



Universidade de Brasília - UnB
Faculdade UnB Gama - FGA
Engenharia de Energia

**Metodologia para avaliação do desempenho
operacional de usinas eólicas: Subsídio às ações
de fiscalização no âmbito regulatório**

Autor: Amanda Almeida Ferreira
Orientador: Prof. Dr. Jorge Andrés Cormane Angarita

Brasília, DF
2023



Amanda Almeida Ferreira

**Metodologia para avaliação do desempenho operacional
de usinas eólicas: Subsídio às ações de fiscalização no
âmbito regulatório**

Monografia submetida ao curso de graduação em Engenharia de Energia da Universidade de Brasília, como requisito parcial para obtenção do Título de Bacharel em Engenharia de Energia.

Universidade de Brasília - UnB

Faculdade UnB Gama - FGA

Orientador: Prof. Dr. Jorge Andrés Cormane Angarita

Coorientador: Prof^ª Dra. Maria Vitória Duarte Ferrari

Brasília, DF

2023

Amanda Almeida Ferreira

Metodologia para avaliação do desempenho operacional de usinas eólicas: Subsídio às ações de fiscalização no âmbito regulatório/ Amanda Almeida Ferreira. – Brasília, DF, 2023-

114 p. : il. (algumas color.) ; 30 cm.

Orientador: Prof. Dr. Jorge Andrés Cormane Angarita

Trabalho de Conclusão de Curso – Universidade de Brasília - UnB
Faculdade UnB Gama - FGA , 2023.

1. . 2. . I. Prof. Dr. Jorge Andrés Cormane Angarita. II. Universidade de Brasília. III. Faculdade UnB Gama. IV. Metodologia para avaliação do desempenho operacional de usinas eólicas: Subsídio às ações de fiscalização no âmbito regulatório

CDU -

Amanda Almeida Ferreira

Metodologia para avaliação do desempenho operacional de usinas eólicas: Subsídio às ações de fiscalização no âmbito regulatório

Monografia submetida ao curso de graduação em Engenharia de Energia da Universidade de Brasília, como requisito parcial para obtenção do Título de Bacharel em Engenharia de Energia.

Prof. Dr. Jorge Andrés Cormane
Angarita
Orientador

Prof. Dr. Rafael Amaral Shayani
Convidado 1

Especialista em Regulação Sérgio
Ribeiro Leite
Convidado 2

Prof. Dr. Ivan Marques de Toledo
Camargo
Convidado 3

Brasília, DF
2023

Agradecimentos

A Deus, pela força e saúde que tornam possível toda a dedicação empregada na realização dos meus sonhos. Aos meus pais, Cida e Nilton, e irmãos, por incentivarem e apoiarem, sempre com tanto amor, meus sonhos e aspirações para o futuro. Às minhas amigas, Anne, Isabela, Aline e Thayná, por todo o companheirismo nos momentos de ansiedade e por sempre acreditarem no meu potencial.

Ao Sérgio Leite, que tanto me ensinou durante meu primeiro estágio e colaborou grandemente para a construção do presente trabalho. Ao meu atual supervisor de estágio, Reginaldo Medeiros, por acreditar no meu potencial e transmitir tanto conhecimento durante esse ano.

Ao Professor Jorge Cormane e Professora Maria Vitória Ferrari pela disponibilidade, paciência, direcionamentos e aprendizados que tornaram a realização deste trabalho possível.

Resumo

O crescimento acelerado da implantação de Centrais Geradoras Eólicas observado desde a implantação do primeiro leilão de energia eólica no Brasil tem sido acompanhado pela necessidade do aprimoramento dos serviços de monitoramento, avaliação e fiscalização por parte da Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL). Nesse contexto, o presente trabalho busca oferecer subsídios às ações da Superintendência de Fiscalização Técnica da ANEEL no que diz respeito à fiscalização de usinas eólicas. Visando esse objetivo, foi realizada pesquisa bibliográfica e adaptação da metodologia do Ministério do Planejamento, intitulada "Indicadores de Programas - Guia Metodológico", a fim de selecionar os indicadores para o estudo e, então, foram definidos os critérios de avaliação. Para isso, utilizaram-se como base os métodos de Combinação Linear Ponderada - CLP e *Analytic Hierarchy Process* - AHP com o intuito de desenvolver o Índice Global, um indicador que permita a conceituação do empreendimento eólico, bem como sua comparação com outras centrais de geração. Em seguida, foram determinados os níveis de satisfação de cada indicador, bem como o Índice Global, para cada usinas eólica participante do estudo, a partir das concepções de desempenho operacional definidas pela ANEEL e, por fim, os resultados obtidos foram analisados.

Palavras-chaves: central geradora eólica, indicadores, avaliação, fiscalização, ANEEL.

Abstract

The accelerated growth in the implementation of Wind Generating Centers observed since the implementation of the first wind energy auction in Brazil has been accompanied by the need to improve monitoring, evaluation and inspection services by the Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL). In this context, the present work seeks to offer subsidies to the actions of the Superintendência de Fiscalização Técnica from ANEEL in regard to the inspection of wind farms. Aiming at this objective, bibliographic research and adaptation of the methodology of the Ministry of Planning, entitled "Indicadores de Programa - Guia Metodológico", were done in order to select the appropriate KPIs for the study and, then, the evaluation criteria were defined. For this, the Weighted Sum Method - WSM and Analytic Hierarchy Process - AHP were used as a basis in order to develop a Global Index, that is, an index that allows the conceptualization of the wind farm, as well as its comparison with other generation centers. Finally, the levels of satisfaction were determined for each index based on the concepts of operational performance defined by ANEEL and, finally, the results obtained were analyzed.

Key-words: wind generating centers, index, KPI, evaluation, inspection, regulatory agency.

Lista de ilustrações

Figura 1 – Evolução da capacidade instalada da fonte eólica (MW). Fonte: Elaboração da (ABEEÓLICA, 2022) com dados da ANEEL.	14
Figura 2 – Matriz Elétrica Brasileira em novembro de 2023. Fonte: (ANEEL, 2023b), adaptado pela autora.	15
Figura 3 – Fator de Capacidade por Estado - 2022. Fonte: (ABEEÓLICA, 2022) .	15
Figura 4 – Potência perdida em indisponibilidades entre 2016 e 2022. Fonte: (ANEEL, 2023a), adaptado pela autora.	16
Figura 5 – Modelo de fiscalização em três níveis. Fonte: (HIRATA et al., 2015). . .	20
Figura 6 – Pirâmide da informação. Fonte: (MPO, 2010).	22
Figura 7 – Rampas de acesso ao método de oito passos para a construção de indicadores. Fonte: (MPO, 2010).	22
Figura 8 – Fluxograma do método proposto.	25
Figura 9 – Estrutura hierárquica básica do método AHP. Fonte: (ALMEIDA et al., 2021).	28
Figura 10 – Modelo hierárquico de estrutura do problema.	53
Figura 11 – BoxPlot, Gráfico Violino e Histograma, respectivamente, para o FCE 2022.	59
Figura 12 – Gráfico BoxPlot para o FCE 2022 e FCP, respectivamente.	61
Figura 13 – FCE 2022 e FCP por Tempo de Operação.	62
Figura 14 – Fator de Capacidade Efetivo por Estado.	63
Figura 15 – Gráfico BoxPlot para Déficit/Superávit de Geração em 2022.	65
Figura 16 – Déficit/Superávit de Geração Eólica (D S%GF) em 2022 por Tempo de Operação.	66
Figura 17 – Gráfico BoxPlot de Déficit/Superávit de Geração Eólica em 2022 por Estado.	67
Figura 18 – Disponibilidade de Tempo por Tempo de Operação.	69
Figura 19 – Taxa de Indisponibilidades por Tempo de Operação.	72
Figura 20 – Indisponibilidades em equipamentos de usinas eólicas. Fonte: Elaboração própria com dados da ANEEL, 2023.	73
Figura 21 – Tempo Médio de Reparo por Tempo de Operação.	75
Figura 22 – Tempo Médio Entre Falhas por Tempo de Operação.	78
Figura 23 – Classificação de Ocorrências Graves por Tempo de Operação.	81
Figura 24 – BoxPlot, Gráfico Violino e Histograma, respectivamente, para o Índice Global.	83
Figura 25 – Índice Global por Tempo de Operação.	84
Figura 26 – Índice Global por Estado.	85

Lista de tabelas

Tabela 1 – Escala Fundamental de Saaty. Fonte: Adaptado de (SAATY, 1987) . . .	28
Tabela 2 – Índice Randômico (IR). Fonte: (SAATY, 1987).	30
Tabela 3 – Critérios de seleção dos indicadores. Fonte: Elaboração própria a partir de dados de (GONZALEZ et al., 2017)	33
Tabela 4 – Indicadores propostos.	34
Tabela 5 – Matriz de classificação de ocorrências graves no âmbito de saúde e segurança. Fonte: Elaboração própria a partir de dados da (LEITE; OLIVEIRA, 2017)	48
Tabela 6 – Critérios atendidos pelos indicadores mapeados.	50
Tabela 7 – Matriz de Comparação dos julgamentos dos indicadores.	53
Tabela 8 – Matriz de Comparação Normalizada.	54
Tabela 9 – Vetor Prioridade para cada indicador.	54
Tabela 10 – Nível de importância dos indicadores.	55
Tabela 11 – Pontuação e nível de atendimento dos indicadores.	56
Tabela 12 – Quantidade de usinas por Tempo de Operação.	57
Tabela 13 – Quantidade de usinas por Tempo de Operação.	58
Tabela 14 – Quantidade de usinas por classificação.	59
Tabela 15 – Parâmetros Estatísticos para o FCE.	59
Tabela 16 – Quantidade de usinas por classificação.	60
Tabela 17 – Parâmetros Estatísticos para o FCE e FCP, respectivamente.	60
Tabela 18 – Quantidade de usinas por Tempo de Operação.	61
Tabela 19 – Quantidade de usinas por Estado.	62
Tabela 20 – Quantidade de usinas por classificação.	64
Tabela 21 – Parâmetros Estatísticos para Déficit/Superávit de Geração em 2022.	64
Tabela 22 – Quantidade de usinas por Tempo de Operação.	65
Tabela 23 – Quantidade de usinas por Estado.	67
Tabela 24 – Quantidade de usinas por classificação.	68
Tabela 25 – Parâmetros Estatísticos para Disponibilidade de Tempo.	69
Tabela 26 – Quantidade de usinas por Tempo de Operação.	69
Tabela 27 – Quantidade de usinas por Estado.	70
Tabela 28 – Quantidade de usinas por classificação.	71
Tabela 29 – Parâmetros Estatísticos para Taxa de Indisponibilidades.	71
Tabela 30 – Quantidade de usinas por Tempo de Operação.	71
Tabela 31 – Quantidade de usinas por Estado.	72
Tabela 32 – Quantidade de usinas por classificação.	74
Tabela 33 – Parâmetros Estatísticos para Tempo Médio de Reparo.	74

Tabela 34 – Quantidade de usinas por Tempo de Operação.	75
Tabela 35 – Quantidade de usinas por Estado.	75
Tabela 36 – Quantidade de usinas por classificação.	76
Tabela 37 – Parâmetros Estatísticos para Tempo Médio Entre Falhas.	77
Tabela 38 – Quantidade de usinas por Tempo de Operação.	77
Tabela 39 – Quantidade de usinas por Estado.	78
Tabela 40 – Pontuação atribuída pela ANEEL para Ocorrências Graves.	79
Tabela 41 – Quantidade de usinas por classificação.	79
Tabela 42 – Parâmetros Estatísticos para Classificação de Ocorrências Graves.	80
Tabela 43 – Quantidade de usinas por Tempo de Operação.	80
Tabela 44 – Quantidade de usinas por Estado.	81
Tabela 45 – Quantidade de usinas por classificação.	82
Tabela 46 – Parâmetros Estatísticos para o Índice Global.	82
Tabela 47 – Quantidade de usinas por Tempo de Operação.	83
Tabela 48 – Quantidade de usinas por Estado.	84
Tabela 49 – Pontuação dos indicadores para cada usina eólica.	95

Lista de abreviaturas e siglas

CBEE	Centro Brasileiro de Energia Eólica
CELPE	Companhia Energética de Pernambuco
PROINFA	Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica
ANEEL	Agência Nacional de Energia Elétrica
MW	Mega Watt
GW	Giga Watt
ABEEÓLICA	Associação Brasileira de Energia Eólica
SFT	Superintendência de Fiscalização Técnica dos Serviços de Energia Elétrica
EOL	Central Geradora Eólica
SEB	Setor Elétrico Brasileiro
MME	Ministério de Minas e Energia
OCDE	Organização para Cooperação e Desenvolvimento Econômico
ONS	Operador Nacional do Sistema Elétrico
CCEE	Câmara de Comercialização de Energia Elétrica
SCADA	<i>Supervisory Control and Data Acquisition</i>
O&M	Operação e Manutenção
KPI	<i>Key Performance Indicator</i>
MPO	Ministério do Planejamento, Orçamento e Gestão
TCU	Tribunal de Contas da União
FC	Fator de Capacidade
NBR	Norma Técnica Brasileira
IEC	<i>International Electrotechnical Commission</i>
D S%GF	Déficit ou Superávit de Geração Efetiva

EEG	Energia Efetivamente Gerada
GF	Garantia Física
MWh	Mega Watt-hora
DE	Disponibilidade de Energia
PI	Potência Instalada
DMDFF	Duração Média de Desligamento Forçado das Funções de Geração
RB	Receita Bruta
EB	Energia Bruta
CONAMA	Conselho Nacional do Meio Ambiente
SGA	Sistema de Gestão Ambiental
FCP	Fator de Capacidade Potencial
FCE	Fator de Capacidade Efetivo
DT	Disponibilidade de Tempo
TF	Taxa de Falhas
TMR	Tempo Médio de Reparo
TMF	Tempo Médio Entre Falhas
COG	Classificação de Ocorrências Graves
CLA	Conformidade da Licença Ambiental
CSGA	Certificação de Sistema de Gestão Ambiental
CLP	Combinação Linear Ponderada
AMC	Avaliação Multicritérios
IG	Índice Global
AHP	<i>Analytic Hierarchy Process</i>
IC	Índice de Consistência
RC	Relação de Consistência
IR	Índice Randômico

Sumário

1	INTRODUÇÃO	14
1.1	Objetivos	18
1.1.1	Objetivo Geral	18
1.1.2	Objetivos Específicos	18
2	MATERIAIS	19
2.1	Modelo de Fiscalização da ANEEL	19
2.2	Operação e Manutenção de Parques Eólicos	20
2.3	Indicadores de Programas - Guia Metodológico	21
2.4	Combinação Linear Ponderada - CLP	23
2.5	<i>Analytic Hierarchy Process – AHP</i>	24
3	MÉTODO	25
3.1	Etapa 1: Seleção dos indicadores	25
3.2	Etapa 2: Definição dos pesos dos indicadores	27
3.3	Etapa 3: Cálculo do Índice Global para cada usina eólica	30
4	RESULTADOS	32
4.1	Etapa 1: Seleção dos indicadores	32
4.1.1	Indicadores de Desempenho Operacional	37
4.1.2	Indicadores Financeiros	45
4.1.3	Indicadores de Segurança	47
4.1.4	Indicadores de Desempenho Ambiental	48
4.2	Etapa 2: Definição dos pesos dos indicadores	52
4.3	Etapa 3: Cálculo do Índice Global para cada usina eólica	55
4.4	Validação da metodologia	57
4.4.1	Fator de Capacidade Efetivo (FCE)	58
4.4.2	Déficit/Superávit de Geração Eólica (D S%GF)	64
4.4.3	Disponibilidade de Tempo (DT)	68
4.4.4	Taxa de Indisponibilidades (TI)	70
4.4.5	Tempo Médio de Reparo (TMR)	74
4.4.6	Tempo Médio Entre Falhas (TMF)	76
4.4.7	Classificação de Ocorrências Graves (COG)	79
4.4.8	Índice Global (IG)	82
5	CONCLUSÃO	87

5.1	Recomendações para trabalhos futuros	88
	REFERÊNCIAS	90
	APÊNDICES	94
	APÊNDICE A – PONTUAÇÃO DOS INDICADORES PARA CADA USINA EÓLICA	95

1 Introdução

Em 1992, no arquipélago de Fernando de Noronha, entrou em operação o primeiro aerogerador instalado no Brasil, resultado de uma parceria entre o Centro Brasileiro de Energia Eólica (CBEE) e a Companhia Energética de Pernambuco (CELPE), com financiamento do instituto de pesquisas dinamarquês Folkecenter ([ABEEÓLICA, 2023](#)). Contudo, foi apenas dez anos depois, em 2002, com a criação do Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica, o PROINFA, que a indústria de energia eólica começou a se expandir e se consolidar no cenário brasileiro de geração de energia elétrica.

O governo federal, em 2009, realizou um leilão exclusivo para a contratação de empreendimentos eólicos. Na oportunidade, aproximadamente 1.805 MW em projetos foram contemplados ([BAHIA, 2012](#)). Desde então, a fonte eólica tem demonstrado crescimento, como pode-se observar na figura 1, deixando de ser uma fonte alternativa para ser uma fonte consolidada. Ademais, segundo dados de 2023 da Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL), presentes na figura 2, atualmente a geração eólica representa mais de 13% da matriz elétrica brasileira com mais de 26 GW de capacidade instalada, ficando atrás apenas da geração hídrica.



Figura 1 – Evolução da capacidade instalada da fonte eólica (MW). Fonte: Elaboração da ([ABEEÓLICA, 2022](#)) com dados da ANEEL.

Considerando que os contratos da fonte eólica nos Leilões têm, em geral, duração de 20 anos, prazo equivalente à vida útil de projeto dos equipamentos, percebe-se que os empreendimentos em operação desde os anos 90 já atingiram essa idade. Já os primeiros projetos contratados no âmbito do PROINFA atingirão esse tempo nos próximos 5 anos. Até 2030, mais de 50 parques alcançarão a faixa dos 20 anos de operação, representando mais de 600 aerogeradores e de 940 MW de potência ([EPE, 2021](#)).

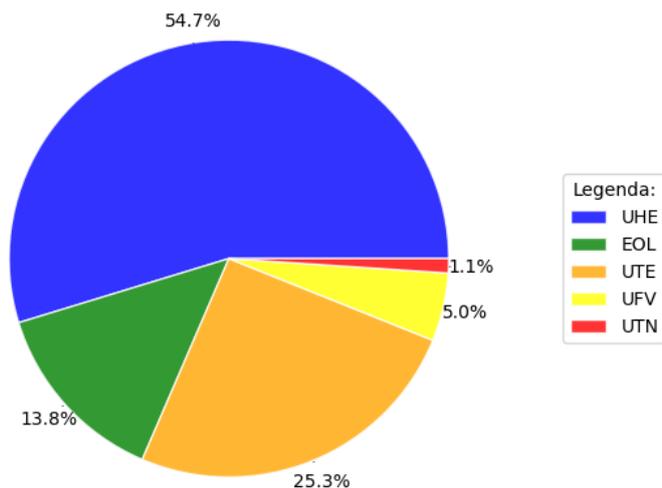


Figura 2 – Matriz Elétrica Brasileira em novembro de 2023. Fonte: (ANEEL, 2023b), adaptado pela autora.

Além do iminente envelhecimento de parte das usinas, outro fator que possui potencial para afetar a geração a partir da fonte eólica é a região onde os parques se encontram. Uma vez que o Brasil é um país com dimensões continentais, o desempenho operacional das centrais geradoras eólicas é afetado pelos diferentes aspectos climáticos e geográficos que caracterizam cada estado. As diferenças regionais ficam claras na Figura 3, que mostra os diferentes fatores de capacidade para cada estado brasileiro ao decorrer do ano de 2022.

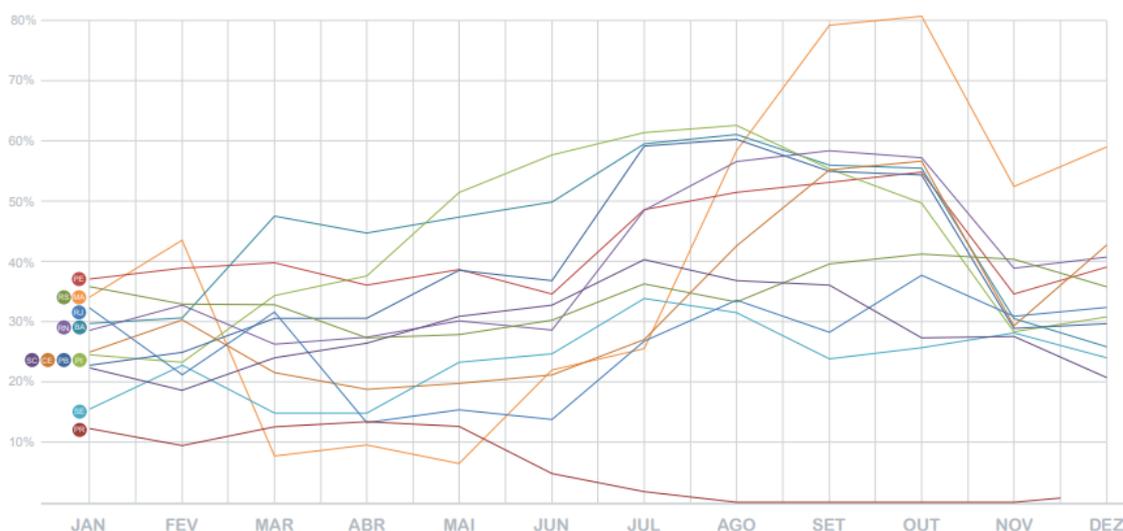


Figura 3 – Fator de Capacidade por Estado - 2022. Fonte: (ABEEÓLICA, 2022)

O crescimento acelerado da fonte eólica, bem como a proximidade do fim da vida útil de alguns parques, exigem que o arcabouço regulatório e os processos de fiscalização sejam constantemente aprimorados, de modo a garantir suprimento de energia estável e ininterrupto para os consumidores e segurança jurídica para os agentes setoriais. O órgão responsável por assegurar que as usinas de geração de energia operem dentro das regras

estabelecidas pelos normativos brasileiros é a ANEEL, que tem como atribuição, também, atividades de fiscalização.

Dentre as principais atribuições da ANEEL, estão: regular a geração, transmissão, distribuição e comercialização de energia elétrica e fiscalizar, diretamente ou mediante convênios com órgãos estaduais, as concessões, as permissões e os serviços de energia elétrica (MME, 2023a). Nesse contexto, observa-se a importância da ANEEL para equilibrar o mercado de energia e promover segurança regulatória aos agentes do setor elétrico por meio de estudos técnicos e embasamento científico.

Porém, em decorrência do aumento da participação da fonte eólica na matriz elétrica brasileira e do déficit de servidores do setor de fiscalização, monitorar o grande volume de empreendimentos eólicos se torna um desafio. Por sua vez, a falta de monitoramento prejudica a identificação de problemas em comum entre usinas diferentes, dificultando a realização de ações em conjunto.

Sob outra perspectiva, por mais que a execução de ações de fiscalização pontual ou individual sejam fundamentais em alguns casos, não podem ser aplicadas para todas as usinas, visto a grande quantidade de parques eólicos em operação no Brasil atualmente.

Além disso, de acordo com dados da Superintendência de Fiscalização Técnica (SFT), responsável pela fiscalização de empreendimentos de geração, o amadurecimento dos parques eólicos brasileiros tem sido acompanhado de um elevado número de ocorrências e indisponibilidades quando comparado com outras fontes de geração. A figura 4 mostra que a porcentagem de potência perdida em ocorrências e indisponibilidades em complexos eólicos é superior aos números para outras fontes renováveis.

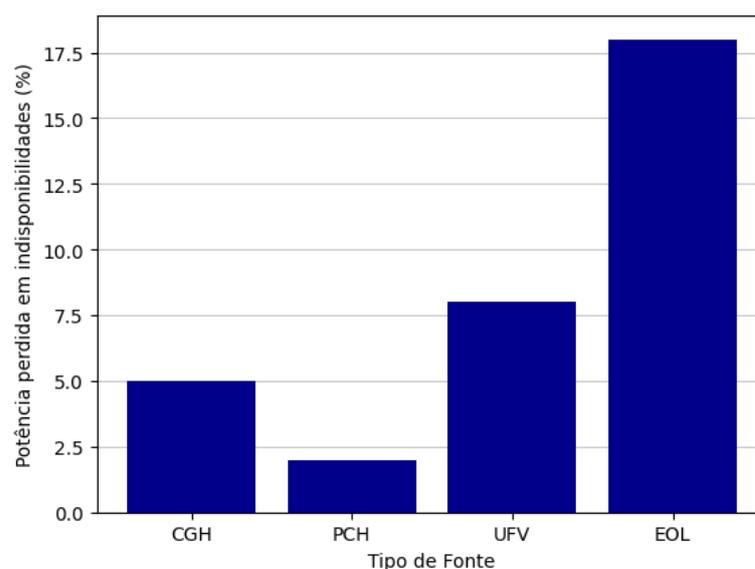


Figura 4 – Potência perdida em indisponibilidades entre 2016 e 2022. Fonte: (ANEEL, 2023a), adaptado pela autora.

Nesse contexto, a dificuldade em monitorar o desempenho de usinas eólicas se torna

um empecilho para que a agência reguladora identifique quais empreendimentos realmente estão aptos a operar e quais estão passando por algum tipo de restrição momentânea ou permanente. Além disso, a falta de monitoramento do desempenho operacional pode resultar em empreendimentos ineficientes, que não utilizam todo o recurso eólico disponível para a produção de energia elétrica e geram custos adicionais a partir de manutenções e reparos que poderiam ser evitados.

Portanto, verifica-se que a implementação de uma metodologia para avaliação de complexos eólicos brasileiros seria importante fonte de informações para que campanhas de fiscalização, abrangendo diversas usinas com desafios semelhantes, pudessem ser estruturadas de maneira eficiente. Essa ferramenta, além de auxiliar a equipe de fiscalização, também ajudaria o agente gerador durante o desenvolvimento de planos de ação para seu empreendimento.

Ademais, o resultado da avaliação pode ser usado também para a construção de um panorama da qualidade e disponibilidade dos parques eólicos brasileiros. Segundo a Nota Técnica nº 135/2019-SFG-SRG/ANEEL, a elaboração e publicação de um painel de monitoramento de centrais eólicas é importante em decorrência dos motivos elencados abaixo:

- Munir a sociedade de informações sobre o desempenho das EOL;
- Dar conhecimento aos agentes do setor da perspectiva do regulador acerca dos elementos que indicam o desempenho dos empreendimentos;
- Incentivar aqueles agentes que apresentam um bom desempenho, contribuindo para a maior competitividade do setor, favorecendo o fluxo da informação;
- Indicar aqueles agentes que apresentam baixo desempenho, de modo a motivá-los a buscar o melhor aproveitamento do recurso natural disponível, evitando, assim, possíveis ações coercitivas do órgão fiscalizador.

Sendo assim, visto que a geração eólica se tornou uma das principais fontes de energia elétrica do Brasil e possui estimativa de crescimento para os próximos anos, este trabalho se fundamenta no contexto da fiscalização da geração, realizada pela ANEEL, a fim de oferecer subsídios e ferramentas de análise à Superintendência de Fiscalização Técnica, de modo a otimizar o processo de monitoramento de usinas de geração de energia, com foco na fonte eólica.

Nesse sentido, a presente pesquisa busca responder: é possível fazer a avaliação do desempenho operacional das usinas eólicas brasileiras, de modo a permitir o desenvolvimento de planos de ação?

Logo, a partir desse questionamento, definiu-se os objetivos do trabalho.

1.1 Objetivos

1.1.1 Objetivo Geral

Contribuir com as ações de monitoramento, fiscalização e avaliação de usinas eólicas da Superintendência de Fiscalização Técnica da ANEEL.

1.1.2 Objetivos Específicos

Os objetivos específicos do trabalho são:

- Desenvolver metodologia de monitoramento de usinas eólicas baseada na avaliação do desempenho operacional;
- Validar a metodologia desenvolvida utilizando conjunto de dados disponibilizados pelos órgãos reguladores do Setor Elétrico Brasileiro (SEB).

2 Materiais

No capítulo a seguir serão apresentados os materiais que serviram como referência bibliográfica e base para a metodologia desenvolvida no presente trabalho. Dentre os materiais, estão: o modelo de fiscalização em vigência na ANEEL, o documento elaborado pelo Ministério do Planejamento intitulado "Indicadores de Programas - Guia Metodológico", o método de Combinação Linear Ponderada e o Processo Analítico Hierárquico.

2.1 Modelo de Fiscalização da ANEEL

De acordo com o Decreto nº 2.335 de 1997, a estrutura organizacional da ANEEL é dividida entre Diretoria, Procuradoria-Geral e Superintendências de Processos Organizacionais.

A Superintendência de Fiscalização Técnica dos Serviços de Energia Elétrica (SFT) é responsável pelo monitoramento e fiscalização, por meio de ações preventivas, orientativas ou corretivas, dos serviços e instalações de geração, transmissão e distribuição de energia elétrica, buscando a conformidade regulatória dos agentes do setor; e fiscalização das entidades responsáveis pela operação do sistema, pela comercialização de energia elétrica e dos empreendimentos hidrelétricos no que se refere à segurança de barragens (MME, 2023b).

Visto que o modelo de fiscalização adotado ao setor elétrico é uma importante ferramenta de relacionamento e comunicação entre regulador e regulado, a ANEEL vem aprimorando os processos de fiscalização desde a criação da Agência.

Nesse sentido, em 2015, iniciou-se o Projeto Fiscalização Estratégica, baseado em técnicas de fiscalização regulatória apresentadas pela OCDE, que integram um conjunto de documentos com foco na disseminação de princípios de boas práticas para as políticas de regulação (LEITE, 2019).

A partir do Projeto de Fiscalização Estratégica e objetivando a reestruturação da fiscalização de empreendimentos de geração de energia elétrica, foi implantado um modelo de fiscalização em 3 níveis, representado na Figura 5.

O Primeiro Nível, ou Monitoramento, é o mais abrangente e envolve o universo de todos os agentes de geração de energia. Nesse nível, os agentes são monitorados por meio de indicadores de qualidade e desempenho gerados a partir de dados obtidos por meio de formulários de Auto Declaração dos próprios agentes e de bases de dados de outras instituições como Operador Nacional do Sistema Elétrico – ONS e Câmara de Comercialização de Energia Elétrica – CCEE (HIRATA et al., 2015).

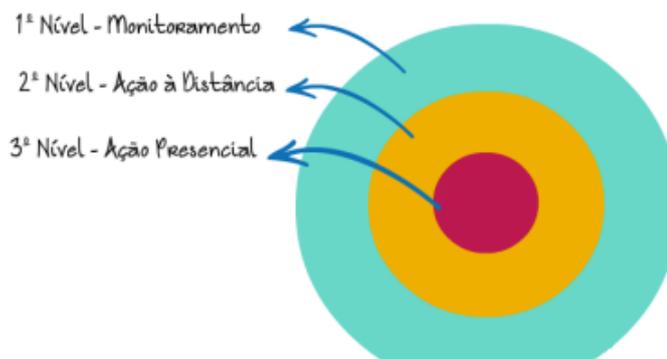


Figura 5 – Modelo de fiscalização em três níveis. Fonte: (HIRATA et al., 2015).

O Segundo Nível, ou Ação à Distância, envolve um conjunto menor de usinas, justamente as usinas selecionadas por meio da análise de risco realizada no Monitoramento. Este nível contempla uma análise mais minuciosa dos indicadores, análise documental e solicitação ao agente de informações complementares (HIRATA et al., 2015).

Após a finalização dos dois primeiros níveis, se ainda houver necessidade, é realizado o Terceiro Nível, ou Ação Presencial, para verificação "in-loco".

2.2 Operação e Manutenção de Parques Eólicos

O monitoramento e controle de sistemas eólicos é importante para garantir melhor operação e eficiência. A análise dos dados provindos desses sistemas possibilita verificar o desempenho das usinas e comparar características entre sistemas de diferentes tamanhos, configurações e condições climáticas. O monitoramento dos equipamentos das usinas unido à gestão de ativos permite prever a vida útil de equipamentos e possibilita um melhor planejamento de operação e manutenção da planta (COSTA et al., 2016).

Pelo encontrado na literatura, a operação e manutenção de parques eólicos no Brasil, é tratada como um problema de ordem técnica – pela descrição dos tipos de falhas e paradas que ocasionam a perda de geração de eletricidade, ou de ordem contratual – pela descrição dos indicadores de resultado para cumprimento de contratos (GONZALEZ et al., 2018).

Nesse contexto, verifica-se a importância da coleta, armazenamento, tratamento e posterior análise de dados advindos dos centros de geração eólica. Atualmente, as unidades de operação de EOLs contam com *softwares* de monitoramento e controle (*Supervisory Control and Data Acquisition - SCADA*) que auxiliam o agente gerador a gerenciar possíveis falhas, paradas ou quedas no rendimento da turbina eólica.

Um sistema SCADA é responsável por realizar o gerenciamento e controle dos dados produzidos pelos aerogeradores. Esse sistema supervisor controla a operação individual e conjunta dos aerogeradores. Também é capaz de realizar alteração nos parâmetros

de controle e proteção bem como armazenar todas as informações de geração, velocidade e geração do vento, voltagem, corrente e falhas de operação (SILVA, 2016).

Assim sendo, entende-se que para garantir o melhor desempenho e performance dos empreendimentos eólicos e a redução dos custos de O&M, o controle dos seus ativos passa a ser crítico, passando desde avaliação e cruzamento de todas as informações disponíveis, tanto de campo quanto de sistemas (SCADA), análise de dados e definição e monitoramentos de KPIs (COSTA et al., 2016).

2.3 Indicadores de Programas - Guia Metodológico

Do ponto de vista de políticas públicas, os indicadores são instrumentos que permitem identificar e medir aspectos relacionados a um determinado conceito, fenômeno, problema ou resultado de uma intervenção na realidade. A principal finalidade de um indicador é traduzir, de forma mensurável, determinado aspecto de uma realidade dada (situação social) ou construída (ação de governo), de maneira a tornar operacional a sua observação e avaliação (MPO, 2010).

Para Takashina (1996), os indicadores são representações quantificáveis das características de produtos e processos, sendo assim utilizados para a melhoria da qualidade e desempenho de um produto, serviço ou processo, ao longo do tempo. Ademais, para o mesmo autor, a análise de indicadores consiste em extrair dos dados e resultados o seu mais amplo significado, para apoiar a avaliação do progresso e as tomadas de decisões.

Já para o Tribunal de Contas da União (2000), um indicador de desempenho é um número, percentagem ou razão que mede um aspecto do desempenho, com o objetivo de comparar esta medida com metas preestabelecidas. Esses indicadores podem ser divididos entre as seguintes dimensões de análise:

- **Economicidade:** Visa minimizar custos e recursos durante a execução de determinada atividade, de modo a atingir o objetivo proposto com o mesmo padrão de qualidade;
- **Eficiência:** Tem como objetivo maximizar a produtividade a partir da relação entre a quantidade de produtos gerados e os recursos empregados durante determinado período;
- **Eficácia:** Determina se as metas e objetivos do programa estão sendo atingidos;
- **Efetividade:** Relaciona o impacto real dos resultados do programa com as metas e objetivos estabelecidos inicialmente.

Por fim, é importante destacar que a disponibilização de dados isolados acerca de determinado processo realizado por uma instituição não agrega, necessariamente, infor-

mações importantes sobre seu desempenho. A Figura 6 exemplifica as etapas pelas quais determinado conjunto de dados precisa passar para que agregue informações importantes e permita o desenvolvimento de planos de ação.

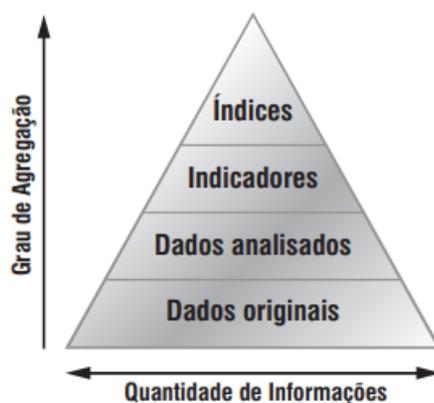


Figura 6 – Pirâmide da informação. Fonte: (MPO, 2010).

O método utilizado no presente trabalho, visando a seleção de indicadores para a avaliação operacional de complexos eólicos, foi baseado e adaptado a partir do "Indicadores de Programas - Guia Metodológico", documento publicado em 2010 pelo Ministério do Planejamento, Orçamento e Gestão, com o objetivo de orientar gestores na construção de indicadores de Programas de Governo.

A figura 7 mostra um fluxograma das atividades que devem ser realizadas para a construção, seleção ou avaliação de indicadores.

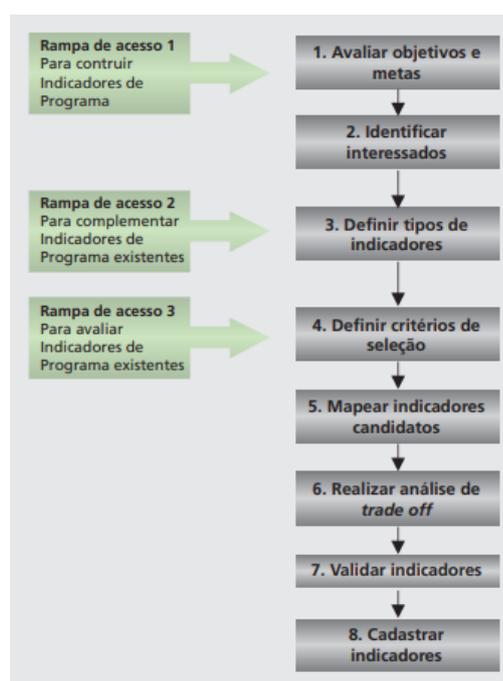


Figura 7 – Rampas de acesso ao método de oito passos para a construção de indicadores. Fonte: (MPO, 2010).

2.4 Combinação Linear Ponderada - CLP

A avaliação dos indicadores será realizada a partir da Combinação Linear Ponderada (CLP), um dos métodos mais utilizados na Análise Multicritérios (AMC)¹

Na Combinação Linear Ponderada os fatores são padronizados para uma escala numérica comum, recebem pesos e são combinados por meio de uma média ponderada (VOOGD, 1983 apud VALENTE e VETTORAZZI, 2005). Para o presente trabalho, objetiva-se calcular uma Pontuação Final para cada usina eólica em análise, agregando o resultado dos índices de desempenho operacional e segurança para, então, comparar o resultado dos empreendimentos. A Pontuação Final pode ser calculada a partir da equação 2.1:

$$PF = \sum_{i=1} w_i \cdot x_i \quad (2.1)$$

Onde:

PF = Pontuação Final;

w_i = Peso do Indicador i ;

x_i = Nível de satisfação do indicador i .

Em seguida é calculado o Índice Global para cada usina, que é o valor normalizado da Pontuação Final para que o resultado se encontre entre 0 e 100. O Índice Global, calculado conforme a equação 2.2, indicará se o desempenho operacional dos empreendimentos estão dentro dos níveis satisfatórios ou não e permitirá que os interessados no estudo comparem os ativos eólicos entre si.

$$IG = \frac{PF - P_{\min}}{P_{\max} - P_{\min}} \cdot 100 \quad (2.2)$$

Onde:

IG = Índice Global;

PF = Pontuação Final;

P_{\min} = Pontuação Mínima;

P_{\max} = Pontuação Máxima.

¹ A Análise Multicritério é um ramo da área de Pesquisa Operacional que trata de problemas de decisão, cuja característica principal é a existência de múltiplos critérios de decisão, sendo alguns deles conflitantes entre si (INMETRO, 2022).

O Índice Global permitirá a avaliação final da central geradora e seguirá a escala estabelecida pela ANEEL na Nota Técnica 075/2014–SFG/ANEEL, que trata sobre metodologia de fiscalização de empreendimentos de geração. A conceituação geral de cada usina se dará da seguinte forma:

1. Conceito A: pontuação acima de 90% – Excelente;
2. Conceito B: pontuação de 70% a 90% – Bom;
3. Conceito C: pontuação de 50% a 70% – Regular;
4. Conceito D: pontuação de 30% a 50% - Insuficiente;
5. Conceito E: pontuação abaixo de 30% - Péssimo.

2.5 *Analytic Hierarchy Process – AHP*

O peso de cada indicador (w_i), ou seja, seu nível de importância perante os objetivos do trabalho, será calculado a partir do Processo de Análise Hierárquica ou AHP, sigla em inglês.

O AHP foi desenvolvido por Thomas Saaty (1980) na década de 80, e consiste em um método de tomada de decisão multicritério fundamentado na avaliação par-a-par de alternativas em termos de importância relativa, de acordo com os critérios estabelecidos, tanto quantitativos quanto qualitativos (RODRIGUES et al., 2022).

O AHP é uma ferramenta que consolida as diferentes naturezas, grandezas e importâncias das dimensões de análise, permitindo, inclusive, realizar avaliações com base em comparações múltiplas, nos casos onde medidas individuais não têm significado. A utilização do AHP permite a análise e hierarquização de projetos e programas de forma justificável, é matematicamente consistente e é utilizado quando se pretende analisar a importância relativa de cada um dos critérios pré estabelecidos, uma vez que os mesmos podem possuir importâncias variáveis para cada decisor (SILVA et al., 2009).

Por meio do método AHP, os pesos dos critérios podem ser encontrados através de uma matriz $A = (a_{ij})_{n \times n}$, onde A é a matriz de comparação pareada e n é o número de critérios. Para preencher a matriz, o intervalo de valores recomendado é de 1 a 9, sendo que 1 significa que dois critérios possuem a mesma importância quando comparados, e 9 significa extrema importância de um critério em detrimento de outro. Além disso, apenas metade das comparações podem ser feitas uma vez que a outra metade é composta de comparações recíprocas.

3 Método

A metodologia do presente trabalho foi desenvolvida a partir da adaptação e associação dos materiais apresentados no capítulo 2. Sendo assim, a Figura 8 demonstra o passo a passo do método proposto.

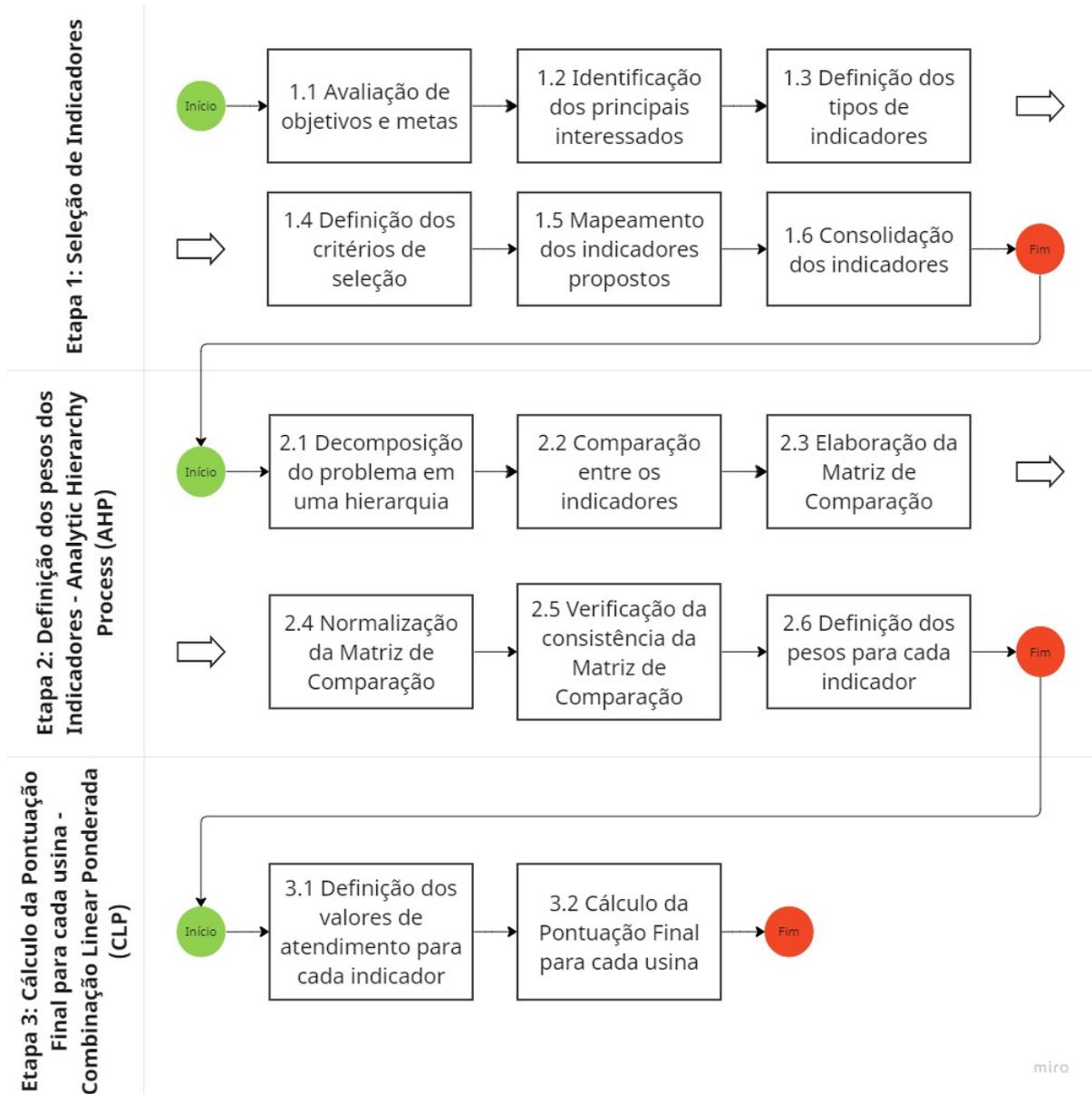


Figura 8 – Fluxograma do método proposto.

3.1 Etapa 1: Seleção dos indicadores

A seguir são descritos cada um dos passos realizados durante a Etapa 1 do método do presente trabalho.

Passo 1. Avaliação de objetivos e metas:

O primeiro passo para a seleção de indicadores é compreender os objetivos e metas do projeto de maneira clara, de modo que o resultado que pretende-se alcançar esteja alinhado aos indicadores escolhidos.

Passo 2. Identificação dos principais interessados:

O segundo passo da metodologia consiste em identificar quem são os principais interessados nos resultados da avaliação de empreendimentos eólicos. Essa informação é fundamental para que os indicadores sejam selecionados de acordo com as necessidades dos indivíduos ou instituições que obterão acesso aos resultados. Ademais, a partir da definição do nível de conhecimento técnico de cada um dos interessados, pode-se determinar a melhor maneira de exibir e divulgar os dados, facilitando, assim, a análise e compreensão dos resultados obtidos.

Passo 3. Definição dos tipos de indicadores:

Essa etapa visa definir quais tipos de indicadores serão fundamentais para apresentar os resultados esperados a partir do objetivo apresentado no Passo 1 e das necessidades de cada um dos interessados pré-estabelecidos. Os indicadores podem ser classificados em:

- **Indicador-chave:** Expressa o conceito ou dimensão mais relevante do objetivo proposto. Todos os Programas, particularmente os finalísticos (que ofertam bens e/ou serviços para a sociedade), devem possuir pelo menos uma medida desse tipo;
- **Indicador complementar:** É uma medida que expressa tanto a dimensão mais relevante quanto as demais dimensões inseridas no objetivo;
- **Indicador específico:** Expressa necessidades próprias de determinados interessados no Programa identificados no passo anterior, ou outras especificidades quaisquer inerentes ao conceito a ser medido, quando os dois tipos já descritos não cumprirem essa função.

Passo 4. Definição dos critérios de seleção:

O quarto passo do processo visa a definição de critérios que servirão como base para a seleção dos indicadores. Segundo Villela (2007), os critérios podem ser classificados em:

- **Eliminatórios:** São os critérios que devem ser obrigatoriamente atendidos pelo indicador candidato, do contrário deverá ser descartado;
- **Classificatórios:** Os critérios classificatórios servem para estabelecer um ranking dos indicadores candidatos, possibilitando uma análise quantitativa ponderada que contribui para uma seleção menos intuitiva das medidas de desempenho.

Passo 5. Mapeamento dos indicadores propostos:

Essa etapa tem como objetivo mapear os indicadores candidatos do estudo e identificar em qual modalidade ele se encontra, ou seja, se é um indicador simples ou composto. Para o Ministério do Planejamento (2010), as modalidades são definidas como:

- Indicadores simples: São valores numéricos que uma variável pode assumir e geralmente representam a quantidade de determinado produto ou serviço entregue à sociedade.
- Indicadores compostos: Expressam a relação entre duas ou mais variáveis e podem ser:
 - Razão: É o resultado da divisão de uma variável A por outra variável B, diferente e distinta de A;
 - Proporção (ou coeficiente): É um tipo especial de Razão em que A e B pertencem à mesma categoria. Exprime a relação entre determinado número de ocorrências e o total dessas ocorrências;
 - Taxa: São coeficientes multiplicados por uma potência de 10 para melhorar a compreensão do indicador;
 - Porcentagem: Tipo especial de taxa em que o coeficiente é multiplicado por 100.

O mapeamento pode ser realizado por meio de diferentes técnicas como, por exemplo, *brainstorming*, grupos de discussão ou análise de situações análogas.

Passo 6. Consolidação dos indicadores:

O sexto passo do processo visa a eliminação de indicadores que não se encaixam nos critérios selecionados. Uma vez que as características dos indicadores são fundamentais para um resultado consistente ao final da avaliação dos parques eólicos, foi definido durante o passo 4 que todos os sete critérios de seleção são eliminatórios. Ou seja, cada indicador precisa atender a todos os critérios para fazer parte da metodologia de avaliação do desempenho operacional de usinas eólicas.

3.2 Etapa 2: Definição dos pesos dos indicadores

Para a etapa 2 utilizou-se o método *Analytic Hierarchy Process (AHP)* com o objetivo de definir os pesos dos indicadores selecionados durante a etapa 1. Para isso, os passos apresentados a seguir foram executados.

Passo 1. Decomposição do problema em uma hierarquia:

O primeiro passo para a aplicação do método AHP é decompor o problema em uma hierarquia com objetivos, critérios, subcritérios e alternativas. A figura 9 apresenta uma das possíveis estruturas do método AHP.

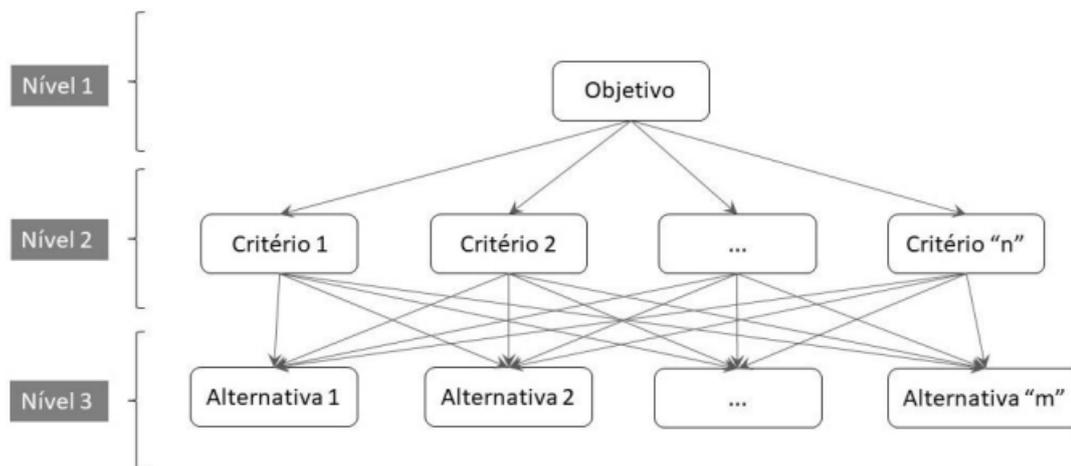


Figura 9 – Estrutura hierárquica básica do método AHP. Fonte: (ALMEIDA et al., 2021).

Passo 2. Comparação entre os indicadores:

Durante o passo 2 é realizada a comparação entre os critérios e alternativas para, então, agregar os níveis de priorização. O nível de importância estabelecido entre cada par de critérios é definido de acordo com a escala fundamental de Saaty, apresentada na tabela 1.

Tabela 1 – Escala Fundamental de Saaty. Fonte: Adaptado de (SAATY, 1987)

Intensidade	Definição	Explicação
1	Igual importância	As duas atividades contribuem igualmente para o objetivo.
3	Importância pequena de uma para a outra	A experiência e o julgamento favorecem levemente uma atividade em relação à outra.
5	Importância grande ou essencial	A experiência e o julgamento favorecem fortemente uma atividade em relação à outra.
7	Importância muito grande ou demonstrada	Uma atividade é muito fortemente favorecida em relação à outra.
9	Importância absoluta	A evidência favorece uma atividade em relação à outra com o mais alto grau de certeza.

2, 4, 6 e 8	Valores intermediários	Quando se procura uma condição de compromisso entre as duas definições.
-------------	------------------------	---

Passo 3. Elaboração da Matriz de Comparação:

O passo 3 consiste em organizar os valores obtidos no passo 2 em uma Matriz de Comparação pareada dos julgamentos dos critérios de seleção. Essa matriz deve possuir as seguintes características:

- A matriz deve ser quadrada;
- A diagonal principal da matriz de comparação deve ser preenchida com o valor 1, uma vez que um critério, quando comparado com ele mesmo, possui a mesma importância;
- Um critério X, quando comparado com um critério Y, terá um nível de importância. Logo, quando o critério Y for comparado com o critério X o nível de importância será o inverso do valor definido para a primeira comparação.

Passo 4. Normalização da Matriz de Comparação:

Em seguida, para o passo 4, a Matriz de Comparação é normalizada, ou seja, cada valor é dividido pela soma dos valores de sua respectiva coluna e, então, o vetor prioridade para cada critério é calculado a partir da média aritmética dos elementos de cada linha da matriz normalizada. O Vetor Prioridade ou Autovetor indica o nível de importância de cada um dos critérios avaliados.

Passo 5. Verificação da consistência da Matriz de Comparação:

O quinto passo tem como objetivo verificar a consistência da Matriz de Comparação para eliminar possíveis contradições efetuadas durante o processo de comparação dos critérios. Para isso é necessário calcular o Autovalor Máximo ($\lambda_{máx}$), que é determinado da seguinte maneira:

1. Multiplica-se a Matriz de Comparação pelo Vetor Prioridade, gerando um Vetor de Consistência;
2. Divide-se o Vetor Consistência pelo Vetor Prioridade e então tira-se a média dos valores encontrados.

A soma final encontrada na segunda etapa do passo 5 corresponde ao $\lambda_{máx}$, seu valor é utilizado para calcular o Índice de Consistência (IC) que, por sua vez, é usado para calcular a Relação de Consistência (RC), conforme as equações 3.1 e 3.2:

$$IC = \frac{\lambda_{m\acute{a}x} - n}{n - 1} \quad (3.1)$$

$$RC = \frac{IC}{IR} \quad (3.2)$$

Onde:

IC = Índice de Consistência;

$\lambda_{m\acute{a}x}$ = Autovalor Máximo;

n = Número de alternativas ou ordem da matriz;

RC = Relação de Consistência;

IR = índice Randômico.

Os valores para o Índice Randômico, apresentados na tabela 2, foram propostos por Saaty em 1987 e dependem da ordem da Matriz de Comparação.

Tabela 2 – Índice Randômico (IR). Fonte: (SAATY, 1987).

n	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
IR	0	0	0,58	0,90	1,12	1,24	1,32	1,41	1,45	1,49

Se o valor encontrado para a Relação de Consistência (RC) for menor que 0,1, considera-se que os julgamentos realizados no passo 1 são consistentes. Caso contrário, recomenda-se que a análise de priorização dos critérios seja refeita.

Passo 6. Definição dos pesos para cada indicador:

Após confirmar a consistência do método, pode-se utilizar o Vetor Prioridade, calculado no passo 4, para determinar o nível de relevância de cada um dos critérios para o estudo.

3.3 Etapa 3: Cálculo do Índice Global para cada usina eólica

A etapa 3 do método visa calcular o Índice Global para cada usina em análise no estudo. Para isso, é necessário o peso de cada indicador, estabelecido na etapa 2, bem como seus valores de atendimento. Logo, os seguintes passos devem ser seguidos.

Passo 1. Definição dos valores de atendimento para cada indicador:

Após definir o grau de importância de cada indicador por meio do método AHP, é realizada revisão bibliográfica para estabelecer os valores de referência para cada índice e, então, determinar os níveis de atendimento.

Passo 2. Cálculo do Índice Global para cada usina:

A Pontuação Final, índice atribuído a cada ativo eólico em análise, deve ser calculada com a equação 2.1.

A partir da Pontuação Final, define-se também o Índice Global, valor que permitirá a conceituação e comparação entre os empreendimentos. O Índice Global pode ser calculado conforme a equação 2.2 e determinará em qual conceito a central geradora se encaixa. A conceituação se dará da seguinte maneira:

1. Conceito A: pontuação acima de 90% – Excelente;
2. Conceito B: pontuação de 70% a 90% – Bom;
3. Conceito C: pontuação de 50% a 70% – Regular;
4. Conceito D: pontuação de 30% a 50% - Insuficiente;
5. Conceito E: pontuação abaixo de 30% - Péssimo.

4 Resultados

O capítulo 4 apresenta os resultados parciais obtidos a partir da aplicação do método descrito no capítulo 3.

4.1 Etapa 1: Seleção dos indicadores

A seguir serão demonstrados os resultados obtidos em decorrência da execução dos passos da Etapa 1 do método do presente trabalho.

Passo 1. Avaliação de objetivos e metas:

O objetivo geral do presente trabalho é desenvolver uma metodologia para avaliar comparativamente o desempenho operacional de usinas eólicas brasileiras, com a finalidade de oferecer subsídios às ações de monitoramento da Superintendência de Fiscalização Técnica. Para isso, é importante determinar o foco das ações da agência reguladora para que os indicadores agreguem informações relevantes aos processos de fiscalização.

A partir das atividades atribuídas ao órgão regulador, percebe-se que as ações de fiscalização estão diretamente relacionadas à produção de energia elétrica das usinas de geração, de modo que o suprimento energético do país seja seguro e ininterrupto. De acordo com a Portaria nº 6.825 de 2023 algumas das competências da SFT são:

Art. 1º Delegar ao titular da Superintendência de Fiscalização Técnica da Geração, Transmissão e Distribuição de Energia Elétrica - SFT e seu adjunto as seguintes competências:

[...]

V - firmar plano de resultados com os agentes setoriais para melhoria de desempenho, com base em evidências que apontem degradação ou sinalizem deterioração da prestação do serviço da concessão ou permissão;

[...]

Parágrafo único. As competências já delegadas a esta Superintendência por meio de resoluções específicas são as seguintes:

I - emitir o ato autorizativo para a operação em teste e comercial da central geradora, bem como suspender a situação operacional da unidade ou central geradora, conforme estabelecido pela REN nº 1.029, de 25 de julho de 2022; e

II - apurar indisponibilidades prolongadas ocorridas em usinas de geração de energia elétrica despachadas centralizadamente e contabilização de energia, conforme estabelecido pela REN nº 1.029, de 2022.

Sendo assim, o objetivo dos indicadores foi definido como: oferecer subsídio para as atividades de monitoramento e fiscalização da **produção de energia elétrica**.

Passo 2. Identificação dos principais interessados:

Os principais interessados do estudo foram identificados como:

1. Agentes fiscalizadores da Superintendência de Fiscalização Técnica da Agência Nacional de Energia Elétrica;
2. Agentes de geração de energia elétrica que trabalham com a gestão ou operação de usinas eólicas.

Passo 3. Definição dos tipos de indicadores:

Para o presente trabalho, e em conformidade com o objetivo definido no passo 1, os tipos de indicadores foram definidos como:

- Indicador-chave: Está relacionado diretamente à geração de energia do complexo eólico;
- Indicador complementar: Está relacionado a variáveis que não fornecem dados específicos sobre geração de energia, mas podem afetar a geração de energia do complexo eólico em avaliação;
- Indicador específico: Está relacionado a variáveis que não afetam a geração de energia da usina, contudo, fornecem informação relevante ao interessado pelo estudo.

Passo 4. Definição dos critérios de seleção:

De acordo com Gonzalez (2017), indicadores de desempenho de usinas eólicas devem atender os critérios da Tabela 3. Logo, utilizou-se os mesmos critérios para selecionar os indicadores do presente trabalho.

Tabela 3 – Critérios de seleção dos indicadores. Fonte: Elaboração própria a partir de dados de (GONZALEZ et al., 2017)

Critério	Classificação	Definição
Relevância	Eliminatório	O indicador deve estar alinhado ao objetivo do estudo.
Especificidade	Eliminatório	O dado fornecido pelo indicador deve ser bem definido e simples, ou seja, deve ficar claro o que está sendo observado para facilitar a mensuração e o entendimento do interessado.

Mensurabilidade	Eliminatório	O indicador deve ser mensurável de forma qualitativa ou quantitativa, tornando claro o que está sendo observado. A medida pode ser um valor numérico ou uma afirmação categórica.
Comparabilidade	Eliminatório	O indicador deve permitir que o interessado compare diferentes ativos, ou seja, diferentes parques eólicos.
Rastreabilidade	Eliminatório	O indicador deve ser rastreável ao longo do tempo a partir da disponibilização dos dados necessários.
Disponibilidade	Eliminatório	Os dados utilizados para a construção do indicador devem estar disponíveis sempre que necessário.
Confiabilidade	Eliminatório	Os dados utilizados para a construção do indicador devem ser provenientes de fontes confiáveis.

Passo 5. Mapeamento dos indicadores propostos:

Para o presente estudo, o mapeamento dos indicadores foi feito a partir de revisão bibliográfica de trabalhos científicos, bem como documentos e relatórios elaborados por órgãos públicos, agências reguladoras e associações do Setor Elétrico Brasileiro. O resultado do mapeamento apresenta-se na tabela 4:

Tabela 4 – Indicadores propostos.

Classificação	Indicador	Modalidade	Fonte
Desempenho	Consumo de energia	Composto	(PFAFFEL et al., 2019)
Desempenho	Curva de potência	Composto	(PFAFFEL et al., 2019)
Desempenho	Déficit de Geração Efetiva	Composto	(ANEEL, 2019)
Desempenho	Disponibilidade de Energia	Composto	(PFAFFEL et al., 2019), (GONZALEZ et al., 2017), (SANTOS, 2016) e (BRILHANTE et al., 2019)

Desempenho	Disponibilidade de Tempo	Composto	(PFAFFEL et al., 2019), (GONZALEZ et al., 2017), (SANTOS, 2016), (BRILHANTE et al., 2019), (IGLESIAS et al., 2010) e (VARELLA, 2013)
Desempenho	Disponibilidade de Dados	Composto	(PFAFFEL et al., 2019)
Desempenho	Fator de Capacidade Efetivo	Composto	(ONS, 2019), (SANTOS, 2016), (MUSTAFA et al., 2021), (VARELLA, 2013), (PFAFFEL et al., 2019), (BRILHANTE et al., 2019) e (ANEEL, 2019)
Desempenho	Fator de Capacidade Potencial	Composto	(ONS, 2019), (SANTOS, 2016), (VARELLA, 2013) e (BRILHANTE et al., 2019)
Desempenho	Horas de Carga Total	Simple	(PFAFFEL et al., 2019)
Desempenho	Taxa de Reinicializações Remotas	Composto	(PFAFFEL et al., 2019)
Desempenho	Superávit de Geração Efetiva	Composto	(ANEEL, 2019)
Desempenho	Tarefas de Manutenção	Composto	(PFAFFEL et al., 2019)
Desempenho	Tarefas de Manutenção Preventiva	Composto	(PFAFFEL et al., 2019)
Desempenho	Tarefas de Manutenção Reativa	Composto	(PFAFFEL et al., 2019)

Desempenho	Taxa de Indisponibilidades	Composto	(MUSTAFA et al., 2021), (PFAFFEL et al., 2019) e (BRILHANTE et al., 2019)
Desempenho	Taxa de Reparo	Composto	(PFAFFEL et al., 2019)
Desempenho	Tempo Médio de Inatividade	Simples	(MUSTAFA et al., 2021), (PFAFFEL et al., 2019) e (ONS, 2020)
Desempenho	Tempo Médio de Operação Entre Falhas	Simples	(PFAFFEL et al., 2019)
Desempenho	Tempo Médio de Reparo	Simples	(SANTOS, 2016), (MUSTAFA et al., 2021), (PFAFFEL et al., 2019) e (BRILHANTE et al., 2019)
Desempenho	Tempo Médio Entre Falhas	Simples	(SANTOS, 2016), (PFAFFEL et al., 2019) e (BRILHANTE et al., 2019) e (GONZALEZ et al., 2017)
Financeiro	Lucratividade	Simples	(SANTOS, 2016) e (VARELLA, 2013)
Financeiro	Receita Bruta	Simples	(SANTOS, 2016)
Financeiro	Custos de O&M	Simples	(PFAFFEL et al., 2019) e (SANTOS, 2016)
Financeiro	Custo Final do MWh	Composto	(SANTOS, 2016) e (VARELLA, 2013)
Segurança	Frequência Total de Doenças Ocupacionais	Composto	(PFAFFEL et al., 2019)
Segurança	Taxa de Acidentes	Composto	(PFAFFEL et al., 2019)

Segurança	Taxa de Acidentes Fatais	Composto	(PFAFFEL et al., 2019)
Segurança	Taxa de Machucados	Composto	(PFAFFEL et al., 2019)
Ambiental	Conformidade da Licença Ambiental	Simples	(ANEEL, 2014a)
Ambiental	Cumprimento das Condições Ambientais	Simples	(ANEEL, 2014a)
Ambiental	Certificação de Sistema de Gestão Ambiental (SGA)	Simples	(ANEEL, 2014a)

A seguir será apresentada breve explicação teórica e método de cálculo para cada um dos indicadores mapeados.

4.1.1 Indicadores de Desempenho Operacional

O desenvolvimento de um comportamento operacional compatível com a estratégia definida é influenciado pelo acompanhamento de indicadores que monitoram as atividades que agregam valor ao negócio. Ou seja, os indicadores de desempenho são um meio para se analisar o cumprimento dos objetivos previamente traçados pelo planejamento estratégico (ANGELO, 2015).

Logo, observou-se que os indicadores de desempenho para avaliação de complexos eólicos, na maioria dos casos, visa o acompanhamento da energia gerada.

A seguir, são apresentados os indicadores de desempenho operacional mapeados, bem como sua explicação teórica e método de cálculo.

1. Consumo de energia

Turbinas eólicas sempre consomem energia para alimentar sistemas auxiliares. Normalmente, esses sistemas são alimentados pela eletricidade gerada pela própria turbina se a geração de energia da usina permanecer positiva. No entanto, durante as fases de baixa velocidade do vento ou períodos de inatividade, a usina eólica passa de produtora a consumidora de eletricidade. Os períodos descritos são caracterizados por uma saída de potência negativa ((PFAFFEL et al., 2019), tradução nossa).

O consumo de energia pode ser calculado a partir da equação 4.1:

$$EC = \frac{\sum_{i=1}^n (\bar{P}_i(P < 0) \cdot t_i(P < 0))}{FC \cdot \Delta t} \cdot 1000\% \quad (4.1)$$

Onde:

EC = Consumo de energia normalizado;

$\overline{P}_i(P < 0)$ = Potência média do i -ésimo período com saída de potência negativa;

$t_i(P < 0)$ = Duração da i -ésima saída de potência negativa;

FC = Fator de capacidade;

Δt = Período observado em horas.

2. Curva de potência

Uma das maneiras de medir o desempenho de turbinas eólicas é por meio da sua curva de potência, que atualmente segue os requisitos da norma técnica internacional ABNT NBR IEC 61400-12-1: 2022.

A curva de potência é o gráfico que representa a potência líquida que uma turbina eólica pode gerar em função da velocidade do vento. Esta relação é obtida através da medição simultânea da potência produzida, na saída da turbina, com a velocidade associada na altura do rotor (RAMOS et al., 2016).

Por mais que as curvas de potência sejam úteis para comparar o desempenho operacional real com o desempenho operacional planejado, bem como para calcular as perdas durante tempo de inatividade ou operação reduzida, o gráfico não segue os critérios e características de um indicador.

3. Déficit/Superávit de Geração Efetiva

O Déficit ou Superávit de Geração Efetiva é um indicador utilizado pela Superintendência de Fiscalização Técnica da ANEEL e consiste no resultado da divisão entre Energia Efetivamente Gerada subtraída da Garantia Física pela Garantia Física. Tal medida pode ser calculada conforme a equação 4.2, sendo que valores positivos representam excedente de geração enquanto valores negativos indicam *déficit*:

$$D|S\%GF = \frac{EEG - GF}{GF} \quad (4.2)$$

Onde:

$D|S\%GF$ = Déficit ou Superávit de Geração Efetiva (%);

EEG = Energia Efetivamente Gerada (MWh médios);

GF = Garantia Física (MW médios).

4. Disponibilidade de Energia

Este indicador compara o que poderia ser produzido pelas turbinas em condições normais, sem quaisquer problemas, alarmes, paradas, etc., com o que as turbinas de fato produziram em um período de tempo. Para isso, utiliza-se a curva de potência das turbinas e os dados do vento médio medido pelos anemômetros das próprias turbinas, de turbinas vizinhas, ou de torres anemométricas próximas à máquina (SANTOS, 2016). Essa relação pode ser calculada a partir da equação 4.3:

$$DE = \frac{EEG}{GET} \cdot 100\% \quad (4.3)$$

Onde:

DE = Disponibilidade de Energia (%);

EEG = Energia Efetivamente Gerada (MWh médios);

GET = Geração de Energia Teórica (MWh médios).

5. Disponibilidade de Tempo

A disponibilidade das turbinas representa a razão entre o tempo total em que a turbina esteve em operação e o tempo total em que a rede de distribuição esteve disponível para receber a energia gerada pelo empreendimento eólico (VARELLA, 2013). O indicador pode ser calculado conforme a equação 4.4:

$$DT = \frac{To}{Tt} \cdot 100\% \quad (4.4)$$

Onde:

DT = Disponibilidade de Tempo (%);

To = Tempo total de operação (horas);

Tt = Tempo total em que a rede de distribuição esteve apta para receber energia do parque (horas).

6. Disponibilidade de Dados

A disponibilidade de dados é fundamental para que diversos outros indicadores sejam calculados de maneira precisa, bem como nos intervalos de tempo propostos. Logo, ter um indicador sobre a disponibilidade de dados pode ser útil para que os agentes de geração consigam avaliar os sistemas de monitoramento das turbinas eólicas.

Disponibilidade de dados é a proporção de tempo com informações suficientes e plausíveis para a quantidade total de tempo que está sendo observada ((PFAFFEL et al., 2019), tradução nossa). Essa medida pode ser calculada a partir da equação 4.5:

$$D_{dados} = \left(1 - \frac{T_{semdados}}{T_{total}}\right) \cdot 100\% \quad (4.5)$$

Onde:

D_{dados} = Disponibilidade de Dados (%);

$T_{semdados}$ = Período sem dados (horas);

T_{total} = Período total observado (horas).

7. Fator de Capacidade Efetivo

O fator de capacidade de uma estação de geração de energia elétrica é a proporção entre a produção efetiva da usina em um período de tempo e a capacidade total máxima neste mesmo período. É uma medida adimensional que traduz a “eficiência” da usina eólica em relação ao seu valor nominal e serve como parâmetro para comparar projetos de potência nominal diferentes (DANTAS, 2013). O fator de capacidade efetivo de uma usina eólica pode ser calculado como mostra a equação 4.6:

$$FcE = \frac{EEG}{PI \cdot t} \cdot 100\% \quad (4.6)$$

Onde:

FcE = Fator de Capacidade Efetivo (%);

EEG = Energia Efetivamente Gerada (MWh médios);

PI = Potência Instalada (MW);

t = Período total observado (horas).

8. Fator de Capacidade Potencial

O Fator de Capacidade Verificado, por sua vez, pode ser comparado com o Fator de Capacidade Potencial do parque eólico, que relaciona a Garantia Física atribuída à usina e sua potência outorgada. O resultado dessa comparação permite, entre outras coisas, verificar a necessidade de atualização da Garantia Física do empreendimento em questão. Essa medida pode ser calculada conforme a equação 4.7:

$$FcP = \frac{GF}{PI} \cdot 100\% \quad (4.7)$$

Onde:

FcP = Fator de Capacidade Potencial (%);

GF = Garantia Física (MW médios);

PI = Potência Instalada (MW).

9. Horas de carga total

De acordo com Pfaffel (2019), as horas de carga total mostram a quantidade de tempo que uma turbina eólica precisaria operar em sua capacidade nominal para produzir a quantidade de energia que foi efetivamente gerada durante um período específico, geralmente um ano. Esse indicador geralmente é discutido juntamente com o Fator de Capacidade, uma vez que seus resultados apresentam conclusões similares. As horas de carga total podem ser calculadas de acordo com a equação 4.8:

$$H_{ct} = \frac{EEG}{PI} \quad (4.8)$$

Onde:

H_{ct} = Horas de Carga Total (horas);

EEG = Energia Efetivamente Gerada (MWh médios);

PI = Potência Instalada (MW).

10. Taxa de reinicializações remotas

As reinicializações remotas ocorrem quando o sistema de proteção de uma turbina eólica é ativado e a turbina é forçada a desligar. De acordo com as definições da companhia DNV GL, em vez de uma reinicialização manual ser realizada pela equipe no local da ocorrência, a reinicialização remota pode ser realizada a partir do centro de controle para economizar dinheiro e tempo, desde que outras medidas, como uma análise de causa raiz, sejam tomadas e o número de reinicializações remotas seja limitado (([PFAFFEL et al., 2019](#)), tradução nossa).

É importante que a taxa de reinicializações remotas, calculada por meio da equação 4.9, seja monitorada pelo operador do parque eólico, uma vez que o resultado pode indicar unidades geradoras com número elevado de desligamentos forçados.

$$T_{RR} = \frac{N_{RR}}{\Delta t} \quad (4.9)$$

Onde:

T_{RR} = Taxa de reinicializações remotas (número de reinicializações remotas/ano);

N_{RR} = Número de reinicializações remotas;

Δt = Período observado (ano).

11. Frequência de tarefas de manutenção preventiva e reativa

Segundo Pfaffel (2019), as estatísticas básicas sobre as diferentes tarefas de manutenção devem produzir um relatório de alto nível para monitorar e comparar o esforço exigido por cada tipo de manutenção em diferentes ativos. Nesse contexto, as tarefas de manutenção são definidas como todo trabalho realizado em campo relacionado à manutenção de uma turbina eólica. A quantidade de tarefas de manutenção deve ser normalizada para um período definido de tempo, geralmente um ano e, além disso, o tempo médio de inatividade e os custos devem ser coletados para permitir demais comparações.

De maneira simplificada, uma das formas de avaliar a manutenção de um complexo eólico é calcular, conforme a equação 4.10, a frequência das tarefas realizadas para cada categoria (preventiva e reativa).

$$F_{TM} = \frac{N_{TM}}{\Delta t} \quad (4.10)$$

Onde:

F_{TM} = Frequência de tarefas de manutenção (número de tarefas de manutenção/ano);

N_{TM} = Número de tarefas de manutenção;

Δt = Período observado (ano).

12. Taxa de Indisponibilidades e Taxa de Reparo

Falhas internas são as responsáveis por quedas na disponibilidade e por perdas de geração não planejada. As falhas podem afetar subsistemas, subcomponentes e componentes e, a depender de onde ocorram, causam um impacto significativo na geração do parque (SANTOS, 2016).

Para o presente trabalho, o conceito de indisponibilidade será definido de acordo com a Resolução Normativa nº 1.029 de 2022 da ANEEL, que divide as paradas de uma central geradora em três tipos:

- Indisponibilidade prolongada programada: toda indisponibilidade classificada como programada ocorrida em unidade geradora em período estimado superior a noventa dias;
- Indisponibilidade prolongada não programada: toda indisponibilidade classificada como não programada ocorrida em unidade geradora em período estimado superior a dez dias;
- Ocorrência grave: todo evento ocorrido em instalação de geração de energia elétrica relacionado à sua operação ou manutenção envolvendo acidente em estrutura civil ou em equipamentos eletromecânicos, óbito ou lesão de pessoas, bem como qualquer outro que comprometa a segurança da central ou traga prejuízo ambiental ou social à coletividade.

Considera-se que a cada falha será realizado, também, um reparo, logo, os procedimentos para o cálculo da taxa de indisponibilidades e da taxa de reparos são análogos e os resultados apresentam conclusões semelhantes.

Sendo assim, a equação 4.11 apresenta como a taxa de indisponibilidades de uma unidade geradora pode ser calculada:

$$TI = \frac{t_{falha}}{\Delta t} \cdot 100 \quad (4.11)$$

Onde:

TI = Taxa de Indisponibilidades (%);

t_{falha} = Duração da falha (horas);

Δt = Período total observado (horas).

13. Tempo médio de inatividade

O tempo médio de inatividade é o período total entre o início da parada de uma central geradora até seu completo reestabelecimento.

O Submódulo 9.2 dos Procedimentos de Rede do Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS) denomina esse indicador como a Duração Média de Desligamento Forçado das Funções de Geração (DMDFF). Seu objetivo é gerenciar o desempenho dos serviços geração quanto à duração média dos desligamentos forçados da função durante o período considerado e o cálculo é realizado conforme a equação 4.12:

$$DMDFF = \frac{N_{HorasDF}}{N_{DF}} \quad (4.12)$$

Onde:

$DMDFF$ = Duração Média de Desligamento Forçado das Funções de Geração (horas);

$N_{HorasDF}$ = Número de horas de desligamentos forçados da função (horas);

N_{DF} = Número de desligamentos forçados da função.

14. Tempo médio entre falhas e tempo médio de operação entre falhas

Segundo a Comissão Eletrotécnica Internacional (2015), o tempo médio entre falhas ou o tempo médio de operação entre falhas indica o período médio entre duas falhas subsequentes de sistemas reparáveis. Enquanto o primeiro termo contabiliza o tempo total entre uma falha e outra, o segundo termo contabiliza apenas o período entre falhas em que o sistema permaneceu operacional. Contudo, os resultados dos dois indicadores são muito próximos e fornecem conclusões similares, dispensando a utilização de ambos os índices.

O cálculo do tempo médio entre falhas se dá por meio da equação 4.13:

$$TMF = \frac{\sum_{i=1}^{N_{falhas}} \Delta t_{entrefalhas,i}}{N_{falhas}} \quad (4.13)$$

Onde:

TMF = Tempo médio entre falhas (dias);

N_{falhas} = Número de falhas;

$t_{entrefalhas}$ = Tempo entre uma falha e sua subsequente (dias).

15. Tempo Médio de Reparo

O Tempo Médio de Reparo é o tempo necessário para reparar o equipamento ao estágio normal de operação. Em alguns casos, está diretamente atrelado ao tempo de substituição dos componentes que apresentaram falha. Quanto maior o tempo de reparo do equipamento, maior será o impacto da falha sobre a disponibilidade (SANTOS, 2016).

De acordo com o Submódulo 9.2 dos Procedimentos de Rede do ONS, o Tempo Médio de Reparo pode ser calculado conforme a equação 4.14:

$$TMR = \frac{\sum_{i=1}^N HIR_i}{\sum_{i=1}^N NDF_i} \quad (4.14)$$

Onde:

TMR = Tempo Médio de Reparo (horas);

HIR_i = Período em que o equipamento i ficou indisponível para operação (horas);

NDF_i = Número de desligamentos forçados do equipamento i .

4.1.2 Indicadores Financeiros

A análise das demonstrações financeiras por meio de coeficientes e índices tem sido tradicionalmente utilizada por credores, investidores, agências reguladoras e concorrentes, extraindo informações sobre a posição passada, presente e projetada, para avaliar a saúde financeira, o desempenho organizacional e as tendências futuras (NETO, 2001; MARION, 2009 apud BOMFIM *et al.*, 2013).

A seguir, são apresentados os indicadores financeiros mapeados, bem como sua explicação teórica.

1. Lucratividade

O índice de lucratividade por MW instalado no empreendimento é um indicador de desempenho utilizado na avaliação da performance econômica do investimento. Por meio desta métrica é possível relacionar o lucro obtido ao longo da vida útil do projeto e a capacidade de geração de energia instalada no empreendimento, possibilitando ao gestor uma perspectiva ampliada da performance econômica alcançada em um determinado empreendimento de geração de energia elétrica através da fonte eólica (VARELLA, 2013).

Segundo Santos (2016), o lucro de um empreendimento eólico está relacionado ao preço pelo qual a energia elétrica é comercializada e aos custos administrativos e operacionais. Portanto, o indicador de lucratividade pode ser calculado a partir da equação 4.15:

$$L = RB - I - CA - C_{O\&M} \quad (4.15)$$

Onde:

L = Lucro (R\$);

RB = Receita Bruta (R\$);

I = Impostos (R\$);

CA = Custos administrativos (R\$);

$C_{O\&M}$ = Custos de OM (R\$).

2. Receita Bruta

De acordo com Aquila (2019), a receita bruta de um parque eólico é formada pelo produto da garantia física com o preço de venda de energia somada aos possíveis acréscimos ou decréscimos ocorridos devido a liquidação das diferenças. Logo, o índice pode ser calculado conforme a equação 4.16:

$$RB = EEG \cdot PV \quad (4.16)$$

Onde:

RB = Receita Bruta (R\$);

EEG = Energia Efetivamente Gerada (kWh);

PV = Preço de venda de energia (R\$/ kWh).

3. Custos de O&M

Segundo Santos (2016), os custos de O&M referem-se aos custos com contratos de operação, manutenção e demais despesas geradas a partir de serviços terceirizados. O indicador pode ser calculado a partir da equação 4.17:

$$C_{O\&M} = CCM + CMFC + OC \quad (4.17)$$

Onde:

$C_{O\&M}$ = Custos de O&M (R\$);

CCM = Custos de Contratos de Manutenção (R\$);

$CMFC$ = Custos de Manutenção Fora de Contrato (R\$);

OC = Outros Custos Operacionais (R\$).

4. Custo Final do MWh

O Custo Final do MWh produzido representa o valor financeiro com que a energia elétrica é produzida através da fonte eólica, desde a etapa inicial de planejamento e idealização do empreendimento até o momento onde a energia elétrica produzida é entregue ao cliente final. Ele representa uma síntese da performance de toda a cadeia de suprimentos do fator custo. O indicador é padronizado por unidade (MWh) produzida e é um dos principais índices utilizados na comparação de eficiência entre cadeias de suprimentos (VARELLA, 2013).

O Custo Final do MWh pode ser calculado conforme a equação 4.18:

$$CF = \frac{CA + C_{O\&M}}{EB} \quad (4.18)$$

Onde:

CF = Custo Final do MWh (R\$ \ MWh);

CA = Custos Administrativos (R\$);

$C_{O\&M}$ = Custos de O&M (R\$);

EB = Energia Bruta (MWh).

4.1.3 Indicadores de Segurança

Os indicadores de segurança mapeados foram, respectivamente, frequência total de doenças ocupacionais, taxa de acidentes, taxa de acidentes fatais e taxa de machucados. Contudo, de acordo com a Resolução Normativa nº 1.029 de 2022 da ANEEL, todos esses indicadores podem ser representados pelo conceito de "ocorrência grave", definida pela agência reguladora como:

- Ocorrência grave: todo evento ocorrido em instalação de geração de energia elétrica relacionado à sua operação ou manutenção envolvendo acidente em estrutura civil ou em equipamentos eletromecânicos, óbito ou lesão de pessoas, bem como qualquer outro que comprometa a segurança da central ou traga prejuízo ambiental ou social à coletividade.

Uma ocorrência grave pode ter efeitos sobre saúde e segurança, meio ambiente, ou ainda, causar comoção popular. Na dimensão de saúde e segurança, a Superintendência de Fiscalização Técnica classifica as ocorrências graves de acordo com seu impacto, como mostrado na tabela 5:

Tabela 5 – Matriz de classificação de ocorrências graves no âmbito de saúde e segurança.

Fonte: Elaboração própria a partir de dados da (LEITE; OLIVEIRA, 2017)

Efeito	Severidade
Sem danos pessoais	Sem impacto
Acidente sem afastamento	Impacto ligeiro ou baixo
Acidente com afastamento	Impacto moderado ou significativo
Uma morte ou acidente incapacitante permanente	Impacto alto ou extremo
De 1 a 10 mortes ou acidentes incapacitantes permanentes	Impacto crítico
Mais que 10 mortes	Impacto perigoso ou catastrófico

Portanto, verifica-se que para a dimensão segurança do presente trabalho, é apropriada a utilização de um indicador qualitativo, ou seja, que caracterize o tipo de ocorrência verificada no empreendimento eólico em estudo.

4.1.4 Indicadores de Desempenho Ambiental

A Sustentabilidade Empresarial pressupõe a habilidade de, simultaneamente, ampliar a atividade econômica e a inovação tecnológica, reduzir os impactos ambientais e contribuir para a melhoria da qualidade de vida humana. Dada a importância do tema, surge a necessidade de se mensurar o desempenho das companhias frente às questões relativas ao meio ambiente, a partir da utilização de indicadores de desempenho ambiental (GARCIA et al., 2016).

Uma vez que é de extrema importância conciliar o desenvolvimento econômico e tecnológico com um meio ambiente ecologicamente equilibrado, foram selecionados três indicadores ambientais potenciais durante o mapeamento realizado no presente trabalho.

1. Conformidade com o Licenciamento Ambiental

A Resolução nº 462 de 2014 do Conselho Nacional do Meio Ambiente (CONAMA) estabelece procedimentos para o licenciamento ambiental de empreendimentos de geração de energia elétrica a partir de fonte eólica, de forma a concluir quanto à viabilidade ambiental ou não do projeto proposto.

Mesmo após a construção do projeto, a Resolução Normativa nº 1.029 de 2022 da ANEEL condiciona a entrada em operação comercial de qualquer empreendimento de geração de energia elétrica à apresentação de Licença de Operação emitida pelo órgão ambiental competente.

Logo, um dos indicadores ambientais propostos visa avaliar a conformidade do empreendimento quando à emissão e validade da Licença de Operação. Ou seja, as usinas eólicas poderão ser classificadas como "em conformidade" ou "em não conformidade".

2. Cumprimento das Condicionantes Ambientais

No processo de licenciamento ambiental dos empreendimentos de geração de energia eólica, conforme Resolução do Conselho Nacional de Meio Ambiente (Conama) Nº 462, de 24 de julho de 2014, devem ser atendidas as condicionantes ambientais exigidas pelo órgão ambiental com vistas à obtenção e manutenção das licenças, garantindo conformidade e sustentabilidade ambiental do projeto. Dentre os objetivos das condicionantes estão a minimização e compensação dos impactos ambientais adversos causados ou ainda a potencialização de determinados impactos positivos (PIMENTA et al., 2019).

Sendo assim, o presente indicador visa avaliar o Cumprimento das Condicionantes Ambientais constantes na Licença de Operação do empreendimento eólico para, então, classificá-lo como "em conformidade" ou "em não conformidade".

3. Certificação de Sistema de Gestão Ambiental (SGA)

Segundo a Norma Técnica ABNT NBR ISO 14.001:2015, Sistema de Gestão Ambiental (SGA) é parte do Sistema de Gestão usado para gerenciar aspectos ambientais, cumprir requisitos legais e outros requisitos, e abordar riscos e oportunidades. O objetivo do SGA é prover às organizações uma estrutura para a proteção do meio ambiente e possibilitar uma resposta às mudanças das condições ambientais em equilíbrio com as necessidades socioeconômicas.

Cada vez mais, o setor produtivo em diferentes países está incorporando em seus custos aqueles relacionados com a variável ambiental, implicando necessidades de mudanças significativas nos padrões de produção, comercialização e consumo. Estas mudanças respondem a normas e dispositivos legais rígidos de controle (nacionais e internacionais), associados a um novo perfil de consumidor. É fundamental que as empresas busquem a adoção de práticas de controle sobre: os processos produtivos e o uso de recursos naturais renováveis e não renováveis (CARTILHA FIESP, 2003 apud CAMPOS et al., 2007).

Nesse contexto, observa-se a importância da implementação e certificação do SGA em empreendimentos de geração de energia elétrica. Logo, o presente indicador visa classificar as usinas eólicas como "certificada" ou "não certificada".

Passo 6. Consolidação dos indicadores:

A tabela 6 apresenta os critérios que são atendidos por cada um dos indicadores mapeados.

Tabela 6 – Critérios atendidos pelos indicadores mapeados.

Matriz de Avaliação de Indicadores								
Classificação	Indicador	C1	C2	C3	C4	C5	C6	C7
Desempenho	Consumo de energia		x	x	x	x	x	x
Desempenho	Curva de potência			x		x	x	x
Desempenho	Déficit de Geração Efetiva	x	x	x	x	x	x	x
Desempenho	Disponibilidade de Energia	x	x	x	x			
Desempenho	Disponibilidade de Tempo	x	x	x	x	x	x	x
Desempenho	Disponibilidade de Dados		x	x	x	x	x	x
Desempenho	Fator de Capacidade Efetivo	x	x	x	x	x	x	x
Desempenho	Fator de Capacidade Potencial	x	x	x	x	x	x	x
Desempenho	Horas de carga total		x	x	x	x	x	x
Desempenho	Taxa de reinicializações remotas		x	x		x	x	x
Desempenho	Superávit de Geração Efetiva	x	x	x	x	x	x	x
Desempenho	Frequência de Tarefas de Manutenção		x	x		x	x	x
Desempenho	Frequência de Tarefas de Manutenção Preventiva		x	x		x	x	x
Desempenho	Frequência de Tarefas de Manutenção Reativa		x	x		x	x	x
Desempenho	Taxa de Indisponibilidades	x	x	x	x	x	x	x
Desempenho	Taxa de Reparo	x	x	x	x	x	x	x
Desempenho	Tempo Médio de Inatividade	x	x	x	x	x	x	x
Desempenho	Tempo Médio de Operação Entre Falhas	x	x	x	x	x	x	x
Desempenho	Tempo Médio de Reparo	x	x	x	x	x	x	x
Desempenho	Tempo Médio Entre Falhas	x	x	x	x	x	x	x
Financeiro	Lucratividade		x	x				
Financeiro	Receita Bruta		x	x				
Financeiro	Custos de O&M		x	x				
Financeiro	Custo Final do MWh		x	x				
Segurança	Frequência total de doenças ocupacionais		x	x				
Segurança	Taxa de acidentes	x	x	x	x	x	x	x
Segurança	Taxa de acidentes fatais	x	x	x	x	x	x	x
Segurança	Taxa de machucados	x	x	x	x	x	x	x
Ambiental	Conformidade com o Licenciamento Ambiental	x	x	x	x	x		x

Ambiental	Cumprimento das Condiçõ- es Ambientais							
Ambiental	Certificação de Gestão Ambiental (SGA)	x	x	x	x	x		x
Crítérios								
C1	Relevância							
C2	Especificidade							
C3	Mensurabilidade							
C4	Comparabilidade							
C5	Rastreabilidade							
C6	Disponibilidade							
C7	Confiabilidade							

Como definido no passo 4, todos os critérios de seleção são eliminatórios, logo, os indicadores que não atenderam um ou mais critérios foram eliminados do estudo. Além dos indicadores excluídos, observou-se que alguns indicadores apresentam informações semelhantes ou que se sobrepõem, sendo necessário apenas um índice para expressar o resultado de interesse. Logo, agrupou-se alguns indicadores, foram eles:

- Fator de Capacidade Potencial será analisado juntamente com o Fator de Capacidade Efetivo;
- Taxa de Indisponibilidades e Taxa de Reparo tornaram-se apenas Taxa de Indisponibilidades;
- Tempo Médio de Inatividade e Tempo Médio de Reparo tornaram-se apenas Tempo Médio de Reparo;
- Tempo Médio de Operação Entre Falhas e Tempo Médio Entre Falhas tornou-se apenas Tempo Médio Entre Falhas;
- Taxa de Acidentes, Taxa de Acidentes Fatais e Taxa de Machucados tornou-se apenas Classificação de Ocorrências Graves.

Por fim, verificou-se que, por mais que os indicadores de desempenho ambiental sejam importantes para uma avaliação completa dos empreendimentos, não foi possível acrescentá-los ao estudo em decorrência de dificuldades encontradas durante a coleta dos dados necessários para a realização das análises propostas no trabalho. Sendo assim, os indicadores correspondentes à responsabilidade socioambiental de usinas eólicas serão tratados na sessão referente a recomendações para aprimoramentos e trabalhos futuros.

Sendo assim, selecionou-se sete indicadores para fazer parte da metodologia de avaliação de empreendimentos eólicos, foram eles:

1. Fator de Capacidade Efetivo (FCE);
2. Déficit/Superávit de Geração Efetiva (D|S%GF);
3. Disponibilidade de Tempo (DT);
4. Taxa de Indisponibilidades (TI);
5. Tempo Médio de Reparo (TMR);
6. Tempo Médio Entre Falhas (TMF);
7. Classificação de Ocorrências Graves (COG).

4.2 Etapa 2: Definição dos pesos dos indicadores

A seguir serão demonstrados os resultados obtidos em decorrência da execução dos passos da Etapa 2 ao aplicar o método *Analytic Hierarchy Process - AHP*.

Passo 1. Decomposição do problema em uma hierarquia:

Para o passo 1 o problema foi decomposto em uma hierarquia conforme apresentado na figura 10:

Passo 2. Comparação entre os indicadores:

A comparação entre os indicadores selecionados foi realizada com base no trabalho de Pfaffel (2019), onde o autor tem como objetivo identificar e recomendar o uso de indicadores para a gestão operacional de parques eólicos, bem como definir e caracterizar cada um deles.

Para determinar a relevância de cada indicador, Pfaffel (2019) aplicou um questionário para especialistas e interessados na indústria de geração eólica, recebendo 30 respostas em aproximadamente 30 dias.

O questionário enviado contava com 34 potenciais indicadores para a gestão de usinas eólicas, abrangendo as áreas de desempenho, manutenção, confiabilidade, segurança, saúde, ambiente e finanças. Para cada indicador, as seguintes perguntas foram feitas:

- O indicador é usado na sua companhia?
- Qual é a definição usada?
- Quais são os dados utilizados para o cálculo do indicador?



Figura 10 – Modelo hierárquico de estrutura do problema.

- Quão importante é o indicador?

A partir do resultado da pesquisa foi possível comparar o nível de importância de cada indicador e, assim, estender os resultados para o presente trabalho.

Passo 3. Elaboração da Matriz de Comparação:

A Matriz de Comparação dos julgamentos dos indicadores foi elaborada a partir da meta análise do estudo de Pfaffel (2019), apresentado no passo 2. A Matriz de Comparação pode ser verificada na Tabela 7:

Tabela 7 – Matriz de Comparação dos julgamentos dos indicadores.

Indicadores	FCE	D S%GF	DT	TI	TMR	TMF	COG
FCE	1	1	1\3	3	5	3	3
D S%GF	1	1	1\3	5	5	5	5
DT	3	3	1	5	5	5	5
TI	1\3	1\5	1\5	1	1	1	3
TMR	1\5	1\5	1\5	1	1	1	3
TMF	1\3	1\5	1\5	1	1	1	3
COG	1\3	1\5	1\5	1\3	1\3	1\3	1

Soma	6.2	5.8	2.5	16.4	18.4	16.4	23.0
-------------	-----	-----	-----	------	------	------	------

Passo 4. Normalização da Matriz de Comparação:

Durante o passo 4 foi realizada a normalização da Matriz de Comparação e o cálculo do Vetor Prioridade. Ambos apresentados, respectivamente, nas Tabelas 8 e 9:

Tabela 8 – Matriz de Comparação Normalizada.

Indicadores	FCE	D S%GF	DT	TI	TMR	TMF	COG
FCE	0.161	0.172	0.135	0.184	0.273	0.184	0.130
D S%GF	0.161	0.172	0.135	0.306	0.273	0.306	0.217
DT	0.484	0.517	0.405	0.306	0.273	0.306	0.217
TI	0.054	0.034	0.081	0.061	0.055	0.061	0.130
TMR	0.032	0.034	0.081	0.061	0.055	0.061	0.130
TMF	0.054	0.034	0.081	0.061	0.055	0.061	0.130
COG	0.054	0.034	0.081	0.020	0.018	0.020	0.043

Tabela 9 – Vetor Prioridade para cada indicador.

Indicador	Vetor Prioridade
FCE	0.177
D S%GF	0.224
DT	0.358
TI	0.068
TMR	0.065
TMF	0.068
COG	0.039

Passo 5. Verificação da consistência da Matriz de Comparação:

A partir da Equação 4.19, infere-se que o $\lambda_{m\acute{a}x}$ será igual a 7,44.

$$\lambda_{m\acute{a}x} = \text{m\acute{e}dia do vetor} \left(\frac{\text{Matriz de Comparação} \cdot \text{Vetor Prioridade}}{\text{Vetor Prioridade}} \right) \quad (4.19)$$

Uma vez que tem-se o valor de $\lambda_{m\acute{a}x}$ e sabe-se que a Matriz de Comparação possui ordem 7, pode-se calcular o Índice de Consistência e, então, a Relação de Consistência conforme as Equações 3.1 e 3.2. Desse modo, IC será igual a 0,073 e RC será igual a 0,055.

Portanto, uma vez que RC é menor 0,1, conclui-se que a comparação entre os julgamentos dos indicadores foi realizada de maneira consistente.

Passo 6. Definição dos pesos para cada indicador:

Confirmada a consistência da Matriz de Comparação, o Vetor Prioridade, como mostra a Tabela 10, pode ser utilizado para determinar o peso de cada indicador para o estudo.

Tabela 10 – Nível de importância dos indicadores.

Indicador	Peso
Disponibilidade de Tempo	35,00%
Déficit/Superávit de Geração Efetiva	22,00%
Fator de Capacidade Efetivo	18,00%
Taxa de Indisponibilidades	7,00%
Tempo Médio de Reparo	7,00%
Tempo Médio Entre Falhas	7,00%
Classificação de Ocorrências Graves	4,00%

4.3 Etapa 3: Cálculo do Índice Global para cada usina eólica

A seguir serão demonstrados os resultados obtidos em decorrência da execução dos passos da Etapa 3 do método do presente trabalho.

Passo 1. Definição dos valores de atendimento para cada indicador:

Os valores de referência para cada indicador foram definidos por meio de revisão bibliográfica e estão consolidados na Tabela 11.

Tabela 11 – Pontuação e nível de atendimento dos indicadores.

Indicador	Pontuação				Fonte
	4	3	2	1	
Fator de Capacidade Efetivo	FCE \geq 40% Eficaz	30 \leq FCE<40% Adequado	20 \leq FCE<30% Inadequado	FCE<20% Reprovável	(MUSTAFA et al., 2021)
Déficit/Superávit de Geração Efetiva	(D S) $>$ -13.4% Eficaz	-19.4% \leq (D S)<-13.4% Adequado	-	(D S)<-19,4% Inadequado	(ARCE, 2019)
Disponibilidade de Tempo	DT \geq 95% Desejável	85% \leq DT<95% Aceitável	75% \leq DT<85% Razoável	DT<75% Reprovável	(ANEEL, 2014a)
Taxa de Indisponibilidades	TF \leq 1,8% Desejável	1,8%<TF \leq 2,4% Aceitável	2,4% \leq TF<3,0% Razoável	TF>3,0% Reprovável	(ANEEL, 2014a)
Tempo Médio de Reparo	TMR<40dias Severidade baixa	40dias \leq TMR<65dias Severidade moderada	65dias \leq TMR<100dias Severidade alta	TMR \geq 100dias Severidade extrema	ex- (ANEEL, 2014a)
Tempo Médio Entre Falhas	TMF \geq 2160dias Desejável	1440dias \leq TMF<2160dias Aceitável	720dias \leq TMF<1440dias Razoável	TMF<720dias Reprovável	(ANEEL, 2014a)
Classificação de Ocorrências Graves	Acidente sem danos pessoais Sem impacto	Acidente sem afastamento Severidade baixa	Acidente com afastamento Severidade significativa	Acidente com mortes ou incapacitantes permanentes Severidade extrema	(LEITE; OLIVEIRA, 2017)

Passo 2. Cálculo do Índice Global para cada usina:

O cálculo do Índice Global para as centrais geradoras selecionadas para o estudo, bem como a conceituação dos empreendimentos e análise dos resultados individuais para cada indicador, serão apresentados na sessão 4.4 que descreve a validação da metodologia.

4.4 Validação da metodologia

A presente sessão do trabalho tem como objetivo validar a metodologia elaborada. Sendo assim, os indicadores selecionados serão calculados e, a partir das notas obtidas, apresentadas na tabela 49 do Apêndice A, será determinado o Índice Global (IG) para cada empreendimento eólico. Dessa maneira, espera-se obter avaliações para cada indicador de forma individual, bem como um panorama do desempenho operacional dos parques eólicos brasileiros.

A partir do resultado da avaliação será possível comparar centrais geradoras em contextos parecidos. Para isso, constatou-se que as usinas eólicas brasileiras assemelham-se ou diferem-se em dois aspectos principais:

- Período em operação: as primeiras usinas eólicas começaram a operar ao final dos anos 90, logo, atualmente têm-se empreendimentos que estão há aproximadamente 20 anos em operação e, em contra partida, diversos parques entraram em operação nos últimos anos. Sendo assim, a presença de usinas próximas do fim da sua vida útil e, também, usinas que estão em operação há poucos anos é um dos aspectos que diferem as centrais geradoras brasileiras. Portanto, assim como mostra a tabela 12, dividiram-se os empreendimentos em quatro grupos diferentes para fins comparativos;
- Região: o Brasil possui dimensões continentais e diversas regiões consideradas propícias para a geração eólica, logo, outro aspecto que difere os empreendimentos são os estados onde estão instalados. Sendo assim, os nove estados brasileiros com maior quantidade de empreendimentos eólicos foram divididos em quatro grupos diferentes para fins comparativos, apresentados na tabela 13.

Tabela 12 – Quantidade de usinas por Tempo de Operação.

Tempo de Operação (anos)	Quantidade de usinas
0 a 5	253
6 a 10	425
11 a 15	75
16 a 20	8

Tabela 13 – Quantidade de usinas por Tempo de Operação.

Estados	Quantidade de usinas em cada estado
BA e RN	mais de 200
CE, RS e PI	entre 50 e 100
PB e PE	entre 20 e 50
MA e SC	entre 0 e 20

A seleção dos parques eólicos participantes da avaliação deu-se a partir das informações disponibilizadas no Sistema de Informações de Geração da ANEEL (SIGA). Buscou-se englobar o máximo de centrais geradoras na avaliação para que o panorama de desempenho operacional elaborado ao final do trabalho reflita a realidade das usinas eólicas brasileiras. Sendo assim, de 976 empreendimentos em operação em 2023 no Brasil, foram selecionados 761 para participar do estudo, isto é, 78% do universo dos parques eólicos. As outras 215 centrais geradoras foram descartadas da avaliação por falta de dados necessários para o cálculo dos indicadores em análise.

Para o cálculo dos indicadores foi utilizado o Sistema de Informações de Geração da ANEEL (SIGA), a base de dados de Ocorrências Graves e Indisponibilidades Prolongadas da ANEEL, a base de dados de Geração de Energia Elétrica da Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE) e a base de dados de Garantia Física da Empresa de Pesquisa Energética (EPE).

Foram utilizados os dados de geração de 2022 para calcular o Fator de Capacidade Efetivo (FCE) e o Déficit/Superávit de Geração (D|S%GF). Já para o cálculo da Disponibilidade de Tempo (DT), Taxa de Indisponibilidades (TI), Tempo Médio de Reparo (TMR), Tempo Médio Entre Falhas (TMF) e Classificação de Ocorrências Graves (COG), foram utilizados dados entre 2016 e 2022, uma vez que a ANEEL começou a armazenar os dados referentes a esses indicadores a partir de 2016 e, além disso, verificou-se que informações relacionadas a operação e manutenção (O&M) não fornecem conclusões relevantes em curtos períodos de tempo.

As sessões seguintes apresentarão a análise e avaliação de cada um dos indicadores para as usinas do estudo.

4.4.1 Fator de Capacidade Efetivo (FCE)

O Fator de Capacidade Efetivo (FCE), calculado a partir da Equação 4.6, é um indicador que relaciona o quanto uma usina gera efetivamente em determinado período de tempo com o quanto ela poderia gerar em condições ideais no mesmo período.

A partir da tabela 14, infere-se que pouco mais de 50% dos empreendimentos eólicos possuem classificação eficaz, enquanto os outros 50% dividem-se entre as classificações adequada, inadequada e reprovável, sendo a última com apenas 2,3% dos parques.

Tabela 14 – Quantidade de usinas por classificação.

Indicador	Quantidade de Usinas [abs %]			
	Eficaz (4)	Adequado (3)	Inadequado (2)	Reprovável (1)
FCE	427 56,1%	241 31,6%	75 9,8%	18 2,3%

Essas informações são confirmadas pelos parâmetros estatísticos da tabela 15, representados, também, no figura 11. Isto é, o intervalo interquartil do gráfico boxplot vai de 35% a 48%, valores correspondentes as classificações eficaz ou adequada. Já o gráfico violino, bem como o histograma, mostram que a maioria das centrais geradoras se concentram na faixa de FCE entre 40% e 50%.

Quanto às usinas presentes na categoria reprovável, verifica-se que os 2,3% são, em sua maioria, representados por *outliers*, ou seja, são valores discrepantes quando comparados com o resto da amostra.

Tabela 15 – Parâmetros Estatísticos para o FCE.

Parâmetros Estatísticos para o FCE						
Indicador	Q1	Q2	Q3	Q3-Q1	\bar{x}	σ
FCE	35%	42%	48%	13%	41%	10%

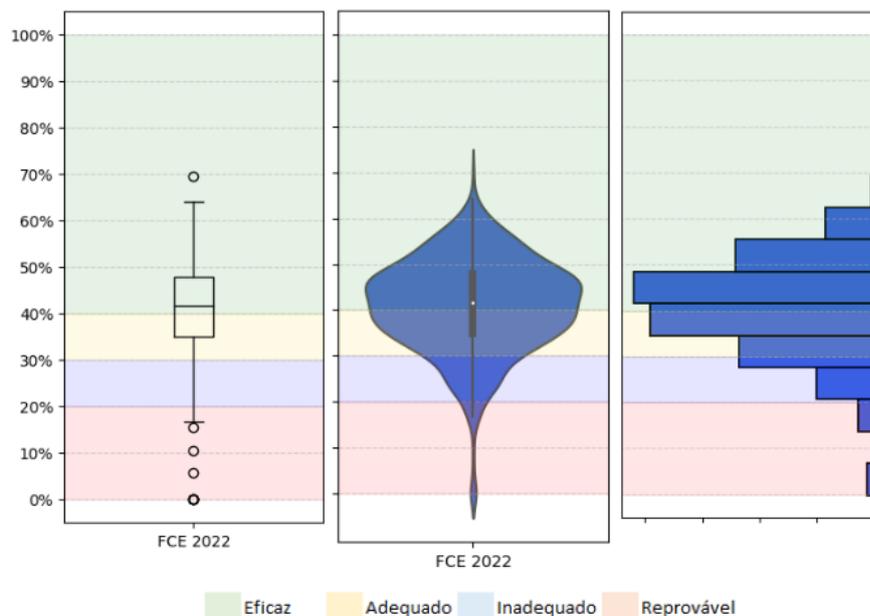


Figura 11 – BoxPlot, Gráfico Violino e Histograma, respectivamente, para o FCE 2022.

Fator de Capacidade Efetivo vs. Fator de Capacidade Potencial

O Fator de Capacidade Potencial (FCP), calculado a partir da equação 4.7, corresponde ao maior Fator de Capacidade que um empreendimento pode alcançar a partir de suas características técnicas e localização, isto é, sem interferência de externalidades. Sendo assim, o FCP pode ser utilizado como uma referência comparativa ao FCE.

Após calcular o FCP para cada parque eólico em avaliação, constatou-se que cerca de 78% das centrais geradoras possuem classificação eficaz, porcentagem mais alta que o valor encontrado para o FCE, como mostra a tabela 16. Além disso, o FCE possui mais usinas classificadas como inadequada ou reprovável.

Tabela 16 – Quantidade de usinas por classificação.

Indicador	Quantidade de Usinas [abs %]			
	Eficaz (4)	Adequado (3)	Inadequado (2)	Reprovável (1)
FCE	427 56,1%	241 31,6%	75 9,8%	18 2,3%
FCP	593 77,92%	132 17,34%	32 4,2%	4 0,5%

As informações vão de encontro aos parâmetros estatísticos presentes na tabela 17 e representados na figura 12, que compara os dois indicadores por meio de gráficos boxplots. A partir do gráfico 12 é possível inferir que o FCE e o FCP possuem distribuições similares, uma vez que os intervalos interquartis e os desvios padrões são próximos. Ademais, ao observar os *outliers* dos boxplots, representados por círculos vazados nos gráficos, percebe-se que, diferente do FCE, que possui outliers em 0%, o FCP possui valores discrepantes apenas entre 10% e 30%.

Tabela 17 – Parâmetros Estatísticos para o FCE e FCP, respectivamente.

Indicador	Parâmetros Estatísticos					
	Q1	Q2	Q3	Q3-Q1	\bar{x}	σ
FCE	35%	42%	48%	13%	41%	10%
FCP	41%	48%	53%	12%	47%	9%

Portanto, conclui-se que o FCP possui desempenho ligeiramente melhor que o FCE. Essa análise vai de encontro ao esperado, uma vez que ao calcular o FCP não são levadas em consideração externalidades que podem afetar a geração de energia elétrica do empreendimento.

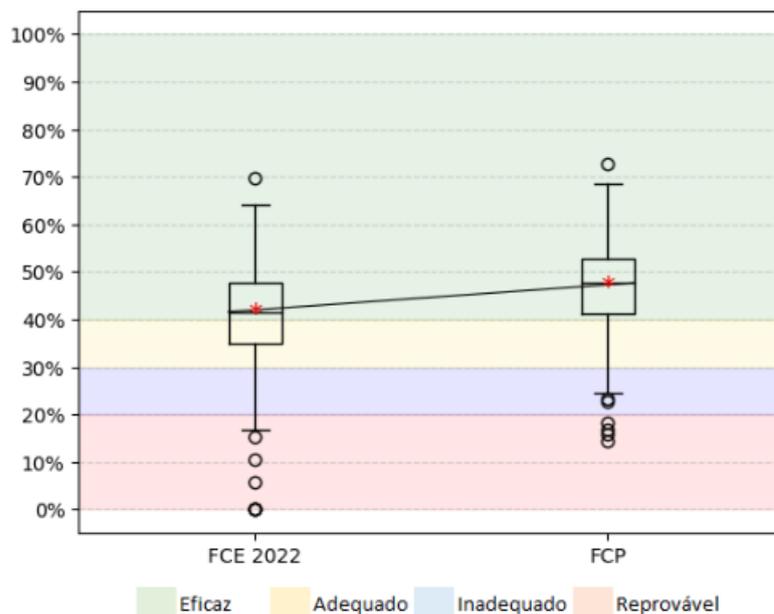


Figura 12 – Gráfico BoxPlot para o FCE 2022 e FCP, respectivamente.

Fator de Capacidade Efetivo (FCE) por Tempo de Operação

Parques eólicos com diferentes tempos de operação foram comparados entre si buscando verificar a evolução do FCE para centrais geradoras operando a mais tempo.

Como apresentado na tabela 18, entre as usinas com 0 a 5 anos de geração, a maioria, mais de 200 empreendimentos, possuem classificação eficaz ou adequada. Esse padrão se repete para os parques com 6 a 10 anos de operação. Por outro lado, as centrais geradoras entre 11 e 15 anos de operação possuem, em sua maioria, classificação adequada ou inadequada. Enquanto as usinas com 16 a 20 anos de operação são enquadradas apenas como inadequadas ou reprováveis.

Tabela 18 – Quantidade de usinas por Tempo de Operação.

Anos	Quantidade de Usinas [abs %]			
	Eficaz (4)	Adequado (3)	Inadequado (2)	Reprovável (1)
0 a 5	189 24,8%	54 7,1%	8 1,0%	4 0,5%
6 a 10	232 30,5%	153 20,0%	30 3,9%	8 1,0%
11 a 15	6 0,8%	34 4,5%	31 4,1%	4 0,5%
16 a 20	0 0,0%	0 0,0%	6 0,8%	2 0,3%

Ao observar o gráfico de dispersão da figura 13, percebe-se que o FCE diminui a medida que o tempo de operação dos empreendimentos aumenta. Ademais, o gráfico também deixa evidente que, por mais que o FCP seja geralmente mais alto, ele apresenta a mesma tendência de decaimento para os parques eólicos com idade mais elevada. Isto

é, as centrais geradoras que operam a mais tempo, possuem Fator de Capacidade mais baixo desde o planejamento inicial do projeto.

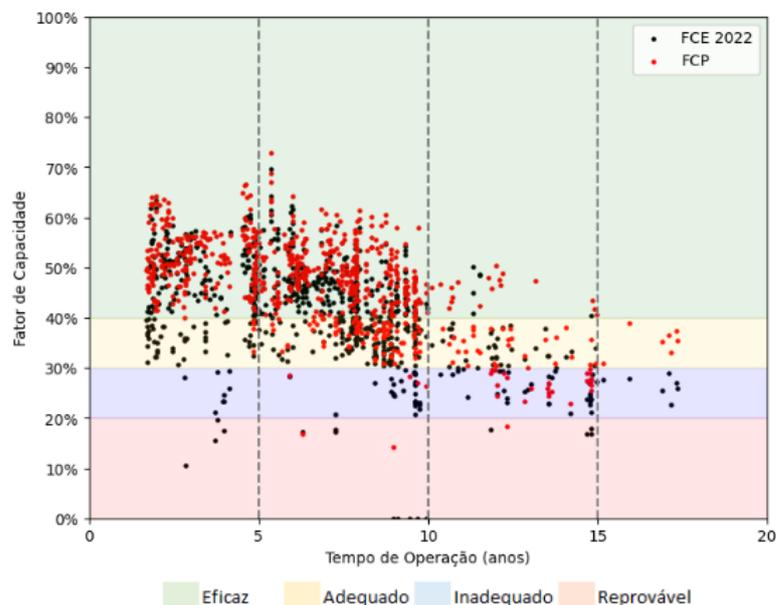


Figura 13 – FCE 2022 e FCP por Tempo de Operação.

Esse fato pode ser explicado pelo avanço tecnológico da indústria eólica brasileira, ocasionando em aumento da potência e da eficiência para os aerogeradores instalados nos últimos dez anos.

Fator de Capacidade Efetivo (FCE) por Estado

Por fim, foram comparados os Fatores de Capacidade Efetivos entre os estados que possuem quantidade próxima de usinas, os valores podem ser observados na tabela 19 e na figura 14.

Tabela 19 – Quantidade de usinas por Estado.

Estado	Quantidade de Usinas [abs %]			
	Eficaz (4)	Adequado (3)	Inadequado (2)	Reprovável (1)
RN	119 15,6%	71 9,3%	17 2,3%	1 0,1%
BA	152 20,0%	40 5,2%	8 1,0%	4 0,6%
CE	22 2,9%	49 6,5%	23 3%	3 0,4%
PI	70 9,2%	9 1,2%	2 0,3%	1 0,1%
RS	19 2,5%	51 6,7%	6 0,8%	4 0,6%
PE	25 3,3%	8 1,0%	3 0,4%	0 0,0%
PB	8 1,0%	4 0,5%	9 1,3%	3 0,4%
MA	12 1,6%	3 0,4%	0 0,0%	0 0,0%
SC	0 0,0%	6 0,8%	5 0,7%	1 0,1%

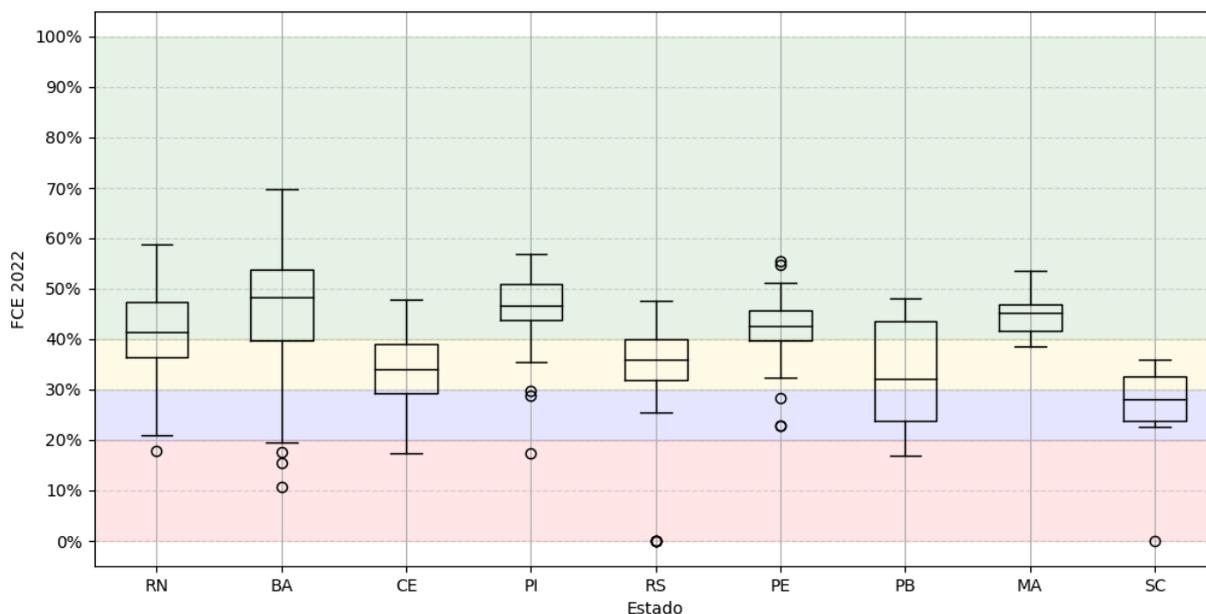


Figura 14 – Fator de Capacidade Efetivo por Estado.

Entre os estados com mais de 200 empreendimentos, ambos, Rio Grande do Norte e Bahia, possuem mais usinas classificadas como eficaz. Contudo, Rio Grande do Norte possui mais parques enquadrados como inadequados, enquanto Bahia possui maior porcentagem de reprováveis. A partir do boxplot da figura 14, ao observar a posição do quartil 1, infere-se que aproximadamente 75% dos empreendimentos da Bahia possuem FCE acima de 40%, já o Rio Grande do Norte apresenta pouco mais de 50% de seus parques para a mesma classificação. Por outro lado, a Bahia possui mais *outliers* na faixa reprovável.

Para os estados que possuem entre 50 e 100 centrais geradoras eólicas, os resultados são inferiores. Ceará e Rio Grande do Sul apresentam mais usinas com classificação adequada ou inadequada, sendo Rio Grande do Sul o estado do grupo com mais empreendimentos reprováveis. Em contra partida, Piauí se destaca positivamente com maior quantidade de parques enquadrados como eficaz. A figura 14 mostra como os diagramas do Ceará e Rio Grande do Sul apresentam mais semelhanças, enquanto o Piauí se destaca positivamente ao manter 3 quartis na faixa eficaz.

Entre os estados com 20 a 50 centrais geradoras, Pernambuco apresenta a maioria de suas usinas classificadas como eficaz e zero empreendimentos reprováveis. Desempenho melhor que o da Paraíba, que tem metade das suas usinas enquadradas como eficaz ou adequada e a outra metade, como inadequada ou reprovável. O boxplot para cada um dos estados mostra como os empreendimentos se comportam de maneira distinta, sendo a Paraíba com maior intervalo interquartil, isto é, maior variabilidade de dados.

Para os estados que possuem até 20 centrais geradoras, Maranhão apresenta resultado superior, com todas as suas usinas classificadas como eficaz ou adequada. Já Santa Catarina não possui empreendimentos com nota máxima. A figura 14 demonstra o melhor desempenho dos parques eólicos do Maranhão, uma vez que o valor mínimo do diagrama está muito próximo do valor ideal para FCE e o valor máximo, conseqüentemente, ultrapassa o valor ideal. Enquanto isso, Santa Catarina apresenta todo o boxplot nas faixas intermediárias e um *outlier* na faixa de menor desempenho.

É importante destacar que os estados não foram comparados com base em suas características climáticas ou geográficas, fatores que afetam o perfil do recurso eólico, e sim, a partir da quantidade de centrais geradoras eólicas que estão instaladas em seus territórios, logo, é natural que os Fatores de Capacidade possuam perfis diferentes.

4.4.2 Déficit/Superávit de Geração Eólica (D|S%GF)

O Déficit/Superávit de Geração Eólica (D|S%GF), calculado a partir da Equação 4.2, é um indicador que demonstra se uma usina está gerando energia elétrica acima ou abaixo do valor ideal determinado por meio do cálculo da Garantia Física.

A partir da tabela 20, verifica-se que pouco mais de 50% dos empreendimentos eólicos possuem classificação eficaz, enquanto os outros 50% dividem-se entre as classificações adequada e inadequada, sendo a última com cerca de 25% dos parques eólicos.

Tabela 20 – Quantidade de usinas por classificação.

Indicador	Quantidade de Usinas [abs %]		
	Eficaz (4)	Adequado (3)	Inadequado (1)
Déficit/Superávit	442 58,0%	125 16,5%	194 25,5%

Essas informações são ratificadas pelos parâmetros estatísticos da tabela 21, representados, também, na figura 15. Isto é, o intervalo interquartil do gráfico boxplot, que representa 50% da amostra, vai de -19% a -4%, valores correspondentes as classificações eficaz ou adequada. Isso demonstra que cerca de 75% das centrais geradoras brasileiras trabalham com déficit de no mínimo 4% e cerca de 25% da amostra opera com superávit entre 0% e 20%. Os *outliers* presentes na classificação inadequada vão de -100% à -40% de déficit, já os *outliers* da faixa eficaz vão de 20% a 50% de superávit.

Tabela 21 – Parâmetros Estatísticos para Déficit/Superávit de Geração em 2022.

Indicador	Parâmetros Estatísticos					
	Q1	Q2	Q3	Q3-Q1	\bar{x}	σ
Déficit/Superávit	-19%	-11%	-4%	15%	-12%	16%

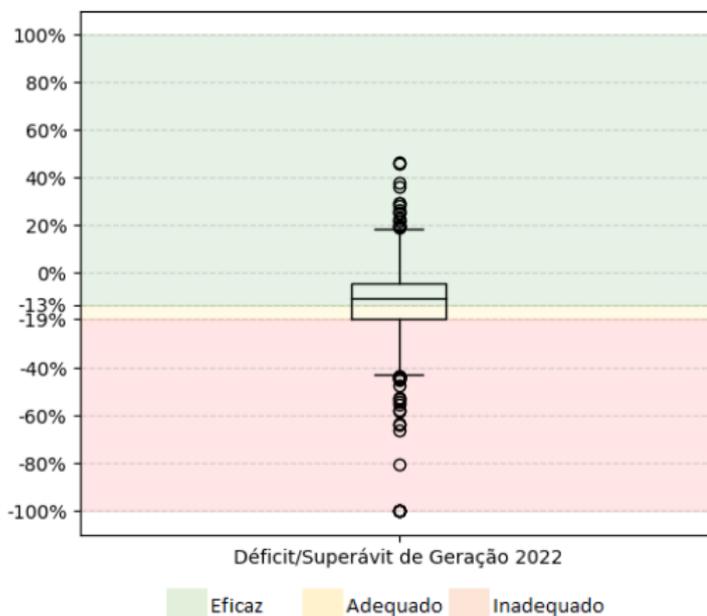


Figura 15 – Gráfico BoxPlot para Déficit/Superávit de Geração em 2022.

Os resultados demonstram que, apesar de valores altos para o Fator de Capacidade da maioria das usinas em estudo, cerca de 25% da amostra opera com déficit acima do recomendado, isto é, poderiam apresentar resultados mais satisfatórios.

Déficit/Superávit de Geração Eólica (D|S%GF) por Tempo de Operação

De forma análoga à análise para o FCE, empreendimentos eólicos com diferentes tempos de operação foram comparados entre si com o objetivo de verificar se parques com idade similar apresentam, também, tendência similar de déficit ou superávit de geração de energia elétrica.

Como apresentado na tabela 22, com exceção da faixa de tempo de operação entre 16 e 20 anos, todas as outras classes de idade apresentam comportamento parecido, ou seja, as centrais geradoras, em sua maioria, são divididas entre as classificações eficaz e inadequada. As usinas entre 6 e 10 anos de operação são as que mais aparecem na classificação de menor desempenho, enquanto todos os empreendimentos mais antigos da amostra possuem déficit de geração acima do desejável.

Tabela 22 – Quantidade de usinas por Tempo de Operação.

Anos	Quantidade de Usinas [abs %]		
	Eficaz (4)	Adequado (3)	Inadequado (2)
0 a 5	152 20,0%	37 4,9%	66 8,7%
6 a 10	246 32,2%	76 10,0%	101 13,3%
11 a 15	44 5,8%	12 1,6%	19 2,5%

16 a 20	0 0,0%	0 0,0%	8 1,0%
----------------	--------	--------	--------

Ao observar o gráfico de dispersão da figura 16, percebe-se que os parques eólicos em operação entre 0 e 10 anos possuem valores de déficit mais altos. Além disso, as usinas entre 10 e 15 anos de operação são as que apresentam os maiores valores de superávit, o que indica a possibilidade de ser realizada revisão da garantia física para os empreendimentos, que podem ter passado por processos de reforma ou modernização. Por outro lado, o gráfico mostra que todos os parques entre 15 e 20 anos de operação se encontram na faixa inadequada.

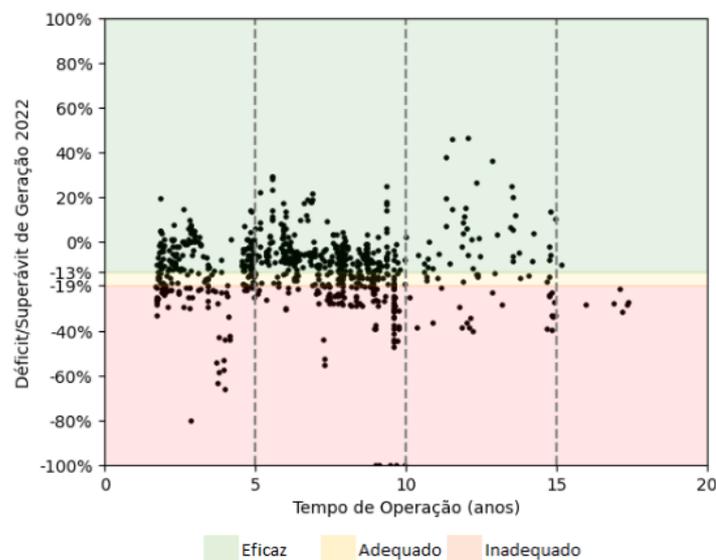


Figura 16 – Déficit/Superávit de Geração Eólica (D|S%GF) em 2022 por Tempo de Operação.

A partir da análise dos dados da tabela 22 e do gráfico da figura 16, conclui-se que cerca de 75% das centrais geradoras eólicas brasileiras operam com déficit de geração. Esse fato pode ser explicado pelo desafio em lidar com a inserção de novas tecnologias nas usinas que operam a menos tempo, desgaste dos equipamentos dos empreendimentos que se aproximam do fim de sua vida útil ou prática do mecanismo de *constrained-off*, que vem sendo utilizado no Brasil durante os últimos anos para reduzir a geração a partir de fontes renováveis em decorrência de questões operativas do Sistema Interligado Nacional (SIN).

Déficit/Superávit de Geração Eólica (D|S%GF) por Estado

Os valores de déficit/superávit de geração foram comparados, também, entre os estados. Os dados consolidados podem ser observados na tabela 23 e na figura 17.

Tabela 23 – Quantidade de usinas por Estado.

Quantidade de Usinas [abs %]			
Estado	Eficaz (4)	Adequado (3)	Inadequado (2)
RN	84 11,0%	57 7,5%	67 8,8%
BA	153 20,0%	20 2,7%	31 4,2%
CE	30 4,0%	19 2,6%	48 6,4%
PI	64 8,4%	7 0,9%	11 1,4%
RS	66 8,7%	4 0,5%	10 1,3%
PE	21 2,8%	8 1,0%	7 0,9%
PB	9 1,2%	5 0,6%	10 1,3%
MA	5 0,7%	4 0,5%	6 0,8%
SC	9 1,2%	1 0,2%	2 0,4%

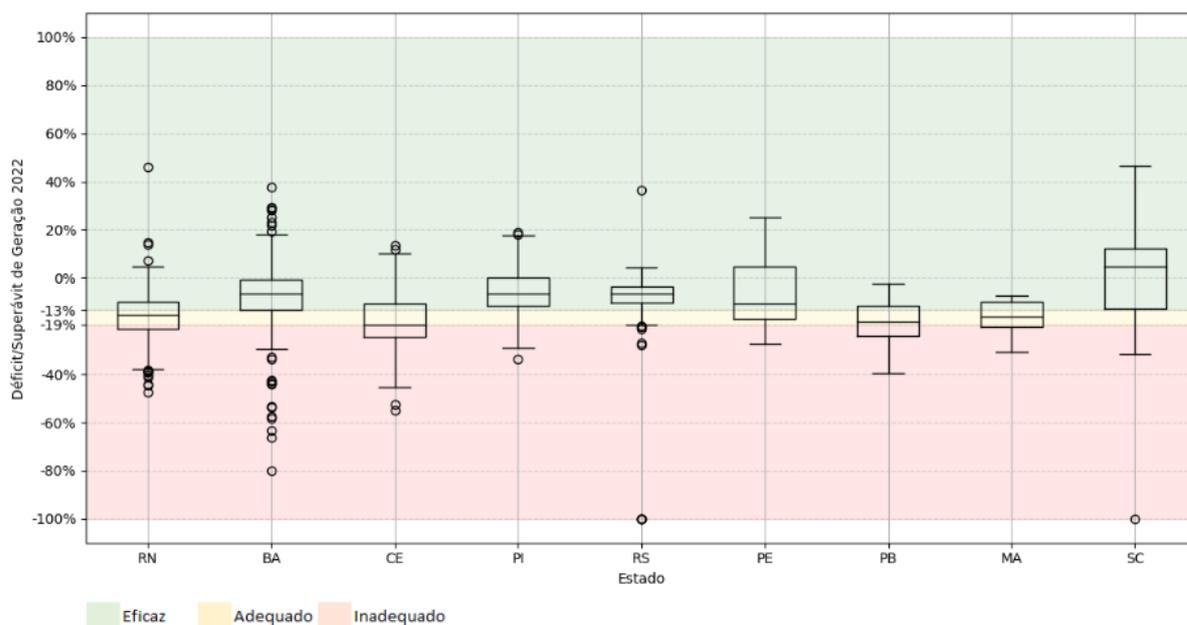


Figura 17 – Gráfico BoxPlot de Déficit/Superávit de Geração Eólica em 2022 por Estado.

Entre os estados com mais de 200 empreendimentos, ambos, Rio Grande do Norte e Bahia, possuem mais empreendimentos classificados como eficaz. Contudo, Rio Grande do Norte possui quantidade significativa de usinas enquadradas como inadequadas, ao todo, são 67 empreendimentos, mais que o dobro dos parques da Bahia com a mesma classificação. O gráfico boxplot da figura 17 confirma a análise, pode-se perceber que o intervalo interquartil para o Rio Grande do Norte abrange todas as classificações, enquanto o intervalo interquartil do diagrama da Bahia se localiza inteiramente na faixa eficaz. Por outro lado, os *outliers* da Bahia possuem valores mais altos de déficit de geração.

A análise para os estados que possuem entre 50 e 100 centrais geradoras eólicas mostra que Piauí e Rio Grande do Sul apresentam padrão similar de déficit, com quan-

tidades próximas de usinas para cada uma das faixas de avaliação, sendo a classificação eficaz a que mais aparece. Já o Ceará tem desempenho inferior, pode-se inferir da figura 17 que o estado apresenta cerca de 50% dos seus empreendimentos com déficit acima do desejado.

Entre os estados com 20 a 50 centrais geradoras, Pernambuco apresenta a maioria de seus parques eólicos classificados como eficaz. Desempenho melhor que o da Paraíba, que possui mais centrais geradoras na faixa inadequada. O boxplot da figura 17 mostra que cerca de 75% das usinas de Pernambuco apresentam classificação eficaz ou adequada, enquanto isso, cerca de 75% das usinas da Paraíba estão adequadas ou inadequadas. Além disso, a partir da extensão dos "bigodes" dos gráficos, verifica-se que Pernambuco possui valores mais altos de superávit de geração.

Para os estados que possuem até 20 centrais geradoras, Santa Catarina apresenta resultado superior, com mais empreendimentos classificados como eficaz. Por outro lado, Maranhão apresenta mais parques eólicos inadequados. A figura 17 demonstra o melhor desempenho dos parques eólicos de Santa Catarina, que apresenta cerca de 75% das suas centrais geradoras na faixa eficaz, enquanto isso, os empreendimentos do Maranhão estão divididos entre as três classificações. Por fim, apenas Santa Catarina possui *outliers* localizados na faixa reprovável.

4.4.3 Disponibilidade de Tempo (DT)

A Disponibilidade de Tempo (DT), calculada a partir da equação 4.4, é um indicador que relaciona o tempo que um parque eólico esteve disponível para operar com o tempo total em que ele deveria ter estado disponível para operar.

A partir da tabela 24, constata-se que a grande maioria das centrais geradoras brasileiras possuem excelente desempenho quanto à Disponibilidade de Tempo. Mais de 90% da amostra apresenta classificação desejável e apenas 1,4% se enquadra como reprovável.

Tabela 24 – Quantidade de usinas por classificação.

Indicador	Quantidade de Usinas [abs %]			
	Desejável (4)	Aceitável (3)	Razoável (2)	Reprovável (1)
DT	691 91,0%	41 5,5%	16 2,1%	13 1,4%

Os parâmetros estatísticos, abordados na tabela 25, comprovam a alta Disponibilidade de Tempo apresentada pelas usinas brasileiras. O intervalo interquartil, abrangendo 50% dos empreendimentos do estudo, vai de 99,8% a 100% de disponibilidade, a média dos valores fica em torno de 98% e o desvio padrão é baixo, cerca de 7%.

Tabela 25 – Parâmetros Estatísticos para Disponibilidade de Tempo.

Parâmetros Estatísticos						
Indicador	Q1	Q2	Q3	Q3-Q1	\bar{x}	σ
DT	99,8%	100,0%	100,0%	0,2%	98,0%	7,0%

Os resultados demonstram que, mesmo que porcentagem considerável dos empreendimentos eólicos brasileiros trabalhem com déficit de geração, estar disponível para operar não é um grande desafio para os parques. Isso explica, inclusive, a utilização do mecanismo de *constrained-off* pelo Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS).

Disponibilidade de Tempo (DT) por Tempo de Operação

A análise da Disponibilidade de Tempo para centrais geradoras com diferentes tempos de operação refletiu os resultados já observados na análise dos dados gerais. Isto é, a partir da tabela 26 e do gráfico de dispersão da figura 18, pode-se observar que todas as faixas de idade apresentam mais usinas com pontuação máxima, sendo a classe de 6 a 10 anos e 11 a 15 anos de operação as únicas que possuem empreendimentos reprováveis. Por outro lado, todos os parques eólicos que operam a mais tempo, entre 16 e 20 anos, apresentam classificação desejável.

Tabela 26 – Quantidade de usinas por Tempo de Operação.

Quantidade de Usinas [abs %]				
Anos	Desejável (4)	Aceitável (3)	Razoável (2)	Reprovável (1)
0 a 5	239 31,5%	15 2,0%	1 0,1%	0 0,0%
6 a 10	376 49,5%	25 3,4%	13 1,7%	9 1,1%
11 a 15	68 9,0%	1 0,1%	2 0,3%	4 0,4%
16 a 20	8 1,0%	0 0,0%	0 0,0%	0 0,0%

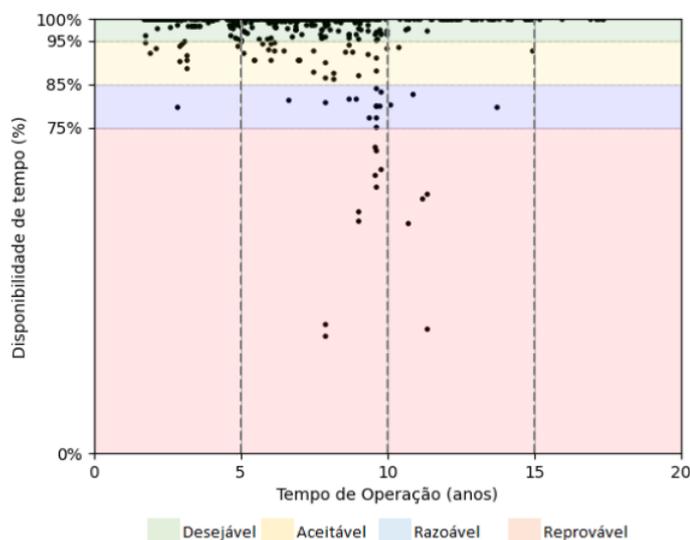


Figura 18 – Disponibilidade de Tempo por Tempo de Operação.

Disponibilidade de Tempo (DT) por Estado

Os valores de Disponibilidade de Tempo foram comparados, também, entre os estados. Os dados consolidados podem ser observados na tabela 27.

Tabela 27 – Quantidade de usinas por Estado.

Estado	Quantidade de Usinas [abs %]			
	Desejável (4)	Aceitável (3)	Razoável (2)	Reprovável (1)
RN	184 24, 2%	10 1, 3%	9 1, 2%	5 0, 6%
BA	182 24, 0%	18 2, 6%	1 0, 1%	3 0, 4%
CE	86 11, 5%	5 0, 6%	5 0, 6%	2 0, 2%
PI	77 10, 1%	3 0, 4%	2 0, 2%	0 0, 0%
RS	79 10, 4%	1 0, 1%	0 0, 0%	0 0, 0%
PE	31 4, 2%	3 0, 4%	0 0, 0%	2 0, 2%
PB	23 3, 0%	1 0, 1%	0 0, 0%	0 0, 0%
MA	15 2, 0%	0 0, 0%	0 0, 0%	0 0, 0%
SC	12 1, 6%	0 0, 0%	0 0, 0%	0 0, 0%

Entre os estados com mais de 200 empreendimentos, ambos, Rio Grande do Norte e Bahia, possuem desempenho semelhante, com mais centrais geradoras enquadradas na classificação desejável. Contudo, Rio Grande do Norte contribui com mais usinas nas classificações razoável e reprovável.

A análise para os estados que possuem entre 50 e 100 centrais geradoras eólicas mostra que os três estados, Ceará, Piauí e Rio Grande do Sul apresentam padrão similar de Disponibilidade de Tempo, sendo Ceará o estado com mais empreendimentos razoáveis e o único com parques eólicos reprováveis.

Os outros estados avaliados, Pernambuco, Paraíba, Maranhão e Santa Catarina, possuem também, desempenho excelente, apresentando a grande maioria das centrais geradoras na classificação desejável.

4.4.4 Taxa de Indisponibilidades (TI)

A Taxa de Indisponibilidades (TI), calculada a partir da equação 4.11, é um indicador que relaciona o tempo que uma usina eólica esteve indisponível para operar em decorrência de uma indisponibilidade prolongada com o tempo total em que ela deveria ter estado disponível para operar.

A partir da tabela 28, verifica-se que a classificação que mais aparece entre os empreendimentos em avaliação é a desejável, com 83,4% dos parques. Por outro lado, 12,9% da amostra se enquadra em reprovável, que representa a nota mais baixa para Taxa de Indisponibilidades.

Tabela 28 – Quantidade de usinas por classificação.

Quantidade de Usinas [abs %]				
Indicador	Desejável (4)	Aceitável (3)	Razoável (2)	Reprovável (1)
TI	635 83,4%	19 2,5%	9 1,2%	98 12,9%

Os parâmetros estatísticos, presentes na tabela 37, mostram que, de acordo com o intervalo interquartil, ao menos 50% da amostra possui Taxa de Indisponibilidades igual a zero, isto é, no período avaliado não foi reportada nenhuma falha à Agência Nacional de Energia Elétrica. A média dos dados se encontra em 1,97%, valor na faixa ainda aceitável.

Tabela 29 – Parâmetros Estatísticos para Taxa de Indisponibilidades.

Parâmetros Estatísticos						
Indicador	Q1	Q2	Q3	Q3-Q1	\bar{x}	σ
TI	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	1,97%	7,0%

Os resultados demonstram que grande parte dos parques eólicos brasileiros apresentam conceito satisfatório quanto à Taxa de Indisponibilidades. Contudo, aproximadamente cem centrais geradoras, quantidade considerável, possuem classificação reprovável, isto é, taxa de indisponibilidade acima de 3%. Essas usinas são possíveis candidatas para campanhas de fiscalização da ANEEL, que pode promover ações que elevem o conceito dos empreendimentos em avaliações posteriores.

Taxa de Indisponibilidades (TI) por Tempo de Operação

A análise da Taxa de Indisponibilidades para parques eólicos com diferentes tempos de operação refletiu os resultados já observados na análise dos dados gerais. Isto é, a partir da tabela 30 e do gráfico de dispersão da figura 19, pode-se observar que todas as faixas de idade apresentam dois conceitos que se destacam, o desejável, que representa a melhor nota que uma central geradora pode obter, e o reprovável, que representa a pior nota. A classe de idade de 6 a 10 anos se destaca negativamente ao apresentar o maior número de usinas com baixo desempenho. Em contra partida, a classe de empreendimentos entre 16 e 20 anos de operação possui apenas uma usina com classificação reprovável.

Tabela 30 – Quantidade de usinas por Tempo de Operação.

Quantidade de Usinas [abs %]				
Anos	Desejável (4)	Aceitável (3)	Razoável (2)	Reprovável (1)
0 a 5	225 29,6%	6 0,8%	2 0,3%	22 2,9%
6 a 10	338 44,4%	11 1,4%	6 0,8%	68 9,0%
11 a 15	65 8,5%	2 0,3%	1 0,1%	7 0,9%

16 a 20	7 0,9%	0 0,0%	0 0,0%	1 0,1%
----------------	--------	--------	--------	--------

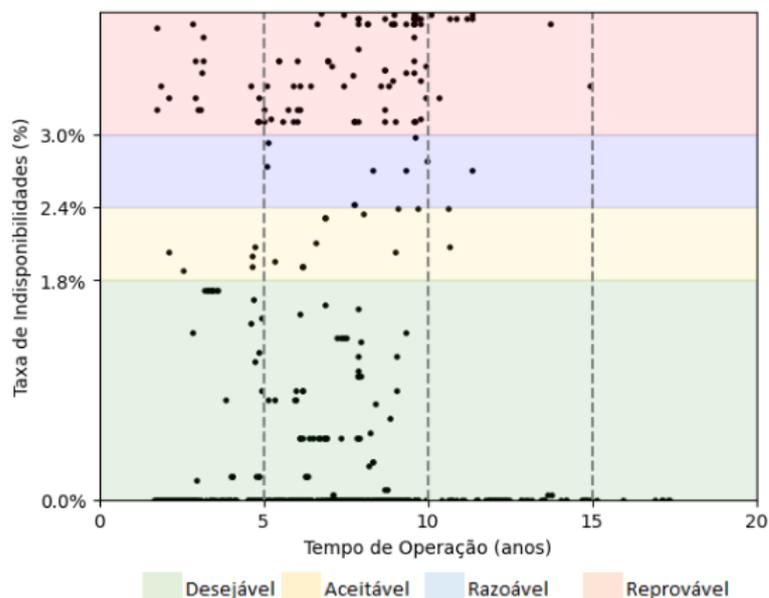


Figura 19 – Taxa de Indisponibilidades por Tempo de Operação.

Taxa de Indisponibilidades (TI) por Estado

Os valores para Taxa de Indisponibilidades foram comparados, também, entre os estados. Os dados consolidados podem ser observados na tabela 31.

Tabela 31 – Quantidade de usinas por Estado.

Estado	Quantidade de Usinas [abs %]			
	Desejável (4)	Aceitável (3)	Razoável (2)	Reprovável (1)
RN	166 21,8%	4 0,5%	2 0,3%	36 4,7%
BA	162 21,4%	10 1,3%	4 0,6%	28 4,0%
CE	77 10,2%	2 0,3%	1 0,1%	17 2,3%
PI	74 9,7%	1 0,1%	1 0,1%	6 0,8%
RS	75 9,8%	2 0,3%	1 0,1%	2 0,3%
PE	31 4,1%	0 0,0%	0 0,0%	5 0,6%
PB	23 3,0%	0 0,0%	0 0,0%	1 0,1%
MA	14 1,8%	0 0,0%	0 0,0%	1 0,1%
SC	12 1,6%	0 0,0%	0 0,0%	0 0,0%

Entre os estados com mais de 200 empreendimentos, ambos, Rio Grande do Norte e Bahia, possuem desempenho semelhante, com mais centrais geradoras enquadradas na classificação desejável. Contudo, Rio Grande do Norte apresenta mais usinas com conceito reprovável.

A análise para os estados que possuem entre 50 e 100 centrais geradoras eólicas mostra que os três estados, Ceará, Piauí e Rio Grande do Sul apresentam quantidades similares de usinas com classificação desejável. Entretanto, Ceará se destaca negativamente porque possui mais empreendimentos com conceito reprovável.

Entre os estados com 20 a 50 centrais geradoras, Pernambuco apresenta mais parques eólicos que se enquadram na classificação reprovável do que a Paraíba, que possui apenas um empreendimento com baixo desempenho.

Por fim, observa-se comportamento similar para os estados que possuem até 20 centrais geradoras, Santa Catarina e Maranhão. Ambos possuem aproximadamente 100% de seus parques eólicos com avaliação ideal.

Taxa de Indisponibilidades (TI) por Equipamento

A análise da base de dados da ANEEL sobre Indisponibilidades Prolongadas e Ocorrências Graves possibilitou a verificação de quais equipamentos presentes em um aerogerador já apresentaram algum tipo de falha, bem como a sua recorrência.

A partir do diagrama de pareto apresentado na figura 20, percebeu-se a ocorrência de falhas em 20 equipamentos diferentes. Ao observar a porcentagem acumulada, constatou-se que 80% das indisponibilidades acontecem em apenas seis equipamentos. A pá do aerogerador apresenta maior frequência de falhas, sendo seguida por problemas em algum equipamento do sistema de transmissão, caixa multiplicadora, gerador e transformador. Ademais, casos de incêndio também estão entre as principais causas de indisponibilidades em usinas eólicas.

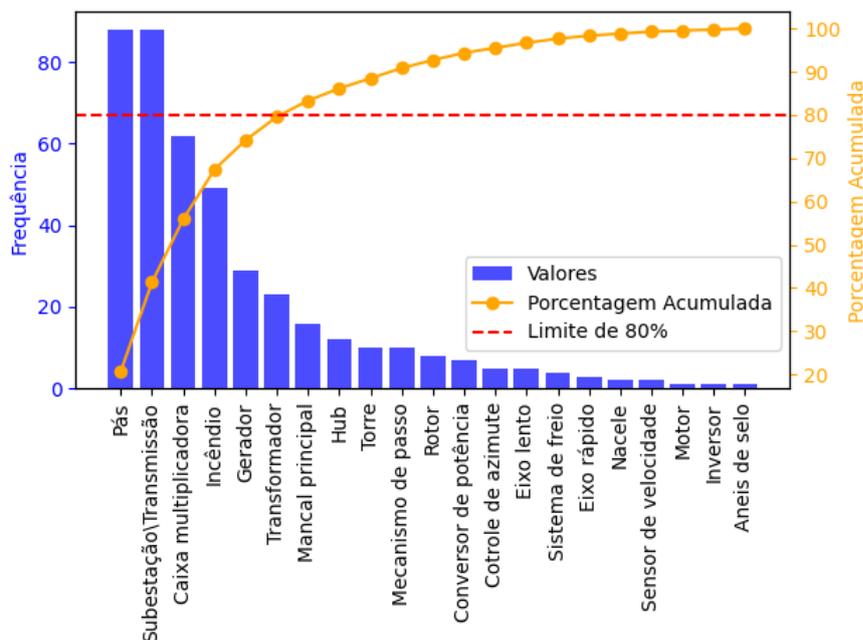


Figura 20 – Indisponibilidades em equipamentos de usinas eólicas. Fonte: Elaboração própria com dados da ANEEL, 2023.

4.4.5 Tempo Médio de Reparo (TMR)

O Tempo Médio de Reparo (TMR), calculado a partir da equação 4.14, é um indicador que mostra o tempo médio que uma usina leva para reparar uma falha e voltar a operar em condições normais.

A partir da tabela 32, verifica-se que a classificação que mais aparece entre os empreendimentos em avaliação é a desejável, com 84,5% dos parques, sendo seguida pelos conceitos reprovável e aceitável, cada um com cerca de 6% da amostra.

Tabela 32 – Quantidade de usinas por classificação.

Indicador	Quantidade de Usinas [abs %]			
	Desejável (4)	Aceitável (3)	Razoável (2)	Reprovável (1)
TMR	643 84,5%	48 6,3%	20 2,6%	50 6,6%

Os parâmetros estatísticos, presentes na tabela 33, mostram que, de acordo com o intervalo interquartil, ao menos 50% da amostra possui tempo médio de reparo entre 0 e 5 dias, e a média dos valores se encontra em torno de 23 dias. Isso mostra que a maioria das indisponibilidades dos empreendimentos brasileiros conseguem ser corrigidas dentro do tempo considerado desejável.

Tabela 33 – Parâmetros Estatísticos para Tempo Médio de Reparo.

Indicador	Parâmetros Estatísticos					
	Q1	Q2	Q3	Q3-Q1	\bar{x}	σ
TMR	0%	0%	5%	5%	22,67%	71,14%

Os resultados demonstram que grande parte dos parques eólicos brasileiros apresentam conceito satisfatório quanto ao Tempo Médio de Reparo. Contudo, 50 usinas apresentaram tempo médio de reparo superior à cem dias, exibindo baixo desempenho para esse indicador. Essas usinas são possíveis candidatas para campanhas de fiscalização da ANEEL, que podem promover ações que elevem o conceito dos empreendimentos em avaliações posteriores.

Tempo Médio de Reparo (TMR) por Tempo de Operação

A partir da tabela 34 e do gráfico de dispersão da figura 21, realizou-se a análise do Tempo Médio de Reparo para parques eólicos com diferentes tempos de operação. Verificou-se, então, que a classe de centrais geradoras entre 0 e 5 anos de operação é a que possui melhor desempenho, apresentando maior quantidade de usinas para as classificações desejável e aceitável.

As classes de idade de 6 a 10 anos e 11 a 15 anos possuem desempenho semelhante. Isto é, os empreendimentos dividem-se majoritariamente entre a nota máxima e nota

mínima, contudo, o gráfico de dispersão da figura 21 deixa claro que os parques com 6 a 10 anos de operação possuem mais notas reprováveis. Por fim, a faixa entre 16 e 20 anos de operação possui a maioria de suas centrais geradoras com classificação desejável.

Tabela 34 – Quantidade de usinas por Tempo de Operação.

Quantidade de Usinas [abs %]				
Anos	Desejável (4)	Aceitável (3)	Razoável (2)	Reprovável (1)
0 a 5	219 28,8%	21 2,7%	3 0,4%	12 1,5%
6 a 10	351 46,0%	25 3,3%	16 2,1%	31 4,1%
11 a 15	66 8,7%	2 0,3%	0 0,0%	7 1,0%
16 a 20	7 1,0%	0 0,0%	1 0,1%	0 0,0%

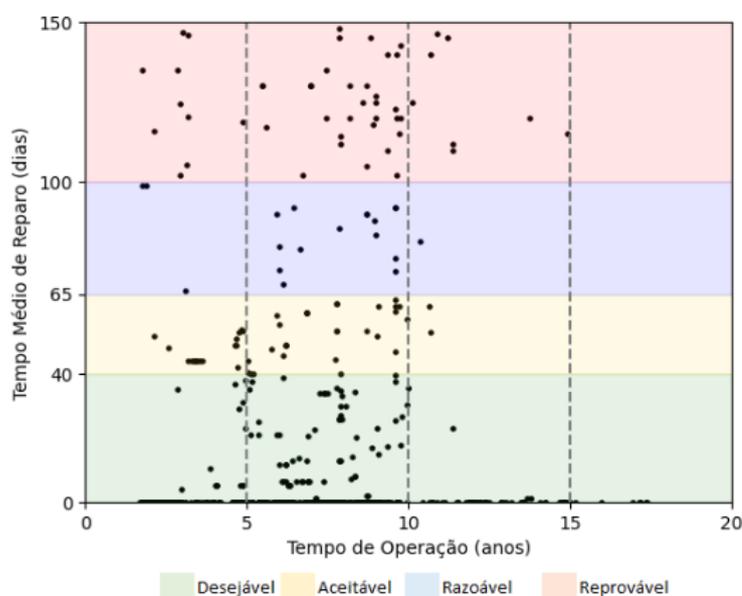


Figura 21 – Tempo Médio de Reparo por Tempo de Operação.

Tempo Médio de Reparo (TMR) por Estado

Os valores para Tempo Médio de Reparo (TMR) foram comparados, também, entre os estados. Os dados consolidados podem ser observados na tabela 35.

Tabela 35 – Quantidade de usinas por Estado.

Quantidade de Usinas [abs %]				
Estado	Desejável (4)	Aceitável (3)	Razoável (2)	Reprovável (1)
RN	162 21,3%	23 3,0%	7 1,0%	16 2,1%
BA	166 21,8%	19 2,5%	6 0,9%	13 2,0%
CE	82 11,0%	2 0,3%	4 0,5%	9 1,2%
PI	74 9,7%	2 0,3%	1 0,1%	5 0,6%

RS	78 10,2%	1 0,1%	0 0,0%	1 0,1%
PE	31 4,1%	0 0,0%	1 0,1%	4 0,5%
PB	23 3,0%	0 0,0%	0 0,0%	1 0,1%
MA	14 1,8%	1 0,1%	0 0,0%	0 0,0%
SC	12 1,6%	0 0,0%	0 0,0%	0 0,0%

Entre os estados com mais de 200 empreendimentos, ambos, Rio Grande do Norte e Bahia, possuem desempenho semelhante, com mais centrais geradoras enquadradas na classificação desejável. Sendo Rio Grande do Norte o estado com mais usinas com conceito reprovável.

A análise para os estados que possuem entre 50 e 100 centrais geradoras eólicas mostra que os três estados, Ceará, Piauí e Rio Grande do Sul apresentam quantidades similares de usinas com classificação desejável. Entretanto, Ceará se destaca negativamente porque possui mais empreendimentos com conceito reprovável.

Entre os estados com 20 a 50 centrais geradoras, Pernambuco apresenta mais parques eólicos que se enquadram na classificação reprovável do que a Paraíba, que possui apenas um empreendimento com baixo desempenho.

Por fim, observa-se comportamento similar para os estados que possuem até 20 centrais geradoras, Santa Catarina e Maranhão. Ambos possuem aproximadamente 100% de seus parques eólicos com avaliação ideal.

4.4.6 Tempo Médio Entre Falhas (TMF)

O Tempo Médio Entre Falhas (TMF), calculado a partir da equação 4.13, é um indicador que mostra o tempo médio entre duas indisponibilidades subsequentes em um mesmo empreendimento.

A partir da tabela 36, verifica-se que as centrais geradoras se dividem basicamente entre dois conceitos, 87,9% são classificadas como desejável e 12% são reprováveis.

Tabela 36 – Quantidade de usinas por classificação.

Indicador	Quantidade de Usinas [abs %]			
	Desejável (4)	Aceitável (3)	Razoável (2)	Reprovável (1)
TMF	669 87,9%	1 0,1%	0 0,0%	88 12,0%

A partir dos parâmetros estatísticos presentes na tabela 37, percebe-se que os valores dos quatis 1, 2 e 3 indicam que ao menos 75% da amostra possui tempo médio entre falhas igual ou maior que 2160 dias. A maioria dos empreendimentos com essa classificação nunca apresentaram falhas, por isso lhes foi atribuído o valor correspondente

ao melhor conceito da avaliação. A média dos dados se encontra em 1920 dias, valor na faixa aceitável.

Tabela 37 – Parâmetros Estatísticos para Tempo Médio Entre Falhas.

Parâmetros Estatísticos						
Indicador	Q1	Q2	Q3	Q3-Q1	\bar{x}	σ
TMF	2160	2160	2160	0	1920	651%

Os resultados demonstram que grande parte dos parques eólicos brasileiros apresentam conceito satisfatório quanto ao Tempo Médio Entre Falhas. Contudo, 88 centrais geradoras possuem classificação reprovável, isto é, tempo médio entre falhas entre 0 e 720 dias. Essas usinas são possíveis candidatas para campanhas de fiscalização da ANEEL, que pode promover ações que elevem o conceito dos empreendimentos em avaliações posteriores.

Tempo Médio Entre Falhas (TMF) por Tempo de Operação

A análise do Tempo Médio Entre Falhas para parques eólicos com diferentes tempos de operação refletiu os resultados já observados na análise dos dados gerais. Isto é, a partir da tabela 38 e do gráfico de dispersão da figura 22, pode-se observar que todas as faixas de idade apresentam dois conceitos que se destacam, o desejável, que representa a melhor nota que uma central geradora pode obter, e o reprovável, que representa a pior nota. A classe de idade de 6 a 10 anos se destaca negativamente ao apresentar o maior número de usinas com baixo desempenho. Em contra partida, a classe de empreendimentos entre 16 e 20 anos de operação não possui usinas com classificação reprovável.

Tabela 38 – Quantidade de usinas por Tempo de Operação.

Quantidade de Usinas [abs %]				
Anos	Desejável (4)	Aceitável (3)	Razoável (2)	Reprovável (1)
0 a 5	238 31, 3%	0 0, 0%	0 0, 0%	17 2, 5%
6 a 10	355 46, 6%	1 0, 1%	0 0, 0%	64 8, 6%
11 a 15	68 9, 0%	0 0, 0%	0 0, 0%	7 0, 9%
16 a 20	8 1, 0%	0 0, 0%	0 0, 0%	0 0, 0%

Tempo Médio Entre Falhas (TMF) por Estado

Os valores para o Tempo Médio Entre Falhas foram comparados, também, entre os estados. Os dados consolidados podem ser observados na tabela 39.

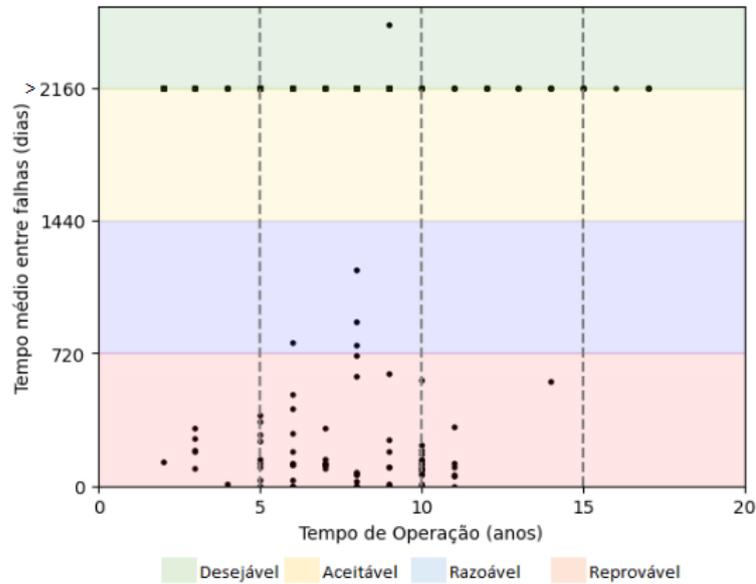


Figura 22 – Tempo Médio Entre Falhas por Tempo de Operação.

Tabela 39 – Quantidade de usinas por Estado.

Quantidade de Usinas [abs %]				
Estado	Desejável (4)	Aceitável (3)	Razoável (2)	Reprovável (1)
RN	183 24,0%	0 0,0%	3 0,4%	22 2,9%
BA	178 23,5%	1 0,1%	0 0,0%	25 3,5%
CE	81 10,7%	0 0,0%	0 0,0%	16 2,5%
PI	73 9,6%	0 0,0%	0 0,0%	9 1,2%
RS	77 10,2%	0 0,0%	0 0,0%	3 0,4%
PE	28 3,7%	0 0,0%	0 0,0%	8 1,0%
PB	24 3,1%	0 0,0%	0 0,0%	0 0,0%
MA	11 1,5%	0 0,0%	0 0,0%	4 0,5%
SC	12 1,6%	0 0,0%	0 0,0%	0 0,0%

Entre os estados com mais de 200 empreendimentos, ambos, Rio Grande do Norte e Bahia, possuem desempenho semelhante, com mais centrais geradoras enquadradas na classificação desejável. Contudo, Bahia apresenta mais usinas com conceito reprovável.

A análise para os estados que possuem entre 50 e 100 centrais geradoras eólicas mostra que os três estados, Ceará, Piauí e Rio Grande do Sul apresentam quantidades similares de usinas com classificação desejável. Entretanto, Ceará se destaca negativamente porque possui mais empreendimentos com conceito reprovável.

Entre os estados com 20 a 50 centrais geradoras, Pernambuco apresenta mais parques eólicos que se enquadram na classificação reprovável do que a Paraíba, que não possui empreendimentos com baixo desempenho.

Por fim, observa-se comportamento similar para os estados que possuem até 20 centrais geradoras, Santa Catarina e Maranhão. Enquanto Santa Catarina possui 100% de seus parques eólicos com avaliação ideal, Maranhão apresenta quatro usinas reprováveis.

4.4.7 Classificação de Ocorrências Graves (COG)

A Classificação de Ocorrências Graves (COG) é um indicador qualitativo determinado a partir do maior grau de severidade verificado em uma ou mais indisponibilidades de uma central geradora eólica.

O conceito do indicador é determinado a partir da pontuação atribuída pela Agência Nacional de Energia Elétrica à indisponibilidade comunicada pelo agente de geração, assim como mostra a tabela 40.

Tabela 40 – Pontuação atribuída pela ANEEL para Ocorrências Graves.

Pontuação atribuída pela ANEEL	Descrição da pontuação	Classificação da Ocorrência Grave
1	Acidentes sem danos pessoais	Sem impacto (4)
2 e 3	Acidentes sem afastamentos	Severidade baixa (3)
4 e 5	Acidentes com afastamentos	Severidade significativa (2)
> 5	Acidentes com mortes ou incapacitantes	Severidade extrema (1)

A partir da tabela 41, verifica-se que 98% das indisponibilidades das usinas eólicas classificam-se como "sem impacto". O conceito que aparece em segundo lugar é a "severidade extrema", com apenas 2,6% da amostra. Além disso, os parâmetros estatísticos presentes na tabela 42 indicam que ao menos 75% da amostra possui pontuação 1 atribuída pela ANEEL, indo de encontro à análise realizada com os dados da agência reguladora.

Tabela 41 – Quantidade de usinas por classificação.

Indicador	Quantidade de Usinas [abs %]			
	Sem impacto (4)	Severidade baixa (3)	Severidade significativa (2)	Severidade extrema (1)
COG	746 98,0%	3 0,3%	1 0,1%	11 1,6%

Tabela 42 – Parâmetros Estatísticos para Classificação de Ocorrências Graves.

Parâmetros Estatísticos						
Indicador	Q1	Q2	Q3	Q3-Q1	\bar{x}	σ
COG	1	1	1	0	1,11	0,81%

Os resultados demonstram que quase 100% dos incidentes que causam falhas em empreendimentos eólicos não causam danos pessoais aos profissionais que trabalham com a operação ou manutenção dos parques. Contudo, é importante ressaltar que os dados utilizados para o presente estudo são autodeclaratórios e, em sua maioria, originam-se de indisponibilidades que ocasionam perda de geração de energia elétrica, logo, não foram levados em consideração incidentes de menor magnitude que não são comunicados à ANEEL.

Classificação de Ocorrências Graves (COG) por Tempo de Operação

A análise da Classificação de Ocorrências Graves para parques eólicos com diferentes tempos de operação refletiu os resultados já observados na análise dos dados gerais. Isto é, a partir da tabela 43 e do gráfico de dispersão da figura 23, pode-se observar que todas as faixas de idade possuem bom desempenho, apresentando a maioria das usinas com ocorrências classificadas como "sem impacto". A classe de idade de 6 a 10 anos se destaca negativamente ao apresentar o maior número de usinas com baixo desempenho. Em contra partida, a classe de empreendimentos entre 16 e 20 anos de operação não possui usinas classificadas em severidade baixa, significativa ou extrema.

Tabela 43 – Quantidade de usinas por Tempo de Operação.

Anos	Quantidade de Usinas [abs %]			
	Sem impacto (4)	Severidade baixa (3)	Severidade significativa (2)	Severidade extrema (1)
0 a 5	252 33,2%	2 0,2%	0 0,0%	1 0,1%
6 a 10	415 54,5%	0 0,0%	1 0,1%	7 1,0%
11 a 15	71 9,3%	1 0,1%	0 0,0%	3 0,5%
16 a 20	8 1,0%	0 0,0%	0 0,0%	0 0,0%

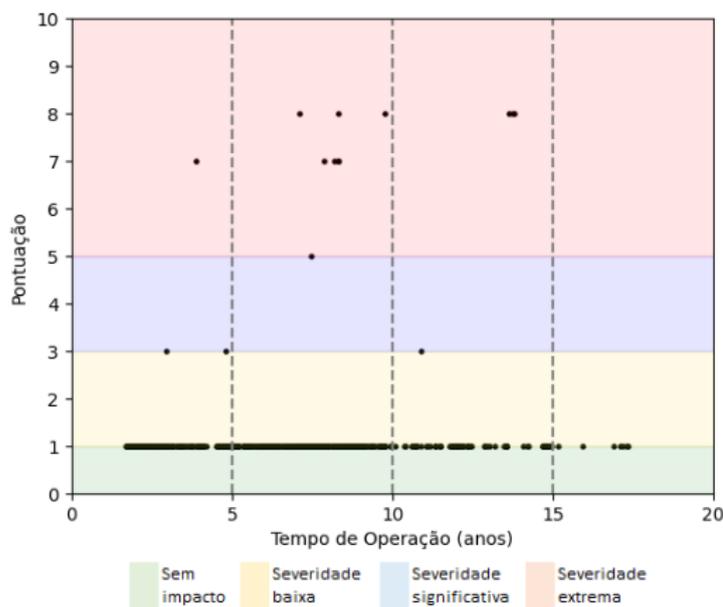


Figura 23 – Classificação de Ocorrências Graves por Tempo de Operação.

Classificação de Ocorrências Graves (COG) por Estado

Os conceitos para a Classificação de Ocorrências Graves foram comparados, também, entre os estados. Os dados consolidados podem ser observados na tabela 44.

Tabela 44 – Quantidade de usinas por Estado.

Estado	Quantidade de Usinas [abs %]			
	Sem impacto (4)	Severidade baixa (3)	Severidade significativa (2)	Severidade extrema (1)
RN	207 27, 2%	0 0, 0%	0 0, 0%	1 0, 1%
BA	203 27, 0%	1 0, 1%	0 0, 0%	0 0, 0%
CE	91 12, 0%	1 0, 1%	0 0, 0%	5 0, 8%
PI	78 10, 2%	0 0, 0%	0 0, 0%	4 0, 6%
RS	80 10, 5%	0 0, 0%	0 0, 0%	0 0, 0%
PE	34 4, 5%	0 0, 0%	1 0, 1%	1 0, 1%
PB	24 3, 2%	0 0, 0%	0 0, 0%	0 0, 0%
MA	14 1, 8%	1 0, 1%	0 0, 0%	0 0, 0%
SC	12 1, 6%	0 0, 0%	0 0, 0%	0 0, 0%

Ao comparar as classificações obtidas por cada região, percebe-se que Rio Grande do Norte, Ceará, Piauí e Pernambuco são os únicos estados com incidentes considerados de "severidade extrema". Dentre eles, Ceará e Piauí, mesmo não sendo os estados com as maiores quantidades de parques eólicos no Brasil, apresentam a maioria dos casos.

4.4.8 Índice Global (IG)

O Índice Global (IG), calculado a partir da Equação 2.2, é um valor que relaciona as pontuações obtidas pela usina eólica em todos os indicadores previamente analisados. O Índice Global vai de 0% a 100% e, a partir dele, pode-se classificar o empreendimento em estudo com um dos cinco conceitos: excelente (A), bom (B), regular (C), insuficiente (D) ou péssimo (E).

A partir da tabela 45, constata-se que aproximadamente 80% dos parques eólicos dividem-se entre os conceitos "excelente" e "bom", sendo o conceito "bom" o que mais aparece. O restante das centrais geradoras, cerca de 20%, dividem-se entre as três últimas classificações, "regular", "insuficiente" e "péssimo", sendo o pior conceito com apenas 1,7% das usinas.

Tabela 45 – Quantidade de usinas por classificação.

Quantidade de Usinas [abs %]					
Ind.	Excelente (A)	Bom (B)	Regular (C)	Insuficiente (D)	Péssimo (E)
IG	279 36,7%	323 42,4%	120 15,8%	26 3,4%	13 1,7%

A análise do Índice Global é confirmada pelos parâmetros estatísticos da tabela 46, representados, também, na figura 24. A partir do intervalo interquartil e da mediana do gráfico boxplot, infere-se que ao menos 50% da amostra avaliada encontra-se entre os dois melhores conceitos, sendo 25% dos empreendimentos com nota entre 70% e 80%, e os outros 25% com nota entre 80% e 100%. Já o gráfico violino, bem como o histograma, fornecem a interpretação visual acerca da concentração da amostra nas faixas de avaliação correspondentes aos conceitos "excelente" e "bom".

Por fim, verifica-se que todos os *outliers* do gráfico boxplot são correspondentes aos parques eólicos avaliados como "péssimos", isto é, a parcela de centrais geradoras com desempenho inferior representa casos atípicos quando comparados aos demais.

Tabela 46 – Parâmetros Estatísticos para o Índice Global.

Parâmetros Estatísticos						
Ind.	Q1	Q2	Q3	Q3-Q1	\bar{x}	σ
IG	72%	82%	100%	28%	81%	18%

Índice Global por Tempo de Operação

Usinas eólicas com diferentes tempos de operação foram comparadas entre si buscando verificar quais conceitos predominantes em cada classe de idade.

Como apresentado na tabela 47, entre as usinas com 0 a 5 anos de geração, a maioria, mais de 100 empreendimentos, possuem classificação "excelente". Por outro lado,

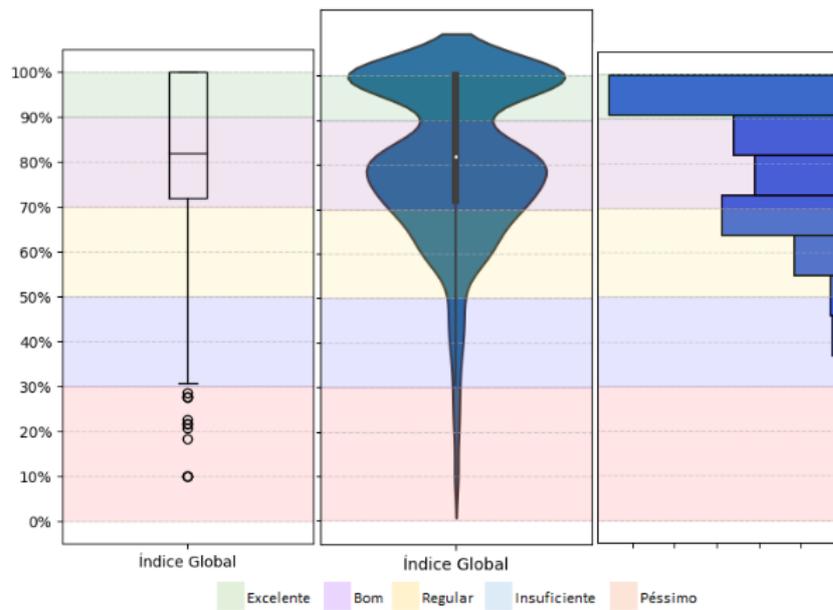


Figura 24 – BoxPlot, Gráfico Violino e Histograma, respectivamente, para o Índice Global.

as classes de 6 a 10 anos e 11 a 15 anos de operação possuem mais parques eólicos enquadrados como "bom", sendo que a faixa de 11 a 15 anos apresenta apenas três centrais geradoras "excelentes". Por fim, as usinas entre 16 e 20 anos de operação concentram-se na classificação "regular" e "insuficiente".

A partir do gráfico da figura 25, pode-se verificar que a maioria da amostra está concentrada na faixa de pontuação entre 70% e 90%. Além disso, percebe-se que os empreendimentos com conceito "insuficiente" ou "péssimo" possuem de 5 a 15 anos de operação. Sendo assim, percebe-se que parques que operam a mais tempo tendem a se enquadrar em classificações de menor desempenho.

Tabela 47 – Quantidade de usinas por Tempo de Operação.

Anos	Quantidade de Usinas [abs %]				
	Excelente (A)	Bom (B)	Regular (C)	Insuficiente (D)	Péssimo (E)
0 a 5	128 16,8%	94 12,3%	29 3,8%	3 0,4%	1 0,1%
6 a 10	148 19,4%	181 23,8%	68 9,0%	15 2,0%	11 1,5%
11 a 15	3 0,5%	48 6,3%	16 2,1%	7 0,9%	1 0,1%
16 a 20	0 0,0%	0 0,0%	7 0,9%	1 0,1%	0 0,0%

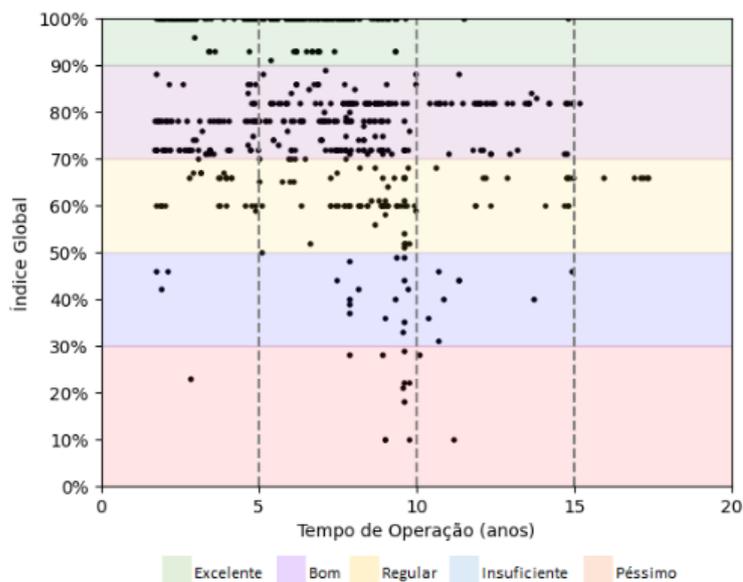


Figura 25 – Índice Global por Tempo de Operação.

Índice Global por Estado

Os conceitos para o Índice Global foram comparados, também, entre os estados. Os dados consolidados podem ser observados na tabela 48.

Tabela 48 – Quantidade de usinas por Estado.

Quantidade de Usinas [abs %]					
Estado	Excelente (A)	Bom (B)	Regular (C)	Insuficiente (D)	Péssimo (E)
RN	56 7,3%	103 13,5%	36 4,7%	6 0,9%	7 1,0%
BA	111 14,7%	58 7,7%	28 3,8%	6 0,9%	1 0,1%
CE	11 1,4%	52 6,9%	26 3,4%	5 0,6%	3 0,5%
PI	57 7,5%	18 2,4%	3 0,4%	3 0,4%	1 0,1%
RS	18 2,4%	51 6,7%	11 1,4%	0 0,0%	0 0,0%
PE	15 2,0%	13 1,7%	4 0,5%	4 0,5%	0 0,0%
PB	6 0,8%	8 1,0%	9 1,2%	1 0,1%	0 0,0%
MA	5 0,6%	9 1,2%	1 0,1%	0 0,0%	0 0,0%
SC	0 0,0%	10 1,3%	2 0,3%	0 0,0%	0 0,0%

Entre os estados com mais de 200 centrais geradoras, Rio Grande do Norte apresenta mais usinas com conceito "bom", já a Bahia possui melhor desempenho ao apresentar mais usinas com classificação "excelente" e apenas um caso enquadrado como "péssimo". A partir do boxplot da figura 26, verifica-se-se que o intervalo interquartil para os dois diagramas se encontra entre 70% e 100% e percebe-se que a distribuição dos dados para os dois estados é semelhante. Entretanto, Rio Grande do Norte apresenta valores mais baixos para os *outliers* da amostra.

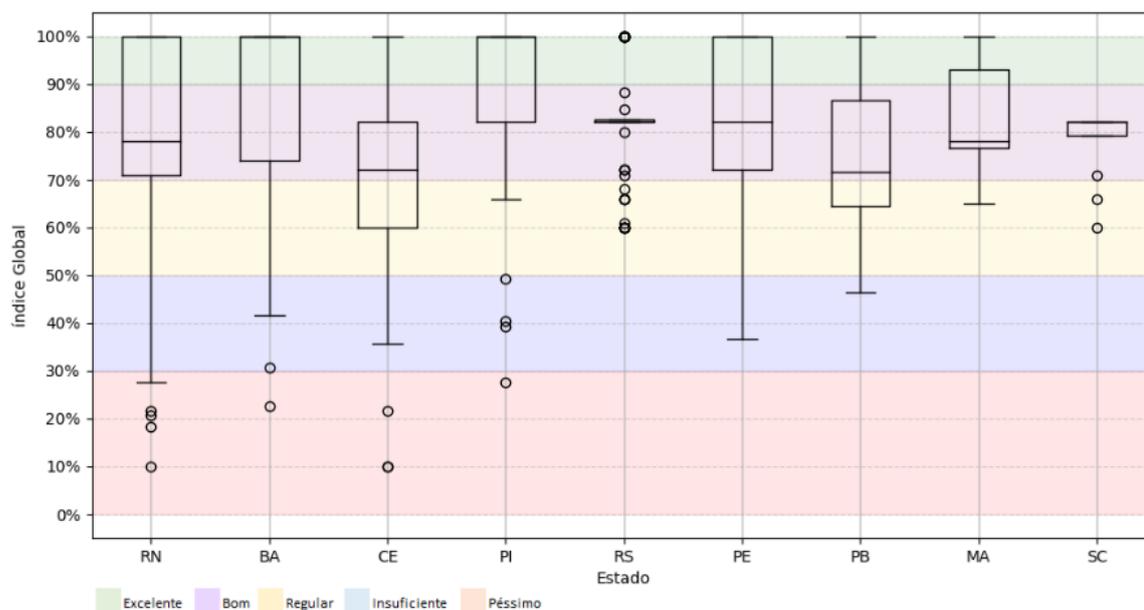


Figura 26 – Índice Global por Estado.

Os estados que possuem entre 50 e 100 empreendimentos eólicos apresentam resultados divergentes. Ceará apresenta mais usinas com os conceitos "bom" e "regular". Já Piauí e Rio Grande do Sul possuem mais parques entre as classificações "excelente" e "bom", sendo Piauí o estado com melhor desempenho. Os diagramas presentes na figura 26 comprovam as divergências entre a distribuição dos dados, a partir do intervalo interquartil do boxplot do Ceará constata-se que ao menos 50% das centrais geradoras possuem pontuação entre 60% e 80%, apresentando também *outliers* com valores mais baixos quando comparados com as outras duas regiões. Por outro lado, demonstrando melhor desempenho, Piauí possui ao menos 50% de suas usinas com pontuação entre 80% e 100% e apenas um *outlier* com pontuação abaixo de 30%. Por fim, o intervalo interquartil para os empreendimentos do Rio Grande do Sul vai de 82% a 83%, demonstrando pouca variação entre os valores. Os outros 50% da amostra são considerados valores atípicos, contudo nenhum dos casos possui pontuação abaixo de 60%.

Entre os estados com 20 a 50 parques eólicos, Pernambuco apresenta a maioria de suas centrais classificadas como "excelente" e zero em "péssimo". Desempenho melhor que o da Paraíba, que possui grande parte de suas usinas enquadradas como "bom" ou "regular" e zero em "péssimo". O boxplot para cada um dos estados mostra como os empreendimentos se comportam de maneira distinta, sendo Pernambuco com intervalo interquartil entre 70% e 100% e pontuação mínima por volta de 37%. Já o intervalo interquartil para os dados da Paraíba demonstra desempenho mais baixo, ao menos 50% de seus parques apresentam pontuação entre 65% e 87%. Por outro lado, a pontuação mínima verificada no estado é mais alta, ficando em torno de 47%.

Para os estados que possuem até 20 centrais geradoras, Maranhão e Santa Ca-

tarina, os resultados são semelhantes e as duas regiões possuem mais empreendimentos classificados como "bom", bem como nenhum caso com conceito "péssimo". O diagrama da figura 26 para o Maranhão mostra que o estado possui maior variabilidade de dados e mais parques com classificação "excelente". Por outro lado, o intervalo interquartil para o boxplot de Santa Catarina reflete dados mais concentrados na pontuação de 80%. Por fim, os dois estados possuem pontuação mínima em aproximadamente 60%.

5 Conclusão

O presente trabalho propôs o desenvolvimento de metodologia para avaliação do desempenho operacional de usinas eólicas que possa servir como subsídio às ações de monitoramento no âmbito da regulação e fiscalização do setor elétrico.

Ferramentas para avaliação de indicadores são fundamentais para identificar empreendimentos que apresentam desempenho operacional abaixo do esperado. A identificação e seleção desses empreendimentos permite que a Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL), responsável por fiscalizar o setor elétrico brasileiro, direcione suas ações para os parques eólicos que, quando comparados aos demais, apresentam baixa performance ou comportamentos que promovam ineficiência. Além disso, o panorama do desempenho operacional das centrais geradoras tem a capacidade de munir a sociedade com informações sobre seus fornecedores de energia elétrica, incentivar a manutenção de bons desempenhos e indicar os agentes de geração com baixa performance, de modo a motivá-los a buscar melhor aproveitamento do recurso eólico utilizado.

O primeiro objetivo do trabalho foi alcançado a partir do desenvolvimento da metodologia usada para a avaliação dos empreendimentos. Para isso, utilizou-se a adaptação do método presente no documento elaborado pelo Ministério do Planejamento, "Indicadores de Programas - Guia Metodológico", o método *Analytic Hierarchy Process - AHP* e a Combinação Linear Ponderada - CLP.

A junção dos materiais e das bases de dados disponibilizadas pela Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL), Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE) e Empresa de Pesquisa Energética (EPE) possibilitaram a conclusão do segundo objetivo do estudo. Foram selecionados indicadores, bem como definidos seus pesos, níveis de atendimento e posteriormente foi calculado o Índice Global (IG), valor utilizado para determinar o conceito de cada parque eólico presente no estudo.

Em seguida, foram analisados os resultados apresentados para cada indicador individualmente, bem como os conceitos gerais obtidos a partir do Índice Global, que leva em consideração a nota obtida em todos os indicadores em avaliação. Em suma, os indicadores relacionados à geração de energia, Fator de Capacidade Efetivo, Déficit/Superávit de Geração e Disponibilidade de Tempo, apresentaram resultados satisfatórios para a maioria das usinas em análise, o que vai ao encontro ao resultado encontrado para os indicadores relacionados à operação e manutenção das usinas, Taxa de Indisponibilidades, Tempo Médio de Reparo, Tempo Médio Entre Falhas e Classificação de Ocorrências Graves, que também apresentaram, em sua maioria, boas classificações.

A maioria dos parques eólicos analisados, mais de 90%, apresentam Disponibili-

dade de Tempo excelente, contudo, verificou-se que cerca de 75% das centrais geradoras brasileiras operam com déficit de geração de energia elétrica. Esse fato vai ao encontro do aumento de *constrained-off*, mecanismo determinado pelo Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS) que caracteriza-se como a redução da geração por questões operativas do Sistema Interligado Nacional (SIN).

Quanto às classes de tempo de operação, a faixa entre 6 e 10 anos se destaca positiva e negativamente, isto é, possui mais usinas com nota máxima e, também, com nota mínima. Isso se dá porque a maioria das usinas eólicas brasileiras estão enquadradas nessa faixa de idade, são empreendimentos provenientes do PROINFA, do Leilão de Energia de Reserva que ocorreu em 2009 e do início da expansão da geração eólica em decorrência do Mercado Livre de Energia.

Durante a análise dos indicadores, constatou-se também que usinas em operação a mais tempo, entre 15 e 20 anos, possuem fator de capacidade mais baixo. São empreendimentos que estraram em operação antes do período em que houve significativo avanço tecnológico dos aerogeradores, com aumento da altura das torres, diâmetro dos rotores e maior potência unitária.

A análise dos estados mostrou que Bahia e Rio Grande do Norte, regiões onde estão instaladas a maior parte dos parques eólicos brasileiros, cerca de 55%, apresentam os melhores e piores resultados. A exceção verificada foi o estado do Ceará que, por mais que apresente apenas 12% das centrais geradoras do Brasil, possui maior quantidade de notas mínimas para Fator de Capacidade Efetivo, Déficit/Superávit de Geração de Energia, Classificação de Ocorrências Graves e Índice Global.

Por fim, conclui-se que, por mais que a maioria das usinas eólicas brasileiras apresentem bom desempenho, a análise individual dos indicadores, bem como os resultados para o Índice Global, demonstraram a presença de empreendimentos com classificação reprovável. A identificação desses parques eólicos contribui para as atividades de monitoramento e garante celeridade aos processos de fiscalização da ANEEL, uma vez que as ações fiscalizatórias serão direcionados às centrais geradoras em estados mais críticos.

5.1 Recomendações para trabalhos futuros

A seguinte sessão apresenta sugestões para aprimoramentos e recomendações para trabalhos futuros.

- Uma vez que o método utilizado para selecionar os indicadores do estudo baseou-se em um trabalho da Noruega, sugere-se adaptar a metodologia de seleção de indicadores utilizando critérios que reflitam o cenário de geração de energia eólica brasileiro, bem como as características tropicais do país;

- Recomenda-se acrescentar análise de indicadores de desempenho socioambiental para usinas eólicas. Para uma avaliação completa dos empreendimentos é fundamental que seja verificado se os agentes geradores estão cumprindo com a responsabilidade socioambiental determinada na legislação brasileira, uma vez que a adoção, ou não, de boas práticas de gestão ambiental podem apresentar impactos positivos ou negativos sobre o meio ambiente e sobre a população que vive na mesma região onde são instalados parques eólicos. Essa parte da avaliação pode se basear na conformidade com o Licenciamento Ambiental, atendimento às condicionantes ambientais, obtenção de certificado de Sistema de Gestão Ambiental e atendimento a boas práticas definidas pelo conceito ESG, do inglês *Environmental, Social and Governance*;
- O presente trabalho não considerou a geração perdida em decorrência de restrições de geração (*constrained off*) determinadas pelo ONS. Logo, recomenda-se incluir os valores de déficit de geração em decorrência de *constrained off* no cálculo dos indicadores pertinentes, principalmente para o Fator de Capacidade Efetivo e Déficit/Superávit de Geração de Energia;
- Por fim, em termos de continuação do presente trabalho, sugere-se que sejam estudadas possíveis ações de fiscalização que possam ser aplicadas às centrais geradoras com conceito reprovável, de modo a aprimorar o desempenho operacional dos empreendimentos.

Referências

- ABEEÓLICA, A. B. de E. E. Boletim anual 2022. 2022. Citado 3 vezes nas páginas 7, 14 e 15.
- ABEEÓLICA, A. B. de E. E. *Desenvolvimento da Eólica no Brasil*. 2023. Disponível em: <<https://abeeolica.org.br/energia-eolica/o-setor/>>. Acesso em: Junho. 2023. Citado na página 14.
- ALMEIDA, C. P. et al. Aplicação do método ahp para a seleção de projeto de investimento para uma empresa do setor ferroviário). In: *XVIII Simpósio de Excelência em Gestão e Tecnologia*. [S.l.: s.n.], 2021. Citado 2 vezes nas páginas 7 e 28.
- ANEEL, A. N. de E. E. *FAAG - Formulário de Autodeclaração dos Agentes de Geração: Usina Eólica*. 2014. Citado 2 vezes nas páginas 37 e 56.
- ANEEL, A. N. de E. E. *Nota Técnica nº 075/2014-SFG/ANEEL*. 2014. Nenhuma citação no texto.
- ANEEL, A. N. de E. E. *Nota Técnica nº 135/2019-SFG-SRG/ANEEL*. 2019. Citado 2 vezes nas páginas 34 e 35.
- ANEEL, A. N. de E. E. *Planilha de Ocorrências Graves e Indisponibilidades Prolongadas*. 2023. Citado 2 vezes nas páginas 7 e 16.
- ANEEL, A. N. de E. E. *Sistema de Informações de Geração da ANEEL*. 2023. Disponível em: <<https://dadosabertos.aneel.gov.br/dataset/siga-sistema-de-informacoes-de-geracao-da-aneel>>. Acesso em: Junho. 2023. Citado 2 vezes nas páginas 7 e 15.
- ANGELO, L. B. Indicadores de desempenho logístico. *Grupo de Estudos Logísticos*, Universidade Federal de Santa Catarina, 2015. Citado na página 37.
- ARCE, A. R. do Estado do C. Relatório fiscalização - desempenho operacional das usinas eólicas no ceará. Fortaleza, Brasil, 2019. Citado na página 56.
- BAHIA. *Secretaria da Indústria, Comércio e Mineração. Energia Eólica*. 2012. Citado na página 14.
- BRASIL. *Decreto nº 2.335, de 6 de outubro de 1997*. Nenhuma citação no texto.
- BRASIL. *Lei nº 9.427, de 26 de dezembro de 1996*. Nenhuma citação no texto.
- BRASIL. *Portaria nº 6.825, de 4 de maio de 2023*. Nenhuma citação no texto.
- BRASIL. *Resolução Normativa CONAMA nº 462, de 24 de julho de 2014*. Nenhuma citação no texto.
- BRASIL. *Resolução Normativa ANEEL nº 1.029, de 25 de julho de 2022*. 2022. Nenhuma citação no texto.

- BRILHANTE, F. P. C. et al. Development of methodology and performance indicators for wind farms monitoring. *18th World Wind Energy Conference*, 2019. Citado 3 vezes nas páginas 34, 35 e 36.
- COSTA et al. Otimização da operação e manutenção de usinas eólicas através do monitoramento e gestão integrada de ativos. In: *Brazil Windpower 2016 Conference and Exhibition*. Rio de Janeiro, Brasil: [s.n.], 2016. Citado 2 vezes nas páginas 20 e 21.
- DANTAS, E. M. *Um estudo do fator de capacidade em usinas eólicas*. Dissertação (Trabalho de Conclusão de Curso em Engenharia Elétrica) — Universidade Federal de Campina Grande, 2013. Citado na página 40.
- EPE, E. de P. E. *Empreendimentos eólicos ao fim da vida útil*. 2021. Citado na página 14.
- GARCIA, K. C. et al. Indicadores ambientais para gestão da sustentabilidade de empreendimentos eólicos. In: *Brazil Windpower 2016 Conference and Exhibition*. Rio de Janeiro, Brasil: [s.n.], 2016. Citado na página 48.
- GONZALEZ, E. et al. Key performance indicators for wind farm operation and maintenance. *Energy Procedia*, Elsevier, p. 559–570, 2017. Citado 5 vezes nas páginas 8, 33, 34, 35 e 36.
- GONZALEZ, M. et al. Operação e manutenção de parques eólicos no brasil: Desafios e oportunidades. In: *Brazil Windpower 2018 Conference and Exhibition*. [S.l.: s.n.], 2018. Citado na página 20.
- HIRATA, I. et al. Fiscalização em 3 níveis - aplicando o conceito de diferenciação de risco regulatório na fiscalização de empreendimentos de geração de energia. In: *IX Congresso Brasileiro de Regulação*. Brasília, Brasil: [s.n.], 2015. Citado 3 vezes nas páginas 7, 19 e 20.
- IEC, C. E. I. *Dependability/Reliability related concepts: Measures*. 2015. Nenhuma citação no texto.
- IGLESIAS, G. et al. Measurement of productive efficiency with frontier methods: A case study for wind farms. *Energy Economics*, Elsevier, p. 1199–1208, 2010. Citado na página 35.
- INMETRO, I. N. de Metrologia Qualidade e T. Guia para aplicação da análise multicritério em análise de impacto regulatório (air) no inmetro. 2022. Citado na página 23.
- LEITE, S. R. *Modelo para Avaliação de Riscos em Segurança Barragens com Associação de Métodos de Análise de Decisão Multicritério e Conjuntos Fuzzy*. 222 p. Dissertação (Mestrado em Computação Aplicada) — Universidade de Brasília, Brasília, 2019. Citado na página 19.
- LEITE, S. R.; OLIVEIRA, E. C. Análise de riscos na atividade de monitoramento vinculada ao processo de fiscalização de ocorrências graves e indisponibilidades prolongadas em usinas de geração de energia elétrica. In: *Congresso Nacional de Excelência em Gestão*. Rio de Janeiro, Brasil: [s.n.], 2017. Citado 3 vezes nas páginas 8, 48 e 56.

- MME, M. de Minas e E. A *ANEEL*. 2023. Disponível em: <<https://www.gov.br/aneel/pt-br/aceso-a-informacao/institucional/a-aneel>>. Acesso em: Junho. 2023. Citado na página 16.
- MME, M. de Minas e E. *Competências*. 2023. Disponível em: <<https://www.gov.br/aneel/pt-br/aceso-a-informacao/institucional/competencias>>. Acesso em: Junho. 2023. Citado na página 19.
- MPO, M. do Planejamento Orçamento e G. *Indicadores de Programas - Guia Metodológico*. 2010. Citado 3 vezes nas páginas 7, 21 e 22.
- MUSTAFA, A. M. et al. An overall performance index for wind farms: A case study in norway arctic region. *Int J Syst Assur Eng Manag*, Springer, p. 938–950, 2021. Citado 3 vezes nas páginas 35, 36 e 56.
- ONS, O. N. do S. E. *Boletim Mensal de Geração Eólica - Setembro*. 2019. Citado na página 35.
- ONS, O. N. do S. E. *Procedimentos de Rede - Submódulo 9.2: Indicadores de desempenho de equipamentos e linhas de transmissão e das funções transmissão e geração*. 2020. Citado na página 36.
- PFÄFFEL, S. et al. Recommended key performance indicators for operational management of wind turbines. *Journal of Physics*, IOP Publishing, 2019. Citado 6 vezes nas páginas 34, 35, 36, 37, 40 e 41.
- PIMENTA, F. et al. Condicionantes ambientais e oportunidades de serviços ambientais em parques eólicos. In: *Brazil Windpower 2019 Transamérica Expo Cente*. São Paulo, Brasil: [s.n.], 2019. Citado na página 49.
- RAMOS, A. J. et al. Implantação de laboratório para determinação da característica de saída de aerogeradores segundo a norma iec 61400-12-1. In: *Brazil Windpower 2016 Conference and Exhibition*. Rio de Janeiro, Brasil: [s.n.], 2016. Citado na página 38.
- RODRIGUES, M. R. et al. Procedimento de priorização de indicadores para projetos kaizen baseado em método multicritério. *Exacta*, American Psychological Association (APA), 2022. Disponível em: <<https://doi.org/10.5585/exactaep.2022.21661>>. Citado na página 24.
- SAATY, R. W. The analytic hierarchy process - what it is and how it is used. *Mathl Modelling*, Pergamon Journals Ltd, v. 9, n. 3, p. 161–176, 1987. Disponível em: <[https://doi.org/10.1016/0270-0255\(87\)90473-8](https://doi.org/10.1016/0270-0255(87)90473-8)>. Citado 3 vezes nas páginas 8, 28 e 30.
- SANTOS, M. A. T. D. *Sistema de medição de desempenho para operação e manutenção de parques eólicos no Brasil*. 201 p. Dissertação (Mestrado em Engenharia de Produção) — Universidade Federal do Rio Grande do Norte, Rio Grande do Norte, 2016. Citado 6 vezes nas páginas 34, 35, 36, 39, 42 e 44.
- SILVA, L. R. A. da. *PREVCONFI: Confiabilidade aplicada na manutenção preventiva de usinas eólicas, com foco em minimização de custos*. 83 p. Dissertação (Mestrado em Energia Elétrica) — Universidade Federal do Rio Grande do Norte, Natal, 2016. Citado na página 21.

SILVA, M. G. et al. Método de construção do índice de desenvolvimento local sustentável: Uma proposta metodológica e aplicada. *Revista Brasileira de Produtos Agroindustriais*, v. 11, n. 1, p. 55–72, 2009. Citado na página 24.

TAKASHINA, N. T.; FLORES, M. C. X. *Indicadores de qualidade e do desempenho: como estabelecer metas e medir resultados*. [S.l.]: Qualitymark, 1996. Nenhuma citação no texto.

TCU, T. de Contas da U. *Técnica de Auditoria - Indicadores de Desempenho e Mapa de Produtos*. 2000. Nenhuma citação no texto.

VALENTE, R. O. A.; VETTORAZZ, C. A. Comparação entre métodos de avaliação multicriterial, em ambiente sig, para a conservação e a preservação florestal. *Scientia Forestalis*, n. 69, p. 51–61, 2005. Nenhuma citação no texto.

VARELLA, H. C. *Medição de desempenho na cadeia de suprimentos da energia eólica: Proposta de um conjunto de indicadores de desempenho*. 145 p. Dissertação (Mestrado em Engenharia de Produção) — Universidade Federal do Rio Grande do Norte, Rio Grande do Norte, 2013. Citado 5 vezes nas páginas 35, 36, 39, 45 e 47.

Apêndices

APÊNDICE A – Pontuação dos indicadores para cada usina eólica

Tabela 49 – Pontuação dos indicadores para cada usina eólica.

ID	UF	FCE	D S%GF	DT	TI	TMR	TMF	COG	IG	Conceito
EOL001	BA	4	4	4	4	4	4	4	100	A
EOL002	BA	3	4	4	4	4	4	4	82	B
EOL003	BA	3	1	4	4	4	4	4	72	B
EOL004	BA	2	1	4	4	4	4	4	66	C
EOL005	BA	3	1	4	4	4	4	4	72	B
EOL006	BA	2	1	4	4	4	4	4	66	C
EOL007	BA	4	4	4	4	4	4	4	100	A
EOL008	BA	4	4	4	4	4	4	4	100	A
EOL009	BA	4	4	4	4	4	4	4	100	A
EOL010	BA	4	4	4	4	4	4	4	100	A
EOL011	BA	4	4	4	4	4	4	4	100	A
EOL012	BA	4	4	4	4	4	4	4	100	A
EOL013	BA	4	4	4	4	4	4	4	100	A
EOL014	BA	3	4	4	4	4	4	4	82	B
EOL015	BA	4	4	4	4	4	4	4	100	A
EOL016	BA	4	4	4	4	4	4	4	100	A
EOL017	BA	4	4	4	4	4	4	4	100	A
EOL018	BA	3	4	4	4	4	4	4	82	B
EOL019	BA	4	4	4	4	4	4	4	100	A
EOL020	BA	3	4	4	4	4	4	4	82	B
EOL021	BA	4	4	3	1	1	4	4	74	B
EOL022	BA	4	4	4	4	4	4	4	100	A
EOL023	BA	3	1	4	4	4	4	4	72	B
EOL024	BA	2	1	4	4	4	4	4	66	C
EOL025	BA	1	1	4	4	4	4	4	60	C
EOL026	BA	4	4	4	4	4	4	4	100	A
EOL027	BA	3	3	3	1	3	1	4	59	C
EOL028	BA	3	4	4	1	3	1	4	78	B
EOL029	BA	4	3	4	4	4	4	4	78	B
EOL030	BA	4	3	4	4	4	4	4	78	B

EOL148	BA	4	4	4	4	4	4	4	100	A
EOL149	BA	4	4	4	4	4	4	4	100	A
EOL150	BA	3	3	1	1	1	1	4	31	D
EOL151	BA	4	4	1	1	1	1	4	44	D
EOL152	BA	4	1	4	4	4	4	4	78	B
EOL153	BA	4	4	4	4	4	4	4	100	A
EOL154	BA	4	4	4	4	4	4	4	100	A
EOL155	BA	4	4	4	4	4	4	4	100	A
EOL156	BA	4	4	4	4	4	4	4	100	A
EOL157	BA	4	4	4	4	4	4	4	100	A
EOL158	BA	4	4	4	4	4	4	4	100	A
EOL159	BA	4	4	4	4	4	4	4	100	A
EOL160	BA	4	4	4	4	4	4	4	100	A
EOL161	BA	4	4	4	4	4	4	4	100	A
EOL162	BA	4	4	4	4	4	4	4	100	A
EOL163	BA	4	3	4	4	4	4	4	78	B
EOL164	BA	4	4	4	4	4	4	4	100	A
EOL165	BA	4	4	4	4	4	4	4	100	A
EOL166	BA	4	4	4	4	4	4	4	100	A
EOL167	BA	4	4	4	4	4	4	4	100	A
EOL168	BA	4	4	4	4	4	4	3	96	A
EOL169	BA	3	4	4	3	3	4	4	68	C
EOL170	BA	3	3	4	4	4	4	4	60	C
EOL171	BA	2	1	4	4	4	4	4	66	C
EOL172	BA	3	3	4	4	4	4	4	60	C
EOL173	BA	2	1	4	4	4	4	4	66	C
EOL174	BA	1	1	2	1	1	4	4	23	E
EOL175	BA	4	4	4	4	4	4	4	100	A
EOL176	BA	4	4	4	2	4	1	4	88	B
EOL177	BA	3	1	3	1	2	1	4	42	D
EOL178	BA	4	4	4	4	4	4	4	100	A
EOL179	BA	3	1	3	1	1	4	4	46	D
EOL180	BA	4	4	4	1	2	4	4	88	B
EOL181	BA	4	4	4	4	4	4	4	100	A
EOL182	BA	4	4	4	4	4	4	4	100	A
EOL183	BA	4	4	4	4	4	4	4	100	A
EOL184	BA	4	4	4	4	4	4	4	100	A
EOL185	BA	4	3	4	4	4	4	4	78	B
EOL186	BA	4	3	4	4	4	4	4	78	B

EOL187	BA	4	4	4	4	4	4	4	100	A
EOL188	BA	4	4	4	4	4	4	4	100	A
EOL189	BA	4	4	4	4	4	4	4	100	A
EOL190	BA	4	4	4	4	4	4	4	100	A
EOL191	BA	4	4	4	4	4	4	4	100	A
EOL192	BA	4	4	4	4	4	4	4	100	A
EOL193	BA	4	4	4	4	4	4	4	100	A
EOL194	BA	4	4	4	4	4	4	4	100	A
EOL195	BA	4	4	4	4	4	4	4	100	A
EOL196	BA	4	4	3	1	2	1	4	70	C
EOL197	BA	4	4	4	4	4	4	4	100	A
EOL198	BA	4	4	4	4	4	4	4	100	A
EOL199	BA	4	4	4	4	4	4	4	100	A
EOL200	BA	4	4	4	3	4	1	4	91	A
EOL201	BA	4	4	4	4	4	4	4	100	A
EOL202	BA	4	3	4	4	4	4	4	78	B
EOL203	BA	4	4	4	4	4	4	4	100	A
EOL204	BA	4	4	4	4	4	4	4	100	A
EOL205	CE	2	4	4	4	4	4	4	82	B
EOL206	CE	3	4	4	4	4	4	4	82	B
EOL207	CE	2	4	2	1	1	1	1	40	D
EOL208	CE	3	4	4	4	4	4	4	82	B
EOL209	CE	4	4	4	4	4	4	4	100	A
EOL210	CE	4	4	4	4	4	4	4	100	A
EOL211	CE	4	4	4	4	4	4	4	100	A
EOL212	CE	3	4	4	4	4	4	4	82	B
EOL213	CE	3	3	4	4	4	4	1	83	B
EOL214	CE	3	1	3	1	1	4	4	46	D
EOL215	CE	3	4	2	1	2	1	4	52	C
EOL216	CE	4	4	3	1	2	1	4	70	C
EOL217	CE	4	4	4	4	4	4	4	100	A
EOL218	CE	4	4	4	4	4	4	4	100	A
EOL219	CE	3	4	4	1	4	1	4	80	B
EOL220	CE	4	4	4	4	4	4	4	100	A
EOL221	CE	4	4	4	4	4	4	4	100	A
EOL222	CE	3	1	4	1	1	4	4	58	C
EOL223	CE	3	1	2	1	1	1	3	40	D
EOL224	CE	2	1	2	1	1	1	4	22	E
EOL225	CE	2	4	4	4	4	4	1	84	B

EOL226	CE	4	4	4	4	4	1	4	93	A
EOL227	CE	3	4	4	4	4	4	4	82	B
EOL228	CE	3	3	4	4	4	4	4	60	C
EOL229	CE	4	3	4	4	4	4	4	78	B
EOL230	CE	3	3	4	4	4	4	4	60	C
EOL231	CE	4	3	4	4	4	4	4	78	B
EOL232	CE	4	1	4	4	4	4	4	78	B
EOL233	CE	3	1	4	4	4	4	4	72	B
EOL234	CE	3	1	4	4	4	4	4	72	B
EOL235	CE	3	3	4	4	4	4	4	60	C
EOL236	CE	3	3	4	4	4	4	4	60	C
EOL237	CE	3	1	4	4	4	4	4	72	B
EOL238	CE	3	1	4	4	4	4	4	72	B
EOL239	CE	3	1	4	4	4	4	4	72	B
EOL240	CE	3	1	4	4	4	4	4	72	B
EOL241	CE	3	1	4	4	4	4	4	72	B
EOL242	CE	2	1	4	4	4	4	4	66	C
EOL243	CE	3	1	4	4	4	4	4	72	B
EOL244	CE	3	1	4	4	4	4	4	72	B
EOL245	CE	3	1	4	4	4	4	4	72	B
EOL246	CE	3	1	4	4	4	4	4	72	B
EOL247	CE	4	3	4	4	4	4	4	78	B
EOL248	CE	4	4	4	4	4	4	4	100	A
EOL249	CE	4	4	4	4	4	4	4	100	A
EOL250	CE	4	3	4	4	4	4	1	89	B
EOL251	CE	4	1	4	4	4	4	4	78	B
EOL252	CE	4	3	4	4	4	4	4	78	B
EOL253	CE	3	4	4	3	4	1	4	85	B
EOL254	CE	2	1	4	4	4	4	4	66	C
EOL255	CE	2	1	4	4	4	4	4	66	C
EOL256	CE	2	1	4	4	4	4	4	66	C
EOL257	CE	2	1	4	4	4	4	4	66	C
EOL258	CE	2	1	4	3	3	4	4	61	C
EOL259	CE	3	4	4	1	4	1	1	76	B
EOL260	CE	2	3	4	4	4	4	4	71	B
EOL261	CE	4	4	4	1	4	1	4	86	B
EOL262	CE	2	1	3	1	2	1	4	36	D
EOL263	CE	4	3	4	4	4	4	4	78	B
EOL264	CE	3	1	4	4	4	4	4	72	B

EOL304	PB	2	4	4	4	4	4	4	82	B
EOL305	PB	4	1	4	4	4	4	4	78	B
EOL306	PB	3	3	4	4	4	4	4	60	C
EOL307	PB	4	4	4	4	4	4	4	100	A
EOL308	PB	2	1	4	4	4	4	4	66	C
EOL309	PB	4	4	4	4	4	4	4	100	A
EOL310	PB	4	4	4	4	4	4	4	100	A
EOL311	PB	3	1	3	1	1	4	4	46	D
EOL312	PB	3	1	4	4	4	4	4	72	B
EOL313	PB	4	4	4	4	4	4	4	100	A
EOL314	PB	2	3	4	4	4	4	4	71	B
EOL315	PB	2	4	4	4	4	4	4	82	B
EOL316	PB	1	1	4	4	4	4	4	60	C
EOL317	PB	2	1	4	4	4	4	4	66	C
EOL318	PB	4	3	4	4	4	4	4	78	B
EOL319	PB	4	4	4	4	4	4	4	100	A
EOL320	PB	4	4	4	4	4	4	4	100	A
EOL321	PB	3	3	4	4	4	4	4	60	C
EOL322	PB	1	1	4	4	4	4	4	60	C
EOL323	PB	2	1	4	4	4	4	4	66	C
EOL324	PB	1	1	4	4	4	4	4	60	C
EOL325	PB	2	3	4	4	4	4	4	71	B
EOL326	PE	4	4	4	4	4	4	4	100	A
EOL327	PE	4	4	4	4	4	4	4	100	A
EOL328	PE	4	3	4	4	4	4	4	78	B
EOL329	PE	3	3	4	4	4	4	4	60	C
EOL330	PE	3	3	4	4	4	4	4	60	C
EOL331	PE	4	4	4	4	4	4	4	100	A
EOL332	PE	4	4	4	4	4	4	4	100	A
EOL333	PE	4	4	4	4	4	4	4	100	A
EOL334	PE	3	4	4	4	4	4	4	82	B
EOL335	PE	2	4	4	4	4	4	4	82	B
EOL336	PE	4	4	4	4	4	4	4	100	A
EOL337	PE	4	4	4	4	4	4	4	100	A
EOL338	PE	3	4	4	4	4	4	4	82	B
EOL339	PE	2	4	4	4	4	4	4	82	B
EOL340	PE	4	4	4	4	4	4	4	100	A
EOL341	PE	4	4	1	1	1	1	1	40	D
EOL342	PE	4	1	3	1	2	1	4	48	D

EOL382	PI	3	4	4	4	4	4	4	82	B
EOL383	PI	4	4	4	4	4	4	4	100	A
EOL384	PI	4	4	4	4	4	4	4	100	A
EOL385	PI	4	4	4	4	4	4	4	100	A
EOL386	PI	4	4	3	1	2	1	4	70	C
EOL387	PI	4	4	4	4	4	4	4	100	A
EOL388	PI	4	4	4	4	4	4	4	100	A
EOL389	PI	4	4	4	4	4	4	4	100	A
EOL390	PI	1	4	4	4	4	4	4	82	B
EOL391	PI	4	4	4	4	4	4	4	100	A
EOL392	PI	2	1	4	4	4	4	4	66	C
EOL393	PI	4	4	4	4	4	4	4	100	A
EOL394	PI	4	4	4	4	4	4	4	100	A
EOL395	PI	4	4	4	4	4	4	4	100	A
EOL396	PI	4	4	4	4	4	4	4	100	A
EOL397	PI	4	4	4	4	4	4	4	100	A
EOL398	PI	4	4	4	4	4	4	4	100	A
EOL399	PI	4	4	4	4	4	4	4	100	A
EOL400	PI	4	4	4	4	4	4	4	100	A
EOL401	PI	4	4	4	4	4	4	4	100	A
EOL402	PI	4	4	4	4	4	4	4	100	A
EOL403	PI	4	4	4	4	4	4	4	100	A
EOL404	PI	4	4	4	4	4	4	4	100	A
EOL405	PI	4	4	4	4	4	4	4	100	A
EOL406	PI	4	4	4	4	4	4	4	100	A
EOL407	PI	4	4	4	4	4	4	4	100	A
EOL408	PI	4	4	4	4	4	4	4	100	A
EOL409	PI	4	4	4	4	4	4	4	100	A
EOL410	PI	4	4	4	3	3	4	4	86	B
EOL411	PI	4	4	4	4	4	4	4	100	A
EOL412	PI	4	4	4	4	4	4	4	100	A
EOL413	PI	3	1	3	1	1	1	4	39	D
EOL414	PI	3	1	4	4	4	4	1	68	C
EOL415	PI	4	3	4	4	4	4	4	78	B
EOL416	PI	4	4	4	4	4	4	4	100	A
EOL417	PI	4	1	4	4	4	4	1	74	B
EOL418	PI	3	1	4	4	4	4	4	72	B
EOL419	PI	4	3	4	2	4	1	1	77	B
EOL420	PI	3	1	4	4	4	4	4	72	B

EOL460	RN	4	4	4	4	4	4	4	100	A
EOL461	RN	4	4	4	4	4	4	4	100	A
EOL462	RN	3	1	4	4	4	4	4	72	B
EOL463	RN	3	1	4	4	4	4	4	72	B
EOL464	RN	3	1	4	4	4	4	4	72	B
EOL465	RN	4	4	4	4	4	4	4	100	A
EOL466	RN	4	4	4	4	4	4	4	100	A
EOL467	RN	4	4	3	1	1	4	4	74	B
EOL468	RN	4	4	3	1	1	4	4	74	B
EOL469	RN	4	4	3	1	1	4	4	74	B
EOL470	RN	4	4	4	4	4	4	4	100	A
EOL471	RN	4	4	3	1	1	4	4	74	B
EOL472	RN	4	4	3	1	1	4	4	74	B
EOL473	RN	3	1	4	4	4	4	4	72	B
EOL474	RN	3	3	4	2	3	4	4	70	C
EOL475	RN	3	4	4	1	3	1	4	78	B
EOL476	RN	4	3	4	2	3	4	4	79	B
EOL477	RN	3	4	4	1	3	1	4	78	B
EOL478	RN	3	3	4	1	4	2	4	75	B
EOL479	RN	4	4	4	3	3	4	4	86	B
EOL480	RN	3	1	4	4	4	4	4	72	B
EOL481	RN	4	3	4	4	4	4	4	78	B
EOL482	RN	3	3	4	4	4	4	4	60	C
EOL483	RN	3	3	4	4	4	4	4	60	C
EOL484	RN	4	4	4	4	4	4	4	100	A
EOL485	RN	3	1	2	1	1	1	4	28	E
EOL486	RN	4	4	4	4	4	4	4	100	A
EOL487	RN	3	4	4	4	4	4	4	82	B
EOL488	RN	4	4	4	4	4	4	4	100	A
EOL489	RN	4	4	4	4	4	4	4	100	A
EOL490	RN	3	3	4	1	2	4	4	75	B
EOL491	RN	4	4	4	1	1	4	4	86	B
EOL492	RN	3	4	4	4	4	4	4	82	B
EOL493	RN	4	4	2	1	1	1	4	56	C
EOL494	RN	4	4	4	4	4	4	4	100	A
EOL495	RN	4	4	4	4	4	4	4	100	A
EOL496	RN	4	1	4	4	4	4	4	78	B
EOL497	RN	4	3	4	4	4	4	4	78	B
EOL498	RN	4	1	4	4	4	4	4	78	B

EOL499	RN	4	4	4	4	4	4	4	100	A
EOL500	RN	3	1	4	4	4	4	4	72	B
EOL501	RN	4	3	4	4	4	4	4	78	B
EOL502	RN	3	4	4	4	4	4	4	82	B
EOL503	RN	4	4	4	4	4	4	4	100	A
EOL504	RN	4	4	4	4	4	4	4	100	A
EOL505	RN	4	4	4	1	3	2	4	86	B
EOL506	RN	4	4	4	4	4	4	4	100	A
EOL507	RN	4	3	4	4	4	4	4	78	B
EOL508	RN	4	4	4	4	4	4	4	100	A
EOL509	RN	4	4	4	4	4	4	4	100	A
EOL510	RN	4	4	4	4	4	4	4	100	A
EOL511	RN	4	3	4	4	4	4	4	78	B
EOL512	RN	4	1	4	4	4	4	4	78	B
EOL513	RN	4	3	4	4	4	4	4	78	B
EOL514	RN	4	3	4	4	4	4	4	78	B
EOL515	RN	4	3	4	4	4	4	4	78	B
EOL516	RN	4	3	3	1	3	1	4	65	C
EOL517	RN	4	3	4	4	4	4	4	78	B
EOL518	RN	4	1	4	4	4	4	4	78	B
EOL519	RN	4	3	4	4	4	4	4	78	B
EOL520	RN	4	1	4	4	4	4	4	78	B
EOL521	RN	4	4	4	4	4	4	4	100	A
EOL522	RN	4	4	4	4	4	4	4	100	A
EOL523	RN	3	1	4	4	4	4	4	72	B
EOL524	RN	4	3	4	4	4	4	4	78	B
EOL525	RN	3	1	4	4	4	4	4	72	B
EOL526	RN	4	4	4	4	4	4	4	100	A
EOL527	RN	4	4	4	4	4	4	4	100	A
EOL528	RN	4	4	4	4	4	4	4	100	A
EOL529	RN	4	4	4	4	4	4	4	100	A
EOL530	RN	4	3	4	4	3	4	4	71	B
EOL531	RN	3	1	4	4	4	4	4	72	B
EOL532	RN	4	4	4	4	4	4	4	100	A
EOL533	RN	4	1	4	4	4	4	4	78	B
EOL534	RN	4	4	4	4	4	4	4	100	A
EOL535	RN	2	1	4	4	4	4	4	66	C
EOL536	RN	3	4	4	1	2	4	4	82	B
EOL537	RN	4	4	4	3	3	4	4	86	B

EOL577	RN	3	4	4	4	4	4	4	82	B
EOL578	RN	3	3	4	4	4	4	4	60	C
EOL579	RN	3	3	4	4	4	4	4	60	C
EOL580	RN	2	3	4	4	4	4	4	71	B
EOL581	RN	2	1	4	4	4	4	4	66	C
EOL582	RN	3	1	4	4	4	4	4	72	B
EOL583	RN	2	1	4	4	4	4	4	66	C
EOL584	RN	2	1	4	4	4	4	4	66	C
EOL585	RN	2	1	4	4	4	4	4	66	C
EOL586	RN	2	1	4	4	4	4	4	66	C
EOL587	RN	2	1	4	4	4	4	4	66	C
EOL588	RN	4	3	4	4	4	4	4	78	B
EOL589	RN	3	1	4	4	4	4	4	72	B
EOL590	RN	4	4	4	4	4	4	4	100	A
EOL591	RN	4	3	4	4	4	4	4	78	B
EOL592	RN	4	4	4	4	4	4	4	100	A
EOL593	RN	4	1	4	4	4	4	4	78	B
EOL594	RN	4	4	4	3	3	4	4	86	B
EOL595	RN	4	4	4	3	3	4	4	86	B
EOL596	RN	4	1	4	4	4	4	4	78	B
EOL597	RN	3	4	4	1	3	1	4	78	B
EOL598	RN	3	4	4	4	4	4	4	82	B
EOL599	RN	4	4	4	4	4	4	4	100	A
EOL600	RN	3	3	4	4	4	4	4	60	C
EOL601	RN	3	1	4	4	4	4	4	72	B
EOL602	RN	3	1	4	4	4	4	4	72	B
EOL603	RN	3	1	4	4	4	4	4	72	B
EOL604	RN	3	3	4	4	4	4	4	60	C
EOL605	RN	3	1	4	4	4	4	4	72	B
EOL606	RN	4	4	4	4	4	4	4	100	A
EOL607	RN	4	4	4	4	4	4	4	100	A
EOL608	RN	4	4	4	4	4	4	4	100	A
EOL609	RN	3	1	4	4	4	4	4	72	B
EOL610	RN	4	1	4	4	4	4	4	78	B
EOL611	RN	3	1	4	4	4	4	4	72	B
EOL612	RN	3	3	4	1	1	4	4	73	B
EOL613	RN	3	1	2	1	4	1	4	35	D
EOL614	RN	3	3	3	1	4	1	4	61	C
EOL615	RN	3	3	1	1	2	1	4	33	D

EOL616	RN	3	4	4	1	2	4	4	82	B
EOL617	RN	3	1	1	1	3	1	4	21	E
EOL618	RN	4	4	2	1	3	1	4	60	C
EOL619	RN	4	4	1	1	3	1	4	49	D
EOL620	RN	4	3	2	1	2	1	4	51	C
EOL621	RN	3	1	3	1	3	1	4	44	D
EOL622	RN	3	1	1	1	2	1	4	18	E
EOL623	RN	4	4	4	4	4	4	4	100	A
EOL624	RN	4	3	4	4	4	4	4	78	B
EOL625	RN	4	4	4	4	4	4	4	100	A
EOL626	RN	4	4	4	4	4	4	4	100	A
EOL627	RN	4	4	4	4	4	4	4	100	A
EOL628	RN	4	3	4	4	4	4	4	78	B
EOL629	RN	4	4	4	4	4	4	4	100	A
EOL630	RN	4	3	4	4	4	4	4	78	B
EOL631	RN	4	1	4	4	4	4	4	78	B
EOL632	RN	4	3	4	4	4	4	4	78	B
EOL633	RN	4	1	4	4	4	4	4	78	B
EOL634	RN	4	4	4	4	4	4	4	100	A
EOL635	RN	4	1	4	4	4	4	4	78	B
EOL636	RN	3	3	4	4	4	4	4	60	C
EOL637	RN	4	1	4	4	4	4	4	78	B
EOL638	RN	4	4	4	4	4	4	4	100	A
EOL639	RN	4	1	4	4	4	4	4	78	B
EOL640	RN	4	1	4	4	4	4	4	78	B
EOL641	RN	4	3	4	4	4	4	4	78	B
EOL642	RN	4	1	4	4	4	1	1	67	C
EOL643	RN	4	4	4	4	4	4	4	100	A
EOL644	RN	4	3	4	4	4	4	4	78	B
EOL645	RN	4	1	4	4	3	4	4	76	B
EOL646	RN	4	3	4	4	3	4	4	71	B
EOL647	RN	4	4	4	4	3	4	4	93	A
EOL648	RN	4	3	4	4	3	4	4	71	B
EOL649	RN	4	3	4	4	3	4	4	71	B
EOL650	RN	4	4	4	4	3	4	4	93	A
EOL651	RN	4	4	4	4	3	4	4	93	A
EOL652	SE	2	1	1	1	1	1	4	10	E
EOL653	MA	4	1	4	4	4	4	4	78	B
EOL654	MA	3	1	4	4	4	4	4	72	B

EOL694	RS	4	4	4	4	4	4	4	100	A
EOL695	RS	4	4	4	4	4	4	4	100	A
EOL696	RS	4	4	4	4	4	4	4	100	A
EOL697	RS	4	4	4	4	4	4	4	100	A
EOL698	RS	4	4	4	4	4	4	4	100	A
EOL699	RS	4	4	4	4	4	4	4	100	A
EOL700	RS	4	4	4	4	4	4	4	100	A
EOL701	RS	4	4	4	4	4	4	4	100	A
EOL702	RS	3	3	4	4	4	4	4	60	C
EOL703	RS	2	3	4	4	4	4	4	71	B
EOL704	RS	3	3	4	4	4	4	4	60	C
EOL705	RS	2	1	4	4	4	4	4	66	C
EOL706	RS	3	1	4	4	4	4	4	72	B
EOL707	RS	3	4	4	4	4	4	4	82	B
EOL708	RS	3	4	4	4	4	4	4	82	B
EOL709	RS	3	4	4	4	4	4	4	82	B
EOL710	RS	2	1	4	4	4	4	4	66	C
EOL711	RS	2	4	4	4	4	4	4	82	B
EOL712	RS	2	4	4	4	4	4	4	82	B
EOL713	RS	3	4	4	4	4	4	4	82	B
EOL714	RS	3	4	4	4	4	4	4	82	B
EOL715	RS	3	4	4	4	4	4	4	82	B
EOL716	RS	3	4	4	4	4	4	4	82	B
EOL717	RS	3	4	4	4	4	4	4	82	B
EOL718	RS	3	3	3	1	1	4	4	61	C
EOL719	RS	3	4	4	4	4	4	4	82	B
EOL720	RS	2	1	4	4	4	4	4	66	C
EOL721	RS	3	4	4	4	4	4	4	82	B
EOL722	RS	3	4	4	4	4	4	4	82	B
EOL723	RS	4	4	4	4	4	4	4	100	A
EOL724	RS	4	4	4	4	4	4	4	100	A
EOL725	RS	4	4	4	4	4	4	4	100	A
EOL726	RS	3	1	4	4	4	4	4	72	B
EOL727	RS	3	4	4	4	4	4	4	82	B
EOL728	RS	3	4	4	4	4	4	4	82	B
EOL729	RS	3	4	4	4	4	4	4	82	B
EOL730	RS	3	4	4	4	4	4	4	82	B
EOL731	RS	3	4	4	4	4	4	4	82	B
EOL732	RS	3	4	4	1	4	1	4	80	B

EOL733	RS	3	4	4	4	4	4	4	82	B
EOL734	RS	3	4	4	4	4	4	4	82	B
EOL735	RS	3	4	4	4	4	4	4	82	B
EOL736	RS	3	4	4	4	4	4	4	82	B
EOL737	RS	3	4	4	4	4	4	4	82	B
EOL738	RS	3	4	4	4	4	4	4	82	B
EOL739	RS	3	4	4	4	4	4	4	82	B
EOL740	RS	3	4	4	4	4	4	4	82	B
EOL741	RS	3	4	4	4	4	4	4	82	B
EOL742	RS	3	4	4	4	4	4	4	82	B
EOL743	RS	3	4	4	4	4	4	4	82	B
EOL744	RS	3	4	4	4	4	4	4	82	B
EOL745	RS	3	4	4	4	4	4	4	82	B
EOL746	RS	3	4	4	4	4	4	4	82	B
EOL747	RS	3	4	4	4	4	4	4	82	B
EOL748	RS	3	4	4	4	4	4	4	82	B
EOL749	RS	3	4	4	4	4	4	4	82	B
EOL750	SC	2	1	4	4	4	4	4	66	C
EOL751	SC	3	4	4	4	4	4	4	82	B
EOL752	SC	3	4	4	4	4	4	4	82	B
EOL753	SC	2	4	4	4	4	4	4	82	B
EOL754	SC	3	4	4	4	4	4	4	82	B
EOL755	SC	3	4	4	4	4	4	4	82	B
EOL756	SC	3	4	4	4	4	4	4	82	B
EOL757	SC	2	4	4	4	4	4	4	82	B
EOL758	SC	2	3	4	4	4	4	4	71	B
EOL759	SC	3	4	4	4	4	4	4	82	B
EOL760	SC	2	4	4	4	4	4	4	82	B
EOL761	SC	1	1	4	4	4	4	4	60	C
