciando as diferenças entre as tecnologias.

Na segunda análise é examinado a redução das flutuações por meio da agregação de turbinas. É exposto que a união de turbinas de tecnologias distintas pode resultar em uma diminuição significativa das flutuações, globais e np , em especial em turbinas menos estáveis.

Na terceira análise, foi observado o escalonamento dos PSD. Foi evidenciado que as flutuações de um PSD de um dado *cluster* de turbinas podem ser compensadas por outro PSD de um *cluster* distinto de turbina desde que haja potência e baixa variância desse último ocorrendo na mesma faixa de frequência que as flutuações. Caso contrário, as flutuações podem ser compensadas parcialmente ou escalonadas. Além disso, examinou-se a influência do fator de quantidade de turbina N sobre os PSD de flutuações de alta frequência. A análise é conduzida ao escalonar os PSD de *clusters* de turbinas DFIG e DD pelo fator N de modo a representar a quantidade total desses tipos de turbinas no parque, e então são somados para obter um PSD representativo para se comparar ao PSD das medições do parque. Embora os resultados não coincidam em amplitude, mantêm características chave como tendência, escalonamento e compensações totais e parciais, ao comparar. Essa discrepância é atribuída à dispersão geográfica e dinâmica das turbinas presente ao longo do parque real. Dessa maneira, apoiado pela literatura, infere-se que escalonar PSD pelo fator N resulta em uma boa aproximação do caso real.

Na quarta e última análise foi investigada a quantidade equivalente de turbina. Uma vez que o fator N está relacionado com a quantidade de turbinas, e este é diferente a depender da localização e dinâmica de cada turbina ou *cluster*, é possível determinar seu real valor por meio da função transferência, que relacionada a resposta do maior *cluster* pelo menor *cluster*. A razão do fator N pela média dessa função transferência, resulta no real fator N , indicando a quantidade de turbinas equivalentes que as flutuações estão se escalonando perante o maior *cluster*. Desse modo, é confirmado que os menores *clusters* estão escalonando por diferentes fatores N perante aos maiores *clusters*, indicando uma flutuação superior ou inferior ao esperado. Além disso, a diferença entre a média da função transferência e o fator N , permitiu observar que alguns *cluster* se beneficiam mais do efeito de suavização por agregação que outros.

Diante dos resultados, foi possível indagar qual seria a melhor composição do parque em termos de quantidade de turbinas DFIG e DD que melhor se beneficiaria da suavização por agregação. Dada a boa aproximação por parte do fator N , no capítulo 3 é proposto um algoritmo para criação de parque eólico artificial via simulação estilo Monte Carlo. Tal algoritmo faz uso dos PSD dos *cluster* apresentados neste trabalho. Devido ao difícil acesso a medições de potência eólica de alta frequência, no capítulo 3 é apresentado um modelo de PSD para as turbinas DFIG e DD. A proposta é que a partir desse algoritmo se tenha acesso a séries temporais de potência eólica de alta frequência, permitindo estudos que necessitem dessa característica.

A metodologia de criação do parque eólico artificial conta com o método de representação espectral (SRM), que faz a utilização de PSD para criação de séries temporais sintéticas (STS). As STS incorporam atributos cruciais a respeito da dinâmica das turbinas eólicas, uma vez que são geradas a partir dos PSD que contém essas informações. Dessa maneira, o método utiliza o PSD de turbinas DFIG e DD escalonados para uma única turbina, em que o desvio padrão e a média de cada STS são gerados aleatoriamente dentro de margem superior e inferior ao desvio padrão e média da série temporal que gerou os PSD. Outra vantagem em se empregar o método

SRM é que as STS irão ter correlação distintas entre si. Esse processo é repetido diversas vezes de modo a representar a distribuição de turbinas dentro de um parque. Em seguida, cada STS são somadas aleatoriamente, respeitando a quantidade de turbinas DFIG e DD desejadas.

A metodologia é validada por meio da comparação entre o PSD original com a média do PSD das séries sintéticas. É evidenciado que as flutuações np da média do PSD das série sintética se coincidem em frequência com o PSD original, porém com magnitude distintas. O que é esperado dado que a dinâmica desse parque artificial difere do parque original. Além do mais, características de escalonamento, compensação total e parcial das flutuações np estão presentes na média do PSD do parque artificial. A tendência também é mantida. Dito isso, a metodologia expõe resultados satisfatório.

A validação do algoritmo foi realizada utilizando os PSD das medições originais. Medições de potência de alta frequência são de difícil acesso. No intuito de replicar os resultados observados na validação e até utilizar o método proposto, são criados modelos de espectros das turbinas DFIG e DD por meio do método MARS. Esse método se trata de uma regressão linear por segmentação, isto é, a função que é desejada se aproximar é segmentada em funções lineares e depois unidas por um coeficiente chamado "nó". A avaliação dos modelos é realizada por meio do coeficiente de determinação (R^2). Quanto mais próximo a 1, melhor o resultado. É revelado que o modelo de espectro para a turbina DFIG é 0,9597, enquanto para turbina DD é de 0,9482; sendo considerados satisfatórios.

Por fim, é construído um parque artificial com 51 turbinas. A intenção é avaliar qual composição de parque resulta na melhor suavização de flutuação por agregação, em termos de quantidade de turbinas de tecnologias distintas ou não. São criados seis cenários de composição: (1) 100% DFIG; (2) 100% DD; (3) 25%DFIG e 75% DD; (4) 50% DFIG e 50% DD; (5) 75% DFIG e 25% DD; (6) 36 turbinas DFIG e 15 turbinas DD. Para cada uma dessas configurações foram utilizados os PSD das medições e os modelos dos PSD, no intuito de verificar se há discrepância entre a utilização de um ou de outro.

A análise é conduzida observando o desvio padrão e desvio padrão normalizado da média dos PSD das séries sintéticas, tanto globalmente quanto das flutuações np. É observado não há diferença notória entre os resultados obtidos utilizando os PSD das medições e os modelos do PSD como base de criação. Ademais, em todos os resultados é demonstrado que há redução das flutuações de alta frequência. No contexto global, a suavização por agregação é demonstrada mais eficaz no cenários composto exclusivamente por turbinas DFIG, embora não haja diferença significativa ao comparar com outras composições. De fato, a suavização por agregação é mais notória na redução por das flutuações np, onde o melhor resultado é visto no parque composto exclusivamente por turbinas DD. Apesar dos melhores resultados indicarem que há uma redução mais eficaz para um parque composto exclusivamente por um único tipo de turbina, agregar tecnologias distintas também resulta na redução das flutuações.

Adicionalmente, foi verificado que há um limite para os efeitos de redução de flutuação de alta frequência por agregação. A partir de 21 turbinas, seja qual for a composição do parque, os efeitos de suavização se tornam mais tênues. Portanto, é possível que agregar mais turbinas cause um aumento na flutuação de alta frequência.

Desse modo, se torna necessário empregar outros meios para reduzir ainda mais as flutuações de potência de alta frequência e permitir a inserção em larga escala das eólicas ao SEP. Uma das soluções é empregar as tecnologias de armazenamento de energia (ESS) com tempo de resposta rápido o suficiente para lidar com esses tipos de flutuações. No capítulo 4, é apresentada uma plataforma para suavização de flutuação de alta frequência por meio de sistema de armazenamento de energia em bateria (BESS). Essa plataforma auxilia na análise e no dimensionamento do BESS no contexto de mitigação de flutuações de potência. Ela inclui um modelo de bateria de íons de lítio, lógica para suavização de potência e um PCS ideal.

O modelo de bateria de íons de lítio foi validado por meio da observação de seu comportamento dinâmico durante cargas e descargas específicas. Não houve a necessidade de comparação com um comportamento real, pois essa validação já foi realizada na fonte bibliográfica original do modelo. Uma das vantagens deste modelo de bateria é a sua parametrização simples, necessitando apenas de informações que podem ser obtidas junto ao fabricante.

A lógica de suavização foi validada em conjunto com o modelo de bateria, observando se é mantido o comportamento de suavização esperado do acumulador em situações distintas. Verificou-se que a lógica opera conforme o previsto, garantindo sua eficácia.

A plataforma foi utilizada para analisar e dimensionar o BESS para os parques eólicos, tanto para os dados medidos quanto para os sintéticos criados no capítulo 3. Diante dos seis cenários de parque eólico artificiais do capítulo 3, foram selecionados aqueles que resultaram na menor flutuação global e na menor flutuação np, ou seja, os que são compostos exclusivamente por turbinas DFIG e DD, respectivamente. Também foi escolhido o parque artificial que reflete a quantidade real de turbinas DFIG e DD (i.e. 36 DFIG e 15 DD) para comparação com os resultados obtidos a partir dos dados medidos. Cada um desses parques foi testado para quatro potências nominais de BESS: 250 kW, 500 kW, 1 MW e 2 MW, cada qual parametrizado baseado em BESS reais. Vale destacar que a lógica de controle faz uso de um filtro de média móvel que necessita de uma faixa de suavização para ajustar a potência. Portanto, cada um dos BESS foi testado para uma faixa de suavização de 5 segundos, 10 segundos, 1 minuto e 10 minutos. O intuito dessas combinações é avaliar qual resulta na melhor redução de flutuação de potência. As análises são realizadas por meio da observação do desvio padrão, da redução de flutuação (Equação 63) e do PSD.

Os resultados indicaram boa capacidade de redução de flutuação de potência de alta frequência, tanto globalmente como np, ao utilizar o BESS. Concluiu-se que a escolha da potência nominal do acumulador deve ser direcionada de acordo com os objetivos em específicos:

redução das flutuações np, globais ou ambas. Para os parques eólicos testado, caso seja desejado mitigar apenas as flutuações np, todos os cenários indicaram que a combinação mais eficaz foi para a faixa de suavização de 5 segundos com um BESS de 250 kW, resultando em uma redução média de 71,55% para as flutuações 1p e 58,66% para as de 3p. Se o objetivo for a redução das flutuações globais, todos os cenários apontaram para um BESS com uma faixa de suavização de 10 minutos e 2 MW de potência, onde há uma média de redução de 48,05%. Por fim, para mitigar ambos, todos os cenários indicaram que a melhor combinação foi um BESS com uma faixa de suavização de 1 minuto e potência de 2 MW, resultando em uma redução média de flutuação de 60,89% para as flutuações 1p, 56,57% para as 3p, e 15% para a global.

Ademais, a plataforma é flexível, podendo ser alterados o tipo de ESS, a estratégia de suavização e a fonte de geração intermitente. Além do mais, é possível alterar a aplicação do BESS, podendo atuar em atividades como *peak shaving*, *time-shift*, por exemplo. Também há a possibilidade de utilizar a plataforma em outro contexto, como microrredes.

Em suma, este trabalho apresentou uma revisão bibliográfica e caracterização das flutuações de alta frequência em medições reais de um parque eólico, destacando que essas flutuações são persistentes, apesar dos avanços na tecnologia das turbinas eólicas. Uma metodologia foi desenvolvida para investigar se a agregação de turbinas de diferentes tecnologias e quantidades pode reduzir essas flutuações. Os resultados indicam que não há uma diferença significativa na redução das flutuações, independentemente da composição do parque. Entretanto, foi observado um limite na quantidade de turbinas agregadas, sugerindo que após esse ponto não há um impacto significativo na redução das flutuações, podendo até ocorrer um aumento dessas caso mais turbinas sejam adicionadas. Para mitigar ainda mais essas flutuações, foi desenvolvida uma plataforma com foco na redução tanto das flutuações globais quanto das np. Demonstrou-se que é viável mitigar completamente as flutuações np com um BESS de potência nominal superior à soma das flutuações np, utilizando uma estratégia de suavização de potência baseada em médias móveis, no qual a faixa dessa média móvel deve ser, no mínimo, concomitante com a frequência de ocorrência da flutuação np mais lenta. A plataforma também auxiliou no dimensionamento do BESS, revelando que a potência nominal e a faixa de suavização devem ser ajustadas com base na necessidade, isto é, na mitigação da flutuação global, np ou de ambas.

5.1 Sugestões de trabalhos Futuros

A metodologia de agregação de turbinas permite melhorias, que podem ser contribuídas em trabalhos futuros. Destaca-se algumas pontos:

- Definição precisa da margem de geração aleatória para o desvio padrão e a média, além da estabelecimento de uma faixa de correlação entre amostras. Esses ajustes podem ser alcançados através da análise do desvio padrão e da correlação dos dados de cada turbina eólica do parque.

- Incorporação de um modelo de função coerência para a potência das turbinas eólicas, semelhante ao proposto por (FERTIG, 2019), porém considerando também flutuações de alta frequência. Essa abordagem eliminaria a necessidade de gerar múltiplas séries temporais sintéticas para representar o comportamento do parque, uma vez que cada turbina teria suas flutuações coerentes com sua posição no parque. A função coerência seria multiplicada pelo modelo de espectro desenvolvido e em seguida utilizado o método SRM com o termo $\frac{\sigma_{\text{objetivo}}}{\sigma_{\text{PSD}}}$ sendo unitário. No entanto, para criação desse modelo seguindo a metodologia de (FERTIG, 2019), seria necessário obter medições, com taxa de amostragem em segundos, de turbinas eólicas.
- Mudança nos coeficientes das funções bases dos modelos de espectro. Por serem funções lineares, é possível mudar algumas características das funções bases que descrevem as flutuações np. Ao alterar o coeficiente β_m é possível alterar a amplitude, enquanto ao modificar o nó, presente em λ_m é possível mudar a largura da base da flutuação np. Essa característica unida, ao termo $\frac{\sigma_{\text{objetivo}}}{\sigma_{\text{PSD}}}$, torna possível criar PSD para situações customizadas de acordo com a necessidade do estudo.

As séries temporais sintéticas podem ser utilizadas em estudos que necessitem dessa dinâmica de flutuação de alta frequência. A exemplo o estudo de qualidade de energia com foco em estabilidade de tensão do sistema elétrico visto em (ROSAS, 2003), que também utilizou séries sintéticas, porém por meio de outra metodologia.

A plataforma de suavização fornece flexibilidade, conseqüentemente a possibilidade para trabalhos futuros. Seguem algumas sugestões de alterações:

- Explorar outros métodos de criação de potência referência. Nesse trabalho foi utilizado apenas aquele gerado pela média móvel dos dados de potência eólica, mas pode ser utilizados outros meios como a previsão da potência eólica por meio de inteligência artificial.
- Estudo avaliando a vida útil do BESS. Como o modelo de bateria de íons de lítio é coerente ao comportamento real, é possível calcular a vida útil do BESS atuando como suavizador de potência ou outra aplicação. Esse estudo pode ser aplicado tanto para flutuações de alta frequência quanto de baixa frequência.
- Utilizar outros ESS. É possível substituir o modelo de bateria de íons de lítio por outra química ou até mesmo outro ESS. Isso possibilita comparação de performance em aplicações (e.g. suavização de potência, *peak-shaving*, *time-shift*, reserva secundária) ou vida útil. Esse estudo pode ser aplicado tanto para flutuações de alta frequência quanto de baixa frequência.

- Utilizar em outros contextos. Neste trabalho, a plataforma foi utilizada na geração, contudo ela pode ser utilizada em outros contexto como geração distribuída ou em microrredes em conjunto com outras fontes intermitentes.

5.2 Trabalhos publicados

- SILVA, P. L. T.; ROSAS, Pedro André Carvalho ; MARQUES, D. C. ; AQUINO, R. R. B. Controle de Suavização de Potência de Aerogeradores com BESS Baseado em Lógica fuzzy. Armazenamento de Energia Elétrica para a Melhora da Margem de Estabilidade de um Sistema Elétrico de Baixa Inércia. RBS Magazine- Revista Brasileira de Energia Solar Fotovoltaica, 2020.
- LEITE, J. H. A.; BRETAS, N. G. ; ROSAS, P. A. C. ; MARQUES, D. C. ; TABOSA, P. . Aplicação de Sistemas de Armazenamento de Energia Elétrica para a Melhora da Margem de Estabilidade de um Sistema Elétrico de Baixa Inércia. RBS Magazine- Revista Brasileira de Energia Solar Fotovoltaica, 2020.
- SILVA, P. L. Tabosa da et al. Power smoothing strategy for wind generation based on fuzzy control strategy with battery energy storage system. Energies, MDPI, v. 16, n. 16, p. 6017, 2023.

A FUNÇÃO RESULTANTE DO MÉTODO MARS PARA MODELO DE TURBINA EÓLICA *DOUBLY FED* *INDUCTION GENERATOR-DFIG*

Tabela 35 – Funções resultantes por segmento para PSD de uma Turbina DFIG

Função	m	βm	λ_m
$S_1(f)$	0	0,19949	-
	1	-2,43545	$\max(0; f+4,31749)$
	2	1,39643	$\max(0; -4,31749-f)$
	3	-0,010235	$\max(0; f+2,33649)\lambda_1$
	4	-0,230414	$\max(0; -2,33649-f)\lambda_1$
$S_2(f)$	0	-5,08304	-
	1	-22,5259	$\max(0; f+1,52173)$
	2	-31,14	$\max(0; -1,52173-f)$
	3	176,127	$\max(0; f+1,46246)\lambda_1$
	4	-558,567	$\max(0; -1,46246-f)\lambda_1$
	5	-1082,83	$\max(0; f+1,55274)\lambda_2$
$S_3(f)$	6	324,551	$\max(0; -1,55274-f)\lambda_2$
	0	-8,90901	-
	1	-8,17198	$\max(0; f+0,388116)$
	2	-7,86545	$\max(0; -0,388116-f)$
	3	34,8498	$\max(0; f+0,547605)\lambda_2$
	4	12,6643	$\max(0; -0,547605-f)\lambda_2$
	5	26,7549	$\max(0; f+0,30336)\lambda_1$
	6	-93,2723	$\max(0; -0,30336-f)\lambda_1$
7	10,4561	$\max(0; f+1,30933)\lambda_2$	
8	-5,73801	$\max(0; -1,30933-f)\lambda_2$	
$S_4(f)$	0	-10,3449	-
	1	0,0636449	$\max(0; f-0,102857)$
	2	1,85738	$\max(0; 0,102857-f)$
	3	-4,40412	$\max(0; f-0,411005)\lambda_1$
	4	-8,64295	$\max(0; 0,411005-f)\lambda_1$
	5	3,34585	$\max(0; f-0,625047)$
6	-0,26241	$\max(0; 0,625047-f)$	

Fonte: Próprio autor.

B FUNÇÃO RESULTANTE DO MÉTODO MARS PARA MODELO DE TURBINA EÓLICA *DIRECT DRIVE-DD*

Tabela 36 – Funções resultantes por segmento para PSD de uma Turbina DD

Função	m	βm	λ_m
$S_1(f)$	0	-3,04397	-
	1	-3,68369	$\max(0; f+2,75934)$
	2	2,25237	$\max(0; -2,75934-f)$
	3	-0,087793	$\max(0; f+3,30589)\lambda_2$
	4	-0,188417	$\max(0; -3,30589-f)\lambda_2$
	5	0,550061	$\max(0; f+1,81196)\lambda_1$
	6	1,28927	$\max(0; -1,81196-f)\lambda_1$
$S_2(f)$	0	-7,5076	-
	1	-18,7051	$\max(0; f+1,27297)$
	2	-10,0163	$\max(0; -1,27297-f)$
	3	252,475	$\max(0; f+1,32176)\lambda_2$
	4	-104,119	$\max(0; -1,32176-f)\lambda_2$
	5	203,679	$\max(0; f+1,24944)\lambda_1$
	6	-387,831	$\max(0; -1,24944-f)\lambda_1$
	7	1,16381	$\max(0; f+1,32176)$
	8	10,219	$\max(0; -1,32176-f)$
	9	459,146	$\max(0; f+1,29706)\lambda_2$
	10	102,305	$\max(0; -1,29706-f)\lambda_2$
$S_3(f)$	0	-8,86304	-
	1	3,20527	$\max(0; f+0,657137)$
	2	4,25588	$\max(0; -0,657137-f)$
	3	-19,0917	$\max(0; f+0,204567)\lambda_1$
	4	-10,1998	$\max(0; -0,204567-f)\lambda_1$
	5	-3,2108	$\max(0; f+0,600872)$
	6	-2,65885	$\max(0; -0,600872-f)$
$S_4(f)$	0	-10,6108	-
	1	-6,69843	$\max(0; f-0,575677)$
	2	-1,3238	$\max(0; 0,575677-f)$
	3	28,3033	$\max(0; f-0,356508)\lambda_2$
	4	5,59237	$\max(0; 0,356508-f)\lambda_2$

Fonte: Próprio autor.

C DEFINIÇÃO DOS TERMOS TÉCNICOS DE SISTEMAS DE ARMAZENAMENTO DE ENERGIA

Tabela 37 – Termos técnicos de sistemas de armazenamento de energia

Parâmetro	Definição	Unidade
Energia	É uma das grandezas centrais de um sistema elétrico relacionado com o trabalho a ser realizado. No contexto de sistemas de armazenamento, refere-se à capacidade elétrica desse sistema, ou ainda, à quantidade de energia que é fornecida ao ESS ou extraída do ESS.	kWh
Potência	É uma grandeza física referente à taxa de energia transferida pela unidade de tempo que pode ser consumida ou fornecida por um sistema. Está relacionada com a capacidade de gerar trabalho. Em relação a sistemas de armazenamento, um ESS de alta potência consegue liberar energia mais rapidamente, enquanto que de baixa potência tem uma limitação mais baixa para corrente de descarga.	W
Energia útil	Energia que de fato está disponível para uso. Por exemplo, algumas baterias para ter maior durabilidade (ciclos de vida) devem usar apenas 50% de sua capacidade nominal. Nesse caso, a energia útil será 50% da existente acarretando em um sobre dimensionamento do acumulador.	kWh
Duração de descarga	É o tempo de descarga que uma ESS é capaz de trabalhar. Está relacionado com a autonomia. Definida como a relação da capacidade (energia) e a potência instalada.	kWh/kW ou h
Densidade energética	É a relação da energia útil de uma tecnologia e o seu volume.	kWh/m ³
Densidade de potência	É a relação da potência instalada de uma tecnologia com o seu volume, geralmente expressado em W/m ³ , porém também pode ser expressa por W/litro.	W/m ³
Energia específica	É a razão da energia entregue pelo peso do sistema de armazenamento.	kWh/kg
Potência específica	É a razão da potência do sistema de armazenamento pelo seu peso.	W/kg
Auto descarga	É a perda de energia de um sistema de armazenamento devido aos processos internos.	%/mês
Tempo de resposta	É o tempo de atendimento de uma energia e potência, desde a solicitação até atingir 100% do requerido. Pode ser considerado a soma dos tempos de <i>start-up</i> e <i>ramp-up</i> . Tempo de <i>start-up</i> refere-se ao período entre a solicitação e o início do fornecimento; enquanto que tempo de <i>ramp-up</i> refere-se ao período entre o início de fornecimento até atingir os 100% de potência/energia requerida.	s
Ciclo	Uma sequência de carga e descarga do sistema de armazenamento, também conhecido como ciclo de carga/descarga.	ciclos
Ciclos de vida	O número de ciclos de carga/descarga que, após completados, o sistema de armazenamento torna-se inoperável para uma determinada aplicação.	ciclos
Vida útil	É o tempo de vida de um dispositivo para uma determinada aplicação, antes que o desgaste com o uso o torne inoperável.	anos
Profundidade de descarga (DOD – Depth of Discharge)	É o percentual de energia extraída de um dispositivo de armazenamento em relação à energia total do mesmo, para um dado regime de descarga. De modo geral, uma maior quantidade de energia é extraída da bateria quando se usa taxas de descarga mais lentas, e uma quantidade menor de energia é extraída quando usadas correntes mais elevadas. Está relacionado a vida útil do sistema de alguns sistemas de armazenamento.	%
Estado de carga (SOC - state of charge)	É a quantia de energia disponível em relação à capacidade total de armazenamento.	%
Eficiência roundtrip	É a eficiência total do sistema entre a carga e a descarga, ou seja, o percentual de energia que é entregue pelo sistema de armazenamento após a descarga, em relação à energia disponibilizada para o sistema antes da recarga.	%

Fonte: Próprio autor.

REFERÊNCIAS

- AMADA, J. M. *Wind power variability in the grid*. Tese (Doutorado) — Universidad de Zaragoza, 2009. Citado 4 vezes nas páginas 36, 37, 43 e 49.
- ANDRE, D. et al. Characterization of high-power lithium-ion batteries by electrochemical impedance spectroscopy. ii: Modelling. *Journal of Power Sources*, Elsevier, v. 196, n. 12, p. 5349–5356, 2011. Citado na página 118.
- APT, J. The spectrum of power from wind turbines. *Journal of power sources*, Elsevier, v. 169, n. 2, p. 369–374, 2007. Citado 4 vezes nas páginas 23, 37, 59 e 128.
- APT, J. What has been learned from frequency-domain analysis of wind and solar power. In: IEEE. *2019 FISE-IEEE/CIGRE Conference-Living the energy Transition (FISE/CIGRE)*. [S.l.], 2019. p. 1–4. Citado na página 38.
- APT, J. Energy from the wind and the sun. In: *Interdisciplinary Research on Climate and Energy Decision Making*. [S.l.]: Routledge, 2022. p. 116–130. Citado 3 vezes nas páginas 22, 43 e 70.
- BANDI, M. M. Spectrum of wind power fluctuations. *Physical review letters*, APS, v. 118, n. 2, p. 028301, 2017. Citado 2 vezes nas páginas 23 e 38.
- BAUDRY, P. et al. Electro-thermal modelling of polymer lithium batteries for starting period and pulse power. *Journal of power sources*, Elsevier, v. 54, n. 2, p. 393–396, 1995. Citado na página 117.
- BENOWITZ, B. A. *Modeling and simulation of random processes and fields in Civil Engineering and Engineering Mechanics*. Tese (Doutorado) — Columbia University, 2013. Citado na página 66.
- BEYER, H. G.; LUTHER, J.; STEINBERGER-WILLMS, R. Power fluctuations from geographically diverse, grid coupled wind energy conversion systems. *Proc. EWEC, Glasgow*, 1989. Citado 3 vezes nas páginas 25, 42 e 70.
- BULLER, S. et al. Impedance-based simulation models of supercapacitors and li-ion batteries for power electronic applications. *IEEE Transactions on Industry Applications*, IEEE, v. 41, n. 3, p. 742–747, 2005. Citado na página 118.
- CHEN, H. et al. Progress in electrical energy storage system: A critical review. *Progress in natural science*, Elsevier, v. 19, n. 3, p. 291–312, 2009. Citado na página 108.
- CHEN, M.; RINCON-MORA, G. A. Accurate electrical battery model capable of predicting runtime and iv performance. *IEEE transactions on energy conversion*, IEEE, v. 21, n. 2, p. 504–511, 2006. Citado 4 vezes nas páginas 115, 117, 118 e 119.
- CONNELL, J. The spectrum of wind speed fluctuations encountered by a rotating blade of a wind energy conversion system. *Solar Energy*, Elsevier, v. 29, n. 5, p. 363–375, 1982. Citado na página 41.
- COSERN. *Atlas eólico RN*. 2001. Disponível em: <http://www.cresesb.cepel.br/publicacoes/download/atlas_eolico/atlas_eolico_RN.pdf>. Citado na página 26.

- COUNCIL, G. W. E. *GWEC global wind report 2023*. [S.l.], 2023. Citado na página 22.
- DAS, S.; KARNIK, N.; SANTOSO, S. Time-domain modeling of tower shadow and wind shear in wind turbines. *International Scholarly Research Notices*, Hindawi, v. 2011, 2011. Citado 2 vezes nas páginas 39 e 40.
- DÍAZ-GONZÁLEZ, F. et al. A review of energy storage technologies for wind power applications. *Renewable and sustainable energy reviews*, Elsevier, v. 16, n. 4, p. 2154–2171, 2012. Citado 2 vezes nas páginas 109 e 110.
- ESTANQUEIRO, A. I. *Modelação dinâmica de parques eólicos*. Tese (Doutorado) — Universidade Técnica de Lisboa-Instituto Superior Técnico, 1997. Citado 4 vezes nas páginas 39, 58, 67 e 69.
- FERTIG, E. Simulating subhourly variability of wind power output. *Wind Energy*, Wiley Online Library, v. 22, n. 10, p. 1275–1287, 2019. Citado 4 vezes nas páginas 67, 69, 101 e 156.
- FRIEDMAN, J. H. Multivariate adaptive regression splines. *The annals of statistics*, Institute of Mathematical Statistics, v. 19, n. 1, p. 1–67, 1991. Citado na página 87.
- GIEBEL, G. *On the benefits of distributed generation of wind energy in Europe*. Tese (Doutorado) — Carl von Ossietzky Universität Oldenburg, 2001. Citado na página 42.
- GIEBEL, G.; KARINIOTAKIS, G. Wind power forecasting—a review of the state of the art. *Renewable energy forecasting*, Elsevier, p. 59–109, 2017. Citado na página 127.
- GOLD, S. A pspace macromodel for lithium-ion batteries. In: IEEE. *The twelfth annual battery conference on applications and advances*. [S.l.], 1997. p. 215–222. Citado 2 vezes nas páginas 118 e 119.
- GUO, F.; SCHLIPF, D. A spectral model of grid frequency for assessing the impact of inertia response on wind turbine dynamics. *Energies*, MDPI, v. 14, n. 9, p. 2492, 2021. Citado na página 66.
- HAGEMAN, S. C. Simple pspace models let you simulate common battery types. *EDN*, CAHNERS-DENVER PUBLISHING CO 8773 S RIDGELINE BLVD, HIGHLANDS RANCH, CO ..., v. 38, n. 22, p. 117, 1993. Citado na página 118.
- HAQUE, M. E.; KHAN, M. N. S.; SHEIKH, M. R. I. Smoothing control of wind farm output fluctuations by proposed low pass filter, and moving averages. In: IEEE. *2015 international conference on electrical & electronic engineering (ICEEE)*. [S.l.], 2015. p. 121–124. Citado na página 127.
- HARRIS, C. R. et al. Array programming with NumPy. *Nature*, Springer Science and Business Media LLC, v. 585, n. 7825, p. 357–362, set. 2020. Disponível em: <<https://doi.org/10.1038/s41586-020-2649-2>>. Citado na página 70.
- HODGE, B.-M.; SHEDD, S.; FLORITA, A. *Examining the variability of wind power output in the regulation time frame*. [S.l.], 2012. Citado na página 25.
- HOVEN, I. Van der. Power spectrum of horizontal wind speed in the frequency range from 0.0007 to 900 cycles per hour. *Journal of Atmospheric Sciences*, v. 14, n. 2, p. 160–164, 1957. Citado na página 38.

- HU, X. et al. Technological developments in batteries: a survey of principal roles, types, and management needs. *IEEE Power and Energy Magazine*, IEEE, v. 15, n. 5, p. 20–31, 2017. Citado 3 vezes nas páginas 107, 108 e 110.
- ISLAM, F.; AL-DURRA, A.; MUYEEN, S. Smoothing of wind farm output by prediction and supervisory-control-unit-based fess. *IEEE Transactions on Sustainable Energy*, IEEE, v. 4, n. 4, p. 925–933, 2013. Citado na página 44.
- JABIR, M. et al. Intermittent smoothing approaches for wind power output: A review. *Energies*, MDPI, v. 10, n. 10, p. 1572, 2017. Citado 2 vezes nas páginas 22 e 127.
- JONGERDEN, M.; HAVERKORT, B. R. Battery modeling. University of Twente, 2008. Citado 3 vezes nas páginas 111, 113 e 115.
- KAIMAL, J. C. et al. Spectral characteristics of surface-layer turbulence. *Quarterly Journal of the Royal Meteorological Society*, Wiley Online Library, v. 98, n. 417, p. 563–589, 1972. Citado na página 66.
- KATZENSTEIN, W.; FERTIG, E.; APT, J. The variability of interconnected wind plants. *Energy policy*, Elsevier, v. 38, n. 8, p. 4400–4410, 2010. Citado 4 vezes nas páginas 23, 37, 53 e 70.
- KELLY, G. S. *Mechanical Vibrations Theory and Applications*. [S.l.: s.n.], 2006. Citado 2 vezes nas páginas 31 e 32.
- KIM, T.; QIAO, W. A hybrid battery model capable of capturing dynamic circuit characteristics and nonlinear capacity effects. *IEEE Transactions on Energy Conversion*, IEEE, v. 26, n. 4, p. 1172–1180, 2011. Citado 2 vezes nas páginas 119 e 121.
- KIM, Y.-H.; HA, H.-D. Design of interface circuits with electrical battery models. *IEEE transactions on Industrial electronics*, IEEE, v. 44, n. 1, p. 81–86, 1997. Citado na página 116.
- LEE, D.; BALDICK, R. Analyzing the variability of wind power output through the power spectral density. In: IEEE. *2012 IEEE Power and Energy Society General Meeting*. [S.l.], 2012. p. 1–8. Citado na página 67.
- LEE, D.; BALDICK, R. Future wind power scenario synthesis through power spectral density analysis. *IEEE Transactions on Smart Grid*, IEEE, v. 5, n. 1, p. 490–500, 2013. Citado 2 vezes nas páginas 67 e 87.
- LEOW, Y. Y.; OOI, C. A.; HAMIDI, M. N. Performance evaluation of grid-connected power conversion systems integrated with real-time battery monitoring in a battery energy storage system. *Electrical Engineering*, Springer, v. 102, p. 245–258, 2020. Citado na página 106.
- LIN, Z.; LIU, X. Wind power forecasting of an offshore wind turbine based on high-frequency scada data and deep learning neural network. *Energy*, Elsevier, v. 201, p. 117693, 2020. Citado na página 127.
- LU, Z.; ZHOU, S. *Integration of large scale wind energy with electrical power systems in China*. [S.l.]: John Wiley & Sons, 2018. Citado na página 25.
- MANWELL, J. F.; MCGOWAN, J. G.; ROGERS, A. L. *Wind energy explained: theory, design and application*. [S.l.]: John Wiley & Sons, 2010. Citado 8 vezes nas páginas 22, 30, 31, 36, 41, 58, 69 e 70.

MIAO, Y. et al. Improved hilbert spectral representation method and its application to seismic analysis of shield tunnel subjected to spatially correlated ground motions. *Soil Dynamics and Earthquake Engineering*, Elsevier, v. 111, p. 119–130, 2018. Citado na página 66.

MILAN, P.; WÄCHTER, M.; PEINKE, J. Stochastic modeling of wind power production. *Proceedings of EWEA*, 2011. Citado 2 vezes nas páginas 44 e 67.

MITALI, J.; DHINAKARAN, S.; MOHAMAD, A. Energy storage systems: A review. *Energy Storage and Saving*, Elsevier, v. 1, n. 3, p. 166–216, 2022. Citado 5 vezes nas páginas 104, 106, 109, 110 e 122.

MUR-AMADA, J.; BAYOD-RUJULA, A. Variability of wind and wind power. In: MUYEEN, S. M. (Ed.). *Wind Power*. Rijeka: IntechOpen, 2010. cap. 12. Disponível em: <<https://doi.org/10.5772/8356>>. Citado 3 vezes nas páginas 25, 42 e 47.

NIKDEL, M. et al. Various battery models for various simulation studies and applications. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, Elsevier, v. 32, p. 477–485, 2014. Citado 7 vezes nas páginas 110, 116, 117, 118, 119, 120 e 121.

OPPENHEIM, A. V. *Discrete-time signal processing*. [S.l.]: Pearson Education India, 1999. Citado na página 44.

PAATERO, J. V.; LUND, P. D. Effect of energy storage on variations in wind power. *Wind Energy: An International Journal for Progress and Applications in Wind Power Conversion Technology*, Wiley Online Library, v. 8, n. 4, p. 421–441, 2005. Citado na página 134.

RANCILIO, G. et al. Modeling a large-scale battery energy storage system for power grid application analysis. *Energies*, MDPI, v. 12, n. 17, p. 3312, 2019. Citado na página 44.

RASTLER, D. *Electricity energy storage technology options: a white paper primer on applications, costs and benefits*. [S.l.], 2010. Citado 3 vezes nas páginas 107, 109 e 110.

ROSAS, P. *Dynamic influences of wind power on the power system*. Tese (Doutorado) — Technical University of Denmark, 2003. Citado 7 vezes nas páginas 25, 42, 43, 50, 66, 70 e 156.

RUDY, J. *Py-Earth*. 2013. Disponível em: <<https://github.com/scikit-learn-contrib/py-earth>>. Citado na página 87.

SABIHUDDIN, S.; KIPRAKIS, A. E.; MUELLER, M. A numerical and graphical review of energy storage technologies. *Energies*, MDPI, v. 8, n. 1, p. 172–216, 2014. Citado 4 vezes nas páginas 104, 107, 108 e 109.

SANDERSE, B.; PIJL, S. Van der; KOREN, B. Review of computational fluid dynamics for wind turbine wake aerodynamics. *Wind energy*, Wiley Online Library, v. 14, n. 7, p. 799–819, 2011. Citado na página 41.

SCHLEZ, W.; INFELD, D. Horizontal, two point coherence for separations greater than the measurement height. *Boundary-Layer Meteorology*, Springer, v. 87, p. 459–480, 1998. Citado na página 69.

SHAMSI, M. H. *Analysis of an electric Equivalent Circuit Model of a Li-Ion battery to develop algorithms for battery states estimation*. Dissertação (Mestrado), 2016. Citado na página 116.

SHINOZUKA, M.; DEODATIS, G. Simulation of stochastic processes by spectral representation. 1991. Citado 2 vezes nas páginas 66 e 67.

SILVA, P. L. Tabosa da et al. Power smoothing strategy for wind generation based on fuzzy control strategy with battery energy storage system. *Energies*, MDPI, v. 16, n. 16, p. 6017, 2023. Citado na página 128.

TEAM, T. pandas development. *pandas-dev/pandas: Pandas*. Zenodo, 2020. Disponível em: <<https://doi.org/10.5281/zenodo.3509134>>. Citado na página 70.

TELEKE, S. et al. Rule-based control of battery energy storage for dispatching intermittent renewable sources. *IEEE Transactions on Sustainable Energy*, IEEE, v. 1, n. 3, p. 117–124, 2010. Citado na página 128.

THIRINGER, T.; DAHLBERG, J.-A. Periodic pulsations from a three-bladed wind turbine. *IEEE Transactions on Energy Conversion*, IEEE, v. 16, n. 2, p. 128–133, 2001. Citado 2 vezes nas páginas 38 e 43.

THOMSON, W. *Theory of vibration with applications*. [S.l.]: CrC Press, 2018. Citado 4 vezes nas páginas 31, 32, 33 e 34.

TONG, S.; KLEIN, M. P.; PARK, J. W. Comprehensive battery equivalent circuit based model for battery management application. In: AMERICAN SOCIETY OF MECHANICAL ENGINEERS. *Dynamic Systems and Control Conference*. [S.l.], 2013. v. 56123, p. V001T05A005. Citado 2 vezes nas páginas 116 e 117.

TREMBLAY, O.; DESSAINT, L.-A. Experimental validation of a battery dynamic model for ev applications. *World electric vehicle journal*, Multidisciplinary Digital Publishing Institute, v. 3, n. 2, p. 289–298, 2009. Citado 4 vezes nas páginas 115, 121, 123 e 126.

TREMBLAY, O.; DESSAINT, L.-A.; DEKKICHE, A.-I. A generic battery model for the dynamic simulation of hybrid electric vehicles. In: IEEE. *2007 IEEE vehicle power and propulsion conference*. [S.l.], 2007. p. 284–289. Citado 3 vezes nas páginas 119, 121 e 123.

VIRTANEN, P. et al. SciPy 1.0: Fundamental Algorithms for Scientific Computing in Python. *Nature Methods*, v. 17, p. 261–272, 2020. Citado 2 vezes nas páginas 44 e 70.

WAN, Y.-H. *Wind power plant behaviors: analyses of long-term wind power data*. [S.l.], 2004. Citado 2 vezes nas páginas 25 e 53.

WANG, J. et al. Coupled aerodynamic and hydrodynamic response of a long span bridge suspended from floating towers. *Journal of Wind Engineering and Industrial Aerodynamics*, Elsevier, v. 177, p. 19–31, 2018. Citado na página 66.

WEGLEY, H. L.; ORGILL, M. M.; DRAKE, R. L. *A siting handbook for small wind energy conversion systems*. [S.l.]: Pacific Northwest Laboratory, Battelle Memorial Institute, 1978. v. 2521. Citado 2 vezes nas páginas 40 e 41.

WELCH, P. The use of fast fourier transform for the estimation of power spectra: a method based on time averaging over short, modified periodograms. *IEEE Transactions on audio and electroacoustics*, IEEE, v. 15, n. 2, p. 70–73, 1967. Citado na página 35.

WEN, B. et al. Power fluctuation and power loss of wind turbines due to wind shear and tower shadow. *Frontiers of Mechanical Engineering*, Springer, v. 12, p. 321–332, 2017. Citado na página 40.

WU, Y. et al. An updated spectral representation method coupled with generalized probability density evolution method in assessing the seismic reliability of tunnels. *Soil Dynamics and Earthquake Engineering*, Elsevier, v. 166, p. 107755, 2023. Citado na página 66.

ZHANG, X.; ZHANG, W.; LEI, G. A review of li-ion battery equivalent circuit models. *Transactions on Electrical and Electronic Materials*, The Korean Institute of Electrical and Electronic Material Engineers, v. 17, n. 6, p. 311–316, 2016. Citado na página 117.

ZHAO, H. et al. Review of energy storage system for wind power integration support. *Applied energy*, Elsevier, v. 137, p. 545–553, 2015. Citado 6 vezes nas páginas 104, 106, 107, 108, 109 e 110.